



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**DISEÑO, MONTAJE E INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO DE UN SISTEMA DE
DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A UN VOLTAJE NOMINAL
DE $-48V_{DC}$ EN SITIOS TÍPICOS DE TELECOMUNICACIONES**

Carlos Adrián Rivas de León

Asesorado por el Ing. Juan José Ramírez Estrada

Guatemala, septiembre de 2016

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO, MONTAJE E INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO DE UN SISTEMA DE
DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A UN VOLTAJE NOMINAL
DE -48V_{DC} EN SITIOS TÍPICOS DE TELECOMUNICACIONES**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

CARLOS ADRIÁN RIVAS DE LEÓN

ASESORADO POR EL ING. JUAN JOSÉ RAMÍREZ ESTRADA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

GUATEMALA, SEPTIEMBRE DE 2016

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Raúl Eduardo Ticún Córdova
VOCAL V	Br. Henry Fernando Duarte García
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

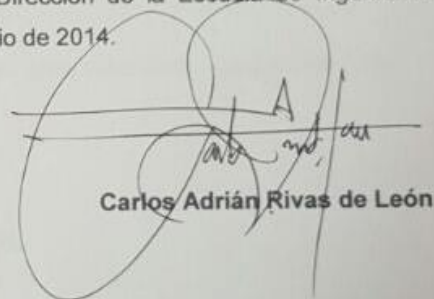
DECANO	Ing. Murphy Olympo Paz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Francisco Javier González López
EXAMINADOR	Ing. Saúl Cabezas Durán
EXAMINADOR	Ing. Carlos Aníbal Chicojay Coloma
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la Ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**DISEÑO, MONTAJE E INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO DE UN SISTEMA DE
DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A UN VOLTAJE NOMINAL
DE -48V_{DC} EN SITIOS TÍPICOS DE TELECOMUNICACIONES**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 10 de junio de 2014.



Carlos Adrián Rivas de León

Guatemala, 11 de Noviembre del 2015

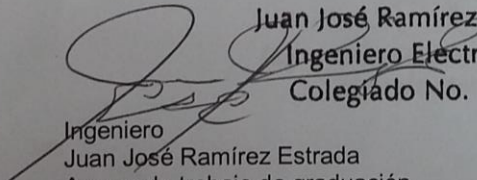
Ingeniero
Otto Fernando Andrino González
Coordinador del Área de Electrotecnia
Escuela de Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Estimado Ingeniero Andrino:

De acuerdo con la designación efectuada por La Escuela en sesión de Coordinadores y notificada a mi persona a través de la carta con referencia EIME 102. 2014 y fecha 10 de Junio del 2014, me permito informarle que he procedido con la asesoría del trabajo de graduación titulado "**DISEÑO, MONTAJE E INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A UN VOLTAJE NOMINAL DE -48V_{DC} EN SITIOS TÍPICOS DE TELECOMUNICACIONES**", desarrollado por el estudiante **CARLOS ADRIAN RIVAS DE LEÓN** con carné número **2002 – 12437** y, encontrándolo satisfactorio en su contenido y conclusiones, me permito dar aprobación al mismo, remitiéndolo a esa Coordinación para el tramite pertinente, en el entendido de que tanto el estudiando y el asesor somos responsables del contenido de este trabajo de graduación.

Agradeciendo la atención a la presente, me es grato suscribirme, deseándole éxitos en sus labores cotidianas.

Atentamente,


Juan José Ramírez Estrada
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 2199

Ingeniero
Juan José Ramírez Estrada
Asesor de trabajo de graduación
Colegiado 2199

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

Ref. EIME 35. 2016.
Guatemala, 30 de MAYO 2016.

Señor Director
Ing. Francisco Javier González López
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**DISEÑO, MONTAJE E INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO DE
UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A
UN VOLTAJE NOMINAL DE -48V_{DC} EN SITIOS TÍPICOS DE
TELECOMUNICACIONES** del estudiante **Carlos Adrián Rivas de León,**
que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
DIRECCIÓN Y ENSEÑANZA A TODOS

Ing. **Otto Fernando Andriano González**
Coordinador Área Electrotécnica



SFO

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 35. 2016.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; CARLOS ADRIÁN RIVAS DE LEÓN , titulado: DISEÑO, MONTAJE E INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A UN VOLTAJE NOMINAL DE $-48V_{DC}$ EN SITIOS TÍPICOS DE TELECOMUNICACIONES, procede a la autorización del mismo.

Ing. Francisco Javier González López



GUATEMALA, 1 DE AGOSTO 2,016.

Universidad de San Carlos
de Guatemala

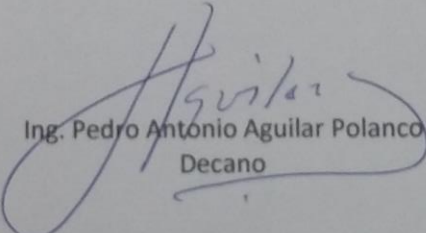


Facultad de Ingeniería
Decanato

DTG. 461.2016

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **DISEÑO, MONTAJE E INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A UN VOLTAJE NOMINAL DE $-48V_{DC}$ EN SITIOS TÍPICOS DE TELECOMUNICACIONES**, presentado por el estudiante universitario: **Carlos Adrián Rivas de León**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:


Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano

Guatemala, septiembre de 2016



/gdech

ACTO QUE DEDICO A:

Dios

Por darme la bendición de vivir y guía en cada paso a lo largo de mi vida. Por ser una importante influencia en mi carrera profesional.

Mis padres

Edgar Rivas e Irma de León, les agradezco su apoyo, su guía y confianza en la realización de mis sueños. Soy afortunado por contar siempre con su amor, comprensión y ejemplo. Este logro también es suyo.

Mis hermanos

Por la amistad, el amor y el apoyo incondicional que siempre me han dado.

Amanda, Alejandro, Luis Eduardo, Juan Pablo, Mario e Iván

Ustedes han enriquecido mi vida con su alegría y cariño. Gracias por estar siempre ahí.

Felipe, Saulo, Chepe, Rudy, Largo, Marvin, Javier

Y a todos aquellos con los que viví la ardua tarea de crecer a través del esfuerzo y la dedicación diaria para alcanzar nuestros sueños. Han sido fuente de inspiración y muchos de ustedes fueron parte de los cimientos que sustentan lo que hoy es mi vida profesional.

AGRADECIMIENTOS A:

**Universidad de
San Carlos de
Guatemala**

En especial a la Facultad de Ingeniería, por ser como mi segundo hogar, el cual fomentó lo que soy, un profesional en pro del desarrollo de nuestra bella Guatemala.

Catedráticos

Que compartieron conmigo sus conocimientos y su amor por la ingeniería mecánica eléctrica.

**Ing. Juan José Ramírez
Estrada**

Quien a través de su conocimiento y experiencia me acompañó forjando las bases de lo que hoy presento como trabajo de graduación.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	IX
LISTA DE SÍMBOLOS	XVII
GLOSARIO	XIX
RESUMEN.....	XXVII
OBJETIVOS.....	XXIX
INTRODUCCIÓN.....	XXXI
1. ARQUITECTURA Y COMPONENTES BÁSICOS.....	1
1.1. Historia.....	1
1.2. Telecomunicaciones	3
1.2.1. Arquitectura general	3
1.2.2. Componentes	5
1.2.2.1. Fuentes de alimentación.....	6
1.2.2.1.1. Alimentación primaria.....	6
1.2.2.1.2. Alimentación secundaria ...	8
1.2.2.1.3. Voltaje, corriente y	
frecuencia	10
1.2.2.2. Rectificadores	10
1.2.2.2.1. Voltaje y corriente	11
1.2.2.2.2. Tecnología	13
1.2.2.2.3. Características técnicas ..	21
1.2.2.2.4. Operación	28
1.2.2.3. Baterías.....	29
1.2.2.4. Barras de carga y descarga	31
1.2.2.4.1. Resistencia de <i>shunt</i>	34

	1.2.2.4.2.	Dispositivo de desconexión por bajo voltaje (LVD)	35
	1.2.2.5.	Cuadros de distribución de cargas de equipos de servicios	38
	1.2.2.6.	Convertidores DC – DC	39
	1.2.2.7.	Inversores.....	48
	1.2.2.8.	Carga (<i>loads</i>).....	53
	1.2.2.8.1.	Corriente alterna (CA).....	54
	1.2.2.8.2.	Corriente directa (DC).....	55
1.2.3.		Sistema de puesta a tierra	59
	1.2.3.1.	Sistema de puesta a tierra externo	59
	1.2.3.2.	Sistema de puesta a tierra interno.....	60
	1.2.3.2.1.	Barra maestra de sistema de puesta a tierra.....	61
	1.2.3.2.2.	Barra de puesta a tierra secundario	63
	1.2.3.2.3.	Barra de puesta a tierra de estructuras o marcos de soporte.....	65
	1.2.3.2.4.	Conductor de puesta a tierra	66
	1.2.3.2.5.	Conductor de puesta a tierra de perímetro interno.....	68
1.2.4.		Monitoreo y control.....	71
	1.2.4.1.	Estructura	73
	1.2.4.2.	Componentes	73
	1.2.4.2.1.	Primer nivel.....	74
	1.2.4.2.2.	Segundo nivel.....	76

	1.2.4.2.3.	Tercer nivel	79
	1.2.4.3.	Network Operations Center (NOC)	81
	1.2.4.4.	Estandarización	82
	1.2.5.	Estándares, normas y prácticas comunes	83
1.3.		Otras aplicaciones	84
	1.3.1.	Vehículos y navíos.....	84
	1.3.2.	Tracción e impulso.....	85
	1.3.3.	Transmisión y distribución de energía eléctrica (HVDC)	86
2.		BATERÍAS	89
	2.1.	Tecnología	90
	2.1.1.	Plomo ácido.....	90
	2.1.2.	Tipos.....	92
	2.1.2.1.	Ventiladas (VLA)	93
	2.1.2.2.	Válvula regulada (VRLA).....	95
	2.1.3.	Electroquímica.....	100
	2.2.	Características técnicas	110
	2.2.1.	Voltaje.....	110
	2.2.1.1.	Gravedad específica	110
	2.2.1.2.	Flotación y ecualización	112
	2.2.2.	Ciclos de carga y descarga	117
	2.2.3.	Factor de descarga.....	123
	2.2.4.	Autodescarga	125
	2.2.5.	Sobrecarga	126
	2.2.6.	Temperatura	126
	2.2.7.	Eficiencia	128
	2.3.	Vida útil	129
	2.3.1.	<i>End – of – life</i>	129

2.3.2.	Mecanismos de falla.....	133
2.3.2.1.	Envejecimiento típico de baterías tipo VLA	135
2.3.2.2.	Mecanismos de falla de baterías tipo VRLA	138
2.4.	Estructura	145
3.	DISEÑO, MONTAJE E INSTALACIÓN.....	151
3.1.	Metodología	151
3.1.1.	Preparación	154
3.1.1.1.	Definición de la vida útil y planificación del sitio de telecomunicaciones	154
3.1.1.2.	Recopilación de datos	157
3.1.1.3.	Definición de requerimientos	157
3.1.1.3.1.	Voltaje y rangos de operación	157
3.1.1.3.2.	Estado y estimación de la carga	159
3.1.2.	Ejecución.....	163
3.1.2.1.	Baterías	163
3.1.2.1.1.	Tipo de tecnología	163
3.1.2.1.2.	Capacidad	163
3.1.2.1.3.	Número de bancos de baterías.....	176
3.1.2.1.4.	Estructura de soporte	184
3.1.2.1.5.	HV _{AC}	186
3.1.2.2.	Rectificadores.....	197
3.1.2.2.1.	Tecnología	198

	3.1.2.2.2.	Capacidad.....	199
	3.1.2.2.3.	Cantidad de rectificadores.....	203
	3.1.2.2.4.	Circuitos eléctricos	204
3.1.2.3.		Barras de carga y descarga	207
	3.1.2.3.1.	Voltaje nominal	208
	3.1.2.3.2.	Capacidad de barras de carga y descarga.....	208
	3.1.2.3.3.	Resistencia de <i>Shunt</i>	211
	3.1.2.3.4.	Dispositivo de desconexión por bajo voltaje (LVD)	212
	3.1.2.3.5.	Monitoreo y control.....	213
3.1.2.4.		Cuadros de distribución de carga	219
	3.1.2.4.1.	Primaria.....	219
	3.1.2.4.2.	Secundaria.....	221
3.1.2.5.		Convertidores de voltaje	222
	3.1.2.5.1.	Convertidores DC – DC.....	222
	3.1.2.5.2.	Inversores	224
3.1.2.6.		Circuitos eléctricos.....	230
	3.1.2.6.1.	Temperatura	231
	3.1.2.6.2.	Caída de voltaje	232
	3.1.2.6.3.	Ampacidad.....	241
	3.1.2.6.4.	Factor de corrección de temperatura.....	297
	3.1.2.6.5.	Protección por sobrecorriente	300

	3.1.2.6.6.	Estructura de soporte (escaleras).....	317
	3.1.2.7.	Sistema de puesta a tierra.....	325
4.		MANTENIMIENTO.....	331
4.1.		Consideraciones generales	331
4.2.		Rutina de mantenimiento de componentes críticos	332
4.2.1.		Rectificadores y convertidores DC – DC	332
	4.2.1.1.	Rutina de mantenimiento anual	332
	4.2.1.2.	Pruebas básicas	335
4.2.2.		Inversores	338
	4.2.2.1.	Rutina de mantenimiento anual	338
4.2.3.		Baterías.....	339
	4.2.3.1.	Consideraciones generales	340
	4.2.3.2.	Equipo de medición y prueba	340
	4.2.3.3.	Herramientas y equipo de limpieza	341
	4.2.3.4.	Seguridad	342
	4.2.3.5.	Pruebas y mediciones	345
	4.2.3.5.1.	Voltaje.....	345
	4.2.3.5.2.	Temperatura	347
	4.2.3.5.3.	Resistencia	348
	4.2.3.5.4.	Conductancia.....	353
	4.2.3.6.	Rutinas de mantenimiento mensual, trimestral y anual	354
	4.2.3.7.	Requerimientos específicos.....	355
	4.2.3.7.1.	Tipo VLA.....	356
	4.2.3.7.2.	Tipo VRLA	370
		CONCLUSIONES.....	375

RECOMENDACIONES.....	381
BIBLIOGRAFÍA.....	383
APÉNDICE.....	389

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Distribución de energía eléctrica AC y DC	4
2.	Configuración de redundancia $N+1$	11
3.	Trasformador eléctrico ferroresonante	14
4.	Circuito de control de fase a través de TRIACs	15
5.	Rectificador modular de conmutación de alta frecuencia.....	17
6.	Arreglo <i>push – pull</i> de <i>FETs</i>	18
7.	Eficiencia y factor de potencia en rectificadores	25
8.	Compensación de temperatura en etapa de carga	26
9.	Voltaje de batería en función de la temperatura	28
10.	Barras de carga y descarga con LVD y resistencia de <i>Shunt</i>	32
11.	Barra auxiliar para conexión de terminales de rectificadores y banco de baterías	33
12.	Resistencia de <i>shunt</i>	35
13.	LVD individuales para ramales de la barra de descarga y discriminación de carga	37
14.	Resistencias de <i>shunt</i> en cuadros de distribución principal.....	39
15.	Convertidor de voltaje DC – DC.....	41
16.	Circuito eléctrico de un convertidor DC – DC	42
17.	Barra común para convertidores DC – DC	44
18.	Barras distribuidas para convertidores DC – DC	46
19.	Configuración de inversores	50
20.	Configuración redundante.....	51
21.	Inversor.....	52

22.	Modulación de ancho de banda y frecuencia de pulsos	53
23.	Clasificación de las cargas de CA	54
24.	Carga de servicios de equipos tipo resistivo	56
25.	Carga de servicios de equipos de tipo de flujo de corriente constante.....	57
26.	Carga de servicios de equipos de tipo de potencia constante.....	58
27.	Punto común de puesta a tierra	60
28.	Sistema de puesta a tierra interno.....	61
29.	Barra maestra de puesta a tierra típica	62
30.	Secuencia u orden de conexión PANI en barras maestra de puesta a tierra	64
31.	Barra de puesta a tierra secundaria	65
32.	Métodos aceptables de conexión de conductores de puesta a tierra en estructura o marcos de soporte y bahías	69
33.	Conductor de puesta a tierra de perímetro interno	70
34.	Estructura típica de control y monitoreo	72
35.	Baterías	89
36.	Baterías de plomo ácido tipo VLA	93
37.	Baterías de tipo de plomo ácido tipo SLA.....	96
38.	Circuito eléctrico de la etapa de descarga de una batería.....	102
39.	Etapas de carga y descarga de una batería	109
40.	Curva de periodo de descarga	117
41.	Variación de voltaje y gravedad específica de una batería durante las etapas de descarga y carga.....	119
42.	Curva de carga y descarga para una serie de baterías de tipo VLA a 25 °C para un voltaje de corte de 1,75V _{DC} y una velocidad de descarga de 8 horas.....	121
43.	Capacidad nominal de placa de datos para baterías de plomo ácido en función de la velocidad de descarga.....	122

44.	Factor de descarga para baterías de tipo VLA y VRLA	124
45.	Relación de capacidad y temperatura de una batería	127
46.	Punto de congelamiento y la gravedad específica.....	128
47.	Rendimiento de baterías de tipo VLA y VRLA ante periodos intermitentes de descarga.....	132
48.	Pérdida de capacidad por ciclos de carga y descarga a una profundidad del 80 % para baterías de tipo VRLA.....	133
49.	Mecanismos de falla en baterías	134
50.	Tiempo de vida útil ideal	137
51.	Vida útil de una batería plomo ácido estacionaria	139
52.	Curva de polaridad de celdas en baterías de tipo VRLA	142
53.	Corrosión de los conectores del polo negativo	145
54.	Secuencia de la metodología de diseño	152
55.	Planta de un sitio de telecomunicaciones tipo caseta.....	153
56.	Evolución de la tecnología móvil en las telecomunicaciones.....	161
57.	Caída de voltaje entre los bancos de baterías y la carga de equipos de servicios	168
58.	Circuitos eléctricos del banco de baterías, el cuadro de distribución primaria y secundaria	171
59.	Curva de factor de descarga.....	173
60.	Factor de temperatura	175
61.	Estructura antisísmica para bancos de baterías plomo ácido de tipo VRLA.....	185
62.	Distribución de espacio de montaje e instalación de bancos de baterías de ácido ≥ 150 Ah	186
63.	Cubierta plástica para aislamiento eléctrico y mecánico de banco de baterías de plomo ácido.....	187
64.	Ventilación de cuarto de montaje e instalación de baterías de plomo ácido tipo VLA o VRLA.....	194

65.	Configuración de circuitos eléctricos de energía eléctrica AC de alimentación de rectificadores	206
66.	Gabinetes (<i>Powerboard</i>)	209
67.	Monitoreo y control de la bahía principal o auxiliar	215
68.	Fusible indicador de alarma	218
69.	Tablero de distribución de energía eléctrica AC para inversores	229
70.	Circuitos eléctricos para conexión de componentes y cargas de equipos de servicios	232
71.	Trayectoria de cableado	234
72.	Configuración de montaje e instalación en escalerilla	246
73.	Diagrama de flujo de la disipación de calor unidimensional	263
74.	Configuración de aire libre donde $d_a < D$	272
75.	Conductores de calibre 750 kcmil apilados en 3 capas	273
76.	Emisividad de una barra individual y conjuntos en paralelo	294
77.	Sección de unión o acople doblada tipo Z	296
78.	Flujo de corriente de falla de corto circuito y capacidad de batería en Ah	301
79.	Flujo de corriente de falla	305
80.	Circuito eléctrico equivalente de un sistema de distribución de energía eléctrica a +24 o -48 V _{DC}	306
81.	Escenarios de falla típicos	307
82.	Coordinación selectiva de fusible – fusible	316
83.	Coordinación selectiva de interruptor – interruptor	317
84.	Coordinación selectiva de fusible – interruptor	318
85.	Escalerilla	319
86.	Diagrama de distribución de fuerzas sobre la sección longitudinal de una escalerilla	321
87.	Deformación por flexión o pandeo de una escalerilla de $\frac{3}{8}$ pulgadas × 2,0 pulgadas sólida	323

88.	Herramientas y equipo de limpieza.....	344
89.	Equipo de levantamiento para baterías	346
90.	Configuración de bornes y terminales de conexión de puentes en baterías.....	350
91.	Métodos apropiados y no apropiados de medición de resistencia.....	352

TABLAS

I.	Valores de voltaje nominal y rangos de operación.....	12
II.	Diferencias entre generaciones de rectificadores modulares de conmutación de alta frecuencia	19
III.	Características electromagnéticas	20
IV.	Regulación de voltaje en rectificadores.....	22
V.	Valores mínimos permisibles de factor de potencia	24
VI.	Tipos de baterías según su tiempo de respaldo.....	30
VII.	Dimensiones típicas de barras	34
VIII.	Especificaciones y requerimientos de barras maestra de puesta a tierra	63
IX.	Voltaje de flotación y equalización.....	116
X.	Capacidad en ampere – hora y número de celdas para una serie de baterías de tipo VLA a 25°C para un voltaje de corte de $1,75 V_{DC}$ y una velocidad de descarga de 8 horas ..	120
XI.	Distribución en peso de cada componente de una batería	146
XII.	LOI de diferentes tipos de plásticos	149
XIII.	Valor de los coeficientes	172
XIV.	Inversión y gasto de operación y mantenimiento de baterías de plomo ácido tipo VLA y VRLA	182
XV.	Flujo de corriente en etapa de flotación para baterías de diferente tecnología a plena carga	189

XVI.	Valores de ajuste para alarmas de estado (baterías de plomo ácido tipo VRLA) a 25 °C sin compensación de temperatura de carga.....	216
XVII.	Valores de ajuste para alarmas de estado (baterías de plomo ácido de tipo VRLA) a 25 °C con compensación de temperatura de carga.....	217
XVIII.	Valores de ajuste para alarmas de estado (baterías de plomo calcio tipo VLA) a 25°C	218
XIX.	Derrateo de dispositivos de protección contra sobrecorriente	221
XX.	Caída de voltaje en circuitos eléctricos asociados a los convertidores DC – DC	224
XXI.	Datos de placa de equipos de servicios varios para dimensionamiento de inversores	227
XXII.	Temperatura, ampacidad y caída de voltaje	231
XXIII.	Caída de voltaje en circuitos eléctricos típicos.....	236
XXIV.	Propiedades del aislamiento en conductores	255
XXV.	Propiedades básicas de conductores Clase B (alambre de hilo grueso concéntrico, ASTM B8 – 04)	258
XXVI.	Valores permisibles de flujo calórico emitido para una temperatura de medio ambiente de 30 °C y temperatura máxima de operación del grupo de conductores apilados en capas o tendidos al azar de 75 °C y 90°C	276
XXVII.	Factor de diversidad de carga.....	279
XXVIII.	Factor de multiplicación de ampacidad para barras de cobre en paralelo de espaciamiento igual a su espesor	292
XXIX.	Emisividad de barras de cobre con diferente acabado	293
XXX.	Factor de corrección de temperatura	299
XXXI.	Peso de escalerillas para conductores	320

XXXII.	Distribución de carga máxima permisible para una escalerilla de $\frac{3}{8}$ pulgadas \times 2,0 pulgadas sólida y un factor de seguridad de 2,0	322
XXXIII.	Altura máxima de apilamiento de conductores en escalerilla	324
XXXIV.	Distribución de carga máxima permisible para escalerillas de diferentes dimensiones	324
XXXV.	Distancia entre puntos de soporte y anclaje en función de la carga máxima total permisible	325
XXXVI.	Calibre de conductor de puesta a tierra en función de su longitud y la ampacidad nominal del dispositivo de protección por sobrecorriente	327
XXXVII.	Calibre de conductor de puesta a tierra en función de su longitud en estructuras o marcos de soporte o gabinetes.....	328
XXXVIII.	Conexión al sistema de puesta a tierra interno desde un ítem a tierra física	329
XXXIX.	Conductancia	355
XL.	Valores de voltaje de flotación y ecualización típicos a 25 °C para baterías de plomo ácido tipo VLA	360
XLI.	Condiciones bajo las cuales se aplica una carga de ecualización	361
XLII.	Duración típica del periodo de carga de ecualización	363
XLIII.	Factor de corrección de temperatura de pruebas de capacidad	367
XLIV.	Voltaje de flotación y ecualización a 25 °C de baterías de tipo VRLA	371

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Amperio
Ah	Amperio – hora
Δ	Delta
°C	Grado Celsius
°F	Grado Fahrenheit
Hz	Hercios
Kg	Kilogramo
mm	Milímetro
%	Porcentaje
in	Pulgada
W	Vatio

GLOSARIO

ATS	Interrupor de transferencia automática (<i>automatic transfer switch</i>), es un interruptor que conmuta entre dos fuentes de alimentación de energía eléctrica para alimentar una carga.
Bus CAN	CAN (del acrónimo del inglés <i>controller area network</i>) es un protocolo de comunicaciones basado en una topología bus para la transmisión de mensajes en entornos distribuidos la cual ofrece una solución a la comunicación entre múltiples CPU (Unidades centrales de proceso).
CO₂	El dióxido de carbono es un gas incoloro, inoloro y vital para la vida en la Tierra. Este compuesto químico encontrado en la naturaleza está compuesto de un átomo de carbono unido con sendos enlaces covalentes dobles a dos átomos de oxígeno.
CM	En electricidad, un circular mil es unidad equivalente al área de un círculo con un diámetro de una milésima de pulgada el cual especifica el diámetro de un cable conductor.

Ecuación	Es un método de carga cuyo fin es devolverle a las baterías su capacidad de almacenamiento, aumentar la eficiencia y extender la vida útil.
Electroquímica	Rama de la química que estudia las reacciones químicas que se dan en la interfaz de un conductor eléctrico y un conductor iónico, pudiendo ser este último una disolución y en algunos casos un sólido.
Escalabilidad	En telecomunicaciones, la escalabilidad es la propiedad deseable de un componente, sistema, red o proceso que indica la habilidad para reaccionar y adaptarse sin perder eficiencia o bien manejar un crecimiento continuo de manera fluida, o bien ser capaz de crecer sin perder el nivel de disponibilidad en los servicios de telecomunicaciones.
FET	El transistor de efecto de campo (<i>field – effect transistor</i> , en inglés) es un transistor que basa su operación al campo eléctrico para controlar la conductividad de un canal en un material semiconductor.
Firmware	Bloque de instrucciones de máquina para propósitos específicos, grabado en una memoria, normalmente de lectura/escritura, que establece la lógica de más bajo nivel que controla los circuitos electrónicos de un dispositivo de cualquier tipo.

Flotación	Se considera un estado de flotación a aquel en el que se alimenta la carga de equipos de servicios de telecomunicaciones y a su vez se mantienen las baterías a un nivel de voltaje constante para evitar corrosión y sulfatación en condiciones normales de operación.
HV_{AC}	Del inglés: <i>heating, ventilating and air conditioning</i> , define la acción de crear las condiciones de temperatura, humedad y limpieza del aire adecuados para una área en específico.
HVDC	Corriente continua de alta tensión, HVDC, del inglés: <i>high voltage direct current</i> , es un sistema de transporte y distribución de energía eléctrica utilizada en largas distancias.
LEXAN	La resina de policarbonato es un termoplástico técnico amorfo, caracterizado por sus excepcionales propiedades térmicas, eléctricas, ópticas y mecánicas.
LOI	El índice límite de oxígeno (LOI) se define como el porcentaje mínimo de oxígeno del ambiente necesario para que se mantenga la combustión de un material en particular, de forma continua, una vez la fuente de llama se haya retirado.
LUCITE	Dentro de los plásticos de ingeniería puede

encontrarse como polimetilmetacrilato, también conocido por sus siglas PMMA. Se destaca frente a otros plásticos en cuanto a resistencia a la intemperie, transparencia y resistencia al rayado. El LUCITE destaca como una marca comercial.

Modularidad

Unión de varias partes que interactúan entre sí y que trabajan para alcanzar un objetivo común, realizando cada una de ellas una tarea necesaria para la consecución de dicho objetivo. Cada una de esas partes en que se encuentre dividido el sistema recibe el nombre de módulo. Idealmente un módulo debe cumplir las condiciones de caja negra, es decir, ser independiente del resto de los módulos y comunicarse con ellos (con todos o solo con una parte), a través de entradas y salidas bien definidas.

MTTR

Del inglés: *mean time to repair*

NIC

Tarjeta de interfaz de red, del inglés: *network interface card*, es el periférico que actúa como de interconexión entre aparatos y dispositivos y una red de comunicación Ethernet.

NiMH

Una batería de níquel-metal hidruro o de níquel-hidruro metálico (NiMH), es un tipo de batería recargable que utiliza un ánodo de oxihidróxido de níquel (NiOOH), como en la batería de níquel cadmio, pero el cátodo es de aleación de hidruro metálico.

Esto permite eliminar el cadmio, reduciendo el costo de la batería, así como el impacto al medio ambiente. Asimismo, posee mayor capacidad de carga (entre dos y tres veces más que una batería de NiCd del mismo tamaño y peso) y un menor efecto memoria.

NOC	Centro de control de redes, NOC, del inglés: <i>network operations center</i> , es uno o más sitios desde los cuales se efectúa el monitoreo y control de las redes de telecomunicaciones.
PEM	Células de combustible de membrana de intercambio de protones.
Rms	<i>Root mean square</i> , es el valor de voltaje o corriente eléctrica en AC que produce el mismo efecto de disipación de calor que su equivalente de voltaje o corriente en DC.
SCR	Rectificador controlado de silicio (<i>silicon controlled rectifier</i>), es un tipo de tiristor formado por cuatro capas de material semiconductor con estructura PNPN o bien NPNP. El nombre proviene de la unión de Tiratrón (<i>tyratron</i>) y Transistor.
Sílice	Forma granular y porosa de dióxido de silicio fabricado de forma sintética a partir de silicato de sódico.

Standby

En electricidad se denomina *standby* al estatus de un componente el cual consume energía eléctrica pero no realiza operación alguna hasta que no se le indique lo contrario.

Switchboard

En electricidad, un *switchboard* es un componente de un sistema de distribución de energía eléctrica de baja tensión el cual divide una fuente de alimentación de energía eléctrica en varios circuitos eléctricos proveyendo a los mismos elementos de protección eléctrica (fusible, interruptores termomagnéticos, entre otros), en un mismo recinto.

Switchgear

En electricidad, un *switchgear* es un componente de un sistema de distribución de energía eléctrica de media tensión el cual es una combinación de elementos de protección y seccionamiento usado para protección, control y medición aguas debajo de una instalación de energía eléctrica.

Shunt

En electricidad, un *shunt* es una carga resistiva a través de la cual se deriva una corriente eléctrica.

SPV

Solar photovoltaic voltage, es una fuente de energía eléctrica de origen renovable obtenida directamente de la radiación solar mediante un elemento semiconductor denominado célula fotovoltaica.

Tiristor	Componente electrónico constituido por elementos semiconductores que utiliza realimentación interna para producir una conmutación.
TRIACS	Un TRIAC o tríodo para corriente alterna es un dispositivo semiconductor, de la familia de los tiristores. La diferencia con un tiristor es que este es unidireccional y el TRIAC es bidireccional.
TSP	Proveedor de servicios de telecomunicaciones <i>telecommunications service provider (TSP)</i> .
UPS	<i>Uninterruptible power supply</i> se define como un componente que opera como respaldo ante fallas de energía eléctrica proveyendo la misma a través de baterías durante un tiempo limitado a cargas de calificadas como críticas.
V_{AC}	Voltaje de corriente alterna
V_{DC}	Voltaje de corriente continúa
WTG	<i>Wing turbine generator</i> es una turbina eólica o turbina de viento accionada por la energía eólica para producir energía eléctrica.

RESUMEN

Actualmente, las telecomunicaciones son un motor importante en el desarrollo de una sociedad. La comunicación efectiva, sin importar el medio es un bien común que ha acercado a la humanidad haciendo más fácil el intercambio de información y por ende la explotación de la misma.

Debido a esto las TPS han ido evolucionado en función de la tecnología, tratando de alcanzar niveles de continuidad, disponibilidad y autonomía de los diferentes tipos de servicios de telecomunicaciones, debido al impacto que representa una falta de comunicación en el día a día del ser humano.

Un sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de $-48 V_{DC}$, común en las TPS, suele componerse de fuentes de alimentación de energía eléctrica primaria y secundaria, rectificadores, inversores, cuadros de distribución principal y/o secundaria, bancos de baterías, protecciones eléctricas, sistema de puesta a tierra, entre otros.

En este sentido se puede decir que el sistema de distribución de energía eléctrica (ya sea en AC o DC, cualquier nivel de voltaje y consumo de flujo de corriente) es el corazón de un sitio típico de telecomunicaciones, donde características como, robustez, confiabilidad, continuidad, autonomía, tiempo de respuesta ante fallas, redundancia, entre otros se vuelven importantes dentro del proceso de diseño e ingeniería, así como también durante la operación y mantenimiento de este.

OBJETIVOS

General

Desarrollar un documento de referencia para diseño, instalación y mantenimiento de un sistema de distribución de energía eléctrica a un voltaje nominal de $-48V_{DC}$ de sitios típicos en las telecomunicaciones.

Específicos

1. Establecer criterios básicos para diseñar componentes y circuitos eléctricos de un sistema de distribución de energía eléctrica a un voltaje nominal de $-48 V_{DC}$ que cumplan con los estándares requeridos de disponibilidad y continuidad de los servicios de telecomunicaciones.
2. Elaborar guías de montaje e instalación de los componentes de un sistema de distribución de energía eléctrica a un voltaje nominal de $-48 V_{DC}$, así como de los circuitos eléctricos asociados, para sitios típicos en redes de telecomunicaciones en función de las normas y estándares vigentes de la industria.
3. Describir las rutinas de mantenimiento preventivo y predictivo que actualmente, permiten aumentar la vida útil de los componentes más críticos de un sistema de distribución de energía eléctrica a un voltaje nominal de $-48 V_{DC}$, de un sitio típico de telecomunicaciones.

INTRODUCCIÓN

Dos de los principales motores de la sociedad, respecto al acceso a la información, han sido, sin duda, el internet y las comunicaciones móviles. Dejando a un lado la evidente influencia de ambas tecnologías, el cambio que ha provocado la introducción de la movilidad en el sector de las telecomunicaciones ha sido crítica, no solo por la extensión de la posibilidad de la comunicación en cualquier momento y en cualquier lugar, sino por la propia evolución en la naturaleza de la comunicación entre los seres humanos.

El impacto de la movilidad en las telecomunicaciones ha hecho que la infraestructura de las instalaciones eléctricas en general requieran características específicas que permitan, disponibilidad las 24 horas del día, 365 días del año.

Las telecomunicaciones han optado por un sistema de distribución de energía eléctrica a un voltaje nominal de $-48V_{DC}$. Este tipo de instalaciones eléctricas han permitido que la disponibilidad del servicio se mantenga constante, el simple hecho de utilizar una instalación eléctrica con un voltaje de operación nominal de $-48V_{DC}$, permite configuraciones alternativas de alto rendimiento ante perturbaciones en el suministro de energía eléctrica comercial.

Es por esto que conocer la forma de operación de una instalación eléctrica a un voltaje nominal de $-48V_{DC}$ de un sitio típico de telecomunicaciones toma un papel importante. Establecer diseños que persigan el objetivo de disponibilidad plena que demanda el mercado de las telecomunicaciones, cumplir con estándares de la instalación eléctrica propiamente dicho y tener

rutinas de mantenimiento correctivo programado, preventivo y/o predictivo es el objetivo de este trabajo de graduación.

Los interesados en este trabajo de graduación encontrarán una guía de qué criterios a tomar en cuenta, aunque siempre abiertos a discusión según la experiencia del lector, en cada una de las etapas que comprende la implementación de un sistema de distribución de energía eléctrica a un voltaje nominal de $-48V_{DC}$ para un sitio típico de telecomunicaciones.

1. ARQUITECTURA Y COMPONENTES BÁSICOS

1.1. Historia

Al final del siglo XIX la denominada War of Currents entre Thomas Alva Edison y George Westinghouse tenía lugar en Estados Unidos con el afán de tener el control del incipiente mercado de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Edison y J.P. Morgan trabajaban en la promoción de un sistema de distribución de energía eléctrica de corriente directa (DC) y Westinghouse y Nikola Tesla trabajaban en un sistema de distribución de energía eléctrica de corriente alterna (AC). Todos saben quién ganó esta guerra de características técnico – económicas, pero ¿Es la corriente alterna la mejor opción para el siglo XXI?

Cuando la guerra empezó las ciudades eran iluminadas a través de lámparas de gas de keroseno o de arco eléctrico alimentados por dinamos de DC. El arco eléctrico era producido entre dos carbonillos el cual generaba una luz destellante entre una llama y humos tóxicos y los carbonillos necesitaban ser reemplazados de forma periódica. Las lámparas de arco eléctrico eran comúnmente usadas para calles y lugares de gran tamaño como una estación de tren.

Thomas Alva Edison vio la posibilidad de reemplazar las lámparas de arco eléctrico por incandescentes, fue el primero en patentar una bombilla de filamento de carbono, la patentó el 27 de enero de 1880 (n.º 285.898). Edison, a través de General Electric, desarrolló las dinamos de DC de voltaje constante a su salida, medición, *sockets* de lámpara, equipo de conmutación y fusible.

El primer sistema de iluminación con lámparas incandescentes y una central de generación de energía eléctrica de DC, fue puesto en funcionamiento para el viaducto de Holborn en Londres, Inglaterra a principios de enero de 1882. El proyecto más conocido de Edison fue el implementado en septiembre de 1882 en la estación de tren de Pearl Street en New York, Estados Unidos.

El éxito de Edison y su sistema de iluminación de lámpara incandescente, tanto en Inglaterra como en Estados Unidos, resultó en la implementación en varias ciudades. Este sistema presentaba algunos inconvenientes, operaba a un nivel de voltaje DC bajo, entre 100 o 110 V_{DC}, lo cual se traducía en pequeños sistemas aislados para reducir las pérdidas. Un sistema grande utilizaría una cantidad grande de cobre, haciéndolo poco viable.

En 1881 el primer transformador de potencia fue presentado en Londres, Inglaterra por Lucien Gaulard y John Gibbs y atrajo el interés de Westinghouse. Gaulard y Gibbs vendieron la idea a Westinghouse quien llevaría esta a Estados Unidos y a su vez, sería mejorada por William Stanley. En 1886 la compañía Westinghouse Electric desarrolló elementos y componentes para un sistema de iluminación de AC. En 1887 Nikola Tesla presenta siete patentes en Estados Unidos en los campos de motores AC polifásicos, transmisión de energía y potencia eléctrica, generadores, transformadores e iluminación. Westinghouse compra estas patentes y contrata a Tesla para desarrollar el sistema de energía eléctrica AC.

En 1891 Westinghouse hace historia implementando la primera línea de transmisión de energía eléctrica AC larga de 20,9 kilómetros. Muchos más siguieron sus pasos (Triumph of ac - The Battle of the Currents, 2003) (*History of a Single - Phase Hig - Voltage Distribution System*, 1993). En ese momento un sistema de energía eléctrica AC era la mejor opción.

Las cargas en general eran lámparas incandescentes y algunas máquinas de movimiento lineal o rotativo y la posibilidad de transformar el voltaje de un nivel a otro lo hacían viable para transmitir energía y potencia eléctrica, a través de largas distancias. También las máquinas eléctricas de AC podían ser manufacturas de forma más robusta con una menor necesidad de mantenimiento preventivo comparado con las máquinas eléctricas de DC.

1.2. Telecomunicaciones

En la actualidad se encuentran sistemas de distribución de energía eléctrica de DC en aplicaciones especiales. Es importante conocer donde se pueden encontrar estos sistemas y como son usados, así como algunas de sus características, tales como el nivel de voltaje de operación, regulación de voltaje, almacenamiento de energía eléctrica, sistema de puesta a tierra, entre otros. Enfocados principalmente en la aplicación que se tiene en las telecomunicaciones, dado que es el tema central de este trabajo de graduación, pero se darán a conocer algunas otras aplicaciones más adelante.

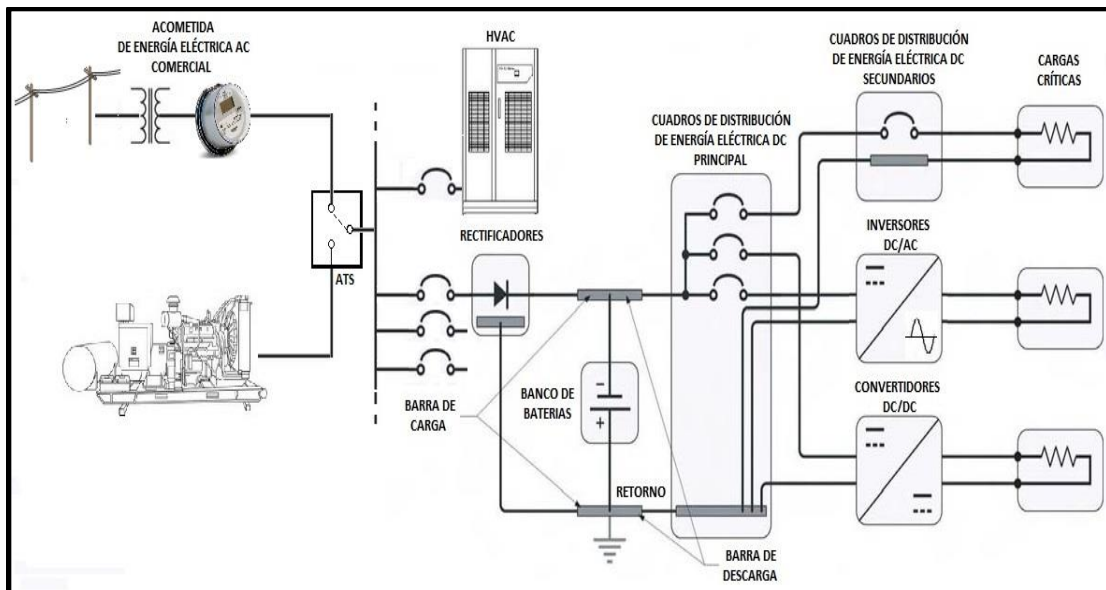
1.2.1. Arquitectura general

Los sitios de telecomunicaciones usan un sistema de distribución de energía eléctrica de DC de bajo voltaje y fueron desarrollados cuando el sistema centralizado de baterías fue construido. El voltaje nominal de este sistema de distribución de energía eléctrica de DC es de $-48 V_{DC}$ con el ánodo conectado al sistema de puesta a tierra. Este sistema es alimentado a su vez desde una fuente de alimentación principal de AC (servicio de energía eléctrica AC comercial, grupo electrógeno, sistema de generación de energía eléctrica renovable a pequeña escala o sistemas híbridos), a través de rectificadores.

El sistema de distribución de energía eléctrica de DC de un sitio de telecomunicaciones usa una distribución de alta impedancia para limitar el flujo de corriente por transitorios y así mantener constante la disponibilidad de los equipos de servicios de telecomunicaciones. En dado caso se presente falla en la fuente de alimentación primaria de AC, un conjunto de baterías son montadas e instaladas como un medio de respaldo para alimentar los equipos de servicios de telecomunicaciones.

El tiempo de respaldo de las baterías puede oscilar entre 3 a 8 horas. También es posible contar con una fuente de alimentación secundaria de AC, por ejemplo un grupo electrógeno, el cual puede arrancar si el tiempo de falla de la fuente de alimentación primaria de AC es demasiado largo.

Figura 1. **Distribución de energía eléctrica AC y DC**



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 5.

Los equipos de servicios de telecomunicaciones consumen una gran cantidad de energía y potencia eléctrica, dado a que el sistema de distribución de energía eléctrica de DC es de bajo voltaje el flujo de corriente suele ser elevado. En la figura 1 se muestra un sistema de distribución de energía eléctrica de un sitio de telecomunicaciones típico.

Los sistemas de distribución de energía eléctrica, tanto en AC como en DC, han ido evolucionando según el avance en la tecnología de los servicios de telecomunicaciones y esto a su vez, se ve reflejado en las metas y objetivos de los proveedores de servicios de telecomunicaciones (TPS).

Entre las metas y objetivos se encuentra la confiabilidad y disponibilidad de los servicios de telecomunicaciones, bajo coste de operación y mantenimiento, espacio de ocupación, interoperabilidad, redundancia, reducción del tiempo medio de falla (MTBF) y de reparación (MTTR), fuentes de alimentación primaria de AC alternativas, reducción de la emisión de CO₂, entre otros.

1.2.2. Componentes

Dentro de la arquitectura de los sistemas de distribución de energía eléctrica, tanto de AC como DC de un sitio típico de telecomunicaciones existen 7 a 8 componentes en común, entre ellos, fuentes de alimentación y de este, alimentación primaria, y secundaria, voltaje, corriente y frecuencia, los cuales se detallan a continuación.

1.2.2.1. Fuentes de alimentación

En un sitio de telecomunicaciones se pueden encontrar diferentes fuentes de alimentación de energía eléctrica, incluyendo fuentes de alimentación primaria y secundaria así como medios de almacenamiento de energía eléctrica, como baterías.

1.2.2.1.1. Alimentación primaria

Las fuentes de alimentación principal, por su naturaleza, suelen ser confiables, la más común es el servicio prestado por una distribuidora de energía eléctrica comercial. Este tipo de servicio de energía eléctrica suele presentar un menor costo que fuentes de alimentación de energía eléctrica alternativas.

Sin embargo, estas suelen presentar fluctuaciones o interrupciones y la confiabilidad no es del 100 % cuando esta es medida de forma mensual, semestral, anual, entre otros. Una interpretación del término interrupción define la magnitud y la duración de la variación de voltaje.

Para propósitos de este trabajo de graduación y en el ámbito de las telecomunicaciones, en el diseño de un sistema de distribución de energía eléctrica en sitios de telecomunicaciones, una interrupción es definida en términos de tiempo durante el cual el voltaje se asume a cero. Una interrupción puede durar desde fracciones de milisegundos (microinterrupciones) hasta semanas. Las estadísticas de interrupciones del servicio de energía eléctrica comercial pueden variar de una región a otra en el país y por ello solo se pueden hacer cálculos generales.

Es importante que las fluctuaciones o interrupciones del servicio de energía eléctrica comercial no afecten la disponibilidad de los equipos de servicios de un sitio de telecomunicaciones. Todos los equipos de servicios en las telecomunicaciones se componen de procesadores – controladores digitales y son susceptibles incluso a microinterrupciones. Algunos de estos pueden tolerar interrupciones de energía eléctrica durante un largo tiempo y diferentes periodos, mientras que otros pueden operar de forma correcta si la interrupción no excede un tiempo más allá de unos segundos.

Interrupciones de un tiempo corto de duración, en el rango de los milisegundos, pueden ser no vistos aguas abajo por los equipos de servicios de telecomunicaciones, debido a la etapa de filtrado de las fuentes de alimentación de energía eléctrica o por los capacitores de los rectificadores. Interrupciones de un tiempo largo de duración son contrarrestadas, primero por los bancos de baterías y segundo por las fuentes de alimentación secundaria, esto solo sí el sitio cuenta con alguna de las fuentes.

Si el sitio no cuenta con una fuente de alimentación secundaria, los equipos de servicio de telecomunicaciones operarán hasta que las baterías se descarguen a tal punto que el voltaje de operación de los mismos esté fuera del rango permitido o cuando el voltaje de las baterías alcance el valor de corte disparando el dispositivo de desconexión de carga por bajo voltaje.

Un interruptor de transferencia automática (ATS) al actuar durante una falla de energía eléctrica comercial, suelen provocar una interrupción de no más de 0,5 segundos. La mayoría de las interrupciones de energía eléctrica suelen tener una duración no mayor de 30 minutos, aunque pueden durar más tiempo; la frecuencia con la que se presentan las interrupciones de energía eléctrica y la duración de este tipo de falla suele ser mayor en áreas rurales.

Interrupciones de larga duración pueden presentarse debido a:

- Falla del sistema de distribución de energía eléctrica comercial (transformadores eléctricos, líneas de distribución de energía eléctrica, subestaciones eléctricas, entre otros).
- Desastres naturales (terremotos, inundaciones, entre otros).
- Clima (huracanes, tornados, tormentas, entre otros).
- Falla general del sistema interconectado de potencia de energía eléctrica nacional.
- Error humano.

En los sitios donde no se tiene acceso a la infraestructura de distribución de energía eléctrica comercial, se suele implementar una solución alternativa como fuente de alimentación primaria (generación de energía eléctrica a través de energía fotovoltaica, eólica, biomasa, entre otros).

1.2.2.1.2. Alimentación secundaria

Las fuentes de alimentación secundarias presentan un mayor costo de operación que las fuentes de alimentación primaria (servicio de energía eléctrica comercial) y solo operan cuando la fuente de alimentación primaria falla. A pesar de que el concepto de operación de las fuentes de alimentación secundaria es el mismo que el de una fuente de alimentación primaria, las fuentes de alimentación secundarias están diseñadas para operar durante periodos cortos de tiempo (horas, días o semanas).

Las fuentes de alimentación secundarias suelen operar en promedio unas cuantas horas por mes, aunque hay varios sitios donde la fuente de alimentación secundaria opera durante periodos por encima del promedio

debido a la mala calidad del servicio de energía eléctrica comercial o a la ausencia del mismo.

Las fuentes de alimentación secundarias más comunes suelen ser motores de combustión interna de diésel, gas natural o propano acoplados a generadores de energía eléctrica (grupo electrógeno). Cuando el conjunto motor – generador es utilizado como fuente de alimentación secundaria suelen entregar una mayor potencia en kilowatios que aquellos utilizados como fuente de alimentación primaria. El voltaje y frecuencia de la onda senoidal generada por la fuente de alimentación secundaria, generalmente es igual a los valores presentados por la fuente de alimentación primaria, esto por sincronización al momento de conmutar la carga de una fuente de alimentación a otra.

En sitios remotos Donde no se tiene acceso a la infraestructura de la red de distribución de energía eléctrica comercial, presenta una mayor ventaja generar energía eléctrica en DC al nivel de voltaje de operación de los equipos de servicios de telecomunicaciones. Las fuentes de alimentación secundarias pueden ser diseñadas para operar de forma manual o automática.

En sitios de telecomunicaciones donde el tamaño del terreno no permite el montaje e instalación de fuentes de alimentación secundaria, se cuenta con un receptáculo al cual se conecta un motor generador portátil cuando se presenta falla en la fuente de alimentación primaria. El tiempo de respaldo del banco de baterías debe ser lo suficientemente largo para mantener en operación el sitio mientras el motor generador es trasladado.

1.2.2.1.3. Voltaje, corriente y frecuencia

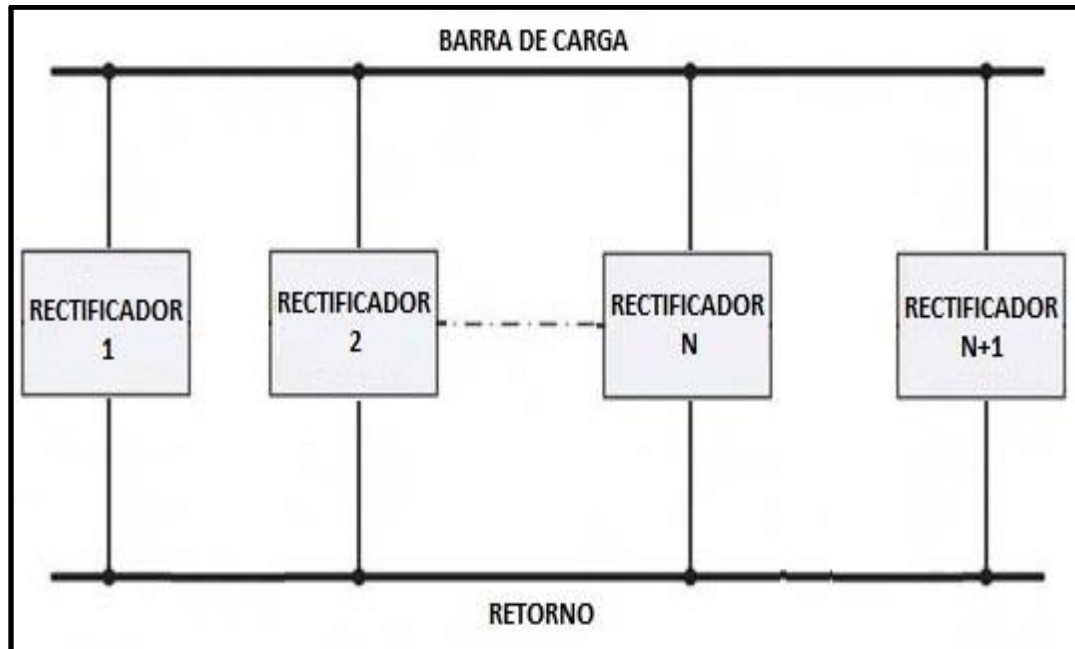
Los sistemas de distribución de energía eléctrica de corriente alterna suelen operar a 60 Hz y el voltaje de servicio de baja tensión nominal en residencias, edificios y en la industria es de 120 V_{AC} de línea a neutro y 240 o 208 V_{AC} de línea a línea, dependiendo de si el servicio es monofásico o trifásico, respectivamente.

Otro tipo de servicio trifásico común es aquel que ofrece un nivel de voltaje de 277 V_{AC} de línea a neutro y 480 V_{AC} de línea a línea. Los sitios de telecomunicaciones con alta densidad de carga suelen conectarse al sistema de distribución de energía eléctrica comercial primario de media tensión con valores de voltaje de 7,62 o 19,9 kV_{AC} de línea a neutro y 13,2 o 34,5 kV_{AC} de línea a línea.

1.2.2.2. Rectificadores

Convierten el voltaje y corriente de AC de la fuente de alimentación primaria o secundaria a voltaje y corriente de DC para alimentar los equipos de servicios de telecomunicaciones. Durante condiciones normales de operación los rectificadores regulan el nivel de voltaje de DC de servicio, este proceso puede influir en el nivel de ruido en el sistema de distribución de energía eléctrica del sitio, debido a las características no lineales de operación de este tipo de componentes. Los rectificadores siempre son configurados con una redundancia $N+1$ contando con un mínimo de dos unidades en cualquier tipo de montaje e instalación, ver figura 2.

Figura 2. Configuración de redundancia N+1



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 91.

1.2.2.2.1. Voltaje y corriente

Los sistemas de distribución de energía eléctrica de DC de un sitio de telecomunicaciones típico suele utilizar valores de voltaje nominal de $+24 V_{DC}$ o $-48 V_{DC}$. Un sistema de distribución de energía eléctrica a $+24 V_{DC}$ nominal tiene la terminal negativa conectada al sistema de puesta a tierra del sitio, mientras que un sistema de distribución de energía eléctrica a $-48 V_{DC}$ nominal tiene la terminal positiva conectada al sistema de puesta a tierra.

La terminal positiva de un sistema de distribución de energía eléctrica a $-48 V_{DC}$ nominal es conectada al sistema de puesta a tierra para reducir el nivel de corrosión galvánica provocada por la corriente de fuga generada por los

cables blindados, así como de otros ductos metálicos o componentes enterrados en la parte de planta externa de un sitio de telecomunicaciones. Los sistemas de distribución de energía eléctrica a +24 V_{DC} nominal no suelen tener componentes enterrados y por ende no son propensos a corrosión galvánica. Por ejemplo, una base de radio frecuencia (RF) no tiene cables coaxiales enterrados fuera de la planta.

Ambos niveles de voltaje, +24 y -48 V_{DC}, son considerados como voltajes de servicio que alimentan a las cargas críticas de forma directa. Los valores de voltaje nominal y sus límites de operación se pueden apreciar en la tabla I. Otros niveles de voltaje han sido usados en el pasado incluyendo valores tales como ±130 V_{DC} utilizado para alimentar las líneas de transmisión del sistema de portadora conocido como T1, teléfonos de monedas y circuitos de retorno. Este tipo de niveles de voltaje no se cubren en este trabajo de graduación, ya que no son utilizados en la actualidad por las TPS.

Tabla I. **Valores de voltaje nominal y rangos de operación**

Voltaje nominal [V _{DC}]	Rango de operación [V _{DC}]	Observaciones
12	10,7 – 15,0	-
24	20,0 – 28,3	-
48	42,75 – 56,7	Aplica para cargas de equipos de servicios que proveen una interfaz de monitoreo digital
48	40,0 – 56,7	Aplica para cargas de equipos de servicios que no proveen una interfaz de monitoreo digital

Fuente: ANSI T1.315. *Voltage Levels for DC – Powered Equipment Used pulgadas the Telecommunications Environment*, 2001.

1.2.2.2. Tecnología

Por el impulso y evolución de las telecomunicaciones, la tecnología utilizada en los rectificadores se ha desarrollado de tal manera, que en la actualidad se puede tener una mayor densidad de corriente continua en poco espacio. Tres tipos de tecnologías han sido usadas en las telecomunicaciones desde 1970.

- Rectificadores controlados de silicio (SCR)

El rectificador controlado de silicio (SCR) es un semiconductor unidireccional que, cuando es usado en rectificadores, actúa como un conmutador electrónico de control de fase. Este tipo de rectificador suele ser llamado tiristor. Cuando el SCR es encendido conduce corriente eléctrica en un sentido.

Los SCR usualmente son integrados en conjunto con un puente de diodos de media onda y es encendido o apagado según sea necesario para regular el voltaje DC de salida. La sección de potencia incluye un transformador eléctrico, el rectificador controlado de silicio y un filtro.

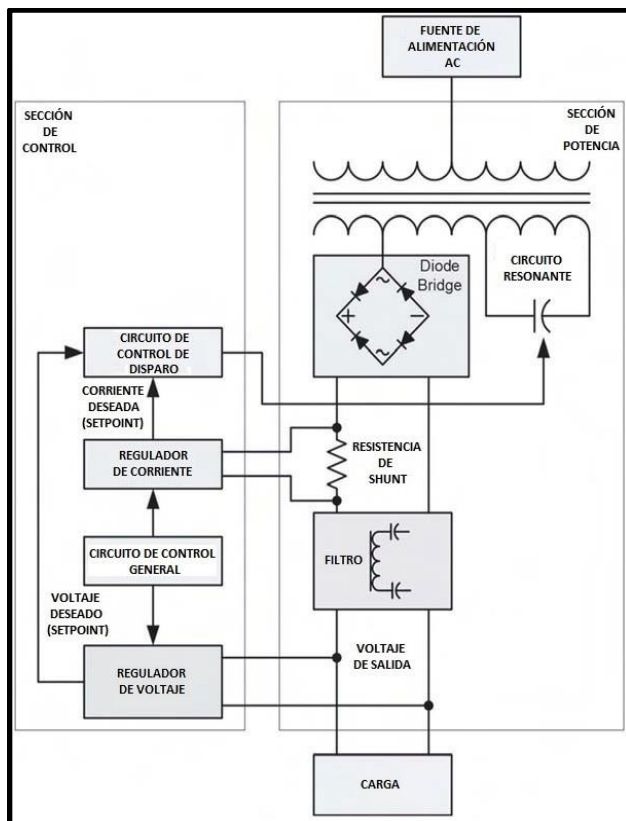
- Ferroresonancia

Los transformadores eléctricos ferroresonantes usados en rectificadores en sitios de telecomunicaciones, operan en la región de saturación y utilizan circuitos eléctricos de resonancia como etapa de regulación de voltaje (ver figura 3). La energía eléctrica circula entre el capacitor y la inductancia en el devanado secundario manteniendo el núcleo saturado. Con el núcleo saturado, el devanado secundario (salida) entrega un voltaje casi constante, aun

existiendo cambios grandes en el voltaje de corriente alterna de entrada en el devanado primario.

Tiristores (SCRs o TRIACs) pueden ser usados para controlar la resonancia en los devanados del transformador eléctrico (ver figura 4). El circuito de control de fase define cuando el tiristor es encendido para mantener el valor de voltaje y corriente del devanado secundario deseado. El control de fase suele solucionar la sensibilidad a variaciones de frecuencia que los transformadores eléctricos ferroresonantes tienen.

Figura 3. **Transformador eléctrico ferroresonante**

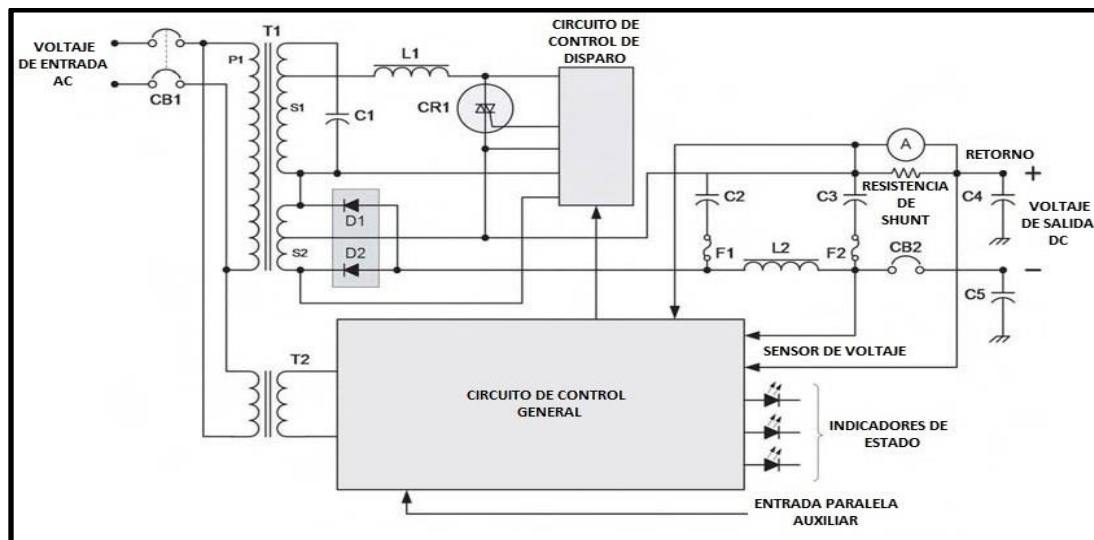


Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 95.

El proceso de rectificación de onda de voltaje de AC a través del conjunto tiristores y transformadores eléctricos ferroresonantes, produce ondulaciones en el voltaje DC de salida y filtrar dichas ondulaciones requiere de capacitores e inductores de gran capacidad y tamaño.

De igual manera la conmutación de estado genera picos e interferencia electromagnética (particularmente interferencia a nivel de radio frecuencia), que requiere una o varias etapas de filtración extras. Los rectificadores controlados de silicio suelen generar mucho ruido. Además los rectificadores de control de fase consumen energía eléctrica de la fuente de alimentación AC de forma continua, por lo que la onda de AC se distorsiona. Esto resulta en una distorsión del factor de potencia y en la necesidad de elementos adicionales en el rectificador para mejorar este problema.

Figura 4. **Circuito de control de fase a través de TRIACs**



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 96.

- Rectificadores modulares de conmutación de alta frecuencia

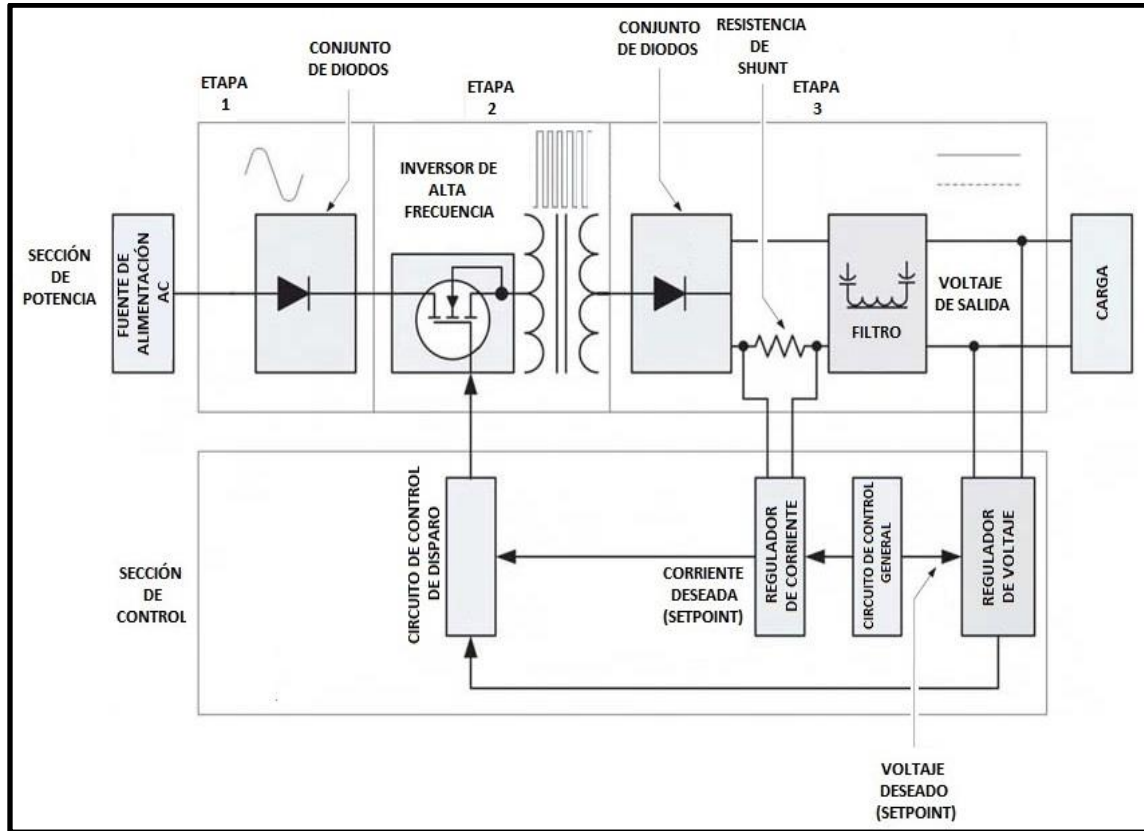
Es la tecnología más usada actualmente en los sistemas de distribución de energía eléctrica de voltaje nominal $-48 V_{DC}$ de sitios de telecomunicaciones. Cuando los rectificadores modulares de conmutación de alta frecuencia fueron introducidos, presentaban un coste relativamente alto pero ventajas en tamaño y peso sin igual. Varias generaciones de rectificadores modulares de conmutación de alta frecuencia han sido montados e instalados en las redes de telecomunicaciones, siendo cada generación más pequeña y ligera que la anterior.

Mientras que los rectificadores controlados de silicio (SCR) y el uso de transformadores eléctricos ferroresonantes operan a frecuencia fundamental (60Hz), los rectificadores modulares de conmutación de alta frecuencia pueden convertir la frecuencia fundamental de la fuente de alimentación primaria o secundaria, según sea el caso. A frecuencias más altas, los transformadores eléctricos y los componentes reactivos (inductivos y capacitivos) son mucho más pequeños, esto permite que el tamaño y peso de los rectificadores se reduzca. Con cada generación que es desarrollada, la frecuencia de operación es más alta y los rectificadores más pequeños.

Otro avance que permitió que los rectificadores fueran más pequeños y ligeros fue el desarrollo de los circuitos integrados y poco después la integración a gran escala (VLSI). Dicho avance permitió el remplazo de muchos elementos discretos por un circuito integrado, que comúnmente hace el mismo trabajo de forma más eficiente y confiable.

Los rectificadores modulares de conmutación de alta frecuencia se componen de tres etapas (ver figura 5).

Figura 5. Rectificador modular de conmutación de alta frecuencia



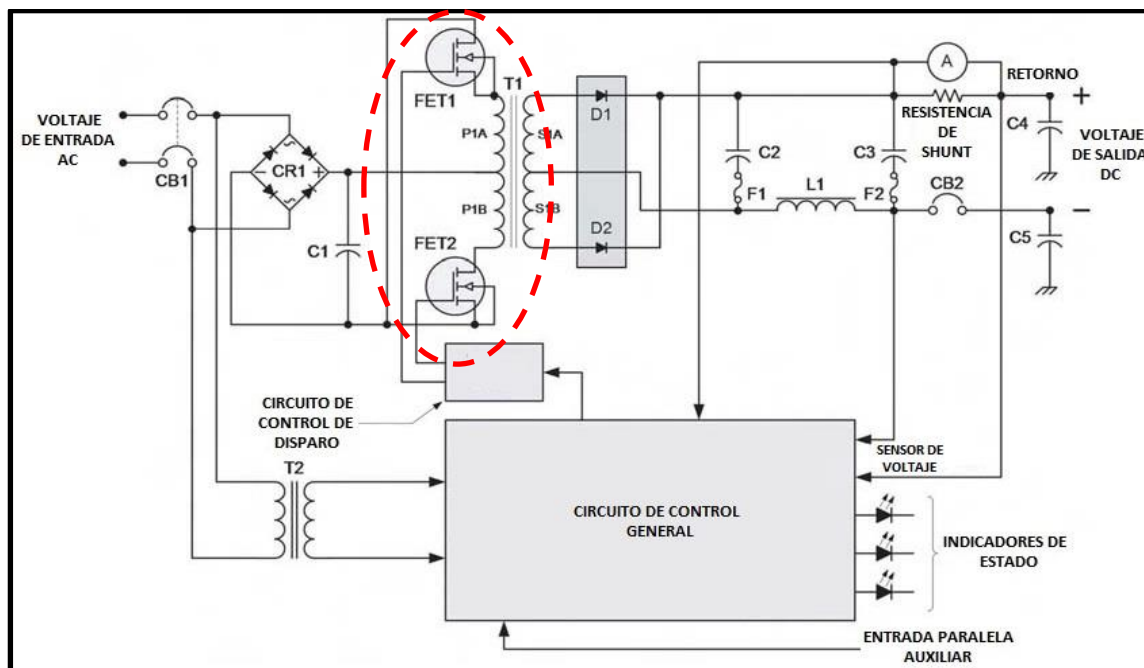
Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 97.

La primera etapa rectifica la onda de voltaje de AC de entrada, la salida de voltaje de DC alimenta el inversor DC – AC de alta frecuencia en la segunda etapa. La salida del inversor DC – AC de alta frecuencia alimenta la tercera etapa, que rectifica la onda de voltaje de AC y regula y filtra la salida de voltaje de DC. Dado que este tipo de rectificadores operan a altas frecuencias, pueden usarse componentes pequeños en los filtros para eliminar la ondulación del voltaje de DC de salida.

El inversor de alta frecuencia suele usar transistores de efecto de campo (FETs) en un arreglo de tipo *push – pull* (ver figura 6). Uno de los grandes retos asociados a esta tecnología es la reducción de ruido de alta frecuencia a niveles aceptables. Todos los rectificadores modernos deben cumplir con los requisitos de la Federal Communications Commission (FCC).

Adicional la mayoría de rectificadores para sitios de telecomunicaciones existentes en el mercado, deben cumplir con los requerimientos de la Telcordia Network Equipment *Building* (NEBS), así como los estándares de NEMA, que incluye algunos requerimientos en función del rendimiento y los estándares de la ANSI T1, que incluye, entre otras cosas, vibración, temperatura e ignición y propagación de fuego.

Figura 6. **Arreglo *push – pull* de FETs**



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 98.

Existen tres diferencias notables entre la generación actual de rectificadores modulares de conmutación de alta frecuencia, las cuales se aprecian en la siguiente tabla.

Tabla II. **Diferencias entre generaciones de rectificadores modulares de conmutación de alta frecuencia**

Diferencia	Generaciones	
	Actual	Anterior
Modularidad	Todas las nuevas generaciones son modulares y son instaladas como unidades tipo <i>plug – pulgadas</i> en gabinetes. Los rectificadores modulares usados en sitios de telecomunicaciones deben de ser <i>hot swappable</i> ; es decir, el rectificador puede ser retirado del gabinete y reemplazado si afectar la operación del sistema de distribución de energía eléctrica DC.	Los rectificadores de generaciones anteriores son de montaje y cableado directo sobre la estructura del gabinete. El reemplazo de una de estas antiguas unidades requería la desconexión de todo el cableado.
Tamaño compacto	Las nuevas generaciones de rectificadores son compactas y tienen una ampacidad entre 1200 y 1400 amperios a un voltaje de -48 V _{DC} en un gabinete del mismo tamaño que el usado en las generaciones anteriores.	Las generaciones anteriores de rectificadores eran grandes y pesadas, con una ampacidad de unos cuantos cientos a -48 V _{DC} en un gabinete de 23 <i>pulgadas</i> X 7 ft.
Refrigeración	La nueva generación de rectificadores modulares, debido a su tamaño compacto y capacidad limitada de disipación de calor por convección, usan ventiladores. La adición de ventiladores a los rectificadores reduce su nivel de confianza e incrementa la necesidad de mantenimiento preventivo.	La mayoría de rectificadores de generaciones anteriores usan refrigeración por convección.

Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Design for Telecommunications*. p. 97.

En la tabla III se puede observar un cuadro comparativo de las características electromagnéticas de las tecnologías utilizadas en rectificadores (SCR, ferroresonancia y conmutación de alta frecuencia) en las telecomunicaciones.

Tabla III. **Características electromagnéticas**

Tecnología	SCR	Ferroresonancia	Conmutación de alta frecuencia
Regulación	±0,5 – 1 %	±0,5 %	±0,5 %
Límite de corriente	125 %	125 %	100 – 125 %
Inmunidad ante sobretensiones	Pobre	Excelente	Excelente
Ondulación de salida (V_{rms})	30 Mv	30 mV	10 mV
Ondulación de salida (V_{pp})	500 mV	100 mV	100 mV
Ruido	32 dBrnC	32 dBrnC	32 dBrnC
Eficiencia, 40 % de carga	78 %	81 %	80 – 85 %
Eficiencia, 100 % de carga	80 %	87 %	88 %
Factor de potencia, 40 % de carga	0,70	0,94	0,97
Factor de potencia, 100 % de carga	0,70	0,99	0,97
EMI, generación	Pobre	Excelente	Bueno
EMI, susceptibilidad	Pobre	Bueno	Bueno
Ruido, entrada AC	Malo	Excelente	Excelente
Desempeño 57 – 63 Hz	Bueno	Excelente	Excelente
Ruido audible	Zumbido	Zumbido	Ventiladores

Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Design for Telecommunications*. p. 98.

1.2.2.2.3. Características técnicas

Los rectificadores modulares de conmutación de alta frecuencia poseen ciertas características (voltaje, corriente, factor de potencia, eficiencia, temperatura, entre otros), que son asociadas a los requerimientos inherentes de confiabilidad y disponibilidad de un sitio de telecomunicaciones, debido al compromiso de continuidad en los servicios ofrecidos por una TPS.

- Voltaje de entrada AC

Los rectificadores modulares de conmutación de alta frecuencia modernos tienen un rango de voltaje de entrada bastante amplio, comúnmente de 176 a 264 V_{AC} o 96 a 264 V_{AC} a una frecuencia de 47 a 63 Hz. Un rango amplio de voltaje permite una operación en instalaciones de energía eléctrica monofásicas 120/240 V_{AC} o trifásicas 208Y/120 V_{AC} sin necesidad de un ajuste.

- Regulación de voltaje de salida DC

La regulación de voltaje se define, por medio de los siguientes datos.

Ecuación 1.

$$\Delta V = \frac{V_{NL} - V_{FL}}{V_{FL}} \times 100 \%$$

Donde

V_{NL} = voltaje sin carga

V_{FL} = voltaje a plena carga

Para rectificadores usados en sitios de telecomunicaciones la regulación de voltaje de salida DC debe ser de $\pm 0,5\%$, bajo cualquier condición de carga. Este rango de regulación de voltaje permite extender la vida útil de las baterías.

Tabla IV. **Regulación de voltaje en rectificadores**

Voltaje nominal [V _{DC}]	Voltaje de celda [V _{DC} /Celda]	Voltaje de servicio [V _{DC}]	Regulación de voltaje [$\pm 5\%$, V _{DC}]	Rango [V _{DC}]
24	2,17	26,04	$\pm 0,130$	25,91 – 26,17
24	2,27	27,24	$\pm 0,136$	27,10 – 27,38
48	2,17	52,08	$\pm 0,260$	51,82 – 52,34
48	2,27	54,48	$\pm 0,272$	54,21 – 54,75

Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 103.

- Límite de corriente de salida DC

Los rectificadores modulares de conmutación de alta frecuencia son componentes de potencia constante y la salida de corriente es inversamente proporcional al voltaje de salida DC. Por ejemplo, un rectificador de 3 000 W puede suministrar 65 A a $-46 V_{DC}$ y 55 A a $-54.5 V_{DC}$. Esto quiere decir, que los rectificadores pueden suministrar más corriente en etapa de carga y en menor tiempo hacia las baterías cuando el voltaje de DC es bajo.

Sin embargo, una corriente alta en etapa de recarga puede incrementar el riesgo de disipación de calor por fuga térmica (*thermal runaway*) en baterías de plomo ácido de tipo VRLA. Se puede limitar la corriente en los rectificadores para minimizar el riesgo de disipación de calor por fuga térmica y así incrementar la eficiencia del componente.

Esta función es comúnmente programable en el módulo de control limitando la corriente de salida DC en el rectificador a cierto valor. Este mismo valor puede ser usado para apagar rectificadores que no demandan mucha energía y potencia eléctrica (hibernación) y limitar a cierto número de rectificadores capaces de recargar el banco de baterías tras una falla.

Los rectificadores en hibernación pueden dejarse conectados, si existe alguna falla en uno de los módulos activos, el módulo de control automáticamente enciende alguno de los módulos en hibernación para sustituir este.

- Factor de potencia

La carga de los rectificadores en sitios de telecomunicaciones representa la mayor parte de la carga de AC, por lo que es importante mantener un factor de potencia alta en estos componentes. La distorsión de la corriente eléctrica o el voltaje causado por un factor de potencia bajo, conduce a numerosos problemas en el transformador eléctrico, en los equipos de medición de energía eléctrica y potencia y en los circuitos eléctricos del sitio.

La mayoría de empresas de distribución de energía eléctrica penalizan a aquellos usuarios por un factor de potencia bajo, por lo que es del interés de una TPS mantener un factor de potencia alto para evitar cualquier tipo de penalización. Según el Artículo 49 de la resolución de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) número 13-98 en su Título V, Capítulo III: factor de potencia, los valores mínimos permisibles de factor de potencia según la potencia contratada son los que se detallan en la tabla V.

Tabla V. **Valores mínimos permisibles de factor de potencia**

Potencia [kW]	Factor de potencia
≤11	0,85
>11	0,90

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

La corrección del factor de potencia en los rectificadores puede reducir la distorsión de la onda de la corriente y voltaje AC y mejorar así la confiabilidad y disponibilidad de los equipos de servicios de telecomunicaciones. El factor de potencia de los rectificadores controlados de transformador eléctrico ferroresonante y de los modulares de conmutación de alta frecuencia es aproximadamente de 0,9 y mayor para todo nivel de carga (ver figura 7).

- Eficiencia

Es definida como el ratio entre la potencia de entrada y la de salida a plena carga, expresada en fracción de decimales o en porcentaje.

Ecuación 2.

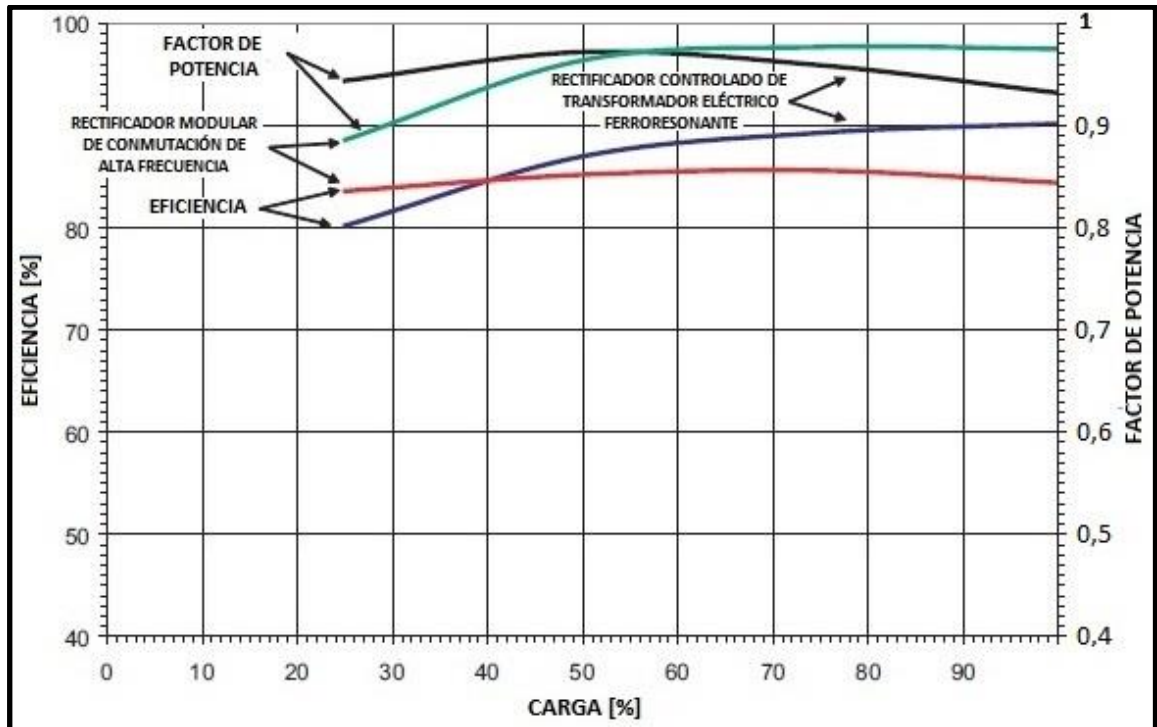
$$\eta = \frac{P_o}{P_i} \times 100 \%$$

Donde

P_o = potencia de salida

P_i = potencia de entrada

Figura 7. Eficiencia y factor de potencia en rectificadores



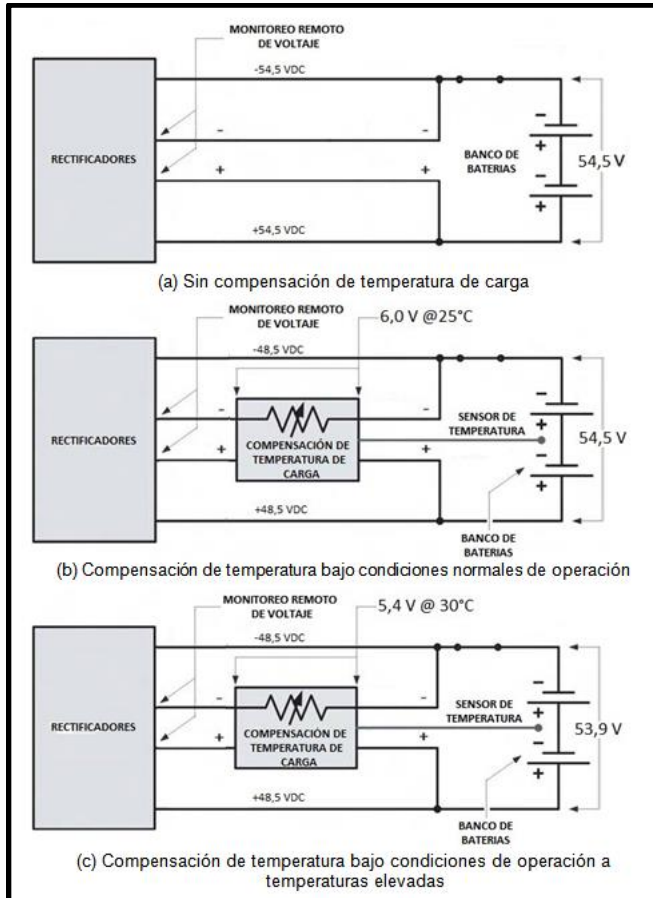
Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 104.

Los rectificadores modulares de conmutación de alta frecuencia presentan una eficiencia casi constante, entre un 80 a un 85 % para cargas con una demanda del 25 % por encima de la corriente nominal.

- Temperatura

Particularmente en las baterías tipo VRLA, la compensación de temperatura en la etapa de carga es necesaria (ver figura 8).

Figura 8. **Compensación de temperatura en etapa de carga**



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p . 101.

La compensación reduce a través de un sensor de temperatura, el flujo de corriente y por ende la probabilidad de disipación de calor por fuga térmica. Sin compensación de temperatura en la etapa de carga, tal como se observa en la figura 8a, la salida de voltaje del rectificador es ajustada al voltaje de flotación del banco de baterías y es regulado en función del valor de entrada; no existe sensor de temperatura ni compensación de temperatura de carga.

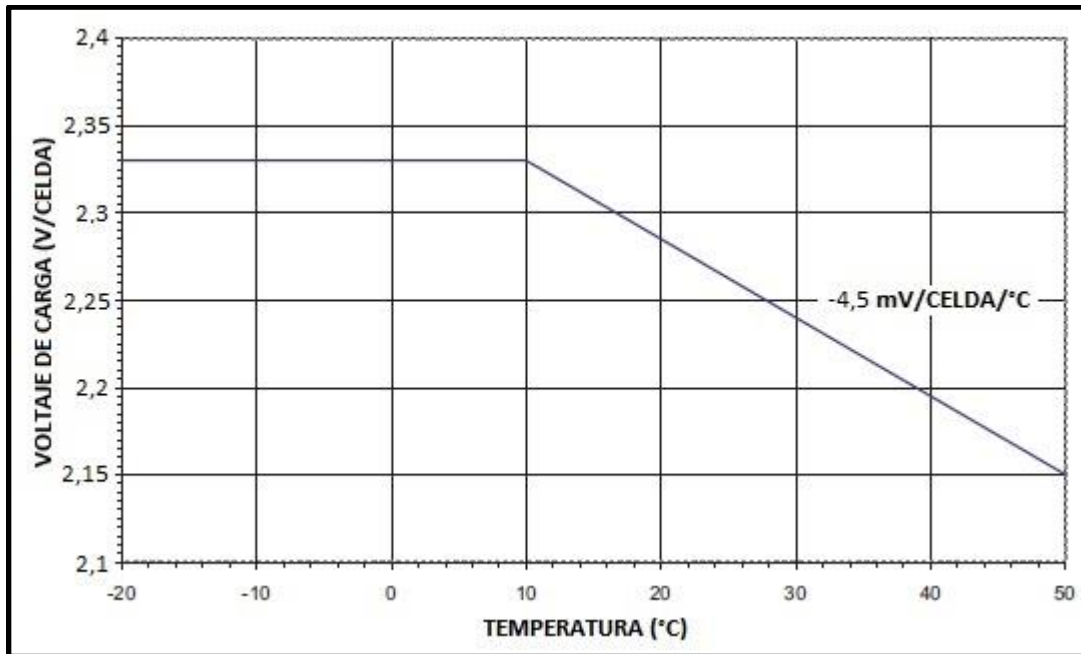
Con compensación de temperatura de carga, como se observa en la figura 8b, el voltaje de salida del rectificador es ajustado a un valor de voltaje menor por la caída de voltaje presente en el módulo de compensación de temperatura en etapa de carga.

La caída de voltaje a través del módulo de compensación de temperatura de carga a una temperatura ambiente promedio de 25 °C es de 6 V_{DC}, por lo que el rectificador es inicialmente ajustado a -48,5 V_{DC}. Dado que el módulo de compensación de temperatura no está activo, el rectificador ve una diferencia de 6 V_{DC} en comparación con su salida por lo que regula y compensa a -54,5 V_{DC}. Si la temperatura del banco de baterías incrementa, el módulo de compensación de temperatura de carga se activa y la caída de voltaje se reduce.

Por ejemplo, para un aumento de temperatura de 5 °C se puede generar una caída de voltaje a través del módulo de compensación de temperatura de carga de 5,4 V_{DC} (ver figura 9c). El rectificador ve esto como un aumento de voltaje, de -48,5 V_{DC} a -51,1 V_{DC}. Sin embargo, dado que el rectificador es ajustado a -48,5 V_{DC}, automáticamente la salida de voltaje decrece 0,6 V_{DC} con el afán de mantener el nivel de voltaje deseado.

La relación entre la temperatura del banco de baterías y la caída de voltaje en el circuito eléctrico entre los rectificadores y los bancos de baterías es usualmente lineal, la caída de voltaje disminuye con el aumento de la temperatura (ver figura 9).

Figura 9. Voltaje de batería en función de la temperatura



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 102.

En el otro sentido, si la temperatura disminuye, el voltaje de salida se incrementa pero no de forma indefinida. Un coeficiente de temperatura de carga típico puede oscilar en el rango de $-2,5$ a $-4,5$ $mV_{DC}/celda/^{\circ}C$. Este rango opera para baterías de 12 celdas entre 30 y 54 $mV_{DC}/^{\circ}C$ (voltaje de operación nominal de +24Vdc) y entre 60 y 108 $mV_{DC}/^{\circ}C$ para baterías de 24 celdas (voltaje de operación nominal de -48 V_{DC}).

1.2.2.2.4. Operación

Los rectificadores operan en dos modos que son: flotación y ecualización. Flotación es cuando se alimenta la carga de equipos de servicios de telecomunicaciones y a su vez se mantienen las baterías a un nivel de voltaje

constante para evitar corrosión y sulfatación en condiciones normales de operación de estas últimas.

La ecualización se presenta posterior a una falla de la fuente de alimentación primaria en la cual es necesario mantener la alimentación de la carga de equipos de servicios de telecomunicaciones y recargar las baterías. También, el modo de operación de ecualización se puede presentar cuando es necesario aplicar un sobrevoltaje de forma controlada a las baterías con el fin de restaurar su capacidad de almacenamiento de energía eléctrica y extender la vida útil de las mismas.

El modo de ecualización normalmente no es usado en baterías tipo VRLA, debido a que a través del modo de flotación, estas pueden ser recargadas. El valor del voltaje de flotación y ecualización depende del tipo de tecnología utilizada en las baterías.

1.2.2.3. Baterías

Una batería es un componente del sistema de distribución de energía eléctrica a un voltaje nominal de $-48V_{DC}$ de un sitio típico de telecomunicaciones que toma energía eléctrica de la fuente de alimentación primaria, a través de los rectificadores y la almacena como energía electroquímica.

En caso que se presente alguna falla en la fuente de alimentación primaria o en los rectificadores, las baterías convierten la energía electroquímica en energía eléctrica y sustentan la carga de equipos de servicios de telecomunicaciones. Las baterías de plomo ácido son las más usadas por las TPS debido a su bajo coste de operación y mantenimiento y es el único tipo de baterías en las se centra este trabajo de graduación.

Existen dos tipos de tecnologías utilizadas en las telecomunicaciones y otras industrias, para baterías de plomo ácido, siendo estas de tipo ventiladas (VLA) y reguladas por válvula (VRLA).

Las baterías de plomo ácido tipo VLA son aquellas que permiten que los gases generados durante su operación escapen del contenedor de las celdas, mientras que las de tipo VRLA contienen una válvula de alivio que previene el escape de los gases generados, permitiendo la recombinación de estos y eliminando la necesidad de agregar agua de forma periódica. Sin embargo, en situaciones anormales de operación los gases pueden escapar a través de la válvula de alivio.

Las baterías usadas en las telecomunicaciones son clasificadas como secundarias (recargables) y de servicio estacionario. También, debido a las diferentes características eléctricas y su diseño particular, las baterías usadas en telecomunicaciones pueden ser clasificadas según el tiempo de respaldo que pueden ofrecer, tal como se aprecia en la tabla VI. En telecomunicaciones, las baterías utilizadas en esta industria caen dentro de la clasificación de larga duración.

Tabla VI. **Tipos de baterías según su tiempo de respaldo**

Tipo	Tiempo de respaldo
Corta duración	<1 hr
Larga duración	>1hr

Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 15.

Todas las baterías utilizadas en sitios de telecomunicaciones usan el plomo como material activo en sus placas y el ácido sulfúrico diluido en agua

como electrolito. En las baterías de plomo ácido, de tipo VRLA el electrolito es contenido como gel o absorbido por una almohadilla de fibra de vidrio que funciona como separador entre las placas de plomo.

Un banco de baterías se componen de un número de unidades conectadas en serie. Cada unidad tiene un voltaje nominal de $2 V_{DC}$. En los sistemas de distribución de energía eléctrica de sitios de telecomunicaciones que usan un voltaje nominal de +24 o -48 V_{DC} , las cadenas de baterías están formadas por 12 o 24 unidades respectivamente. El tiempo de respaldo y la capacidad del banco de baterías se pueden aumentar conectando varios bancos de baterías en paralelo. Las baterías se describen a mayor detalle en el capítulo 2, baterías.

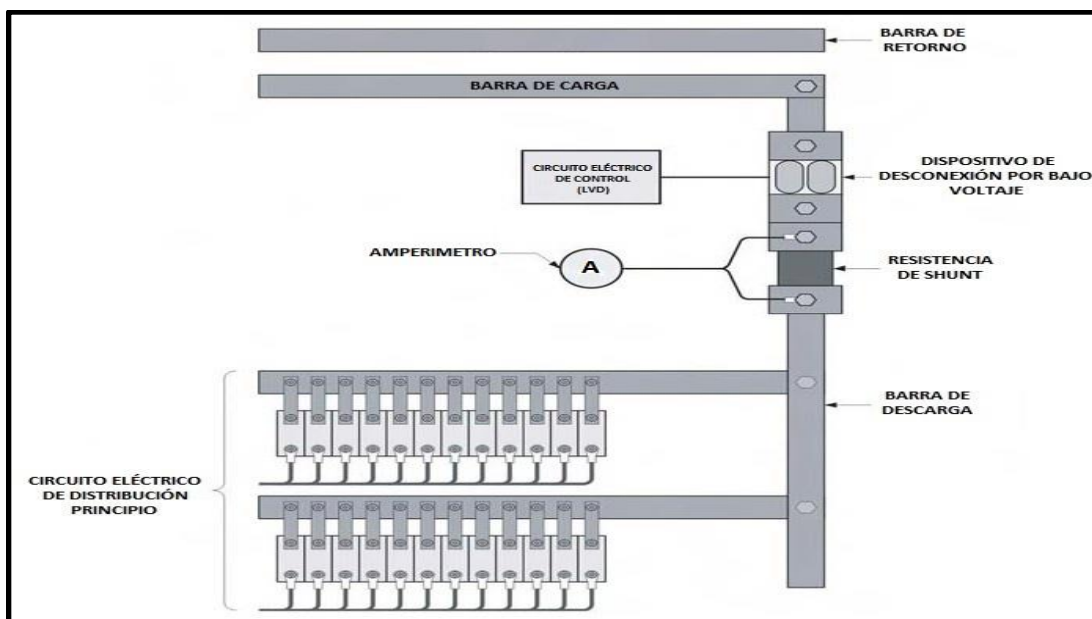
1.2.2.4. Barras de carga y descarga

Consisten en un conjunto de barras que operan: una al nivel de voltaje nominal del sistema de distribución de energía eléctrica de DC y otra (retorno) conectada a un electrodo de tierra o al sistema de puesta a tierra. Las barras de carga y descarga pueden ser una sola pero, en la mayoría de casos están separadas por una resistencia de *Shunt*, un dispositivo de desconexión por bajo voltaje (LVD) o ambas (ver figura 10).

Las barras de carga y descarga del retorno usualmente están combinadas. En sistemas de distribución de energía eléctrica DC de baja ampacidad, las barras son relativamente pequeñas y no tienen espacio físico suficiente para conectar las terminales de los rectificadores y del banco de baterías, en tal caso se suele utilizar una barra auxiliar (ver figura 11). Se suelen usar barras de cobre debido a su flexibilidad, fuerza y alta ampacidad.

Por ejemplo, una barra simple de 50,8×6,35 mm ($2 \times \frac{1}{4}$ in) montada e instalada de forma vertical a temperatura ambiente de 30°C, con una temperatura máxima de operación de 40°C, tiene una ampacidad de 700 A como mínimo y una barra de 101,6×12,7 mm ($4 \times \frac{1}{2}$ in) bajo las mismas condiciones tiene una ampacidad mínima de 1 900 A, aproximadamente.

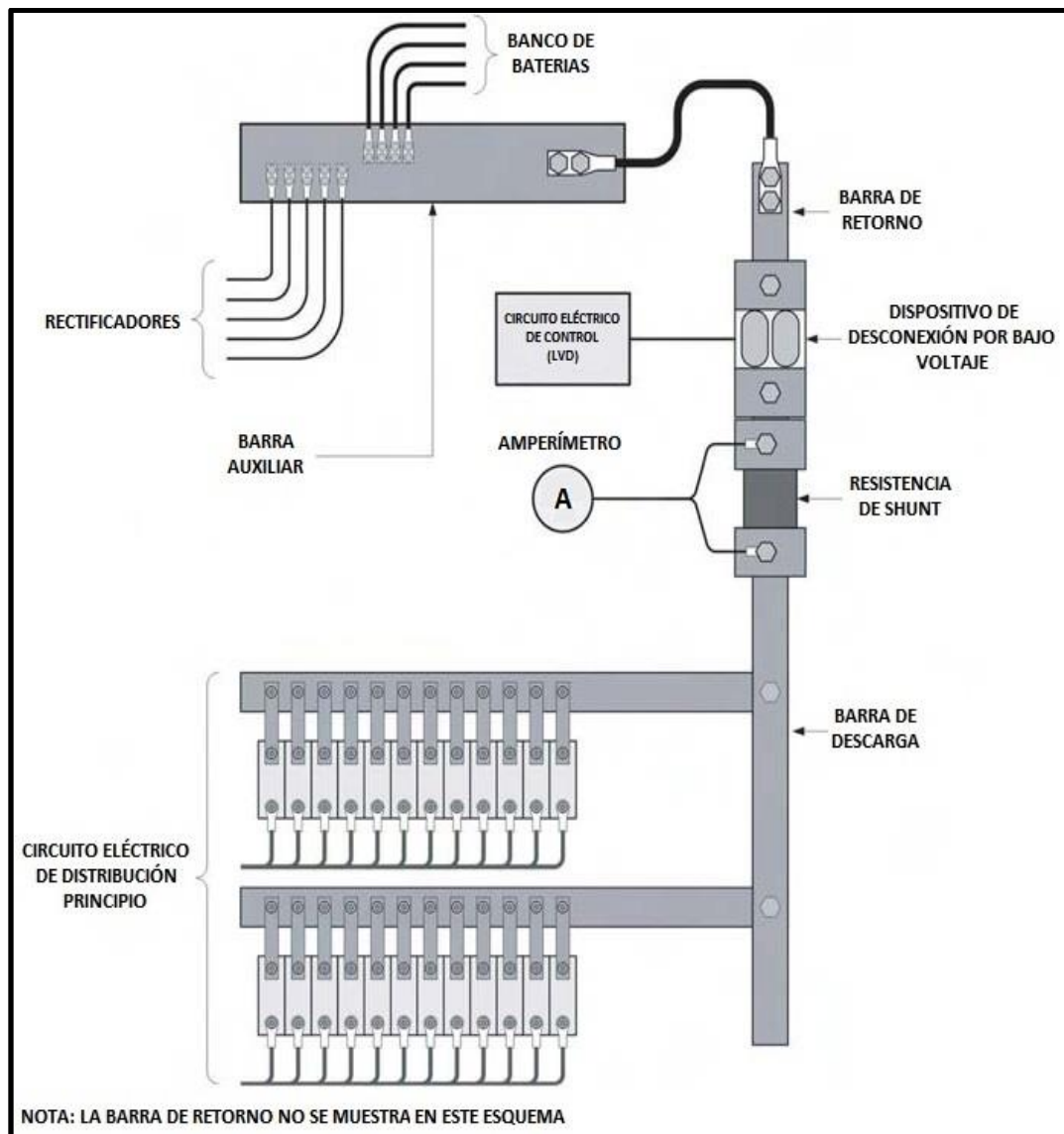
Figura 10. **Barras de carga y descarga con LVD y resistencia de shunt**



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 112.

Cuando se montan e instalan barras en paralelo el espacio entre ellas debe ser igual o mayor al espesor de estas, por ejemplo dos barras de 6,35 mm ($\frac{1}{4}$ in) de espesor montadas e instaladas de forma paralela tendrá una separación de 6,35 mm ($\frac{1}{4}$ in) como mínimo.

Figura 11. Barra auxiliar para conexión de terminales de rectificadores y banco de baterías



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 113.

La mayor densidad de corriente normalmente esta entre el rango de 1 A por cada 1 000 CM a 1 A por cada 1 600 CM. La tabla VII muestra los tamaños de barras típicas usadas.

Tabla VII. Dimensiones típicas de barras

Ampacidad [A]	Dimensiones [in]	Área [kcmil]	Densidad de corriente [CM/A]
50 100, 200	$\frac{1}{4} \times 1$	318,3	1 592
400, 600	$\frac{1}{4} \times 2$	636,6	1 061
800	$\frac{1}{4} \times 2\frac{1}{2}$	795,8	995
1200	$\frac{1}{4} \times 4$	1 273,2	1 062
1600	$\frac{1}{4} \times 4$	2 546,5	1 592

Fuente: REEVE, *Whitham D. DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 114.

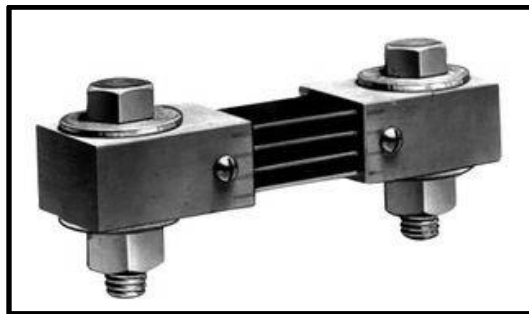
1.2.2.4.1. Resistencia de *shunt*

Las resistencias de *shunt* usadas en conjunto con las barras de carga y descarga, tanto principal como auxiliar, son de baja resistencia y de alta impedancia conectadas en paralelo a un galvanómetro de alta impedancia. Están diseñadas para conducir la mayor parte de la corriente, así solo una porción despreciable pasa a través del galvanómetro.

La caída de voltaje a través de la resistencia de *shunt* es alrededor de 50 mV_{DC}, pero pueden existir otros valores utilizados en diferentes sistemas de distribución de energía eléctrica en DC a voltaje nominal de -48 o +24 V_{DC}, tales como 25, 40 y 100 mV_{DC}. Las resistencias de *shunt* están formadas por diferentes componentes resistivos en paralelo para obtener una mayor área de disipación de calor y mejorar así la exactitud del galvanómetro a lo largo de toda la escala de corriente de las barras de carga y descarga.

Cuando se conecta una resistencia de *shunt* entre las barras de carga y descarga y se mide la carga total del sistema de distribución de energía eléctrica DC a voltaje nominal de -48 o $+24$ V_{DC}, la resistencia de *shunt* es llamada como resistencia de *shunt* principal.

Figura 12. **Resistencia de *shunt***



Fuente: Chatsworth products. <http://www.newark.com>. Consulta: 10 de junio de 2014.

1.2.2.4.2. Dispositivo de desconexión por bajo voltaje (LVD)

Es un relé de alta ampacidad que es montado e instalado entre la barra de carga y el cuadro de distribución primaria. El LVD es normalmente cerrado: cuando el voltaje es mayor que el valor de umbral de desconexión, el LVD se encuentra operativo (cerrado) a través de la bobina solenoide del relé.

Conforme las baterías se descargan, por una falla de energía eléctrica comercial prolongada y el voltaje en barras cae, se alcanza el umbral de desconexión y el relé se abre y opera desconectando los circuitos eléctricos del cuadro de distribución primaria.

De este modo la descarga de las baterías se detiene y se evita una sobrecarga cuando la carga de equipos de servicios de telecomunicaciones es desconectada. El LVD no desconecta los circuitos eléctricos asociados a los rectificadores y cuando se reestablece el servicio de energía eléctrica comercial, la corriente provista por los rectificadores en un inicio recargan las baterías a través de la barra de carga.

Conforme el nivel de voltaje de las baterías se restablece el umbral de conexión del LVD es alcanzado eventualmente y cierra el relé reconectado, las cargas de equipos de servicios de telecomunicaciones. En ese instante los rectificadores alimentan tanto las baterías como las cargas de equipos de servicios de telecomunicaciones.

Un dispositivo de desconexión de bajo voltaje es montado e instalado para:

- Prevenir una sobrecarga de los bancos de baterías.
- Proveer un medio de desconexión de cargas para prolongar el tiempo de reserva del banco de baterías.
- Prevenir cualquier daño en las cargas de equipos de servicios de telecomunicaciones por bajo voltaje.

Algunos argumentos del porque no utilizar un dispositivo de desconexión de bajo voltaje se encuentran las siguientes.

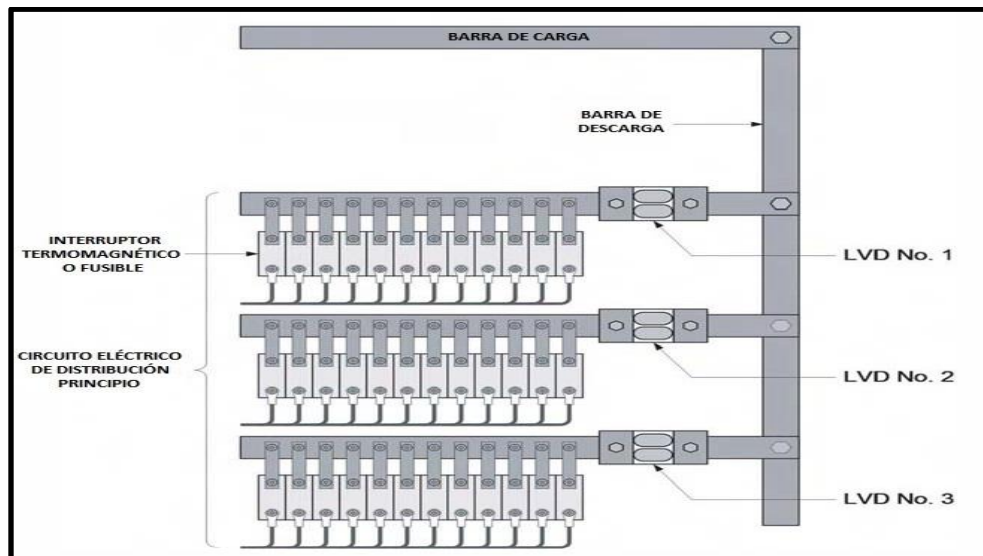
- Es un elemento electromecánico sujeto a falla.
- Pueden operar de forma accidental por intervención humana.
- El LVD se puede abrir por una demanda de corriente alta provocando una caída de voltaje significativa, cuando los rectificadores conmutan a los

bancos de baterías por una falla en el servicio de energía eléctrica comercial.

- Aunque el nivel de voltaje de servicio (-48 o $+24$ V_{DC}) se recupere, el LVD interrumpe el flujo de corriente en la barra de descarga.

A pesar de estos argumentos el uso del dispositivo de desconexión por bajo voltaje es comúnmente usado. El LVD es usado principalmente para proteger las baterías por sobredescarga, pero también puede ser usado en un esquema de discriminación de carga para prevenir daño a equipos de servicios de telecomunicaciones por operar a un bajo voltaje. Por ejemplo, en un esquema de 3 niveles de discriminación (ver figura 13), el primer nivel desconecta a un umbral de desconexión en -46 V_{DC}, el segundo nivel -45 V_{DC} y el tercer nivel a -44 V_{DC}.

Figura 13. **LVD individuales para ramales de la barra de descarga y discriminación de carga**



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 117.

Cuando la barra de descarga alcanza el primer nivel, el primer LVD desconectará aquellos equipos de servicios de telecomunicaciones de prioridad baja, reduciendo la demanda de corriente en las baterías. Cuando se alcanza el segundo umbral de desconexión, el segundo LVD desconectará el segundo grupo y así sucesivamente.

1.2.2.5. Cuadros de distribución de cargas de equipos de servicios

El cuadro de distribución primaria incluye la primera línea de protección eléctrica por sobrecorriente y normalmente está ubicado con o cerca de la barra de descarga. Los cuadros de distribución primaria alimentan grupos de equipos de servicios, así como equipos de conmutación o cuadros de distribución secundaria, que incluyen protecciones eléctricas por sobrecorriente aguas abajo y estos pueden estar localizados de forma adyacente al cuadro de distribución primaria o en otro lugar.

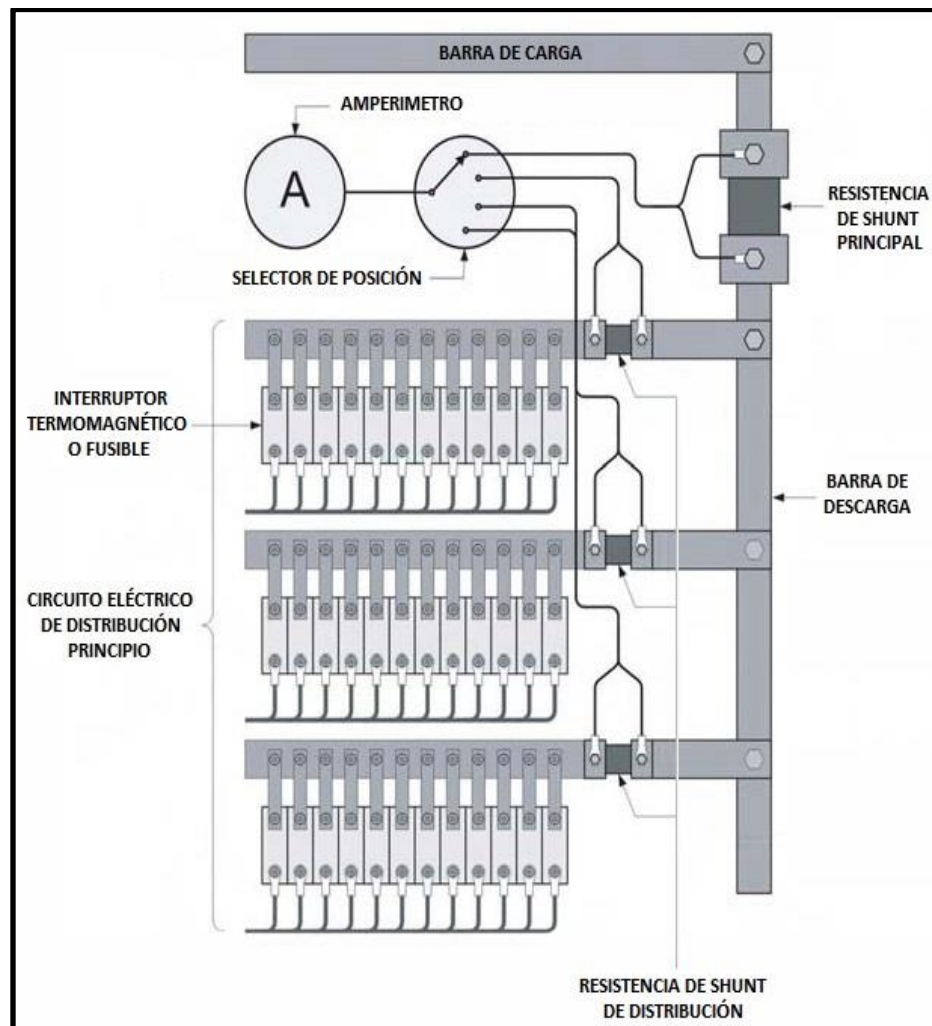
Las protecciones eléctricas por sobrecorriente en los cuadros de distribución primaria y secundaria, protegen todas las derivaciones de los circuitos eléctricos de carga de equipos de servicios aguas abajo de la barra de descarga. Las protecciones eléctricas por sobrecorrientes son montadas e instaladas en el punto más próximo, donde los conductores son alimentados así como en derivaciones o cualquier punto a lo largo del cualquier circuito eléctrico donde el tamaño del conductor se reduzca.

Resistencias de *shunt* también suelen ser usadas en circuitos eléctricos de los cuadros de distribución primaria o secundaria para medir la corriente de carga de los interruptores termomagnéticos o fusibles (ver figura 14).

1.2.2.6. Convertidores DC – DC

La mayoría de equipos de conmutación y de transmisión en las telecomunicaciones suelen operar a un voltaje nominal de $-48 V_{DC}$, pero algunos equipos de radio frecuencia (RF) usados, suelen operar a un voltaje nominal de $+24 V_{DC}$ y otros usados para radio enlace trabajan a $+12 V_{DC}$.

Figura 14. Resistencias de *shunt* en cuadros de distribución principal



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 115.

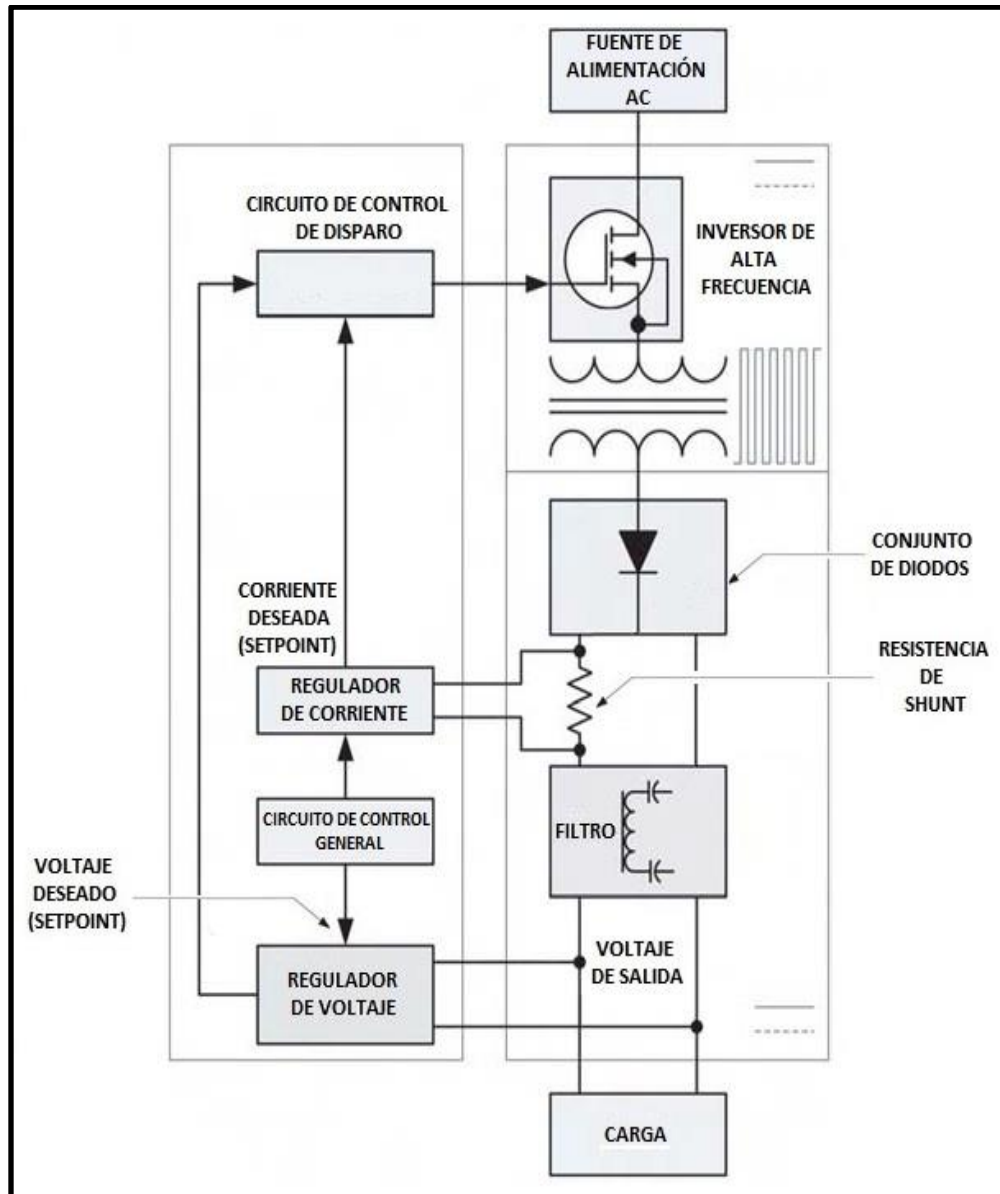
En un sitio telecomunicaciones, un conjunto de baterías puede ser montado e instalado para cada polaridad o nivel de voltaje de operación pero, dependiendo del flujo de corriente, puede ser más económico usar convertidores de voltaje DC – DC. Los convertidores DC – DC pueden ser usados para:

- Cambio de voltaje (por ejemplo de +24 a -48 V_{DC}).
- Cambio de polaridad (por ejemplo +24 a -24 V_{DC}).
- Aislar los sistemas de puesta a tierra o los planos de referencia.
- Regulación de voltaje (estabilidad).
- Compensación de caída de voltaje.
- Relocalización de equipos de energía eléctrica y reducción de requerimientos de área de montaje e instalación.
- Optimización de voltaje.

Los convertidores DC – DC usados en sitios de telecomunicaciones son similares a los rectificadores de conmutación de alta frecuencia y operan bajo el mismo principio con la única diferencia de que la etapa de rectificación no es necesaria como se muestra en la figura 15). Los convertidores DC – DC usan un transformador eléctrico para aislar la sección de entrada de la salida (la entrada de DC es convertida a AC, la cual es acoplada a través del transformador eléctrico y luego convertida de nuevo a DC en la salida).

Esto permite aislar y conectar cargas de equipos de servicio de telecomunicaciones con un sistema de puesta a tierra diferente al de la instalación de energía eléctrica del sitio. También ayuda a prevenir que las perturbaciones e interferencias electromagnéticas presentes en un lado del convertidor DC – DC se acoplen al otro lado.

Figura 15. Convertidor de voltaje DC – DC

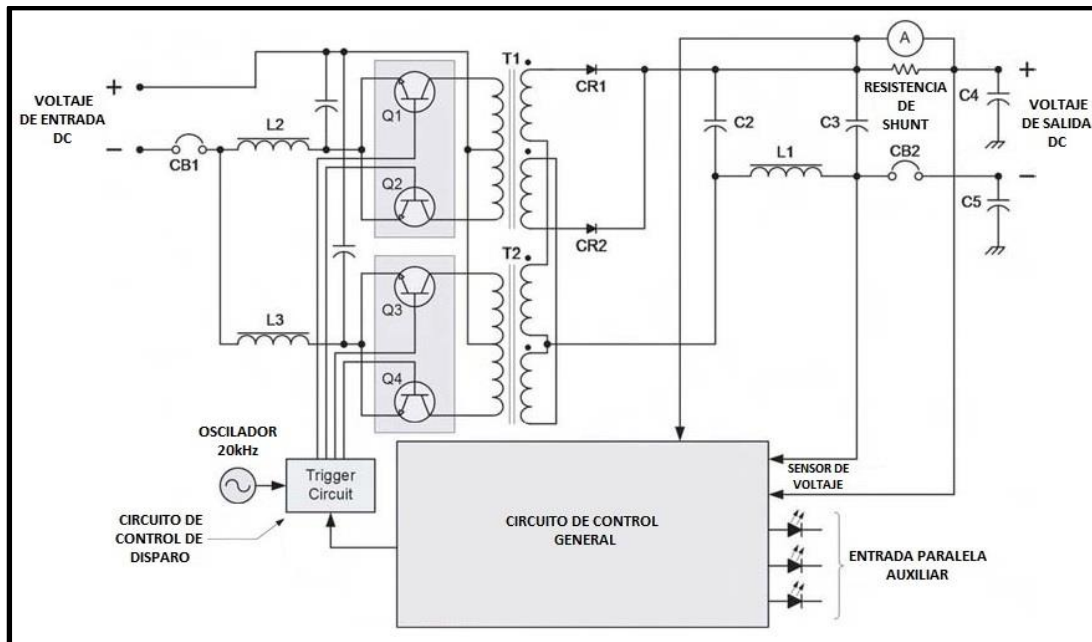


Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 140.

A pesar de que la figura 15 muestra un transistor de efecto de campo (FETs) en la etapa de inversión, otro tipo de semiconductores pueden ser usados. Algunos convertidores DC – DC usan un transistor de potencia de

conmutación con un oscilador de 20 kHz en la etapa de inversión (ver figura 16).

Figura 16. **Circuito eléctrico de un convertidor DC – DC**



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 141.

Los convertidores DC – DC proveen también una buena regulación de voltaje a su salida ante variaciones de rango amplio en su entrada. Por ejemplo, un convertidor DC – DC típico que es usado para conversión de polaridad mantendrá una regulación a su salida de $\pm 1\%$ ($+47,5 V_{DC}$ a $+ 48,5 V_{DC}$) con una variación del 30 % a su entrada ($-42 V_{DC}$ a $-60 V_{DC}$). Algunos convertidores pueden trabajar sobre un rango de voltaje entre 18 y $72 V_{DC}$.

Un convertidor DC – DC presenta una mejor regulación de voltaje que las baterías en etapa de descarga. En las baterías, la estabilidad del voltaje de cargas de equipos de servicios decrece conforme las baterías se descargan,

mientras que con un convertidor DC – DC provee una regulación constante bajo las mismas condiciones.

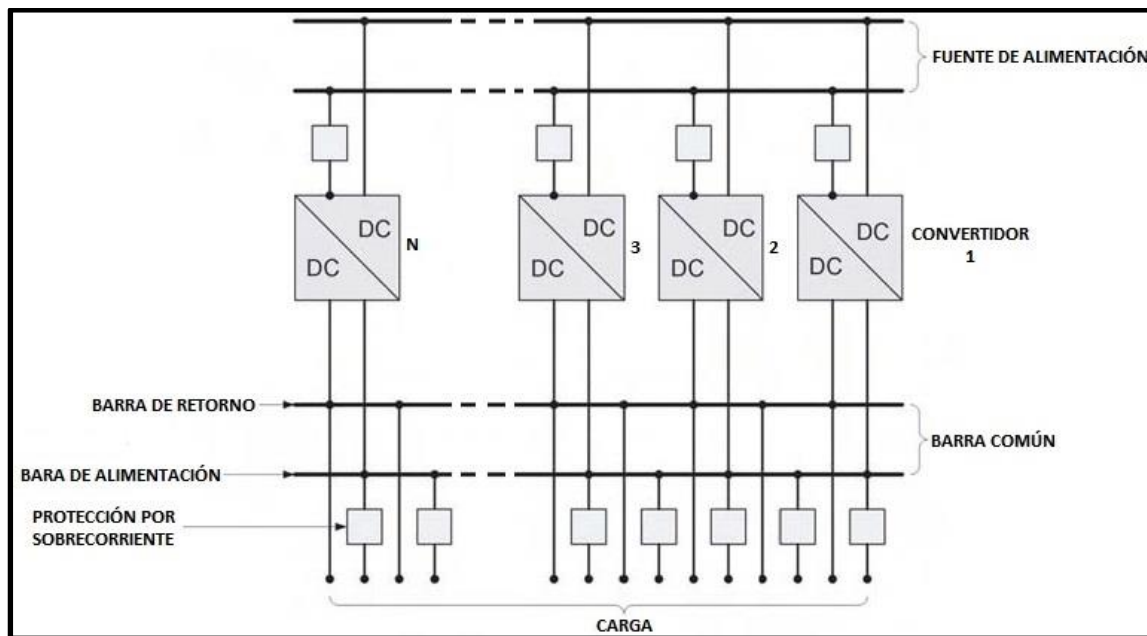
La caída de voltaje en los circuitos eléctricos existente entre las baterías y la carga de equipos de servicios de telecomunicaciones se puede mitigar utilizando conductores de mayor tamaño o usando convertidores DC – DC como medio de compensación de voltaje. En esta situación, el convertidor DC – DC regula la salida de voltaje a un valor deseado cuando la caída de voltaje entre las baterías y las cargas de equipos de servicio de telecomunicaciones presenta un valor no aceptable. La salida del convertidor DC – DC es ajustada al valor deseado del voltaje de operación de los equipos de servicios de telecomunicaciones buscando un rendimiento óptimo.

Algunos equipos de servicios de telecomunicaciones suelen operar de forma más eficiente a un valor deseado de voltaje o pueden aumentar su vida útil o fiabilidad cuando operan a un voltaje menor. Los convertidores de DC – DC con un voltaje de salida nominal de $-48 V_{DC}$ son usualmente ajustados a un valor de $-48 V_{DC}$, considerando que los equipos de servicios con un voltaje nominal de operación de $-48 V_{DC}$ conectados a los bancos de baterías suelen trabajar en un rango de voltaje entre $-52,1 V_{DC}$ a $-54,5 V_{DC}$ dependiendo del tipo de tecnología utilizada en las baterías.

Los convertidores DC – DC deben ser montados e instalados cerca a la carga de equipos de servicios con el afán de reducir el espacio de ocupación así como la longitud de los conductores de los circuitos eléctricos asociados (asumiendo que la caída de voltaje y no la ampacidad, es el factor limitante en el tamaño del conductor).

Los convertidores DC – DC son usados en conjunto con cuadros de distribución primaria o secundaria, instrumentación de medida, monitoreo y control y alarmas de estado. Módulos de convertidores DC – DC simples son poco usados; en su lugar se suelen hacer arreglos a través de una barra común o una configuración de barras distribuidas. Con una configuración de barra común los convertidores DC – DC y el cuadro de distribución de circuitos eléctricos son conectados a una barra simple y común para ambos componentes (ver figura 17).

Figura 17. Barra común para convertidores DC – DC



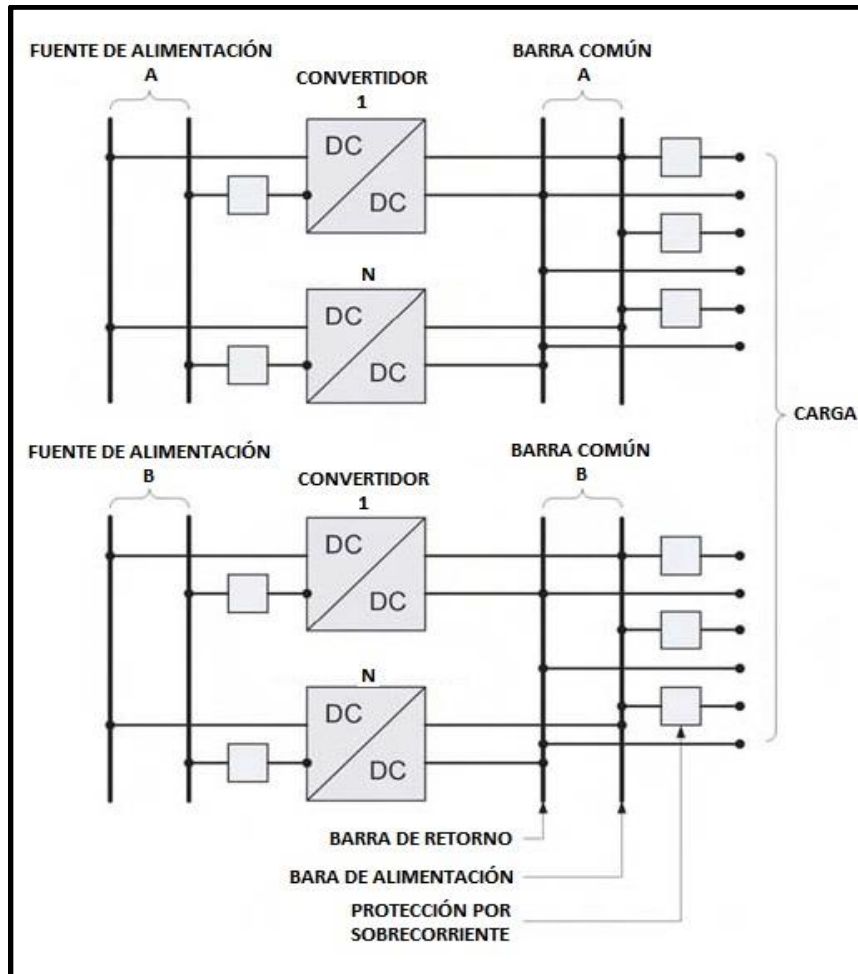
Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 143.

Dado que la salida de los convertidores DC – DC está limitada al 100 % de su capacidad de corriente nominal, no serán fuente de falla para disparar una protección por sobrecorriente en el cuadro de distribución de circuitos eléctricos si estas son demasiados grandes. Sin embargo, una falla en el convertidor DC –

DC, en los circuitos eléctricos asociados o en la carga de equipos de servicios puede provocar una interrupción en la disponibilidad de otras cargas de servicios de la misma barra.

La configuración de barras distribuidas consiste en dos barras de configuración común (ver figura 18). Este tipo de configuración reduce los problemas de la configuración de barra común donde una falla en una de las barras no afectará a la otra. La configuración de barras distribuidas se presta para una aplicación típica Donde las cargas de equipos de servicios tienen dos fuentes de alimentación en paralelo (principal y redundante).

Figura 18. **Barras distribuidas para convertidores DC – DC**



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 143.

La configuración de barras distribuidas es más cara que la común debido al conjunto de barras adicionales, protecciones por sobrecorriente y convertidores DC – DC. Cada barra es mostrada con un una cantidad N de convertidores, que efectivamente presentan una redundancia 2N. En una configuración alternativa, cada barra puede contener una cantidad total de N+1 convertidores DC – DC.

Los convertidores DC – DC modernos usan tecnología de conmutación de alta frecuencia y ha seguido el mismo paso que los rectificadores. Los convertidores DC – DC son modulares y tienen una capacidad de corriente nominal de salida bajo comparados con componentes más viejos. Los convertidores DC – DC limitan su salida de corriente, usualmente al 100 % de su capacidad de corriente nominal, reduciendo el voltaje de salida cuando se presenta una sobrecorriente.

Esto limita la operación correcta de los dispositivos de protección eléctrica contra sobrecorriente cuando existe alguna falla. Para asegurar que los dispositivos de protección eléctrica contra sobrecorriente actúen de forma correcta bajo condiciones de falla, estos son dimensionados de tal manera que no superen en un 30 % la capacidad nominal de corriente de los convertidores DC – DC.

Por ejemplo, si la capacidad nominal de corriente es de 100 A, el dispositivo de protección contra sobrecorriente más grande que se puede usar no debe superar en más de 30 A la capacidad de corriente nominal del mismo. La excepción es cuando un dispositivo de protección eléctrica por sobrecorriente es montado e instalado para proteger una carga de equipos de servicios específica, en tal caso una coordinación selectiva no es posible.

Una planta de conversión DC – DC requiere varios módulos integrados y quizá un banco de baterías de un voltaje particular en conjunto con un juego de rectificadores puede ser una mejor opción. Al igual que el resto del sistema de distribución de energía eléctrica de un sitio de telecomunicaciones, la salida de los convertidores DC – DC y los circuitos eléctricos asociados son conectados ya se a un sistema de puesta a tierra aislado o al sistema de puesta a tierra común.

1.2.2.7. Inversores

Algunos equipos de servicios, u otros en las telecomunicaciones suelen operar en corriente alterna. Si estos equipos de servicios de telecomunicaciones deben operar sin interrupción alguna o no pueden tolerar una interrupción mayor a 50 ms, deben ser conectados a un inversor. Los inversores son alimentados del sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal $-48 V_{DC}$. El valor de voltaje AC nominal de salida de los inversores suele ser $120 V_{AC}$, monofásico, 60 Hz y para cargas de equipos de servicios de mayor tamaño se pueden requerir niveles de voltaje 208 o $240 V_{AC}$, monofásico o trifásico, 60 Hz.

Un inversor debe regular el voltaje AC de salida con un valor de tolerancia específico, típicamente del $\pm 5 \%$, ante una variación de rango amplio. Otro factor importante en los inversores utilizados en las telecomunicaciones es que estos deben tener nula distorsión sobre la onda senoidal del voltaje de AC de salida. Los inversores son vistos como carga en el sistema de distribución de energía eléctrica DC y puede afectar el tiempo de respaldo de los bancos de baterías y la capacidad nominal de corriente de los rectificadores. La capacidad de corriente nominal de las barras de los cuadros de distribución de cargas de equipos de servicios puede verse afectado también.

Se han usado tres tipos de configuraciones básicas para inversores las cuales se enlistan a continuación.

- Fuente de alimentación primaria con un inversor en *standby*, también conocido como configuración *standby* pasivo.
- Fuente de alimentación primaria en *standby* con un inversor en línea, también conocido como configuración *standby* activo.

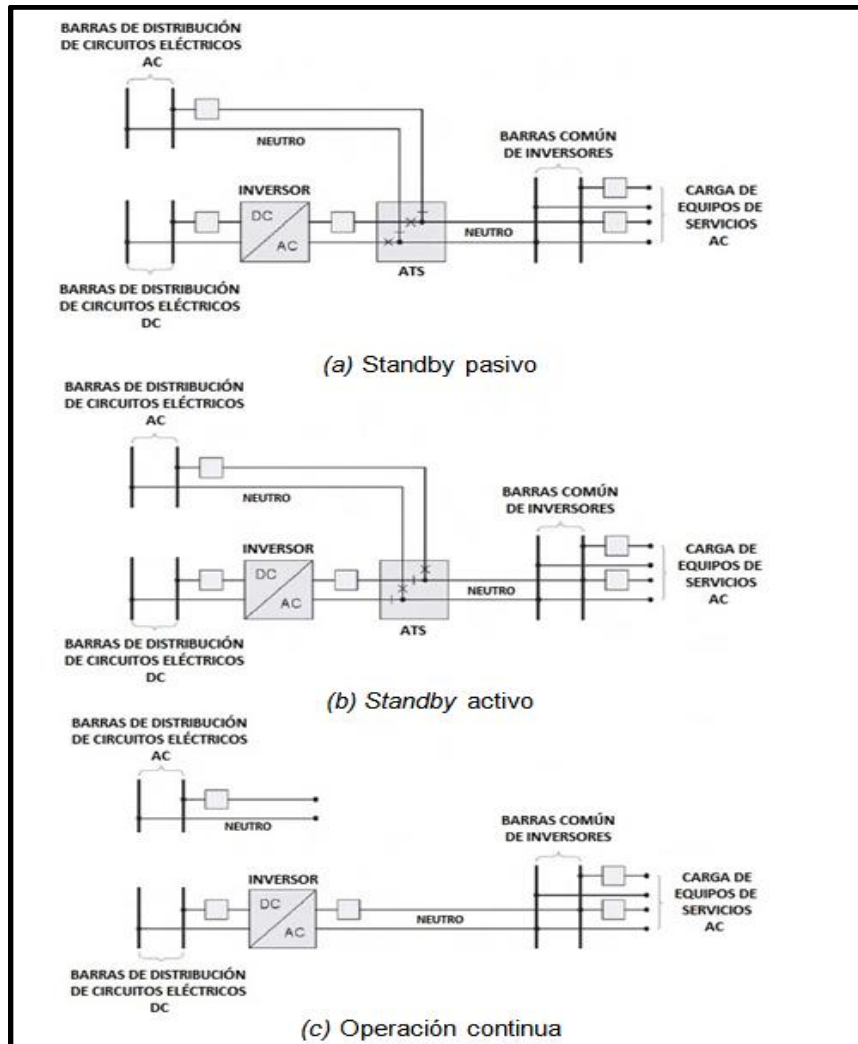
- Inversores como fuente de alimentación primaria, configuración conocida como de operación continua.

Adicional a las configuraciones listadas se pueden formar arreglos con los inversores para ofrecer redundancia ante cualquier tipo de falla en los módulos. Cuando se requiere redundancia, los inversores pueden ser configurados para operar en paralelo o en *standby*. En una configuración en paralelo, los inversores deben tener un control de sincronización de fases para que no exista falla por cortocircuito.

No existe ningún tipo de interrupción sobre la barra del gabinete cuando uno de los módulos falla. En una operación en *standby*, el inversor redundante es encendido pero desconectado de la barra del gabinete a través de un interruptor o relay. Existe una interrupción (5 a 50 ms) entre el tiempo en que el modulo bajo falla se apaga y el módulo en *standby* es conectado al circuito eléctrico.

Varios métodos son utilizados para controlar el voltaje de salida, incluyendo el control de ángulo de fase, modulación de ancho de pulso (PWM) y modulación por frecuencia de pulsos (PFM). En el control de conmutación de ángulo de fase, las salidas de dos inversores independientes son conectadas y así el voltaje de salida es sumado. Uno de los inversores es controlado variando la fase del pulso de disparo del tiristor así la salida de voltaje es desfasada en relación a la salida de voltaje del otro inversor. Mientras más grande sea el desfase entre los dos inversores, menor será la suma de la salida de voltajes.

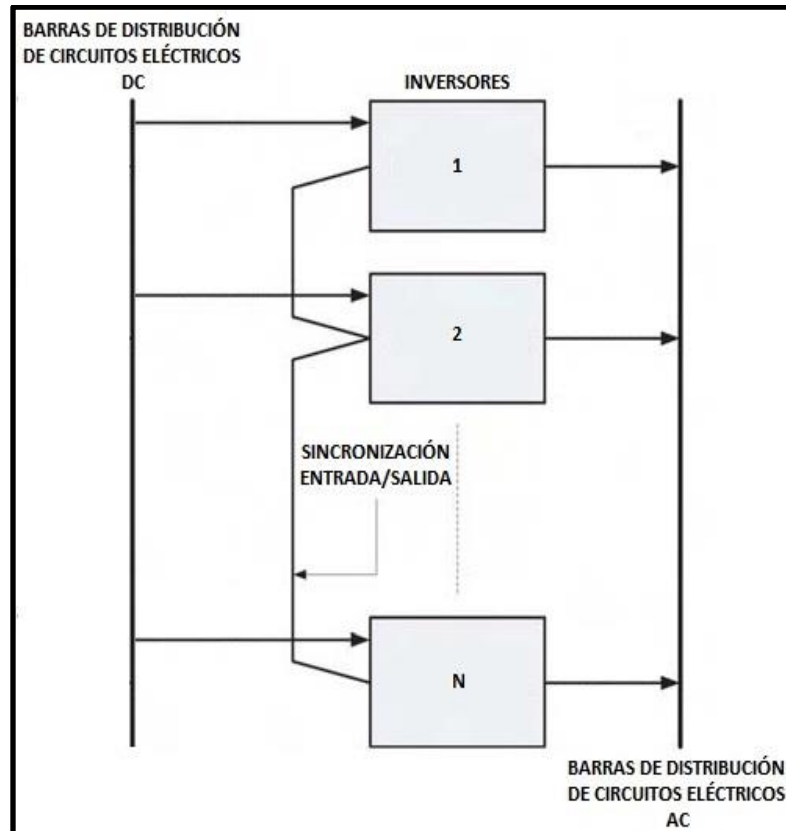
Figura 19. Configuración de inversores



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 145.

Con este tipo de regulación de voltaje, la salida se puede mantener constante ante cualquier tipo de variación de voltaje de entrada de los inversores o variaciones en el flujo de corriente de las cargas de equipos de servicios.

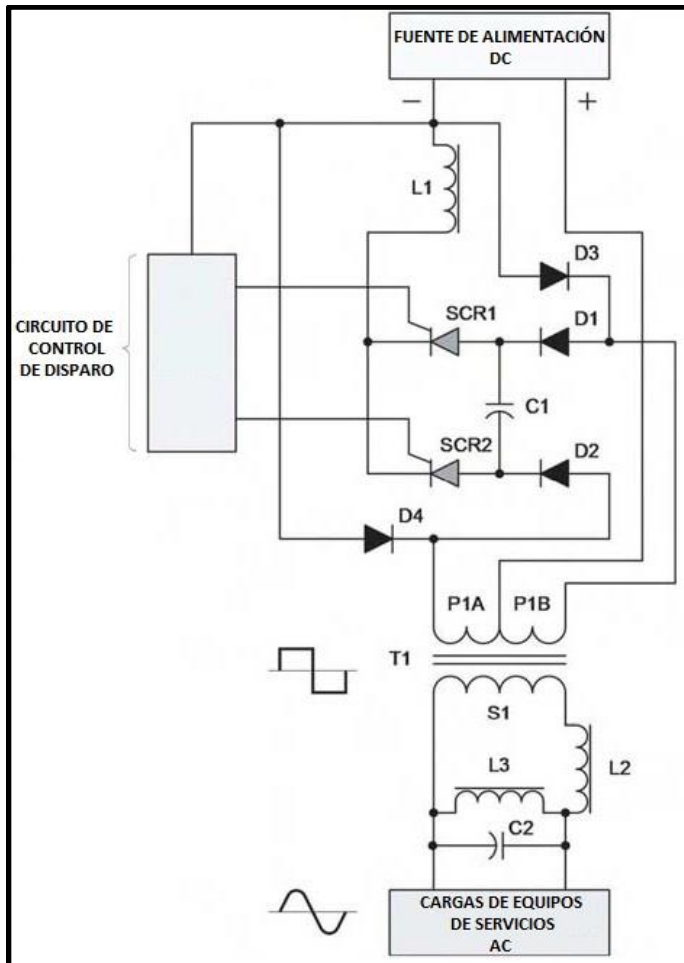
Figura 20. Configuración redundante



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 146.

El control a través de la modulación de ancho de pulso dispara y luego apaga un rectificador controlado de silicio (SCR) repetidamente, durante cada ciclo de la onda senoidal del voltaje de salida. De esta forma, medio ciclo de onda senoidal del voltaje de salida está formado por un cierto número de pulsos. Variando el ancho de pulso o la frecuencia de pulso, es posible regular el voltaje de salida del inversor.

Figura 21. Inversor

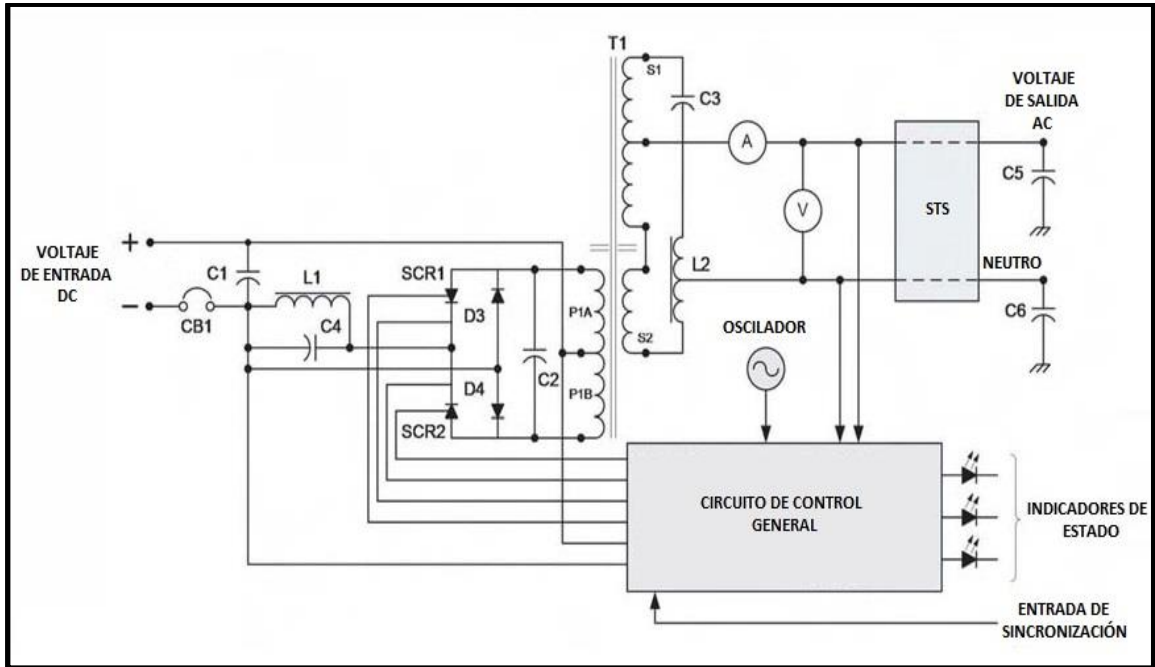


Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 146.

Una derivación en el circuito eléctrico del inversor es usado para lograr la inversión del voltaje de DC de entrada. Una de las ventajas de tener un transformador eléctrico separando la entrada y salida del inversor es el aislamiento que este provee, y los circuitos eléctricos conectados a la salida pueden ser conectados a un punto de referencia del sistema de puesta a tierra diferente al de entrada.

Cuando los SCR son usados en circuitos eléctricos de AC, estos son apagados cuando la onda de voltaje senoidal cruza por cero. En los circuitos eléctricos de DC es necesario usar un capacitor de atenuación de onda para apagar un tiristor. En la figura 22 se muestra el control por modulación de ancho de banda y modulación por frecuencia de pulsos usados en inversores.

Figura 22. **Modulación de ancho de banda y frecuencia de pulsos**



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 147.

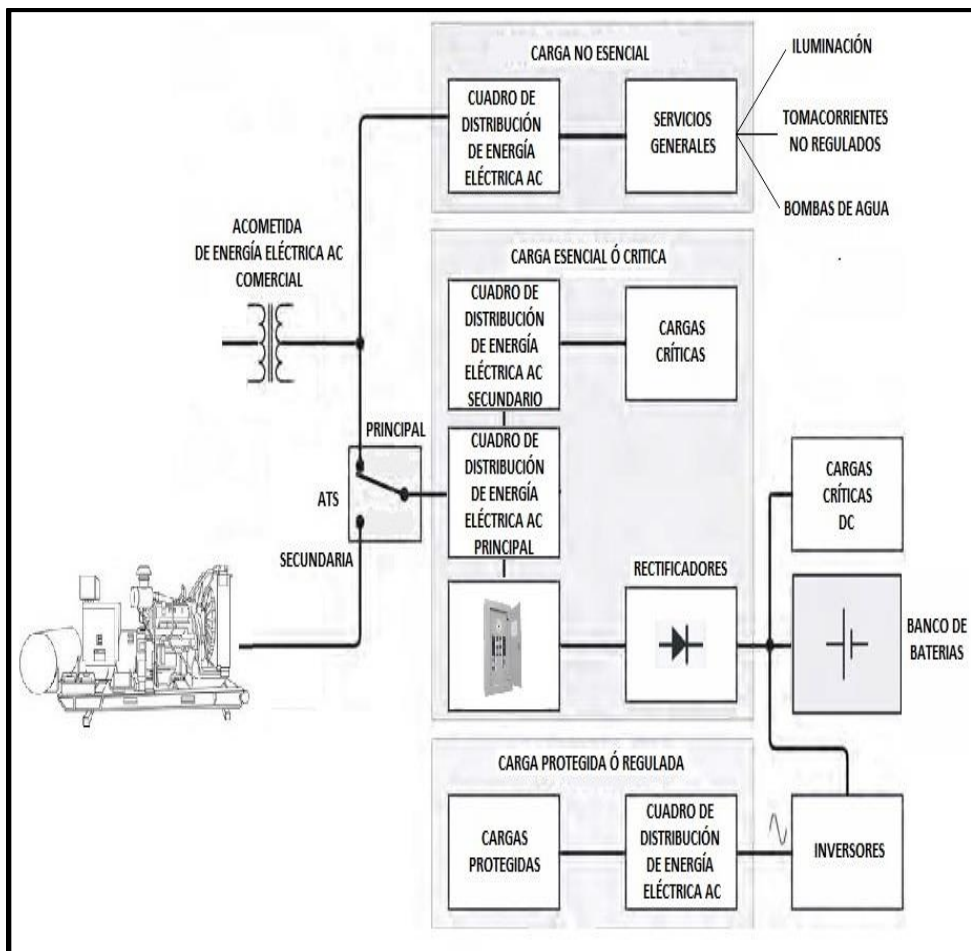
1.2.2.8. Carga (loads)

Se entiende por algoritmo de carga o el método por medio del cual el cargador restituye la carga de la batería, donde el cargador controla el voltaje que se aplica a la batería, el monto de la carga que suministra depende de la tecnología de la misma.

1.2.2.8.1. Corriente alterna (CA)

La fuente de alimentación primaria o secundaria, según sea el caso, suele alimentar diferentes tipos de cargas en CA de un sitio típico de telecomunicaciones. Dichas cargas pueden ser categorizadas según su importancia (ver figura 23).

Figura 23. Clasificación de las cargas de CA



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 15.

Según esta clasificación se encuentran las cargas no esenciales las cuales no presentan mayor importancia para la operación de un sitio de telecomunicaciones. Por ejemplo, el sistema de iluminación, tomacorrientes no regulados, bombas de agua, entre otros. Estas cargas no se ven afectadas ante fallas de energía eléctrica de la fuente de alimentación primaria.

Las cargas esenciales o críticas son aquellas cargas que pueden tolerar microinterrupciones con un tiempo de milisegundos. Durante interrupciones con un tiempo de duración más largo, las cargas dentro de esta clasificación suelen ser alimentadas a través de un grupo electrógeno o cualquier fuente de alimentación secundaria montada e instalada en sitio. Algunas cargas dentro de esta clasificación solo necesitan ser protegidas regulando el voltaje de entrada, en estos casos un sistema de alimentación ininterrumpida (UPS), suele ser suficiente.

Aquellas cargas que no pueden tolerar ningún tipo de interrupción son denominadas protegidas o reguladas. Dichas cargas son alimentadas a través de inversores que a su vez son alimentados por el conjunto de rectificadores y banco de baterías durante una interrupción de energía eléctrica en la fuente de alimentación principal, sea cual sea su frecuencia y tiempo.

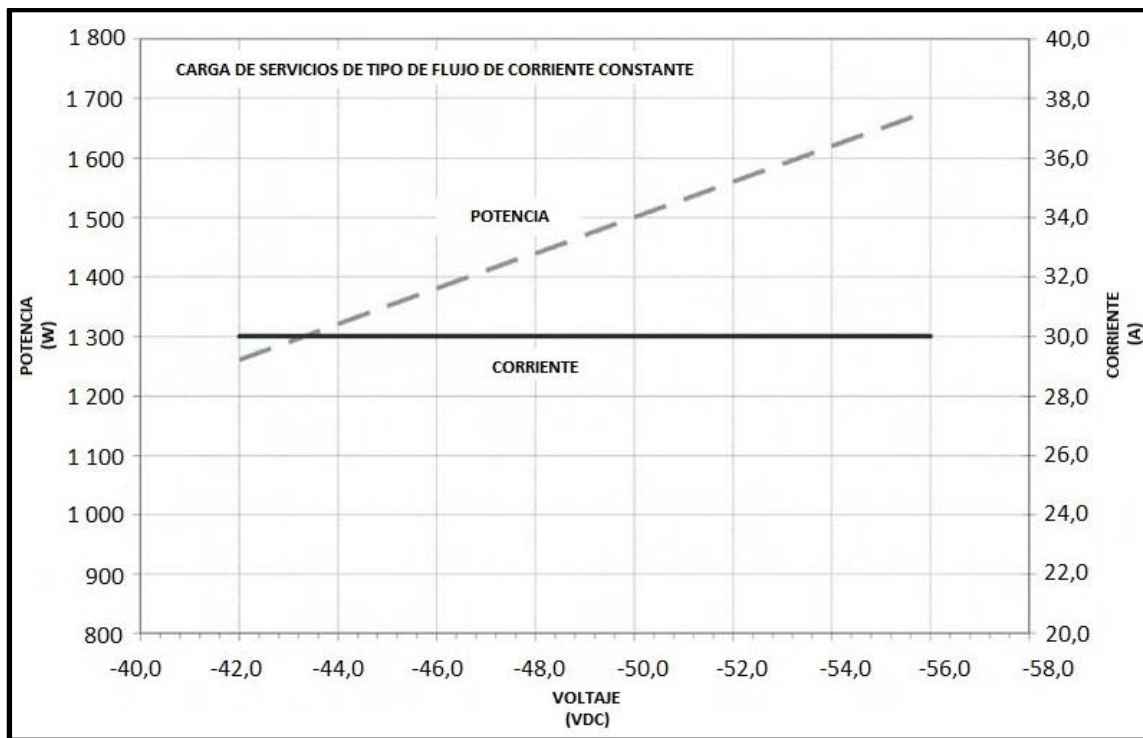
1.2.2.8.2. Corriente directa (DC)

La mayoría de equipos de servicios de telecomunicaciones utilizan fuentes de alimentación distribuida o centralizada, para convertir los voltajes de servicio (+24 o -48 V_{DC}) a voltajes de operación, tales como +5 y +12 V_{DC}. Los voltajes de operación son provistos por convertidores DC – DC integrados o montados sobre el chasis de cada equipo de servicios de telecomunicaciones. Las características de la carga de equipos de servicios de telecomunicaciones

dependen de su tecnología. Existen tres características básicas que clasifican las cargas de equipos de servicios de telecomunicaciones.

- Resistiva: es proporcional al voltaje de servicio aplicado, por lo que durante la etapa de descarga de las baterías la corriente de dicha carga, decrece conforme el voltaje de las baterías cae.

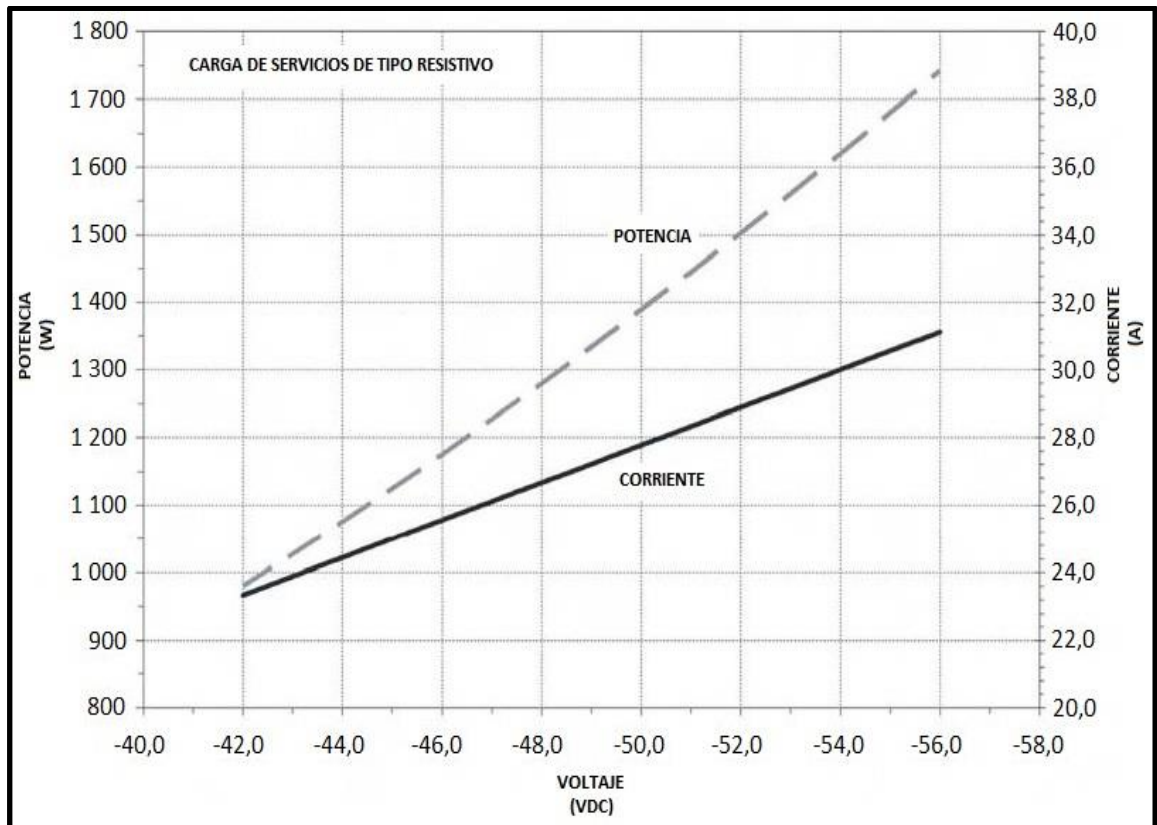
Figura 24. Carga de servicios de equipos tipo resistivo



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 196.

- Flujo de corriente constante: permanece constante conforme el voltaje decrece.

Figura 25. **Carga de servicios de equipos de tipo de flujo de corriente constante**



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 196.

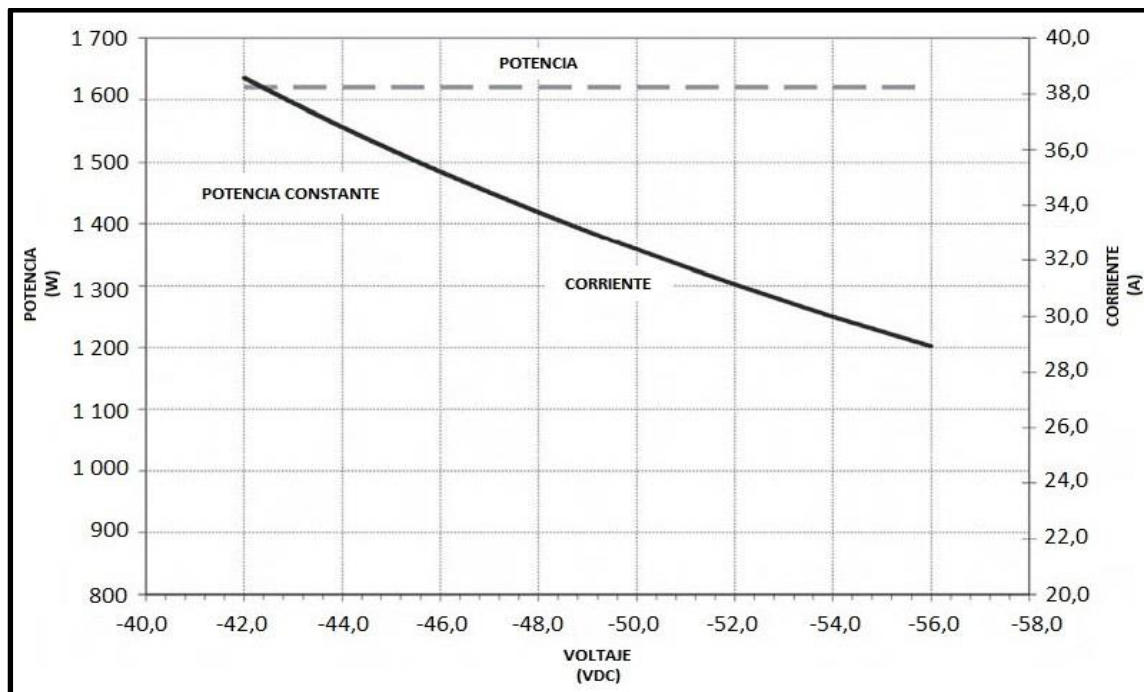
- Potencia constante: la corriente de las cargas de esta potencia es inversamente proporcional al voltaje de servicio aplicado, la corriente de dicha carga aumenta conforme el voltaje de las baterías decrece.

Las características de carga de equipos de servicios de telecomunicaciones también dependen de su función básica. Por ejemplo, los conmutadores digitales utilizados en centrales de telecomunicaciones tienen una componente de carga fija grande con una relativa componente de carga

variable. Por otro lado, en la carga de equipos de radiofrecuencia troncal canalizados, existe una componente de carga fija pequeña y una componente de carga variable grande.

Mientras que la carga asociada a equipos de transmisión y multiplexación, conmutadores de paquetes de datos y enrutamiento es constante e independiente del nivel de tráfico.

Figura 26. **Carga de servicios de equipos de tipo de potencia constante**



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 197.

La componente de carga variable depende del nivel de tráfico (cada canal activo contribuye a un incremento en la carga), y de variaciones diarias predecibles. Los equipos de servicios inalámbricos de telecomunicaciones suelen experimentar un pico en el nivel de tráfico según la cobertura del ancho de onda electromagnética a la que operan. El efecto de este pico de nivel de tráfico puede ser en una sola comunidad, en un corredor, en una central de telecomunicaciones o expandirse a lo largo de una región geográfica.

1.2.3. Sistema de puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra de un sitio típico de telecomunicaciones se puede clasificar en externo e interno; deben tener un valor de impedancia bajo, con conductores lo suficientemente largos para disipar el flujo de corriente de falla.

1.2.3.1. Sistema de puesta a tierra externo

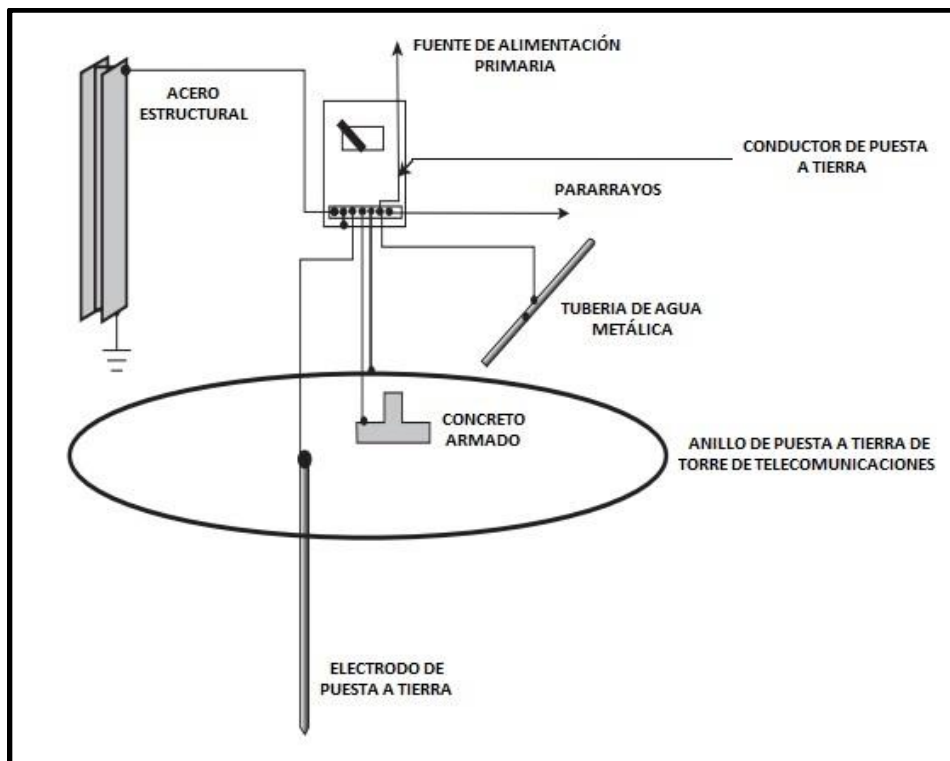
El sistema de puesta a tierra externo está más allá del alcance de este trabajo de graduación; sin embargo, es importante mencionar que el sistema de puesta a tierra externo (BPG) para un sitio de telecomunicaciones debe contar con un punto común de puesta a tierra (electrodo).

Por ejemplo, el sistema de puesta a tierra de los circuitos eléctricos de AC, el sistema de puesta a tierra de la torre de telecomunicaciones, el sistema de puesta a tierra de los pararrayos, estructuras y tuberías metálicas expuestas, y cualquier otro sistema de puesta a tierra debe ser conectado al punto común del sistema de puesta a tierra externo con el afán de mantener una conexión equipotencial y una referencia a cero homogénea.

1.2.3.2. Sistema de puesta a tierra interno

Consta de una barra maestra de puesta a tierra (MGB), un barra de puesta a tierra secundario (SSGB), barra de puesta a tierra de estructuras o marcos de soporte (RGB) de los componentes del sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de +24 o -48 VDC y de los equipos de servicios de telecomunicaciones y los conductores de puesta a tierra. Cada uno de estos elementos debe ser conectado de forma efectiva entre sí, para minimizar la diferencia de potencial que pueda existir entre ellos.

Figura 27. Punto común de puesta a tierra

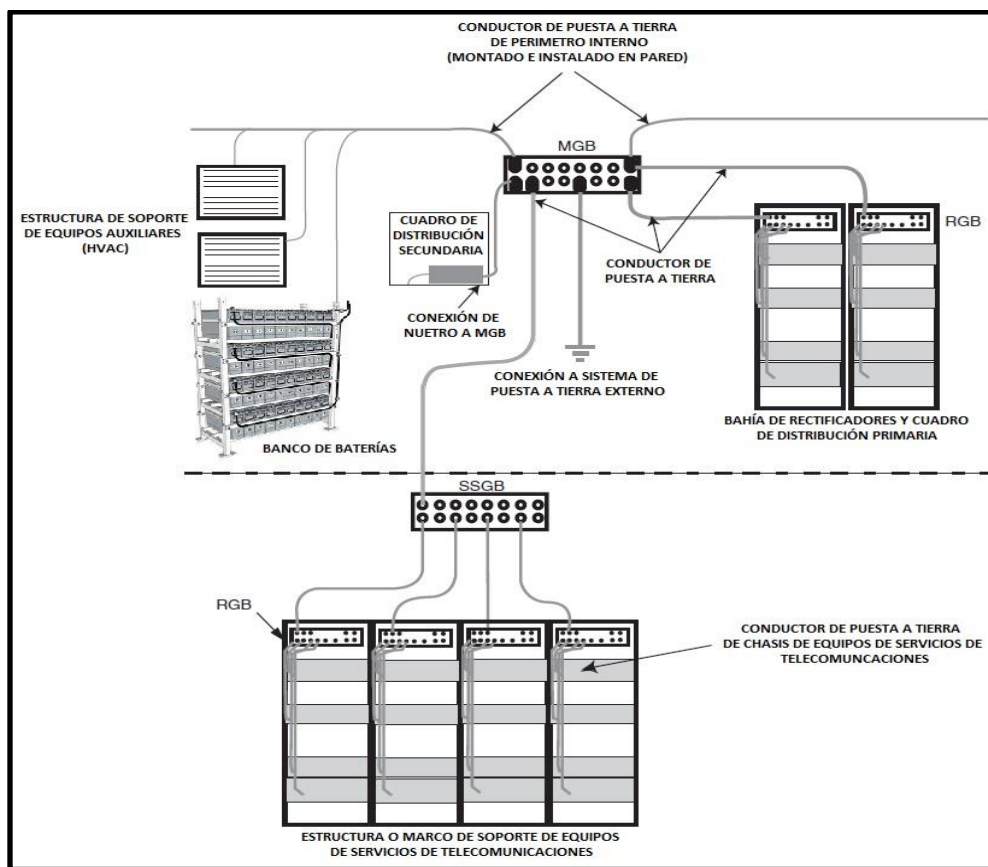


Fuente: Motorola. *Standars and Guidelines for communications sites*. p. 6.

1.2.3.2.1. Barra maestra de sistema de puesta a tierra

La barra maestra de puesta a tierra (MGB) es una interfaz mecánica y eléctrica entre los sistemas de puesta a tierra aislado de una sala, los equipos de servicios de telecomunicaciones, las estructuras o marcos de soporte, las tuberías subterráneas y expuestas, entre otros y el sistema de puesta a tierra externo.

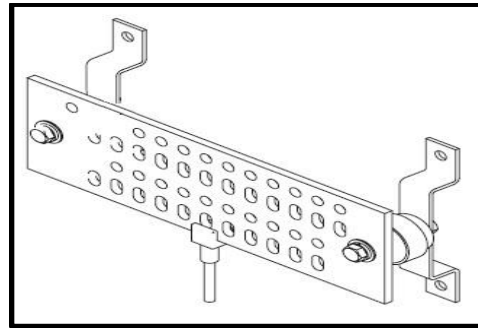
Figura 28. Sistema de puesta a tierra interno



Fuente: Motorola. *Standars and Guidelines for communications sites*. p. 202.

La MGB es una placa de cobre lisa o con un revestimiento de plata de un espesor mínimo de (1/4) pulgadas y de 4 o 6 pulgadas de alto. Dependiendo del número de terminales de conductores capaz de alojar, la barra puede ser de 6 a 48 pulgadas de largo, sin embargo, barras más largas suelen usarse en la práctica (ver figura 29).

Figura 29. **Barra maestra de puesta a tierra típica**



Fuente: Chatsworth products. <http://www.chatsworth.com>. Consulta: 24 de septiembre de 2014.

La MGB debe montarse e instalarse al punto más próximo del sistema de puesta a tierra externo sobre herrajes aislados. En la tabla VIII se puede apreciar información adicional sobre especificaciones y requerimientos de las MGB usadas en los sistemas de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de +24 o -48 V_{DC} de sitios de telecomunicaciones típicos.

La MGB suele ser dividida (ver figura 30) para una conexión en una secuencia según el origen de las terminales de los conductores de puesta a tierra. Uno de los métodos más usados, conocido como PANI, alojado en áreas específicas de la MGB los puntos de producción o absorción de energía eléctrica, o si son componentes del sistema de distribución de energía eléctrica a +24 o -48 V_{DC} o equipos de servicios de telecomunicaciones.

1.2.3.2.2. Barra de puesta a tierra secundario

La barra de puesta a tierra secundaria (SSGB) es un punto de conexión individual para todos los conductores de puesta a tierra, los conductores de puesta a tierra del área perimetral interno o para los conductores de puesta a tierra usados en equipos de servicios de telecomunicaciones de una sala o área en específico. LA SSGB puede ser instalada dentro de la sala que aloja el grupo electrógeno o el *switchgear* o *switchboard*, en una sala de equipos de servicios de telecomunicaciones o en un área separada de esta, pero asociada o en cualquier otro punto.

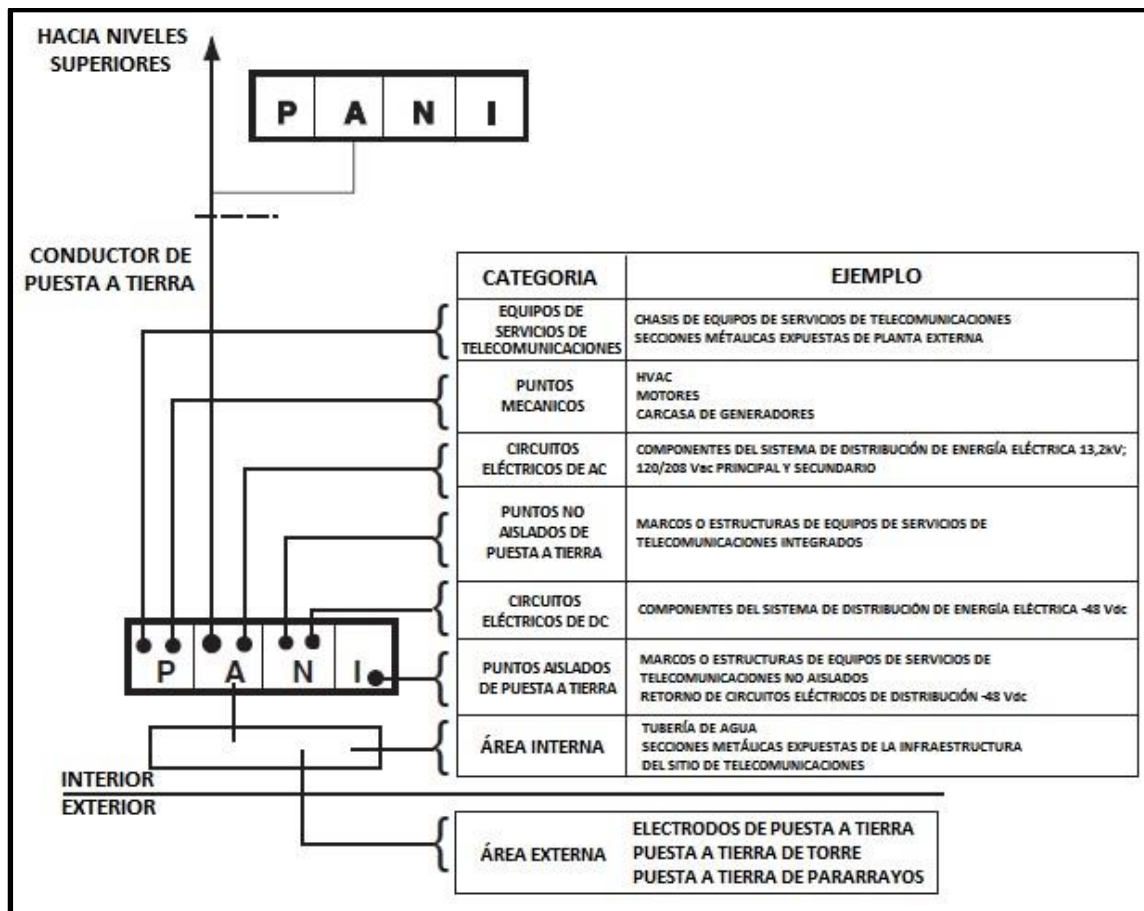
Tabla VIII. **Especificaciones y requerimientos de barras maestra de puesta a tierra**

Ítem	Especificaciones y requerimientos
Material	Barra sólida y desnuda de aleación de cobre 110 (99,9 %). Aplicación de galvanoplastia de plata deseable
Dimensiones mínimas requeridas NFPA 70 – 2005, art.º 250.64	Alto: 2 pulgadas (50,8 mm) Espesor: 0,25 pulgadas (6,35 mm) Longitud: Variable en función de los requerimientos de la aplicación y futuro crecimiento. Una longitud de 12 pulgadas (305 mm) es recomendada como longitud mínima permisible.
Herrajes	Deben de ser los adecuados para la aplicación
Aisladores	Poliéster Fibra de vidrio Rigidez dieléctrica de 15 kV mínima Resistencia al fuego según la clasificación UL 94 VO
Agujeros de instalación y montaje de terminales de conductores (número y dimensiones)	Dependiendo del número de terminales de conductores a ser conectados los agujeros deben de ser de un diámetro mínimo de 0,4375 pulgadas (11 mm) con una distancia entre centros de 0,75 pulgadas (19 mm) para alojar terminales de conductores de doble ojo.
Método de conexión a sistema de puesta a tierra externo	Soldadura exotérmica Conexión a compresión irreversible Otro tipo de proceso de conexión a compresión irreversible aceptable.

Fuente: Motorola. *Standars and Guidelines for communications sites*. p. 204.

Al tener conectado todos los equipos de servicios de telecomunicaciones así como las estructuras o marcos de soporte de estos a una SSGB, la diferencia de potencial se minimiza, la probabilidad de lesión en el personal técnico de operación y mantenimiento y daño de los componentes del sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de +24 o -48 V_{DC} o de los equipos de servicios de telecomunicaciones se reduce.

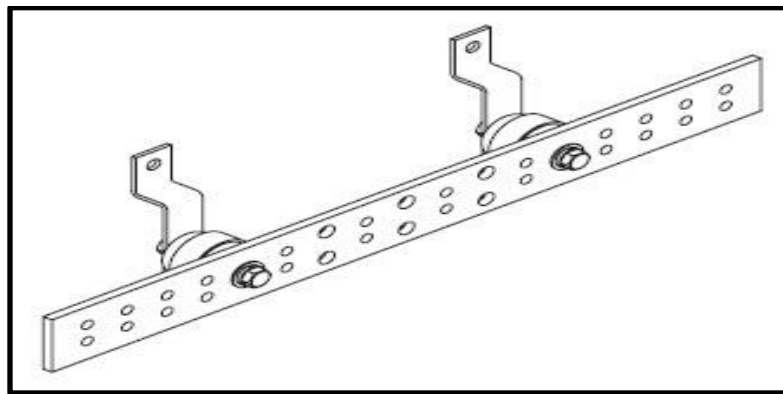
Figura 30. **Secuencia u orden de conexión PANI en barras maestra de puesta a tierra**



Fuente: Motorola. *Standars and Guidelines for communications sites*. p. 231.

La SSGB debe ser una barra de cobre con agujeros perforados para el uso de terminal de conductores de doble ojo estándar. Se recomienda que a la barra se le aplique galvanoplastía de plata para reducir el coeficiente de rozamiento para mejorar su necesidad de lubricación. Como se puede ver la única diferencia entre una barra de puesta a tierra de tipo MGB y una SSGB es el punto de conexión de la primera al sistema de puesta a tierra externo de la infraestructura del sitio de telecomunicaciones.

Figura 31. **Barra de puesta a tierra secundaria**



Fuente: Chatsworth products. <http://www.chatsworth.com>. Consulta: 24 de septiembre de 2014.

1.2.3.2.3. Barra de puesta a tierra de estructuras o marcos de soporte

Una barra de puesta a tierra (RGB) puede ser instalada en las estructuras o marcos de soporte de los equipos de servicios de telecomunicaciones o en los gabinetes que contienen los rectificadores y cuadros de distribución primaria u otro componente para tener un punto de conexión de los diferentes conductores de puesta a tierra de estos.

Las estructuras de soporte o marcos así como los gabinetes pueden ser conectadas a través de los conductores de puesta a tierra en sus propias RGB. La RGB debe ser una barra de cobre sólido, de aleación de cobre o de cobre o acero con una aplicación de galvanoplastia de plata.

Esta debe ser dimensionada de forma apropiada para cada aplicación y capaz de alojar terminales para conductores de calibre mínimo 2 AWG. Debe contar con un número de agujeros perforados de diámetro igual a 0,4375 pulgadas (11 mm) para alojar el número requerido de terminales de doble ojo para conductores de puesta a tierra.

1.2.3.2.4. Conductor de puesta a tierra

El conductor de puesta a tierra es un medio de interconexión entre la MGB, SSGb o RGB, las estructuras o marcos de soporte o gabinetes, el chasis de los equipos de servicios de telecomunicaciones o los componentes del sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de +24 o -48 V_{DC}.

El extremo opuesto a la conexión hacia MGB o SSGb del conductor de puesta a tierra no suele definirse, sin embargo, este extremo puede terminar en una estructura o marco de soporte o gabinete, en un chasis de un equipo de servicios de telecomunicaciones, en un componente aislado del sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de +24 o -48 V_{DC} (rectificadores, inversores, convertidores DC – DC, entre otros.) o en una RGB.

Todos los conductores de puesta a tierra deben ser de cobre trenzado y aislado al menos que se requiera lo contrario. El color de la camisa del conductor de puesta a tierra debe ser verde, verde con una línea amarilla o ser

identificados de forma correcta con algún distintivo de color verde, cinta o etiqueta adhesiva color verde.

Donde se usen conductores desnudos este debe ir montado e instalado sobre una estructura de soporte aislada con una distancia mínima entre estas de 24 pulgadas (610 mm). Los conductores de puesta a tierra desnudos no deben entrar en contacto con cualquier tipo de superficie metálica u otros conductores a menos que se pretenda una conexión hacia estos.

Los conductores de puesta a tierra comúnmente nacen en la MGB y luego se distribuyen de forma radial hacia los diferentes puntos del sistema de puesta a tierra interno a través de las escalerillas de conductores de los circuitos eléctricos de alimentación y retorno. Estos a su vez se pueden extender hacia áreas de alojamiento de equipos de servicios de telecomunicaciones y conectar a las barras de puesta a tierra secundaria o a las barras de puesta a tierra de estructuras o marcos de soporte o gabinetes.

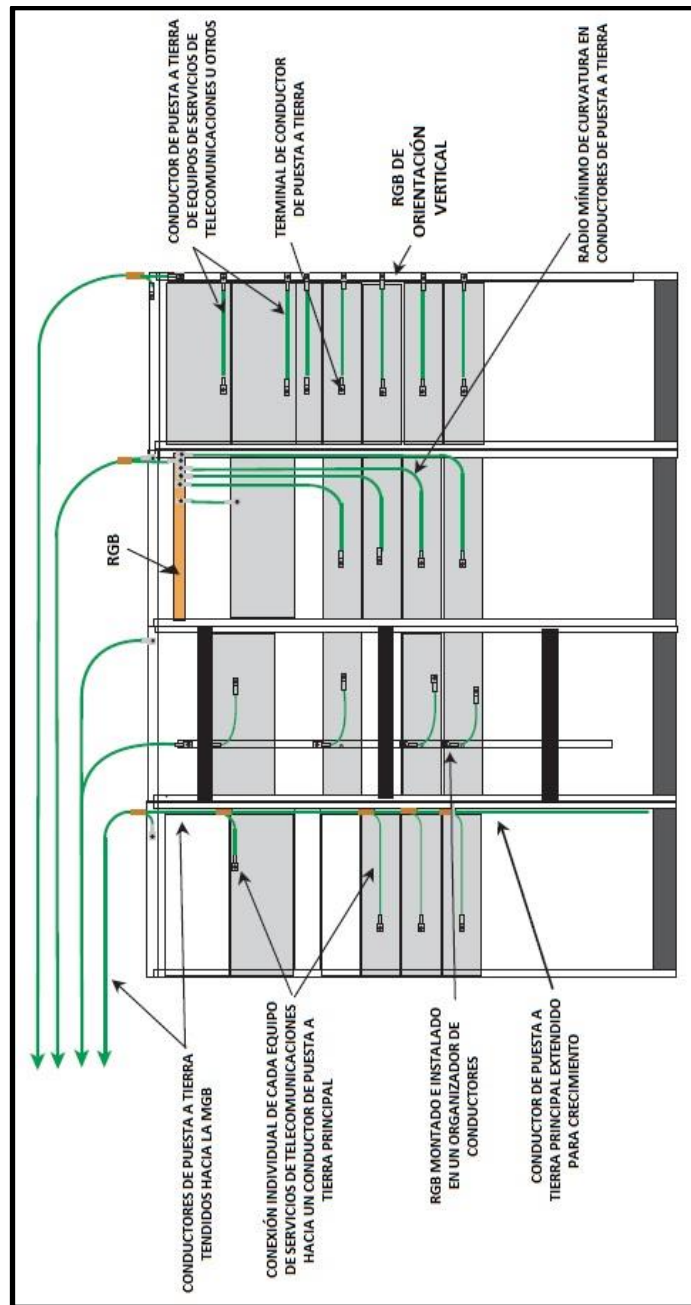
La conexión a puesta a tierra de los equipos de servicios de telecomunicaciones en una estructura o marco de soporte o de los componentes del sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de +24 o -48 V_{DC} montados e instalados en un gabinete debe ser tal y como se muestra en la figura 32. No se requiere el montaje e instalación de conductores de puesta a tierra en cada punto individual, siempre y cuando el conductor de puesta a tierra de la estructura o marco de soporte o bahía se extienda hasta la SSGB o MGB.

1.2.3.2.5. Conductor de puesta a tierra de perímetro interno

El conductor de puesta a tierra de perímetro interno (IPGB) provee un medio de conexión hacia la MGB de estructuras de soporte auxiliares, ductos de conductores de energía eléctrica y cualquier pieza metálica la cual se encuentra a lo largo de todo el sitio de telecomunicaciones. El IPGB debe ser montado e instalado de tal manera que rodee el sitio, sala o área de telecomunicaciones a través de dos conductores de puesta a tierra ubicados de forma opuesta.

Dichos conductores deben ser montados e instalados de forma horizontal a lo largo de la pared aproximadamente a 8 ft ($2,4\text{ m}$) por encima del piso o a 1 ft (305 mm) por debajo del techo y conectado en uno de sus extremos a la SSGB o a MGB, según Donde aplique. Ambos conductores del IPGB deben coincidir en un punto común dentro del área de montaje e instalación y opuesto a la SSGB o MGB. En el punto Donde los conductores del IPGB coinciden, entre estos debe existir una separación mínima de 4 pulgadas (104 mm).

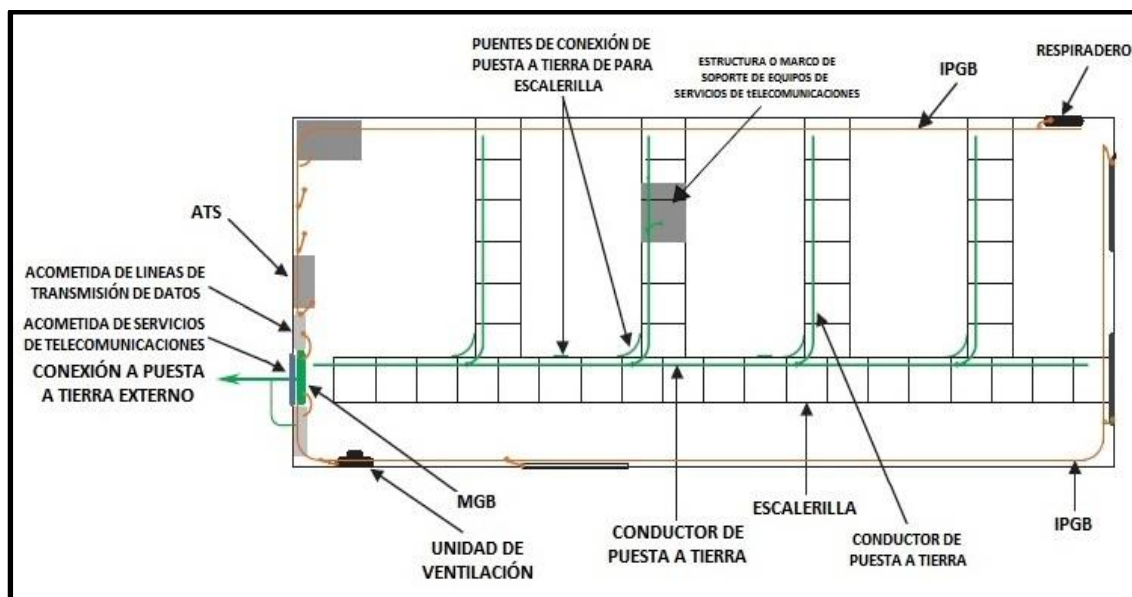
Figura 32. **Métodos aceptables de conexión de conductores de puesta a tierra en estructura o marcos de soporte y bahías**



Fuente: Motorola. *Standars and Guidelines for communications sites*. p. 218.

En la figura 33 se puede ver un ejemplo del montaje e instalación de conductores del IPGB usado en un sitio de telecomunicaciones. El conductor del IPGB debe ser montado e instalado sobre soportes aislados a una distancia de 2 pulgadas (51 mm) de la superficie de la pared. Los soportes aislados deben tener una distancia entre ellos a lo largo de los conductores del IPGB de 2 ft (610 mm) mínimo para mantener este de forma segura sin que exista una curvatura significativa.

Figura 33. **Conductor de puesta a tierra de perímetro interno**



Fuente: Motorola. *Standards and Guidelines for communications sites*. p. 199.

No se deben usar los conductores del IPGB para conectar a la MGB las estructuras o marcos de soporte de equipos de servicios o el chasis de estos últimos, así como tampoco los gabinetes de alojamiento o el chasis de los componentes del sistema de distribución de energía eléctrica a +24 o -48 V_{DC}, debido a que este suele ser un conductor desnudo.

1.2.4. Monitoreo y control

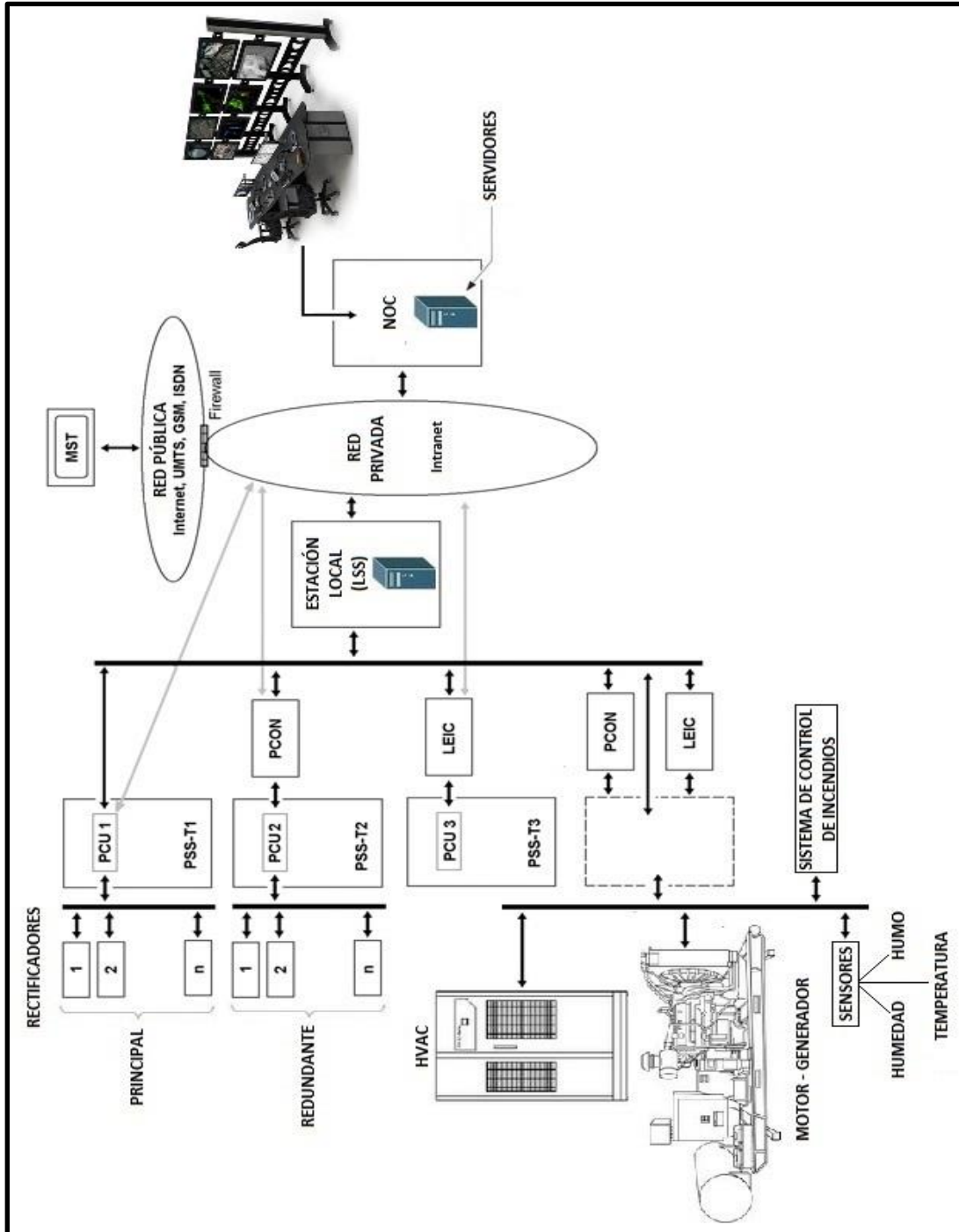
La confiabilidad y continuidad de la energía eléctrica en un sitio de telecomunicaciones son parámetros de mucha importancia. Para asegurar una disponibilidad del 100 % en los servicios de telecomunicaciones es necesario que cualquier tipo de anomalía en el sistema de distribución de energía eléctrica AC y DC y HV_{AC} sea reportada al Network Operation Center (NOC).

La información que es transmitida desde los diferentes componentes del sistema de distribución de energía eléctrica AC y DC así como de HV_{AC} de un sitio de telecomunicaciones al NOC debe ser precisa y exacta para decidir cuál es la mejor acción a considerar para responder ante cualquier tipo de falla.

Para lograr una supervisión efectiva es necesario tener un control y monitoreo sofisticado en el sitio de telecomunicaciones así como una comunicación perfecta hacia el NOC. La figura 34 muestra la estructura típica de control y monitoreo de un sistema de distribución de energía eléctrica AC y DC y HV_{AC} y el flujo de datos de varios componentes que están conectados a través de una estación local (LSS) y una red de área local (LAN) o de área amplia (WAN) al NOC. Las siguientes funciones e información deberían de estar disponibles a nivel de control y monitoreo, tanto en el sitio de telecomunicaciones como en el NOC.

- Medición de voltaje, corriente, temperatura, humedad, entre otros
- Alarmas, advertencias y eventos
- Estado de variables en tiempo real
- Ejecución de comandos
- Ajuste y configuración de parámetros
- Actualización de *firmware*

Figura 34. Estructura típica de control y monitoreo



Fuente: SCHMITT, G. *Control and Monitoring of Telecommunication Power Systems*. p. 386.

1.2.4.1. Estructura

Para una integración plena de monitoreo y control es importante que todos los componentes del sistema de distribución de energía eléctrica AC y DC y HV_{AC} estén equipados con cierto grado de inteligencia artificial. Dependiendo del tamaño y la prioridad del sitio, diferentes niveles de funciones son requeridas. A continuación se enlistan las mínimas requeridas para un sitio de telecomunicaciones típico.

- Instrumentación para medición de voltaje, corriente, temperatura, humedad, entre otros.
- Gestión de alarmas locales con niveles de prioridad mayor y menor.
- Leds o luces piloto para señalización de estado.
- Interface de conexión para operación y mantenimiento.
- Registro de eventos y alarmas en memoria con fecha y hora.

Para sitios de mayor importancia se requieren de funciones adicionales para mejorar el control y monitoreo remoto, tales como una mayor capacidad de control y monitoreo, posibilidad de configuración de parámetros y ejecución de comandos de forma remota, entre otros.

1.2.4.2. Componentes

A continuación se describe detalladamente los elementos necesarios para llevar a cabo el proyecto de sistema de distribución de energía eléctrica y se detallan por medio de la clasificación de tres niveles.

1.2.4.2.1. Primer nivel

Los componentes de primer nivel de un sistema de distribución de energía eléctrica AC (primaria y secundaria) y DC y HV_{AC} se pueden clasificar en 3 tipos según su capacidad de control y monitoreo.

- PSS – T1

Componentes con módulo de control (PCU) integrado, capaz de comunicarse con el NOC de forma directa a través de cualquier tipo de protocolo. Este tipo de componentes representan lo último en tecnología con una NIC (*Network interface card*) integrada para redes de comunicación Ethernet utilizando una interfaz o conector RJ – 45. Se podría decir que: casi todos los componentes de un sistema de distribución de energía eléctrica AC cuentan con esta tecnología (*switchgear*, grupo electrógeno, unidades de ventilación y aire acondicionado, entre otros), pero el coste asociado es alto en comparación de una solución de tipo PSS – T2 o PSS – T3.

- PSS – T2

Componentes con una unidad de control por microprocesador. Este tipo de componentes necesitan un convertidor de protocolo de comunicación (PCON), para establecer una comunicación con el NOC. Un PCON es un elemento mediante el cual se transporta, de manera confiable, la información de un componente hacia un medio de comunicación distinto al original y/o de diferente protocolo. Este tipo de componentes presentan un módulo de control inteligente, sin una interfaz directa hacia la red de comunicación Ethernet, típico de los 90's y los primeros años de este siglo.

- PSS – T3

Componentes sin módulo de control con una interfaz para contactos secos y medición de variables analógicas. Este tipo de componentes necesitan de una interfaz de conversión de análogo a digital (LEIC) para utilizar la información recolectada.

La interfaz LEIC es un elemento con una tarjeta de comunicación que permite una interacción remota con el NOC. Este tipo de componente puede encontrarse en muchos sitios de telecomunicaciones, principalmente en equipos de ventilación y aire acondicionado que no suelen contar con instrumentación de precisión para la regulación de la temperatura y la humedad de un sitio típico de telecomunicaciones.

- Rectificadores, convertidores DC – DC, inversores y otros

Los rectificadores, convertidores DC – DC e inversores modernos cuentan con cierto grado de inteligencia artificial y están equipados con microcontroladores e interfaces de comunicación tipo serial para intercambio de información con la PCU. Algunos de estos componentes, de capacidad significativa, pueden incluso contar con una interface hombre – máquina (HMI) y un medio de conexión directa para computadora, para ajuste y programación de parámetros.

A su vez, estos son capaces de enviar notificaciones de estado y alarma hacia la PCU, así como recibir comandos de ajuste y programación de parámetros. Para notificación de estado y alarma estos componentes suelen contar con una pantalla de visualización o leds. La comunicación suele ser a través de protocolo serial de tipo RS485 o Bus CAN.

1.2.4.2.2. Segundo nivel

- Módulo de control y monitoreo (PCU)

Los modernos están equipados con una interfaz de comunicación las cuales se hablan a través de un protocolo serial. Los protocolos serial más comúnmente utilizados están basados en una estructura Bus CAN o RS485.

La disponibilidad de adquisición de una NIC con protocolo de comunicación serial tipo bus CAN en el mercado y de estándares y normas vigentes hacen que este tipo de NIC ofrezcan ciertas facilidades para la integración a un sistema de monitoreo y control. Sin embargo, a pesar de que este tipo de NICs presentan características estándar, muchas veces no suele ser así.

Por ejemplo, una NIC con protocolo de comunicación bus CAN de cierta marca varias veces no puede ser usada en una integración de monitoreo y control de otro tipo de marca. De esto se puede concluir que existen tantos estándares para NIC con protocolo de comunicación bus CAN como marcas en el mercado y esto limita el grado de compatibilidad.

La mayoría de PCUs incluyen un medio de monitoreo y control remoto, propias del fabricante, pero actualmente cada vez este tipo de soluciones están siendo reemplazadas por soluciones integradas. De este tipo de soluciones integradas la más popular se basan en un infraestructura Ethernet, ya sea a través de la red de comunicación interna de la compañía (intranet) o a través de una red de comunicación pública (internet) con un monitoreo y control de acceso y procesos de encriptación.

Debido a que la confiabilidad y continuidad de la energía eléctrica, tanto en AC como en DC y el control y monitoreo de la temperatura, humedad y humo, en un sitio de telecomunicaciones es de vital importancia, la PCU debe ser capaz de manejar datos tanto de componentes digitales como analógicos.

La memoria debe ser de tipo *flash*, con capacidad de actualización de *firmware* sin necesidad de manipular el hardware de la PCU. La actualización del *firmware* ya sea vía local, a través de una NIC o vía remota debe ser posible, también se considera importante que la actualización del *firmware* se realice en un tiempo mínimo de apagado de la PCU.

Es necesario tener la capacidad de modificar el umbral de alarma para aquellos puntos de medición analógico así como la configuración misma de las alarmas. Es obligatorio el dar, por lo menos, dos niveles de prioridad en las alarmas (mayor y menor) y dichas alarmas deben ser conectadas a contactos secos para notificación de estado local o remoto. Algunos PCUs poseen características similares a un controlador lógico programable (PLC) donde es posible realizar una programación lógica a través de una matriz de entradas y salidas para establecer notificaciones de estado.

En sitios de telecomunicaciones de gran tamaño, Donde existe una gran cantidad de componentes en la estructura del sistema de distribución de energía eléctrica AC y DC y HV_{AC}, se suele utilizar una estación local (LSS) como concentrador de datos y punto intermedio del flujo de datos hacia el NOC.

Actualmente, existen PCUs con capacidad de comunicación directa hacia el NOC, pero cuando es necesaria una integración de monitoreo y control de una suma significativa de componentes donde el flujo de datos y notificación de alarmas individual es masivo y es recomendado mantener la estructura de la

figura 33, con una estación local (LSS) como un servidor y concentrador de datos.

- PCON y LEIC

Este tipo de monitoreo y control está desapareciendo paulatinamente y las telecomunicaciones tienden a integrar dichas funciones a través de una red de comunicaciones LAN con estándar Ethernet. Dado que la cantidad de equipos con características PSS – T2 es masiva se suelen utilizar convertidores de protocolo de comunicación (PCON), esto permite que cada componente logre una compatibilidad parcial con el protocolo de comunicación utilizado en la integración de monitoreo y control.

Componentes con características PSS – T3 también, pueden ser integrados al sistema de monitoreo y control utilizando un convertidor de analógico al digital LEIC. Una LEIC es capaz de realizar lectura de variables analógicas y digitales a través de contactos secos. También es posible realizar algunas acciones a través de comandos enviados vía remota desde el NOC.

Usar PCON y LEICs ha permitido lograr una integración de control y monitoreo para cualquier tipo de componente de un sistema de distribución de energía eléctrica AC y DC y HV_{AC}. Es posible encontrar módulos de PCON y LEIC integrado. Para aquellos componentes producidos entre 1993 y 2003 es típico encontrar que ya poseen una interfaz de comunicación a través de un protocolo serial para monitoreo, y control local y remoto (por ejemplo, componentes tipo PSS – T2).

1.2.4.2.3. Tercer nivel

- Estaciones locales (LSS)

Las estaciones locales (LSS) son importantes elementos en el control y monitoreo de los componentes de un sistema de distribución de energía eléctrica AC y DC y HV_{AC} de un sitio de telecomunicaciones. Estos recolectan los datos de rectificadores, convertidores DC – DC, inversores, HV_{AC}, grupo electrogeno, ATSS, UPSs y cualquier componente asociado de energía eléctrica y HVAC. Un LSS comúnmente está formado por un servidor de datos que permite la concentración del flujo de datos no homogéneos útiles para el NOC.

El LSS en muchos casos es capaz de trabajar con diferentes protocolos de comunicación, tanto propios de la marca como aquellos de carácter público. Comúnmente suele tener un grado alto de compatibilidad, es completamente independiente de la marca o el tipo de componentes a integrar para control y monitoreo.

En muchos casos una LSS puede sustituir a un LEIC, tal como se aprecia en figura 33. Una LSS, cuenta con una interface hombre – máquina (HMI) o un medio para conectar una computadora portátil para realizar cualquier tipo de acción necesaria. Una LSS se comunica al NOC a través de una red privada LAN o WAN, usando algún tipo de protocolo de comunicación, el cual provee monitoreo y control en tiempo real y un capacidad de manejo eficiente de un flujo de datos masivo.

- Terminal de acceso remoto (MST)

La intención de tener acceso a un monitoreo y control remoto es optimizar las actividades de mantenimiento (reactivo y correctivo programado) y reducir los costes de operación. Por esta razón, una importante estrategia es autorizar el acceso a personal técnico a través de una terminal de acceso remoto (MST), que comúnmente suele ser una computadora portátil con acceso a la red de comunicación privada de la TPS para conocer el estado de cada uno de los componentes del sistema de distribución de energía eléctrica.

AC (*switchgear*, *switchbaord*, Grupo electrógeno, ATs, UPSs, inversores) y DC (rectificadores, convertidores DC – DC, cuadros de distribución de cargas de servicios de telecomunicaciones principal y secundario) y HV_{AC} (unidades de ventilación, aire acondicionado de confort o de precisión, sensores de temperatura y humedad), y a cualquier otro componente de carácter crítico (sistema de detección y extinción de incendios, control de acceso y seguridad física, entre otros) dentro de la infraestructura de un sitio de telecomunicaciones.

Un escenario típico es aquel en que el personal técnico es notificado por el NOC de una alarma (vía correo electrónico, SMS o a través de una llamada telefónica) la cual puede a través del MST evaluar el estado de dicha alarma (mayor o menor), para tomar una decisión de qué acción tomar si se aplica un mantenimiento reactivo o correctivo programado de dicho componente.

1.2.4.3. Network Operations Center (NOC)

El nivel más alto en monitoreo y control de un sitio de telecomunicaciones es el NOC que es montado e instalado en uno o más sitios equipado con computadores y servidores de datos de alto rendimiento, capaces de realizar monitoreo y control a múltiples sitios a la vez y a varios componentes en tiempo real a través de medios de visualización sofisticados.

Debido al flujo masivo de datos que hay que procesar se requiere de hardware, software y estrategias de almacenamiento que permitan una gestión de alarmas, evaluación y notificación de estado de cada componente del sistema de distribución de energía eléctrica AC y DC y HV_{AC}, así como de cualquier equipo de servicio de un sitio típico de telecomunicaciones.

El NOC recibe notificación de alarmas de los diferentes componentes de energía eléctrica y HV_{AC} así como de otros puntos de interés y el personal técnico de turno debe ser capaz de analizar la información que se percibe a través de la integración vertical de monitoreo y control y tomar decisiones de que acciones tomar. Algunas acciones remotas que se pueden realizar son.

- Lectura de instrumentos de medición y verificación de alarmas
- Estatus de componentes de maniobra y protección eléctrica
- Ejecución de comandos de forma remota
- Ajuste de parámetros
- Actualización de *firmware*

De forma adicional se pueden implementar estrategias de análisis de datos y evaluaciones de estadísticas en el NOC para evaluar.

- Consumo de energía y potencia eléctrica
- Voltaje de flotación, conductancia y capacidad de baterías
- Disponibilidad de servicios de telecomunicaciones
- Control de mantenimiento preventivo y predictivo
- Estadísticas de fallas por tipo, duración, frecuencia, entre otros
- Históricos

En este sentido se podría resumir que el NOC es un centro de monitoreo en tiempo real, recopilación de datos de instrumentos de medición, alarmas y eventos y control de los diferentes componentes de un sistema de distribución de energía eléctrica AC y DC y HV_{AC}, así como, de equipos de servicios de telecomunicaciones de una TPS y que con base en estos y en conjunto con el personal técnico de operación y mantenimiento, se programan las actividades de mantenimiento reactivo, correctivo programado, preventivo y predictivo según sea el caso.

1.2.4.4. Estandarización

La estandarización de las acciones de monitoreo, control y registro de datos para los sistemas de distribución de energía eléctrica AC y DC y HV_{AC} así como de los equipos de servicios de telecomunicaciones es una necesidad cada vez más importante tanto a nivel de TPS como de fabricantes y proveedores.

La tendencia a una integración de monitoreo, control y registro de datos aumenta la necesidad de estándares internacionales en el futuro inmediato. Las telecomunicaciones tendrán el beneficio de reducir costes, en operación y mantenimiento, al existir interoperabilidad entre componentes de diferentes fabricantes debido a una estandarización de aplicaciones. La disponibilidad y

confiabilidad de los componentes mejorará debido a un mejor proceso de pruebas regidas bajo un mismo estándar.

1.2.5. Estándares, normas y prácticas comunes

Los estándares, normas y prácticas comunes son documentos que proporcionan métodos que son interoperables, eficientes y uniformes para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de componentes y sistemas. Algunos estándares especifican requerimientos con lujo de detalles, otros solo especifican los requerimientos generales y los detalles suelen ser propuestos e implementados a través de la práctica en las compañías o industrias que tienen relación con las telecomunicaciones.

Algunas de las organizaciones importantes que desarrollan estándares relacionadas a los sistemas de distribución de energía eléctrica AC y DC y HV_{AC} de sitios de telecomunicaciones son The Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), The Alliance for Telecommunication Industry Solutions (ATIS), y Network Interface, Power and Protection Committee (T1E1). Todos los estándares son reevaluados, confirmados y actualizados cada 5 años. Las normas generalmente especifican los requerimientos de seguridad e higiene y estos suelen ser adoptadas por jurisdicción gubernamental y están vinculadas de forma jurídica.

Ejemplos de normas aplicadas en los sistemas de distribución de energía eléctrica AC y DC y HV_{AC} de sitios de telecomunicaciones están *National Electrical Code*® (NEC) y el *International Fire Code*. Las prácticas reflejan aspectos de diseño, instalación, operación y mantenimiento comunes, pero dichas prácticas no suelen ser universales y bien aceptadas en las diferentes compañías dentro de una misma industria.

Pueden existir un sin número de prácticas utilizadas para realizar una actividad o alcanzar un fin. Las prácticas pueden tener características formales y ser documentadas o simplemente pueden ser parte de una tradición oral y muchas veces no justificadas desde un punto de vista técnico.

Quizá las prácticas más conocidas, aunque actualmente obsoletas, son las aquellas documentadas por AT&T. Entre ellas se encuentran las prácticas *AT&T Bell System Practices* y *The General Telephone & Electronics Practices* (GTEP). Algunas compañías suelen utilizar las prácticas implementadas por otras. Sin embargo, en muchos casos dichas prácticas están desactualizadas o simplemente no pueden ser aplicadas.

1.3. Otras aplicaciones

Otras formas de aplicación son las utilizadas por los vehículos navíos los vehículos de tracción e impulso y los no menos importantes, los de tracción y distribución de energía eléctrica los cuales se describen a continuación

1.3.1. Vehículos y navíos

Sistemas de distribución de energía eléctrica DC suelen ser usados en vehículos y navíos para movimiento y propulsión. La idea básica de vehículos híbridos es usar el motor de combustión interna, con una variación en potencia para reducir la emisión de CO₂. Cuando el vehículo acelera, la potencia aplicada a las llantas es suministrada por el sistema de distribución de energía eléctrica DC y cuando el carro desacelera, la energía cinética se convierte en potencial y esta es almacenada en energía electroquímica en las baterías.

El sistema de distribución de energía eléctrica DC debe ser capaz de manejar potencia eléctrica alta así como niveles de voltaje altos, comúnmente de hasta 300 V_{DC}. El sistema de distribución de energía eléctrica de DC de un vehículo híbrido se compone de motor – generador de arranque, convertidores DC – DC, baterías o celdas de combustible, entre otros. Los navíos también pueden usar un sistema de distribución de energía eléctrica DC para movimiento y propulsión. La energía eléctrica es generada por motores de combustión interna de diésel y esta es distribuida en DC para equipo de monitoreo, control, maquinaria de movimiento y propulsión. Según la aplicación, en un navío se puede tener una distribución de energía eléctrica en AC o DC o una combinación de ambas.

1.3.2. Tracción e impulso

Los sistemas de distribución de energía eléctrica DC han sido usados por largo tiempo en maquinaria de tracción y la razón de esto es por la facilidad de monitoreo y control de la velocidad a través de un conjunto de resistencias de potencia variando únicamente su impedancia. La fuerza de tracción es dada a través de 6, 12 o 24 rectificadores trifásicos de pulso. Los valores de voltaje estándar para este tipo de aplicaciones es de 600 a 750 V_{DC} para medios de transporte urbano y de 1,5 a 3 kVDC para regionales.

La energía y potencia eléctrica necesaria para la tracción e impulso en este tipo de aplicaciones es entregada a través de rieles conductores aislados montados e instalados a un costado de los rieles de transporte o sobre una catenaria superior. El retorno suele ser los puntos de conexión al sistema de puesta a tierra de las autopistas o carreteras.

El sistema de distribución de energía eléctrica DC es protegido contra sobrecorriente por si se llega a presentar alguna anomalía que pueda ser perjudicial para el personal técnico o el usuario regular. A pesar de que en la actualidad la maquinaria de tracción suele operar en AC, muchos lugares siguen utilizando los sistemas de distribución de energía eléctrica en DC, por ejemplo, en Sudáfrica y el Reino Unido 750 y 1,500 V_{DC}.

1.3.3. Transmisión y distribución de energía eléctrica (HVDC)

A medida que las ciudades crecen, sus centros de producción de energía eléctrica se alejan. Esta tendencia actualmente se acentúa y el aumento en la demanda de energía eléctrica supone uno de los grandes retos del futuro. Si se suma el papel que juegan los recursos renovables y el continuo crecimiento demográfico, los enlaces de transmisión y distribución de energía eléctrica HVDC serán claves para el suministro de energía eléctrica en grandes cantidades.

Entre las principales ventajas de los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica HVDC se menciona una cantidad mínima de pérdidas de energía eléctrica, mayor estabilidad y confiabilidad, reducción de emisiones de CO₂, costes iniciales más bajos debido a un número menor de conductores y estructuras más simples, monitoreo y control rápido del flujo de potencia y energía eléctrica, entre otros.

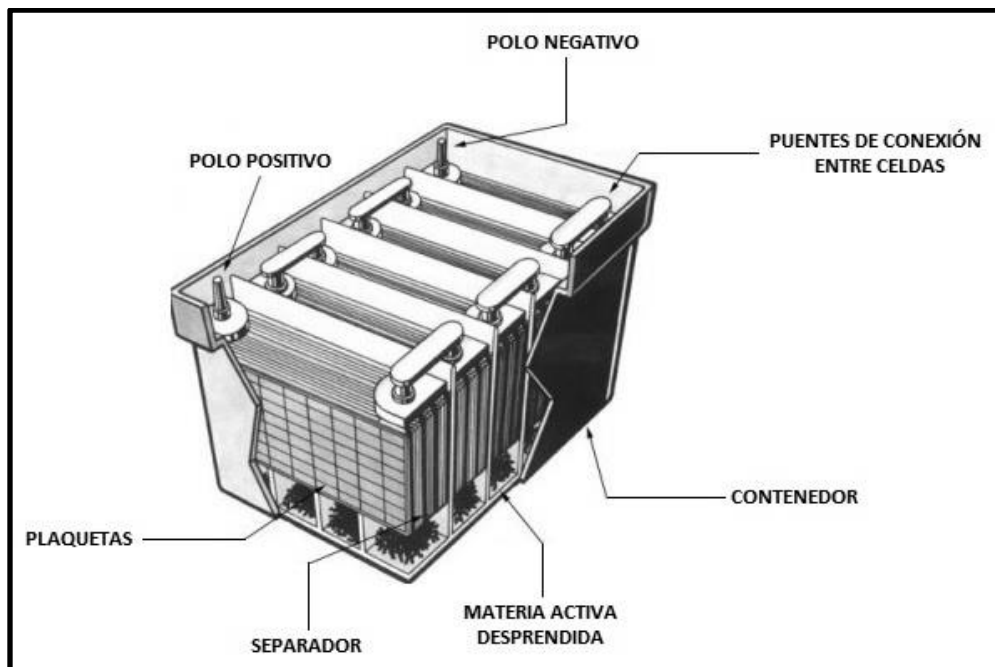
Se estima que para finales de esta década existirán enlaces de transmisión y distribución de energía eléctrica HVDC con una capacidad total de 350 GW. Cantidad que podría satisfacer el promedio de la demanda total de energía eléctrica de los 27 países de la Unión Europea.

La generación de energía eléctrica a través de recursos renovables, como la eólica o la fotovoltaica se caracterizan por una producción irregular, ya que dependen de factores externos como la intensidad del viento o del sol. La tecnología de transmisión y distribución de energía eléctrica HVDC, además de complementarlas, se convierte en una alternativa eficiente y dinámica en las redes de energía eléctrica.

2. BATERÍAS

Las baterías son el componente que predomina como medio de almacenamiento de energía eléctrica en la actualidad. Tienen una historia de más de un siglo y suelen ser usadas en diferentes aplicaciones en varias industrias incluyendo las telecomunicaciones.

Figura 35. Baterías



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 152.

Esta popularidad prevalece a pesar de existir ciertas desventajas, incluyendo su baja densidad de energía ($W \cdot h/kg$) y potencia (W/kg) eléctrica, tiempo de vida útil, mantenimiento y alto impacto ambiental.

2.1. Tecnología

La necesidad de reducir al máximo los tiempos de carga y la vida útil de las baterías, ha sido objeto de numerables investigaciones y todas encaminadas al campo de la tecnología de las baterías existentes y desarrollar métodos más eficientes para las mismas.

2.1.1. Plomo ácido

Las baterías que usan ácido sulfúrico como electrolito han sido tema de discusión desde principios del año 1836. La primera batería de plomo ácido fue desarrollada por Gaston Planté, quien empezó a desarrollar ciertos experimentos desde en 1859 con fines comerciales en el área de almacenamiento de energía eléctrica. Planté enrolló, en espiral, dos placas de plomo con una tira de lino entre ellas, que luego sumergió en ácido sulfúrico dentro de un contenedor de vidrio.

Al aplicar una diferencia de potencial a las placas, Planté encontró que estas cambiaban de color haciendo constar que existía una reacción electroquímica. Además, las placas fueron capaces de entregar un flujo de corriente en sentido opuesto. Al repetir el proceso de descarga y carga, Planté encontró que era posible incrementar la capacidad de las celdas, conforme la corrosión del plomo en la superficie de las placas aumentaba. Para 1870, las baterías de Planté eran utilizadas en centrales de generación de energía eléctrica para lograr un balance y regulación de demanda de energía eléctrica en horas pico.

En 1881, Emile Alphonse Faure patentó un método de curación de las placas de plomo usando una pasta de óxido de plomo, ácido sulfúrico y agua, la cual era curada al ser calentada de forma gradual en una atmosfera húmeda. El proceso de curado formaba una mezcla de sulfato de plomo que se adhería a las placas de plomo sobre una estructura de soporte de aluminio. Durante el proceso de carga de la celda, la mezcla de sulfato de plomo se convierte en material activo dando como resultado un aumento en la capacidad de la batería.

Otros mejoraron el método de Faure, sustituyendo la estructura de soporte de aluminio por una rejilla de plomo fundido. Posterior, aparecieron las rejillas de aleación de plomo antimonio, las cuales eran más fuertes que aquellas de plomo puro. Desarrollos posteriores al modelo de Faure, Donde el material activo era montado sobre una estructura de soporte plana, son llamados de placa plana.

En la década de 1890 surge el modelo de electrodo tubular, en el cual un número de conductores aciculares paralelos están rodeados por el material activo y este a su vez es contenido por un tubo poroso para una fácil circulación del electrolito. La mayoría de baterías de plomo ácido, en la actualidad suelen usar ambos tipos de electrodos.

Posterior a esto, la innovación en la estructura de las baterías de plomo ácido continuo. En 1930 se introdujeron las rejillas de plomo calcio de bajo contenido de antimonio, esto permitió que las baterías requirieran de una menor frecuencia de hidratación en comparación de aquellas con rejillas de plomo antimonio.

En la década de 1970 se aprecia un progreso significativo con la introducción de la tecnología de baterías de plomo ácido selladas (SLA), incluyendo las de plomo ácido en espiral y las de válvula regulada (VRLA). Las baterías selladas, en teoría, no requerían de mantenimiento permitiendo el desarrollo de nuevas soluciones tales como las fuentes de alimentación interrumpibles (UPS).

En el sector de las telecomunicaciones, las baterías estacionarias inundadas de plomo ácido, eran las comúnmente usadas hasta la introducción de las de tipo VRLA en la década de 1970. Las baterías de tipo VRLA han ido sustituyendo a otras tecnologías debido a su bajo costo inicial y de operación y mantenimiento pero debido a su tiempo de vida útil corto, es necesario su reemplazó con mayor frecuencia.

2.1.2. Tipos

Se encuentran diferentes tipos de baterías de plomo ácido, cada tipo para una aplicación en específico. A pesar de que todos los tipos de baterías de plomo ácido presentan el mismo esquema de operación electroquímica, estas pueden presentar diferencias en costo, métodos de manufactura y rendimiento.

Existen dos tipos principales de baterías de plomo ácido, las inundadas o ventiladas (VLA), Donde los electrodos son inmersos en reservorios con exceso de líquido electrolito; y las selladas o de válvula regulada (VRLA), Donde el electrolito es inmovilizado a través del separador con características absorbentes o en un gel. Ambos tipos presentan características particulares en términos de diseño, manufactura, características de operación, expectativa de vida útil y costos. Cabe mencionar que tanto las baterías de plomo ácido

ventiladas y de válvula regulada pueden ser clasificadas según el tipo de aleación metálica usada en las rejillas de los electrodos.

2.1.2.1. Ventiladas (VLA)

Las baterías de plomo ácido inundadas, comúnmente llamadas baterías de plomo ácido ventiladas (VLA), son las baterías de plomo ácido más comunes en el área automotriz y en la mayoría de aplicaciones industriales. Existen tres tipos de baterías de tipo VLA en función de la aplicación.

- Arranque, iluminación y encendido

Las baterías de tipo VLA para arranque, iluminación y encendido (SLI) son las baterías de plomo ácido más comúnmente conocidas. Estas adquieren su nombre de la aplicación más común, arranque y fuente de alimentación secundaria para motores de combustión interna.

Figura 36. **Baterías de plomo ácido tipo VLA**



Fuente: Chatsworth products. <http://www.exide.com>. Consulta: 1 de julio de 2014.

Estas baterías están diseñadas para ser lo más baratas posible y son usualmente manufacturadas en la configuración de placa plana usando rejillas de plomo antimonio o plomo calcio de bajo contenido de antimonio. Las baterías de tipo VLA para arranque, iluminación y encendido tienen una capacidad nominal de corriente aceptable a un bajo costo pero con un tiempo de vida útil corto para ciclos de carga y descarga profundos. Son adecuadas para aplicaciones de una demanda de flujo de corriente alta en un periodo de tiempo corto, tales como el arranque de un vehículo.

- Tracción (ciclo profundo)

Las baterías de ciclo profundo o de tracción son diseñadas para aplicaciones de descarga plena. Las placas, particularmente el polo positivo, suelen ser más gruesas y resistentes y son hechas con rejillas de un alto contenido de antimonio, necesitando un contenedor grande de electrolito para reducir la adición de agua. En muchos casos se suelen usar electrodos de tipo tubular reducir el grado de deterioro de estos. Este tipo de baterías de plomo ácido tipo VLA suelen usarse en montacargas.

- Estacionarias

Las baterías de tipo VLA estacionarias son usadas comúnmente como fuente de alimentación DC para componentes de control y conmutación, así como también para fuentes de alimentación secundaria en subestaciones de energía eléctrica, plantas de generación de energía eléctrica y en sitios de telecomunicaciones. En la mayor parte, estas suelen operar a un voltaje de flotación, es decir, que un cargador de energía eléctrica mantiene las baterías a plena carga a través de un flujo de corriente bajo, de manera que estas estén listas para ser usadas en cualquier momento.

Para este tipo de aplicaciones la densidad de energía y potencia eléctrica de las baterías de tipo VLA suelen tener una importancia secundaria en comparación con el tiempo de vida útil y los requerimientos de operación y mantenimiento. La estructura de las baterías de plomo ácido tipo VLA estacionarias tiende a ser conservadora. Las placas del polo positivo suelen ser delgadas, algunas veces son de plomo puro, aunque los electrodos de polo positivo de placas planas y tubulares suelen ser comunes. El polo negativo suele ser comúnmente de placa plana.

El cuidado que se tiene en la estructura de la batería de tipo VLA estacionaria se refleja en una vida útil larga, comúnmente superior a los 30 o 40 años. El agua que se pierde a través de la electrolisis durante periodos largos de flotación crea la necesidad de una hidratación periódica y constante. Las baterías de tipo VLA estacionarias suelen contener una gran reserva de electrolito con el afán de extender el intervalo entre cada periodo de hidratación.

2.1.2.2. Válvula regulada (VRLA)

El exceso de electrolito en las baterías inundadas de plomo ácido suele ser un problema, especialmente cuando existe fuga o derrame de electrolito. Por esta razón, las baterías sin exceso de electrolito, llamadas de electrolito subalimentado, fueron desarrolladas. Estas baterías deben ser parcialmente selladas de modo que el electrolito no se pierda por evaporación o gasificación durante la etapa de carga.

Esta característica ha dado lugar a que este tipo de baterías son llamadas baterías de plomo ácido selladas (SLA). Las baterías de tipo SLA son rara vez selladas de forma hermética ya que el contenedor a menudo presenta cierto grado de permeabilidad al hidrógeno.

Un contenedor sellado herméticamente puede ser peligroso si en dado caso se llega a presentar un aumento en la presión interna de la batería. En la mayoría de casos, una válvula de alivio es usada para limitar el flujo de gases hacia adentro o afuera de la batería. Por esta razón, este tipo de baterías son comúnmente más conocidas como baterías de tipo VRLA. Anteriormente, el termino VRLA era aplicado específicamente para aquellos diseños de baterías con estructuras prismáticas y respiraderos de baja presión, en contraste con los diseños de estructuras cilíndricas y respiraderos de alta presión, las cuales han sido llamadas baterías de tipo SLA cilíndricas.

Sin embargo, la mayoría de plantas de manufactura y centros de distribución usan de forma indistinta el término SLA y VRLA para referirse al mismo tipo de tecnología. En este trabajo de graduación se utilizará el término VRLA siendo este el más usado en las telecomunicaciones. También suelen referirse a las baterías de tipo VRLA como libres de mantenimiento. Esto es cierto siempre y cuando no exista la necesidad de una hidratación periódica y constante.

Figura 37. Baterías de tipo de plomo ácido tipo SLA



Fuente: Chatsworth products. <http://en.naradapower.com>. Consulta: 1 de julio de 2014.

Otras rutinas de mantenimiento preventivo y predictivo deben practicarse sobre las baterías de tipo VRLA y VLA, tales como apriete de terminales, medición de voltaje de flotación y conductancia, evaluación de puntos de corrosión o formación de sarro, entre otros. Este tema se tratará a mayor profundidad en el capítulo 4, montaje, instalación y mantenimiento.

Debido al diseño de electrolito sobrealimentado, la construcción, operación y mantenimiento de las baterías de tipo VRLA es diferente al diseño de las baterías de tipo VLA. El electrolito es contenido en un separador de material absorbente o en un gel para prevenir cualquier tipo de fuga o derrame fuera de la batería. La etapa de carga y la disipación de calor deben ser controladas con mucha precisión para minimizar la pérdida de agua a través de la electrolisis.

También se suelen incorporar algunos métodos donde el hidrógeno y el oxígeno, generados durante la etapa de carga, se estimulan para que estos se recombinen dentro de la batería, reduciendo aún más la pérdida de agua. Las baterías de tipo VRLA se pueden clasificar en dos tipos dependiendo de cómo es inmovilizado el electrolito.

- Separador de vidrio absorbente (AGM)

En las baterías de tipo VRLA con separador de vidrio absorbente (AGM), el electrolito es contenido en un separador de vidrio poroso de características absorbentes el cual actúa como reservorio. Este separador está comúnmente compuesto de microfibras de vidrio.

- Electrolito tipo gel

En las baterías de tipo VRLA de electrolito tipo gel, un agente de características coloidales, como la sílice, es añadido al electrolito el cual hace que este se endurezca. El agente de características coloidales reacciona de forma electroquímica con el electrolito, por lo que la inmovilización de este es una consecuencia tanto química como física. Las baterías de tipo VRLA pueden ser de estructura prismática o cilíndrica.

Las baterías de estructura prismática contienen electrodos tipo placa plana en un contenedor rectangular y pueden encontrarse tanto en tipo AGM o de electrolito tipo gel. Las baterías de estructura cilíndrica casi siempre son de tipo AGM, con electrodos de tipo tubular en un contenedor cilíndrico. Las baterías de estructura cilíndrica son capaces de soportar presiones internas más altas y son diseñadas con respiraderos de 25 a 40 *psig*. Las baterías de estructura prismática deben respirar a presiones más bajas, usualmente entre 2 a 5 *psig*.

En teoría, la inmovilización del electrolito permite una operación y facilidad de mantenimiento preventivo y predictivo en cualquier tipo de orientación sin existir riesgo de fuga o derrame. Este es un importante punto a considerar en muchas aplicaciones, particularmente en sitios de telecomunicaciones.

Sin embargo, en la práctica, han existido registros de problemas en la operación y mantenimiento de las baterías de tipo VRLA por esfuerzos mecánicos en el sello de la batería según la orientación en la cual fue montada e instalada, dando lugar a fugas o derrames mayores de lo esperado. Esto suele ser cierto para baterías de tipo VRLA estacionarias montadas e instaladas de forma horizontal.

Se esperaba que las baterías de tipo VRLA reemplazaran en su mayor parte a la tecnología convencional de inundación en muchas aplicaciones en el largo plazo, logrando únicamente el desplazamiento de las baterías VLA para arranque, iluminación y encendido (SLI).

La expectativa de tiempo de vida útil de una batería de tipo VRLA se estimaba en un rango entre 10 a 20 años. Las baterías de tipo VRLA son mucho más sensibles a la variación de temperatura, poco tolerantes a periodos de sobrecarga y descarga plena y requieren de un voltaje de flotación con un rango de variación más estrecho. Esto suele ser común para baterías de tipo VRLA de una capacidad nominal grande, Donde cada celda es probable que opere bajo condiciones ligeramente diferentes, especialmente durante el estado de flotación.

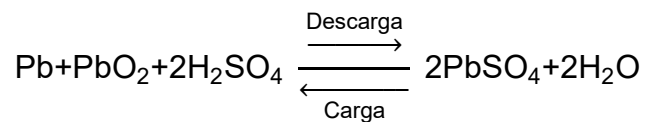
Además la naturaleza del electrolito sobrealimentado de las baterías de tipo VRLA hace que este sea más sensible a la corrosión y la pérdida de agua común en todo tipo de tecnología de baterías de plomo ácido. El proceso de recombinación de gases, el cual produce calor dentro del contenedor de la batería de tipo VRLA, hace que estas sean propensas al sobrecalentamiento, especialmente en un estado de flotación.

A pesar de estos problemas, las baterías de tipo VRLA tienen ciertas ventajas sobre las baterías de tipo VLA y continúan siendo usadas en muchas aplicaciones. Además, desarrolladores continúan investigando con el afán de mejorar el diseño, el proceso de manufactura y las técnicas de operación y mantenimiento para alcanzar tiempos de vida útil más largos, tema que mejorará con el transcurrir de los años.

2.1.3. Electroquímica

La reacción electroquímica que sucede entre el estado de carga hacia el estado de descarga y viceversa se muestra a continuación. La ecuación de la reacción electroquímica se aplica tanto para las baterías de tipo VLA como para las VRLA.

Ecuación 3.



Donde

H₂O = agua

H₂SO₄ = ácido sulfúrico

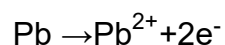
Pb = plomo (polo negativo)

PbO₂ = dióxido de plomo (polo positivo)

PbSO₄ = sulfato de plomo

Durante la etapa de descarga, el plomo en el polo negativo se disuelve de forma parcial en el ácido sulfúrico. Cuando se presenta un flujo de corriente por carga de equipos de servicios, en la etapa de descarga, se presenta la ionización. Donde cada átomo de plomo pierde dos electrones tal y como se muestra a continuación.

Ecuación 4.

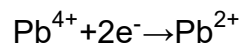


Donde

Pb^{2+} = indica la ionización del plomo y e^- son los electrones libres

Los electrones fluyen a través de una carga externa de equipos de servicios desde el polo negativo hacia el polo positivo como se muestra en la figura 38. El polo positivo recibe los electrones de la carga de equipos de servicios durante la etapa de descarga. El electrolito completa el circuito eléctrico interno de la batería creando un medio conductor entre el polo negativo y positivo cediendo iones. Un separador microporoso previene que exista cortocircuito entre los polos positivos y negativos a su vez permite un flujo de iones entre electrodos a través del electrolito. Los átomos de plomo en el polo positivo absorben dos electrones que se presentan a continuación, con los siguientes datos.

Ecuación 5.



Donde

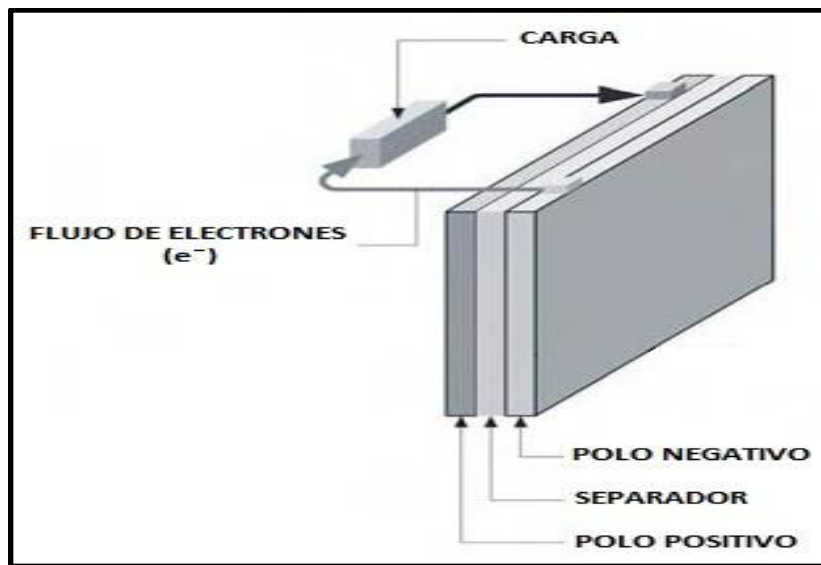
Pb^{4+} = representa el plomo ionizado en el polo positivo de dióxido de plomo

e^- = son los electrones libres que fluyen desde el polo negativo a través de la carga de equipos de servicios.

La reducción (descomposición) en el polo positivo rompe las moléculas de dióxido de plomo en Pb^{2+} y O_2 . Mientras esta reacción se desarrolla, las moléculas de ácido sulfúrico (H_2SO_4) se rompen en iones de hidrógeno (H^+) y

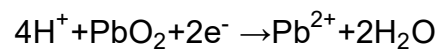
sulfato (SO_4^{2-}). Los iones de hidrógeno del ácido sulfúrico y el oxígeno del dióxido de plomo forman agua (H_2O), tal y como se muestra en la ecuación 6.

Figura 38. **Circuito eléctrico de la etapa de descarga de una batería**



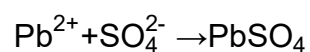
Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 156.

Ecuación 6.



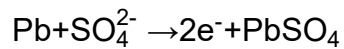
Los iones de plomo del polo negativo y positivo de las ecuaciones 4 y 5 en conjunto con los iones de sulfato forman sulfato de sodio.

Ecuación 7.



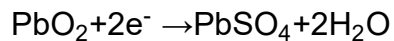
La reacción electroquímica de las ecuaciones 5 y 7 en el polo negativo se combinan tal y como se muestra a continuación.

Ecuación 8.



De forma similar, las reacciones electroquímicas de las ecuaciones 6 y en el polo positivo se combinan como se muestra a continuación.

Ecuación 9.



Al final, las ecuaciones 8 y 9 se combinan para dar sentido a la etapa de descarga tal y como se muestra en la ecuación 3. La concentración de ácido en el electrolito se reduce durante la etapa de descarga. El electrolito en una batería de plomo ácido a plena descarga tiene una gravedad específica de aproximada 1,065 a 1,100. Cuando la batería es recargada, la reacción electroquímica descrita toma un sentido opuesto.

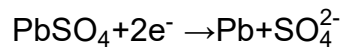
Los rectificadores fuerzan un flujo de corriente en la batería con sentido opuesto al flujo de corriente de la etapa de descarga generando una diferencia de potencial mayor a la propia de la batería. En el polo positivo, el agua y el sulfato de plomo se rompen en dióxido de plomo, iones de hidrógeno, iones de sulfato y dos electrones libres, tal y como se ve a continuación con los siguientes datos.

Ecuación 10.



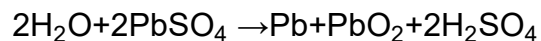
Los iones de hidrógeno y de sulfato se combinan (recomposición) para formar ácido sulfúrico y el polo negativo gana dos electrones cedidos por el polo positivo formando de nuevo plomo puro.

Ecuación 11.



La reacción electroquímica de las ecuaciones 10 y 11 se combinan como se muestra en la ecuación 12, la cual es idéntica a la ecuación 3 en la dirección de la etapa de carga.

Ecuación 12.

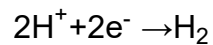


Conforme la batería se aproxima al estado de plena carga, no puede absorber toda la energía eléctrica del flujo de corriente de la etapa de carga y el exceso de energía eléctrica descompone el agua en sus componentes básicos, hidrógeno y oxígeno. El agua se ioniza de forma ligera en iones de hidrógeno (H^+) e iones de hidroxilo (OH^-).

Los iones positivos de hidrógeno son atraídos por el polo negativo, Donde reciben un electrón y se vuelven un átomo de hidrógeno. Cada átomo de

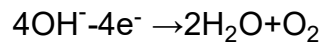
hidrógeno al formar enlaces con otros átomos de hidrógenos forma moléculas de gas de hidrógeno, esto se aprecia a continuación.

Ecuación 13.



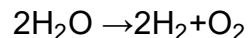
Los iones de hidroxilo en el polo positivo pierden cuatro electrones y se rompen en moléculas de agua y oxígeno.

Ecuación 14.



Las reacciones electroquímicas de las ecuaciones 13 y 14 se combinan dando como resultado la electrólisis del agua.

Ecuación 15.



Una vez que la batería alcanza su carga plena, el voltaje en la etapa de carga se mantiene constante. Este voltaje de flotación recomendado para la batería por el fabricante y el flujo de corriente decrece a este voltaje de flotación.

La energía eléctrica del flujo de corriente a un voltaje de flotación es consumida por la continua electrólisis y por las pérdidas por efecto Joule. La reacción electroquímica indicada en la ecuación 15 muestra como en una taza

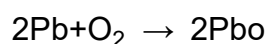
de 2:1 la gasificación de hidrógeno y oxígeno evoluciona. Por cada 1 Ah de sobrecarga, alrededor de 0.73 litros (0,026 ft³) de gas es producido de donde 0,49 litros (0,017 ft³) es hidrógeno y 0,24 litros (0,026 ft³) es oxígeno.

Las baterías de tipo VLA permiten que el gas escape. La electrólisis reduce la cantidad de agua en el electrolito, lo cual aumenta su gravedad específica y disminuye su nivel. Debido a esta pérdida de agua, la batería debe ser rehidratada de forma periódica y continua para prevenir que el nivel del electrolito baje a tal punto que exponga las placas de cada electrodo al ambiente y puedan sufrir daño.

En aquellas baterías con contenedor de plástico transparente se puede ver cómo burbujas de gas se adhieren a las placas y suben hacia la superficie. El polo negativo suele presentar el doble de burbujas (hidrógeno) que el polo positivo (oxígeno). Las baterías de tipo VRLA operan bajo los mismos principios de la reacción electroquímica de las de tipo VLA con la única diferencia de que la reacción electroquímica de las de tipo VRLA dependen de la recombinación de oxígeno e hidrógeno durante un estado de sobrecarga.

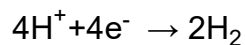
La recombinación en una batería durante el proceso de electrólisis se lleva a cabo tal y como se muestra en la ecuación 16. El oxígeno que se crea en el polo positivo se propaga a través del separador y reacciona con el polo negativo para producir óxido de plomo.

Ecuación 16.

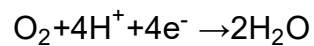


Esto causa una ligera polarización electroquímica (caída del nivel de voltaje requerido para que la reacción electroquímica tome lugar) e inhibe la liberación de hidrógeno adicional.

Ecuación 17.

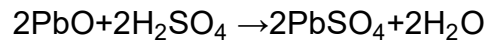


Ecuación 18.

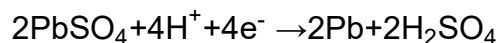


El óxido de plomo se reduce a sulfato de plomo, el cual en etapas de sobrecarga resulta en plomo y ácido sulfúrico.

Ecuación 19.



Ecuación 20.



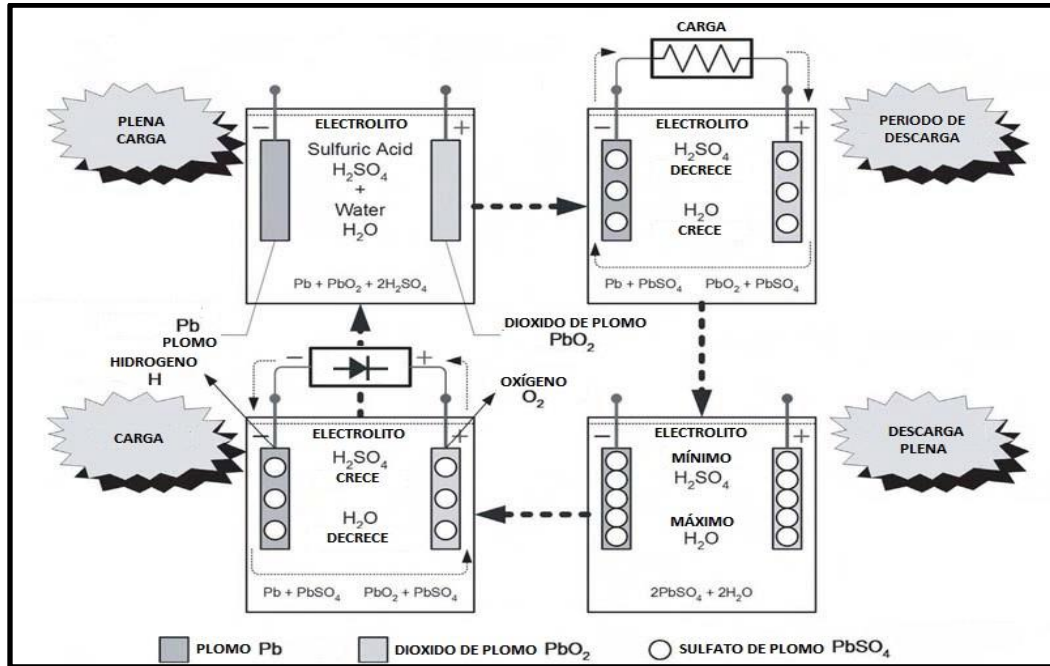
Esto resulta en una pérdida nula de oxígeno e hidrógeno, sin embargo, si suele existir cierto grado de pérdida ya que la reacción electroquímica de recombinación no es un 100 % eficiente. En condiciones de sobrecarga grave, por ejemplo cuando una o varias celdas de una batería están en cortocircuito, un flujo de corriente mayor circula en esta.

En tal caso, no todo el oxígeno e hidrógeno es recombinado y la presión del gas generado se incrementa dentro de la batería. Para prevenir una explosión por sobrepresión, todas las baterías de tipo VRLA están equipadas con válvulas de alivio las cuales ventilan el gas generado y reducen la presión interna.

Aunque el riesgo de deshidratación de una batería montada e instalada apropiadamente es pequeño, existe el riesgo de pérdida de electrolito a través de un respiradero dañado, sello inapropiado del contenedor, una grieta o pérdida de vapor de agua por fuga a través del propio contenedor.

La figura 39 muestra a mayor detalle el proceso de carga y descarga (plena carga, descarga, descarga plena, carga). En un estado de plena carga, las celdas contienen un máximo de plomo en el polo negativo, máxima cantidad de dióxido de plomo en el polo positivo y una mínima cantidad de sulfato de sodio (esquina superior izquierda). La concentración de ácido sulfúrico en el electrolito es máxima (máxima cantidad de electrolito y mínima cantidad de agua).

Figura 39. Etapas de carga y descarga de una batería



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 160.

Durante la etapa de descarga, los electrones fluyen del polo negativo hacia el polo positivo a través de la carga de equipos de servicios. Conforme la batería se descarga, la cantidad de plomo en el polo positivo y negativo decrece y la cantidad de sulfato de plomo crece (esquina superior derecha). Al mismo tiempo, la concentración de ácido sulfúrico en electrolito decrece (la cantidad de ácido sulfúrico disminuye y la cantidad de agua aumenta). Cuando la batería llega a una descarga plena, la cantidad de sulfato de plomo es máxima y el plomo en los electrodos es mínima (esquina inferior derecha).

La concentración de ácido sulfúrico es mínima (máxima cantidad de agua). Cuando la batería se recarga, un flujo de corriente se presenta desde los rectificadores hacia el polo negativo atravesando la batería hasta llegar al polo

positivo. El sulfato de plomo se convierte en plomo sobre el polo negativo y en dióxido de plomo en el polo positivo (esquina inferior izquierda). Durante la etapa de recarga la concentración de ácido sulfúrico aumenta (la cantidad de agua decrece).

2.2. Características técnicas

Las características técnicas principales son el conjunto de celdas que unidas entre sí se enlazan paralelamente para seguir la tensión y conseguir su carga máxima o necesaria para su óptimo funcionamiento.

2.2.1. Voltaje

El voltaje estándar de una batería es de 12,50 a 12,80 o 2,5 VLA es de 2,06 V_{DC} voltios esto puede variar dependiendo de la tecnología de la batería, esto depende de varios factores como su vida útil y el estado en que se encuentre la batería.

2.2.1.1. Gravedad específica

El voltaje de circuito eléctrico abierto de una batería de plomo ácido a plena carga es directamente proporcional a la gravedad específica del electrolito. La gravedad específica del electrolito está definida como el cociente de la densidad del ácido sulfúrico y la densidad del agua a la misma temperatura. El agua pura tiene una gravedad específica de 1 000 y el ácido sulfúrico tiene una gravedad específica de 1835.

La gravedad específica para baterías de tipo VLA usadas en sitios de telecomunicaciones es de 1 215, para baterías de tipo VRLA de electrolito sobrealimentado es de 1 300 y de electrolito contenido en gel es de 1 260 a 1 280 a una temperatura de 25°C. Una relación aproximada entre el voltaje de circuito eléctrico abierto y la gravedad específica en baterías se expresa de la siguiente manera.

Ecuación 21.

$$V_{OC}=0,845+G_s$$

Donde

V_{OC} = voltaje de circuito eléctrico abierto

G_s = gravedad específica del electrolito a 25 °C (77 °F)

Para los valores de G_s mencionados anteriormente, el voltaje de circuito eléctrico abierto de una batería de tipo VLA es de 2,06 V_{DC} y para una batería de electrolito sobrealimentado es de 2,15 V_{DC} . El V_{OC} y la G_s dependen de la temperatura.

El coeficiente de temperatura para el V_{OC} puede variar entre 0,2 a 5,5 $mV_{DC}/^{\circ}C$ (0,33 a 9,1 $mV_{DC}/^{\circ}F$) a 25 °C (77 °F) y el coeficiente de temperatura para la G_s varía entre 0 0006 a 0 00075 por cada 1 °C (0 001 por cada 3 °F) a una temperatura de 25 °C (77 °F) para gravedad específica en un rango de 1 215 a 1 300.

Ecuación 22.

$$V_{OC}(T) = V_{OC}|_{T=25^{\circ}C} + \alpha_{V_{OC}}(25-T)$$

Donde

$V_{OC}(T)$ = V_{OC} a una temperatura T

$V_{OC}|_{T=25^{\circ}C}$ = V_{OC} a 25 °C

T = temperatura

$\alpha_{V_{OC}}$ = coeficiente de temperatura para V_{OC} (0,2 a 5,5 mV_{DC}/°C)

Ecuación 23.

$$G_S(T) = G_S|_{T=25^{\circ}C} + \alpha_{G_S}(25-T)$$

Donde

$G_S(T)$ = G_S a una temperatura T

$G_S|_{T=25^{\circ}C}$ = G_S a 25°C

T = temperatura

α_{G_S} = coeficiente de temperatura para G_S (0 0006 a 0 00075/°C)

2.2.1.2. Flotación y ecualización

El tiempo de vida útil esperado de una batería no se alcanzará a menos que el voltaje de flotación sea regulado de forma correcta. La regulación del voltaje de flotación es de $\pm 0,5$ %, que para la mayoría de sistemas de distribución de energía eléctrica a un voltaje nominal de -48 V_{DC} es de $\pm 0,260$ a

0,273 V_{DC} y para aquellos con un voltaje nominal de +24 V_{DC} suele ser de $\pm 0,130$ a $0,136 V_{DC}$ (dependiendo si se usan baterías de tipo VLA o VRLA). Los rectificadores son quienes determinan el nivel de regulación, por lo que un diseño pobre de los circuitos eléctricos asociados a este pueden afectar este variable de operación.

De forma adicional a la regulación de voltaje de flotación de la batería, el voltaje de circuito eléctrico abierto y la gravedad específica de cada celda deben ser mantenidos dentro de ciertos límites, comúnmente entre $\pm 0,02 V_{DC}$ y $\pm 0,04 V_{DC}$ respecto al valor promedio del voltaje de circuito eléctrico abierto de las celdas para una batería de tipo VLA de plomo antimonio y VLA de plomo calcio, respectivamente y una gravedad específica alrededor de 10 (para baterías de tipo VLA, la gravedad específica es $1,215 \pm 0,010$).

La tolerancia del voltaje de una batería de tipo VRLA es mayor y algunos fabricantes especifican tres valores de tolerancia en función del tiempo de vida útil transcurrido. Por ejemplo, $\pm 0,13 V_{DC}$ para un tiempo de vida útil menor a 6 meses, $\pm 0,08 V_{DC}$ para un tiempo de vida útil entre 6 y 12 meses y $\pm 0,06 V_{DC}$ para más de 12 meses.

Dado que la gravedad específica de las baterías de tipo VRLA no puede ser medida, solo el voltaje de circuito eléctrico abierto tiene una relevancia a nivel de operación y mantenimiento. Por ejemplo, un banco de baterías de tipo VRLA de un sistema de distribución de energía eléctrica con 24 unidades flota a un nivel de voltaje de $54,48 V_{DC}$, lo cual es equivalente a $2,27 V_{DC}$ por batería. Sí, en este ejemplo, la tolerancia es de $\pm 0,06 V_{DC}$, el valor de voltaje de circuito eléctrico abierto aceptable de cualquier batería puede oscilar entre $2,21$ a $2,33 V_{DC}$.

Aquellas baterías que presenten un valor por encima del rango se consideran en un estado de sobrecarga y aquellas que están por debajo se consideran en un estado baja carga. Las baterías de tipo VLA y VRLA necesitan de diferentes niveles de voltaje de flotación (y tienen diferentes niveles de tolerancia).

Otra diferencia que cabe señalar es la necesidad del proceso de ecualización de las baterías de tipo VLA. Los valores de voltaje de circuito eléctrico abierto o la gravedad específica de cada batería de tipo VLA en flotación pueden desviarse con el transcurrir del tiempo, particularmente si la misma es sometida a un constante ciclo de carga y descarga y exceder los valores de tolerancia mencionados anteriormente.

Un aumento en el voltaje durante el estado de carga de una batería por cierto tiempo establecido (comúnmente entre 24 a 200 horas) hasta que esta alcance su nivel de tolerancia es conocido como ecualización. Durante un periodo de ecualización, el voltaje de circuito eléctrico abierto de la batería para aquellas que estén por encima de la tolerancia disminuirá y para aquellas que estén por debajo aumentará.

Ecualizar baterías seguido o durante periodos de tiempo largos causara un aumento de gases, pérdida de agua del electrolito y una disminución de su vida útil. Las baterías de tipo VLA de plomo calcio usualmente no necesitan de un periodo de ecualización tan seguido como las de plomo antimonio si estas últimas operan a un voltaje de flotación mayor, por ejemplo, entre 2,20 a 2,25 V_{DC} por batería para una gravedad específica nominal de 1,215.

La ecualización no es usada comúnmente en baterías de tipo VRLA debido a que su diseño y altos valores de voltaje de flotación previenen una

desviación en el voltaje de circuito eléctrico abierto y gravedad específica, sin embargo, si estos valores presentan desviaciones fuera de la tolerancia permisible bajo condiciones de flotación, el fabricante recomienda un periodo de tiempo de ecualización.

Los valores del voltaje de flotación y ecualización varían según el tipo de batería y particularmente, con la gravedad específica del electrolito. La tabla VIII muestra los valores típicos que se aplican a la mayoría de tipos de baterías. Los manuales técnico operativos y de usuario de cada fabricante siempre deben ser consultados para confirmar los valores a ser usados en un sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de -48 o +24 V_{DC} .

Los tiempos de cada periodo de ecualización para las baterías de tipo VLA son mostrados en la tabla IX. Generalmente, una batería es sometida a un periodo de ecualización si como resultado de un proceso de mediciones sucesivas de la gravedad específica o el voltaje de circuito eléctrico abierto no muestra cambio durante cierto tiempo (horas). Maletas de carga resistiva son usadas para limitar el voltaje de ecualización utilizado.

Tabla IX. **Voltaje de flotación y equalización**

	Tipo	Tecnología	G _S	Voltaje de batería [V _{DC}]	Voltaje nominal	
					+24V _{DC}	+48V _{DC}
Flotación	VLA	Plomo- antimonio	1 215	2,15 – 2,17	25,80 – 26,04	51,60 – 52,80
		Plomo - calcio	1 215	2,17 – 2,25	26,04 – 27,00	52,08 – 54,00
	VRLA	Plomo - acido	1 300	2,25 – 2,27	27,00 – 27,24	54,00 – 54,48
Equalización	VLA	Plomo- antimonio	1 215	2,24 – 2,39	26,88 – 28,68	53,76 – 57,36
		Plomo - calcio	1 215	2,24 – 2,39	26,88 – 28,68	53,76 – 57,36
	VRLA	Plomo - acido	1 300	2,30 – 2,35	27,60 – 28,20	55,20 – 56,40

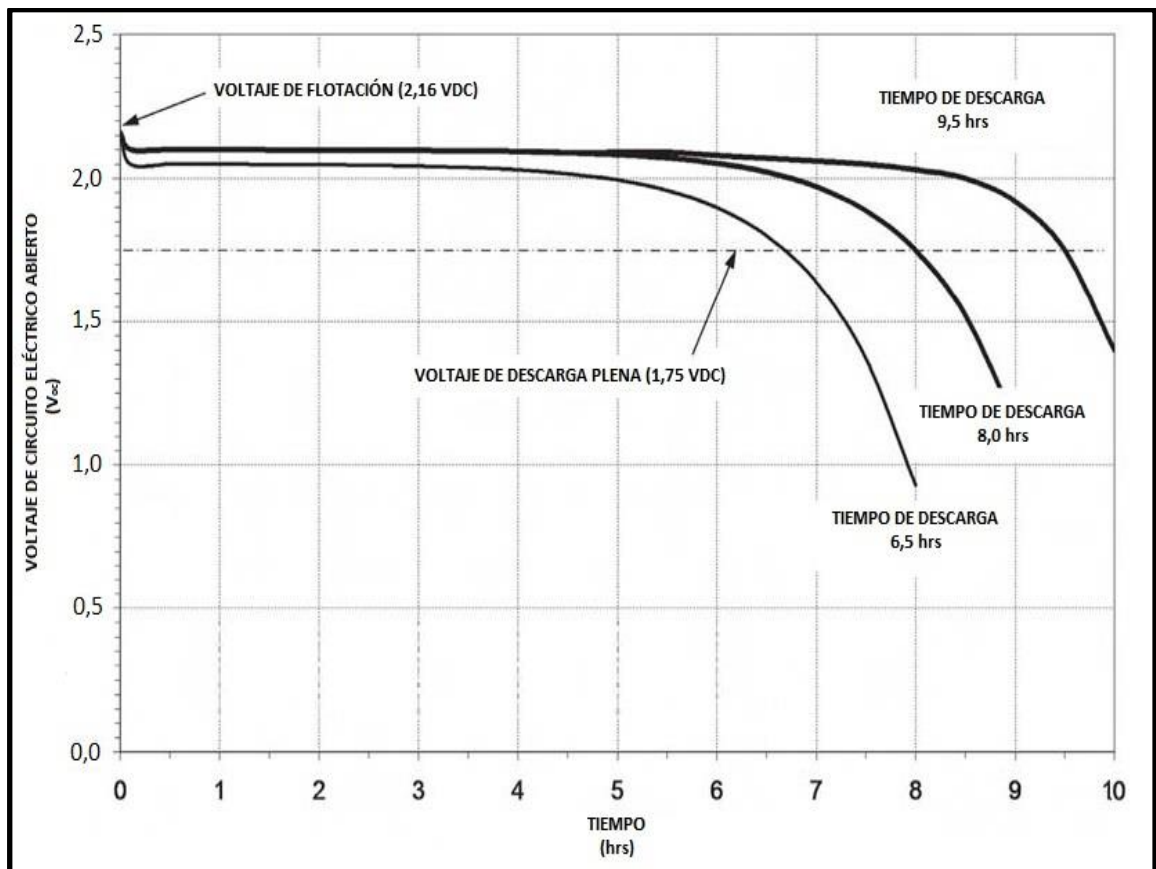
Fuente: elaboración propia.

Por ejemplo, algunos equipos de servicios tienen un nivel de voltaje de operación máximo de 56,0 V_{DC} así que el voltaje máximo de equalización debe ser de 2,33 V_{DC} por batería, asumiendo que no existe caída de voltaje en los circuitos eléctricos entre las baterías y la carga de equipos de servicios.

2.2.2. Ciclos de carga y descarga

La curva de descarga para una batería de plomo ácido es bastante horizontal (ver figura 40). El periodo de descarga es el tiempo requerido para que una batería alcance la descarga plena. Durante la transición del estado de flotación al periodo de descarga se presenta una caída de voltaje de forma inmediata debido a la resistencia interna de la batería.

Figura 40. Curva de periodo de descarga



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 169.

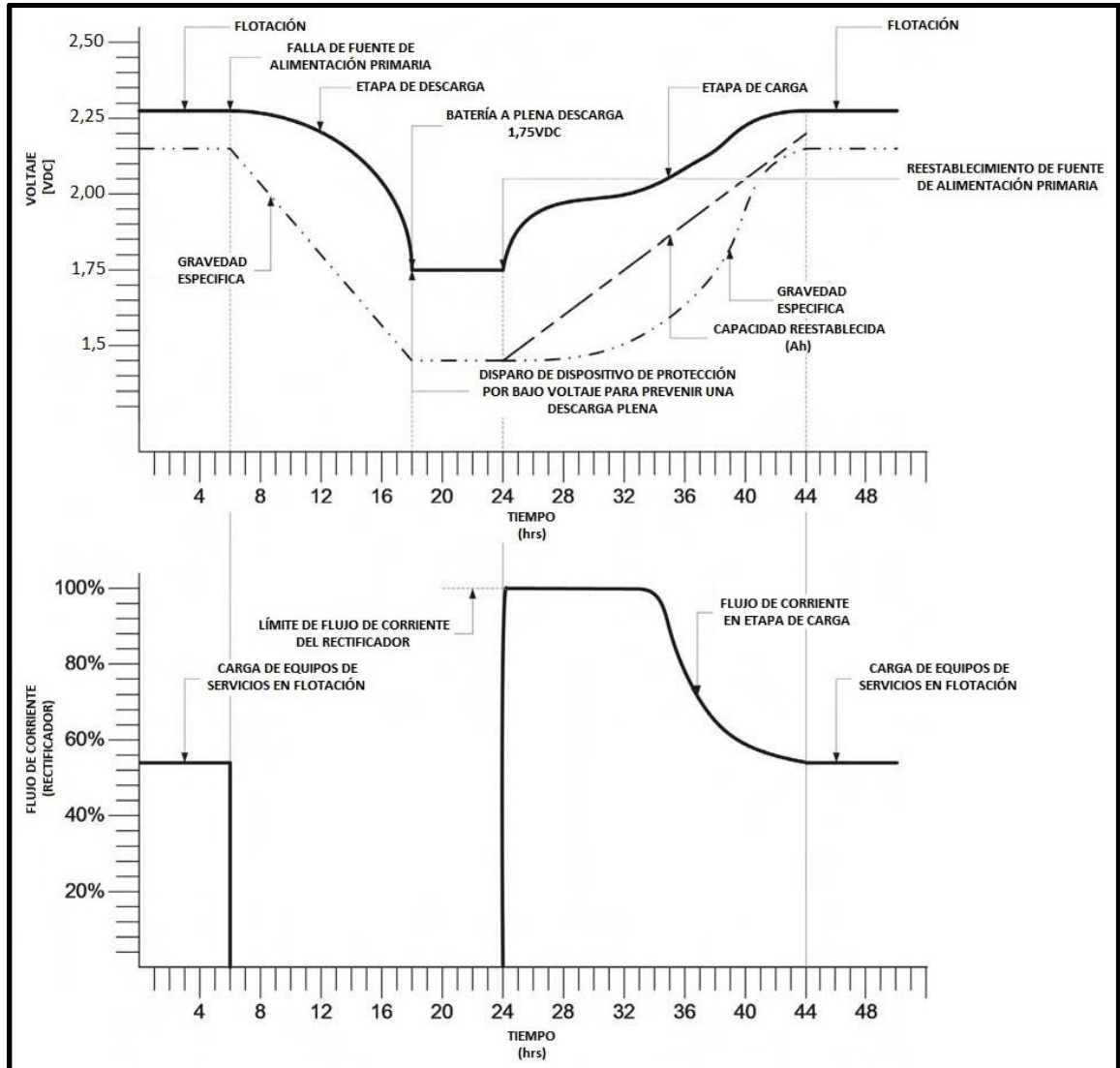
Conforme la batería se descarga, el voltaje decrece debido a la polarización electroquímica. Las burbujas de hidrógeno que se forma en el polo positivo de las celdas causa la polarización electroquímica. Esto tiene dos efectos, las burbujas de hidrógeno causan que la resistencia en el punto de contacto entre las placas y el electrolito crezca de forma considerable y el hidrógeno reacciona de forma electroquímica con las placas de tal manera que se presenta una diferencia de potencial opuesta al voltaje de circuito eléctrico abierto de la batería.

El voltaje de la etapa de descarga es menor al voltaje de circuito eléctrico abierto bajo los mismos niveles de carga de equipos de servicios. De forma similar, el voltaje requerido para la etapa de carga de una batería es mayor que el voltaje de circuito eléctrico abierto. La figura 41 muestra como el voltaje de la etapa de descarga y carga, así como la gravedad específica, varían con el tiempo. Cinco parámetros describen las características de la etapa de descarga de las baterías estacionarias.

- Capacidad nominal en ampere – hora (Ah)
- Velocidad de descarga especificado en horas
- Voltaje final o voltaje de corte
- Temperatura de la batería
- Gravedad específica del electrolito de la batería a plena carga

Para sitios de telecomunicaciones, las características de la placa de datos del fabricante se especifican sobre una velocidad de descarga de 8 horas para un voltaje de corte de 1,75 V_{DC} por batería (algunos fabricantes utilizan una velocidad de 10 horas y para algunas baterías de tipo VRLA de capacidad pequeña (<100 Ah) especifican sobre una velocidad de descarga de 20 horas)

Figura 41. Variación de voltaje y gravedad específica de una batería durante las etapas de descarga y carga



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 170.

Una batería de una capacidad n Ah a plena carga alcanzará un voltaje de 1,75 V_{DC} por batería en 8 horas a 25 °C (77 °F) si el flujo de corriente en la etapa de descarga es de $n/8$.

Los fabricantes comúnmente producen un diseño básico de batería y luego varían el número de celdas para ofrecer diferentes capacidades en una serie de productos. Se establecen las características de la curva de carga y descarga para una serie de baterías en específico y luego éstas se extrapolan en función del número de polos positivos de las celdas.

La tabla X muestra la capacidad en ampere – hora y el número de celdas de una serie de baterías de tipo VLA y la figura 42 muestra las curvas de carga y descarga correspondientes. Si la batería se descarga según los datos de placa a una temperatura de 25°C, alcanzará el voltaje de corte (1,75 V_{DC}) en 8 horas. A plena descarga, para un sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de -48 V_{DC} el voltaje de corte es de 42,0 V_{DC} y para un voltaje nominal de +24 V_{DC} es de 21,0 V_{DC}.

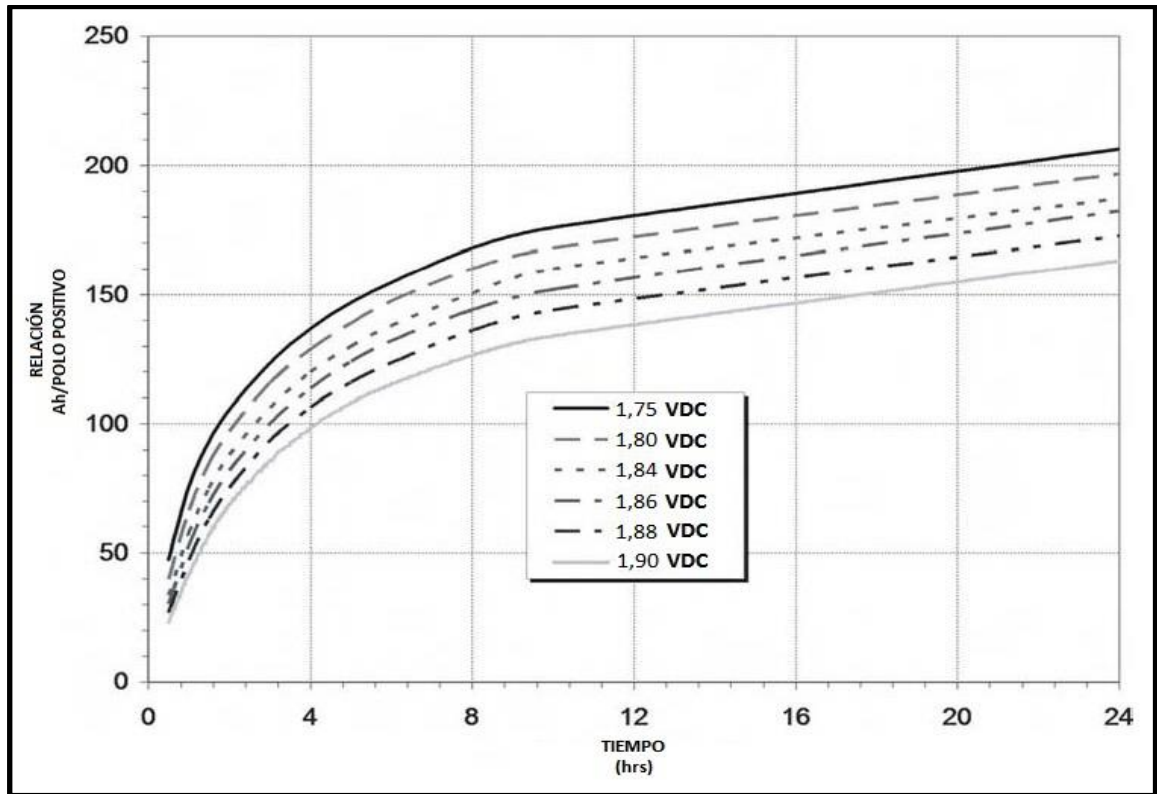
Tabla X. Capacidad en ampere – hora y número de celdas para una serie de baterías de tipo VLA a 25 °C para un voltaje de corte de 1,75 V_{DC} y una velocidad de descarga de 8 horas

Capacidad [Ah]	Número de placas		Número total de placas	Relación Ah/Polo positivo
	Polo positivo	Polo negativo		
840	5	6	11	168
1 008	6	7	13	168
1 176	7	8	15	168
1 344	8	9	17	168
1 680	10	11	21	168
1 848	11	12	23	168
2 016	12	13	25	168

Fuente: REEVE, Whitham *D. DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 171.

Si las baterías son sometidas a una demanda de flujo de corriente alta, estas se descargarán a una velocidad menor de 8 horas, tal y como se muestra en la curva inferior de la figura 42.

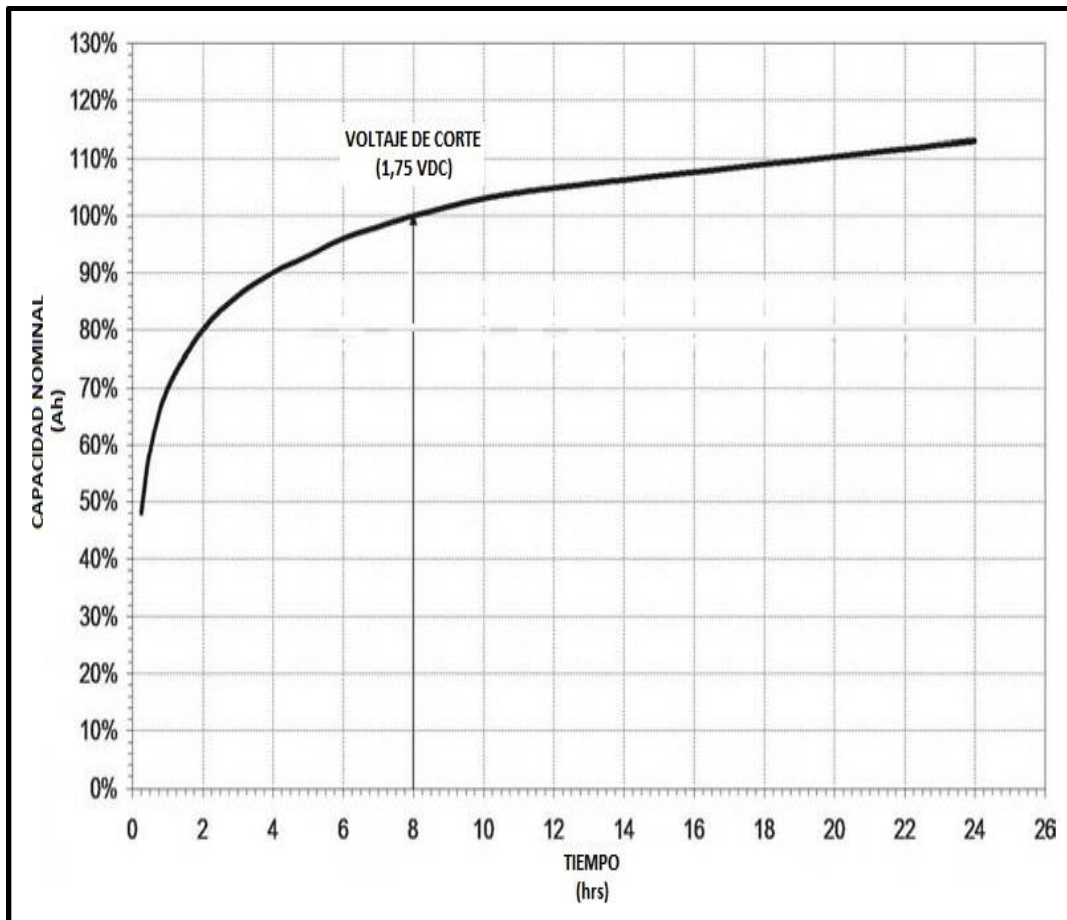
Figura 42. **Curva de carga y descarga para una serie de baterías de tipo VLA a 25 °C para un voltaje de corte de 1,75V_{DC} y una velocidad de descarga de 8 horas**



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 171.

Bajo estas condiciones, las baterías presentan una menor capacidad que la indicada en la placa de datos debido a una demanda de flujo de corriente alta. Esto es ilustrado en la figura 43, Donde se muestra el porcentaje de la capacidad nominal de placa de datos para baterías de plomo ácido en función de la velocidad de descarga. A una velocidad de descarga de 8 horas el rendimiento coincide con los datos de placa y a una velocidad de descarga mayor (< 8 hrs) el rendimiento es menor a la capacidad nominal de la batería (Ah).

Figura 43. **Capacidad nominal de placa de datos para baterías de plomo ácido en función de la velocidad de descarga**



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 172.

La capacidad de una batería de tipo estacionario también depende del voltaje de corte. Si el voltaje de corte es mayor que el especificado en la placa de datos ($>1,75 V_{DC}$), la batería no alcanza la descarga plena. En otras palabras, si la batería no alcanza la descarga plena a $1,75 V_{DC}$, existe una subutilización de la capacidad nominal de la misma.

De igual manera, si el voltaje de corte es menor que el valor de datos de placa ($<1,75 V_{DC}$), la batería será sobreutilizada más allá de la capacidad nominal en ampere – hora de los datos de placa. Por lo que para prevenir daño por sobredescarga, las baterías utilizadas en sitios de telecomunicaciones no deberán ser descargadas por debajo del voltaje de corte de $1,75 V_{DC}$ por batería, a menos que el fabricante especifique algo diferente.

Descargar una batería hasta el voltaje de corte representa el uso de su capacidad nominal total en ampere – hora, sin embargo, pueden existir equipos de servicios que no puedan operar a un voltaje de corte tan bajo ($1,75 V_{DC}$ por batería). Además, puede existir una caída de voltaje superior a $2,0 V_{DC}$ en los circuitos eléctricos entre las baterías y los equipos de servicios.

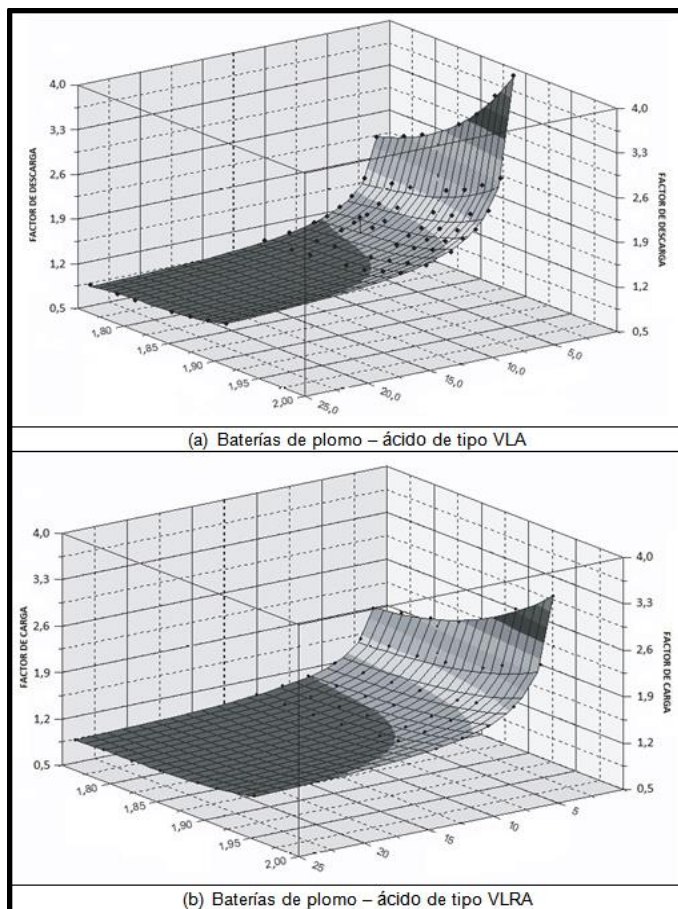
Para sustentar el límite inferior de voltaje de estos equipos de servicios con una caída de tensión de $2,0 V_{DC}$, el voltaje en el punto de suministro debería ser de $46,0 V_{DC}$. Esto corresponde a un voltaje de corte de $1,92 V_{DC}$ por batería. No existen razones prácticas para descargar una batería por debajo de este valor de corte, si el equipo de servicios ya no trabajaría.

2.2.3. Factor de descarga

El factor de descarga (F_D), también llamado como factor de capacidad, es usado para resumir las variaciones en la capacidad de una batería respecto a la velocidad de descarga y el voltaje de corte. La figura 44 muestra una gráfica en tres dimensiones donde se ve la relación entre el factor de descarga, el tiempo de reserva de la batería y el voltaje de corte para baterías de tipo VLA Y VRLA respectivamente.

En las gráficas se puede apreciar que conforme la velocidad de descarga o el tiempo de reserva caen por debajo de los datos de placa (8 horas), el factor de carga aumenta por encima de 1,0. De igual manera, conforme el voltaje de corte aumenta por encima de los datos de placa (1,75 VDC por batería), el factor de descarga aumenta por encima de 1,0. Mientras que una gráfica en tres dimensiones muestra las variaciones generales de una batería durante el ciclo de carga y descarga, gráficas de dos dimensiones son más fáciles de usar para dimensionar una batería (vea capítulo 3, Diseño).

Figura 44. **Factor de descarga para baterías de tipo VLA y VLRA**



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 173.

2.2.4. Autodescarga

Una batería se descargará incluso si esta no está conectada a una carga de equipos de servicios o cualquier otro tipo de carga. La autodescarga, conocida también como acción local, toma lugar de forma continua sin importar si la batería está en la etapa de carga, descarga o en una condición de circuito eléctrico abierto.

Mantener la batería en un voltaje de flotación constante puede ayudar a prevenir los efectos de la autodescarga. El material de las placas, plomo y dióxido de plomo, inmersos en el electrolito son inestables desde un punto de vista termodinámico ya que estas reaccionan con este último.

De la reacción electroquímica entre el electrolito y el polo positivo de cada celda se genera oxígeno y de forma similar, se genera hidrógeno de la reacción electroquímica entre el polo negativo y el electrolito. La autodescarga se acelera con un incremento en la temperatura y la gravedad específica. Si alguna parte de la estructura de la batería presenta una mayor temperatura que el resto de esta, las celdas de esta parte presentarán una mayor velocidad de autodescarga y su capacidad se verá reducida de forma gradual en comparación con el resto.

Por lo tanto, las baterías deberán ser montadas e instaladas de tal forma que la incidencia de los rayos del sol, en caso exista esta situación o la distribución del aire en pasillos calientes de un sistema de aire acondicionado no afecte a una parte de las baterías creando una diferencia de temperatura entre las celdas. La diferencia de temperatura entre celdas de las baterías debe estar limitada a 3 °C (5 °F).

La velocidad de autodescarga en condición de circuito eléctrico abierto suele ser mayor para baterías de tipo VLA que las de tipo VRLA. La velocidad de autodescarga se incrementa con la temperatura y la edad y puede reducirse montando e instalando las baterías a bajas temperaturas entre 5 y 15°C.

Todas las baterías de plomo ácido en almacenamiento requieren un periodo de recarga cada cierto tiempo. Los valores típicos de autodescarga a 25 °C son:

- 6 a 7 % cada mes para baterías de tipo VLA de plomo antimonio
- 3 % cada mes para baterías de tipo VLA de plomo calcio
- 1 a 2 % cada mes para baterías de tipo VLRA

2.2.5. Sobrecarga

Una batería presentará sobrecarga si esta cae por debajo de su voltaje de corte. Durante la etapa de descarga, las celdas dañadas reducirían su capacidad por delante de aquellas que estén en buen estado provocando una descarga plena o un exceso de sulfato. Esto último puede provocar que las celdas se pandeen y que las rejillas se quiebren. Una descarga continúa y plena puede causar un cambio de polaridad dando como resultado una destrucción parcial o total de la batería.

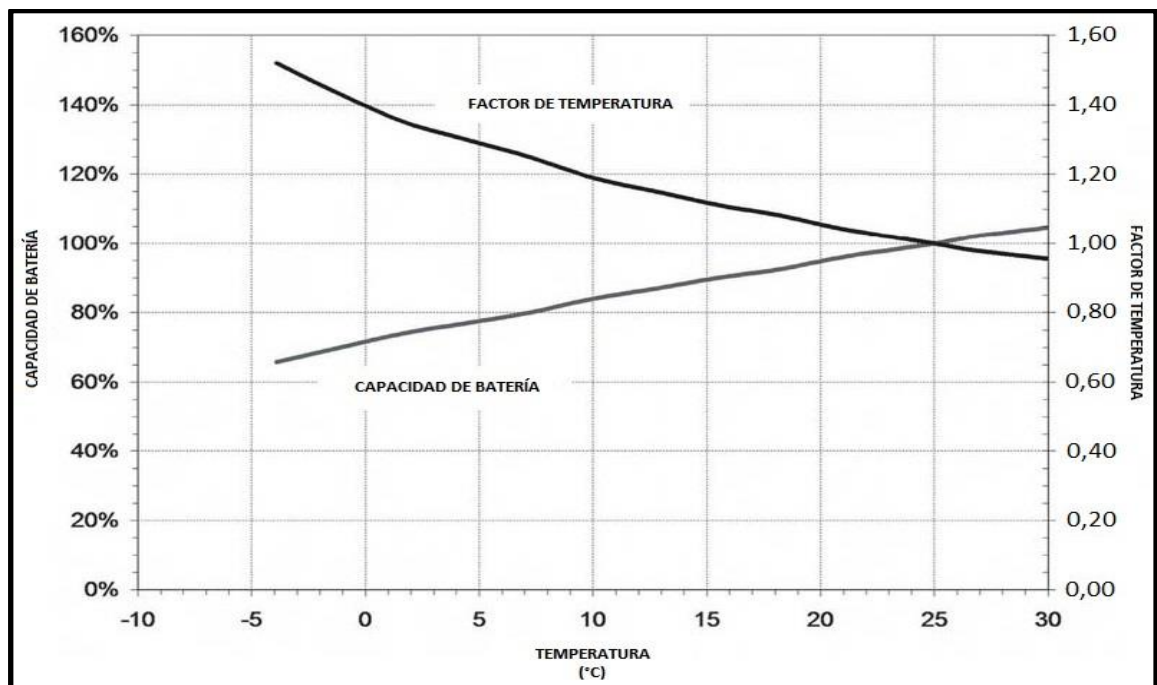
2.2.6. Temperatura

Las baterías usadas en telecomunicaciones se optimizan para una operación a 25 °C. Una operación a una temperatura superior a 27 °C no es recomendada, excepto en casos especiales, debido al efecto en la vida útil de las mismas. Una operación a una temperatura menor generalmente incrementa

la vida útil de las baterías pero reducirá la capacidad de estas (ver figura 45). Se suele utilizar un factor de temperatura (TF) como indicador en las baterías de tecnología plomo ácido para ajustar los valores de placa de datos a valores menores de temperatura para una operación óptima.

Este factor puede variar de forma considerable de un fabricante a otro y según el tipo de batería. El factor de temperatura es igual a 1,0 para una temperatura de operación de 25 °C. Ya que las baterías no deben trabajar a una temperatura mayor que las recomendadas por el fabricante, el factor de temperatura usado en el dimensionamiento de las baterías no debe ser menor a 1,0. Bajas temperaturas pueden congelar y expandir el electrolito provocando un rompimiento del contenedor o pandeo en las placas.

Figura 45. **Relación de capacidad y temperatura de una batería**



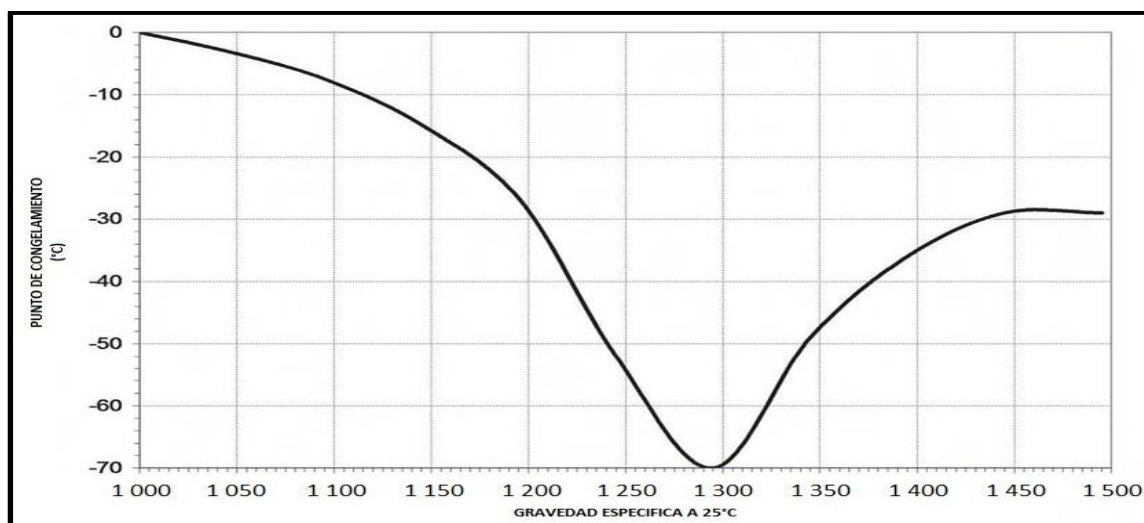
Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 175.

Esto se aplica no solo a las baterías que están en operación sino también a aquellas que están en almacenamiento. Conforme las baterías en almacenamiento se autodescargan, la gravedad específica de estas decrece y esto cambia el punto de congelamiento. Las baterías de plomo ácido en almacenamiento requieren, tal como se ha mencionado anteriormente, de un periodo de recarga cada cierto tiempo. La relación del punto de congelamiento y la gravedad específica de una batería se muestra en la figura 46.

2.2.7. Eficiencia

Las baterías de plomo ácido no son 100 % eficientes dado que no toda la energía eléctrica almacenada durante la etapa de carga es liberada durante la etapa de descarga, la eficiencia ronda el 85 y 90 %; por cada 100 Ah que son liberados en la etapa de descarga, de 110 a 115 Ah son necesarios para volver a recargar la batería a su estado inicial.

Figura 46. Punto de congelamiento y la gravedad específica



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 175.

Esta eficiencia debe ser considerada durante el cálculo del tiempo de recarga (ver título 3, diseño). La eficiencia de una batería a descarga plena es en un inicio baja, pero la batería permite un mayor flujo de corriente conforme esta se recarga. La eficiencia se mantiene a un nivel alto mientras la batería mantenga una carga del 80 % de su capacidad nominal o superior. Conforme la batería llega a plena carga, una pequeña parte de la energía eléctrica almacenada se pierde en el proceso de recombinación de gases y otra parte es utilizada para compensar las pérdidas inherentes por autodescarga.

2.3. Vida útil

La vida útil de una batería se puede medir de dos formas: por medio de régimen estacionario, este se puede medir por medio de años de vida y régimen cíclico que se expresa por medio de números de cargas y descargas que sufra la misma.

2.3.1. *End – of – life*

El polo positivo es el elemento que comúnmente limita la vida útil de las baterías de plomo ácidos estacionarios usados en las telecomunicaciones, conforme la batería se ve sometida a ciclos de carga y descarga el polo positivo se corroe. Se considera que las baterías utilizadas en las telecomunicaciones han alcanzado su vida útil cuando su capacidad decrece en un 80 % respecto a los datos de placa. Por ejemplo, si la capacidad de una batería de 1 000 Ah decrece a 800 Ah, la batería, por definición, ha alcanzado el límite de su vida útil (*end – of – life*).

Con el afán de dimensionar las baterías considerando que a un 80 % de su capacidad nominal han alcanzado su tiempo de vida útil se toma en cuenta un factor de 1,25, otros valores pueden ser considerados. La capacidad inicial de las baterías puede ser ligeramente menor al valor en placa de datos. La capacidad se incrementará a un 100 % en un periodo de tiempo corto después de que las baterías sean conectadas a los rectificadores y cargadas, bajo condiciones ideales, el tiempo de vida útil será la especificada por el fabricante.

Conforme la batería se aproxime al límite de su tiempo de vida útil, la capacidad se verá reducida. Múltiples pruebas realizadas a un número de baterías de tipo VRLA bajo condiciones de operación muestran que la mayoría de las baterías empiezan a perder su capacidad pasados algunos años de su montaje e instalación. Durante el periodo de carga y descarga la vida útil de las baterías disminuirá, esto según al régimen al que sean sometidas.

Una de las causas principales de envejecimiento son los cambios del rendimiento del material activo y la oxidación de la rejilla del polo positivo. Conforme la batería es descargada y recargada, el dióxido de plomo del material activo cambia de una estructura activa netamente cristalina a una estructura poco activa y amorfa. También, el plomo usado en la rejilla del polo positivo se oxida resultando en dióxido de plomo, el cual tiene una menor conductividad.

Conforme la conductividad de la rejilla se reduce, la resistencia interna de la celda aumenta y disminuye el flujo de corriente en la etapa de carga o descarga. Otra consecuencia de la oxidación de la rejilla es un crecimiento del volumen de las placas debido a la corrosión galvánica del polo positivo. El dióxido de plomo tiene un 20 % más volumen que el plomo.

Una señal obvia del crecimiento del volumen de las placas en las baterías de tipo VRLA es la presencia de protuberancias o zonas abultadas en el contenedor y en baterías de tipo VLA las placas presentan deformación por pandeo. Una batería que rara vez es sometida a un periodo de carga y descarga tendrá una vida útil mayor que aquella que es sometida a una descarga plena de forma continua.

La mayoría de sitios de telecomunicaciones están sujetos a periodos largos de flotación con periodos ocasionales de carga y descarga. La cantidad y profundidad de descarga depende de varios factores.

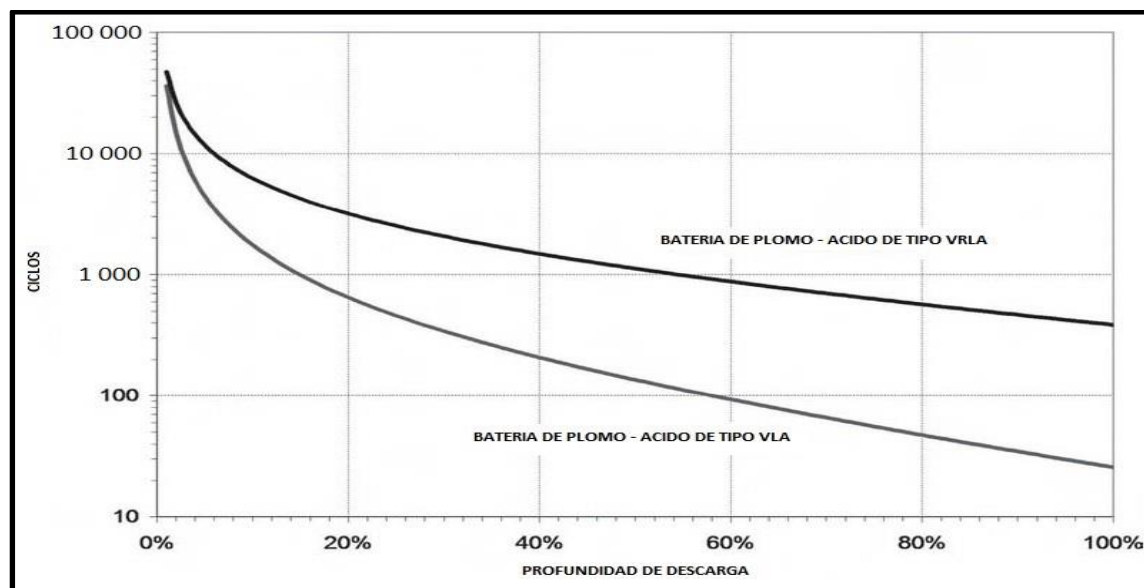
- Longitud de la profundidad de descarga, a mayor profundidad de descarga menor será su vida útil.
- Cantidad de recargas antes de la próxima etapa de descarga. Si una batería no se recarga al 100 % antes de que la próxima falla cause una descarga, la vida útil se reduce.
- Tiempo de la etapa de descarga, entre más tiempo permanezca una batería en la etapa de descarga menor será su vida útil.

La vida útil de las baterías de plomo calcio de tipo VLA modernas en sitios de telecomunicaciones puede ser de 20 años bajo condiciones de flotación y sin periodos de carga y descarga. Una descarga del 10 % diaria reducirá la vida útil en un factor de 0,5. Una profundidad de descarga mayor del 10 % al día no es recomendada para baterías de plomo calcio de tipo VLA.

La vida útil de las baterías de plomo antimonio de tipo VLA presenta características semejantes que las de plomo calcio; sin embargo, las baterías de plomo antimonio pueden tolerar una descarga del 50 % diaria resultando en algún porcentaje de pérdida de vida útil.

Las baterías de tipo VRLA generalmente tienen un tiempo de vida útil menor que las de tipo VLA, comúnmente suele ser de 5 a 10 años bajo condiciones controladas y de 2 a 5 años para condiciones no controladas tales como nodos de acceso de planta externa donde altas temperaturas son comunes. En un ambiente de probabilidad alta de falla del servicio de energía eléctrica comercial, las baterías de tipo VRLA presentan un mejor rendimiento que las baterías de tipo VLA (ver figura 47).

Figura 47. **Rendimiento de baterías de tipo VLA y VRLA ante periodos intermitentes de descarga**



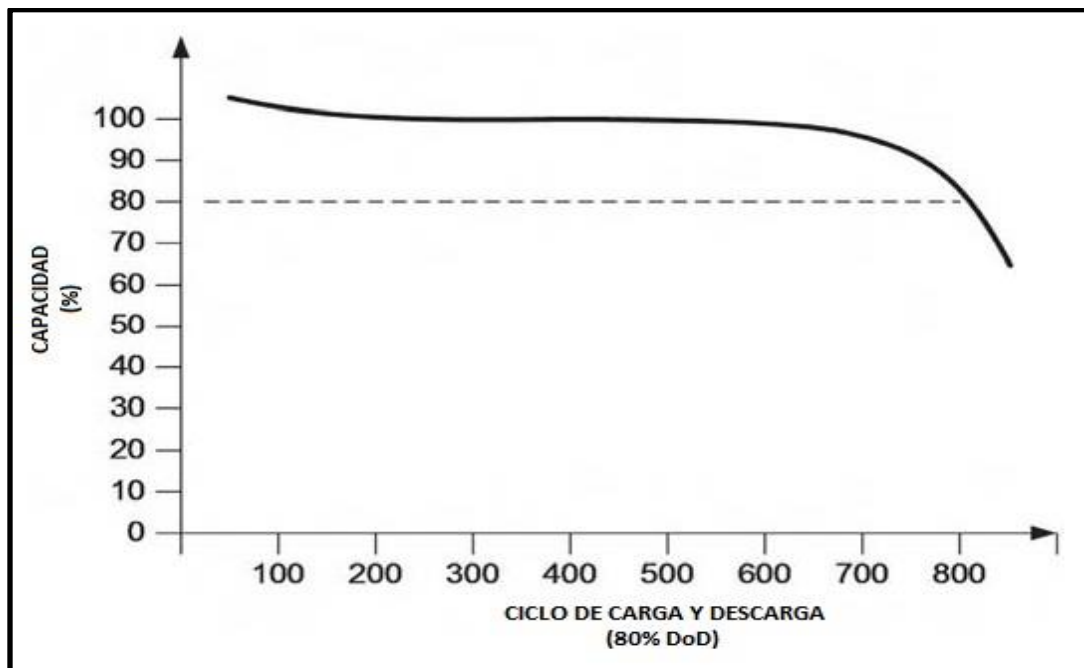
Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 177.

Algunas pruebas de rendimiento del ciclo de carga y descarga para baterías de tipo VRLA de AGM muestran que hay un periodo largo donde la capacidad es relativamente estable antes de que este empiece a decrecer (ver figura 48).

2.3.2. Mecanismos de falla

Adicional a las pérdidas por disipación de calor, característica única en baterías de plomo ácido de tipo VRLA, existen diferentes mecanismos de falla tanto en las baterías de plomo ácido de tipo VLA como VRLA utilizadas por las TPS en sitios típicos de telecomunicaciones (ver figura 49).

Figura 48. **Pérdida de capacidad por ciclos de carga y descarga a una profundidad del 80 % para baterías de tipo VRLA**

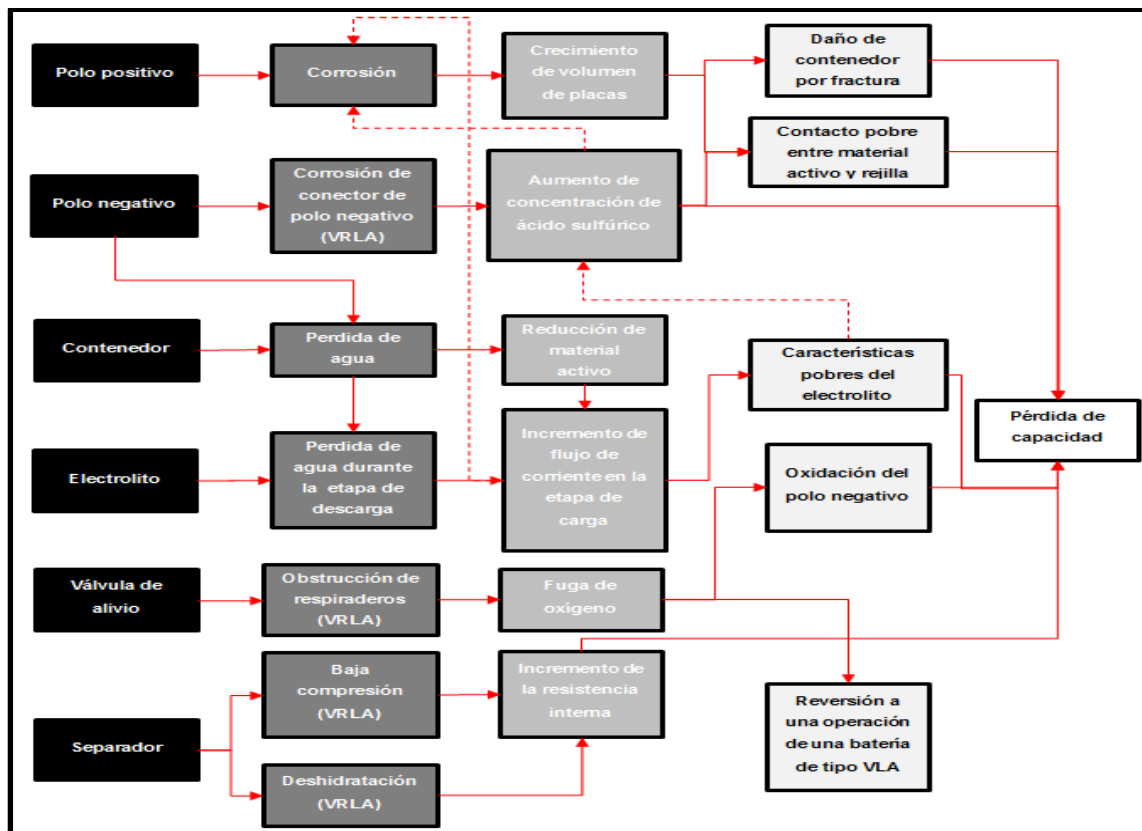


Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 178.

Todos los mecanismos de falla resultan en una pérdida de capacidad, la cual se manifiesta en una reducción de la vida útil de la batería. Algunos de los mecanismos de falla en las baterías de tipo VRLA pueden presentar consecuencias catastróficas.

Las baterías de plomo ácido estacionarias presentan un diseño con características específicas para un trabajo pesado, destinada a un eventual desgaste incluso bajo condiciones ideales. Y cuando se tiene un uso severo, puede presentar falla incluso antes de tiempo.

Figura 49. **Mecanismos de falla en baterías**



Fuente: REEVE, Whitman D. *Power System Design for Telecommunications*. p. 32.

Bajo condiciones ideales, tanto las baterías de tipo VLA y VRLA pueden fallar por un envejecimiento natural debido a las siguientes causas:

- Expansión y corrosión de la rejilla del polo positivo debido a la oxidación de la rejilla y el material activo.
- Pérdida de material activo del polo positivo.
- Pérdida de capacidad debido cambios físicos del material activo del polo positivo.

2.3.2.1. Envejecimiento típico de baterías tipo VLA

Algunas baterías de tipo VLA pueden extender su vida útil por más de 20 años con una pérdida mínima de capacidad, otras fallan con algunos años de operación. Varios factores combinados afectan la vida útil de una batería de plomo ácido de tipo VLA; se enlistan a continuación varios ejemplos.

- Las baterías de plomo ácido estacionarios típicos suelen tener un tiempo de vida útil de 5 a 20 años. Un tiempo de vida útil más largo generalmente tienen un costo mayor.
- Temperaturas elevadas reducen la vida útil de una batería. Un incremento de 8,3 °C pueden reducir el tiempo de vida útil de una batería de plomo ácido en un 50 % o más.
- Ciclos de carga y descarga excesivos reducen la vida útil de una batería. Las baterías de plomo calcio podrían tener una capacidad de tan solo 50 ciclos de carga y descarga.
- Un alto voltaje de flotación puede causar una corrosión excesiva del polo positivo. La sobrecarga también puede causar generación de gases excesiva.
- Un bajo voltaje de flotación reduce la capacidad de una batería debido a la autodescarga. Una baja carga puede resultar en sulfatación, lo cual puede dañar las placas de las celdas de una batería.

- Un excesivo flujo de corriente de rizado puede contribuir al envejecimiento de una batería. Las baterías de tipo VRLA son más susceptibles a un flujo de corriente de rizado que las baterías de tipo VLA.
- Variaciones en el proceso de fabricación de una batería también pueden reducir su tiempo de vida útil.
- Un inapropiado almacenamiento más allá del tiempo recomendado por el fabricante puede generar sulfatación y disminuir la capacidad y el tiempo de vida útil de la batería.
- Las baterías son diseñadas para una aplicación en específico. Si la batería no está diseñada para cierta aplicación, esta puede que no cumpla con el desempeño o tiempo de vida útil esperado.

Si el diseño, construcción, operación y mantenimiento de una batería de tipo VLA es el apropiado, esta puede prestar un servicio confiable y seguro. El perfil ideal de la capacidad de una batería de plomo ácido de tipo VLA durante su vida útil se muestra en la figura 50.

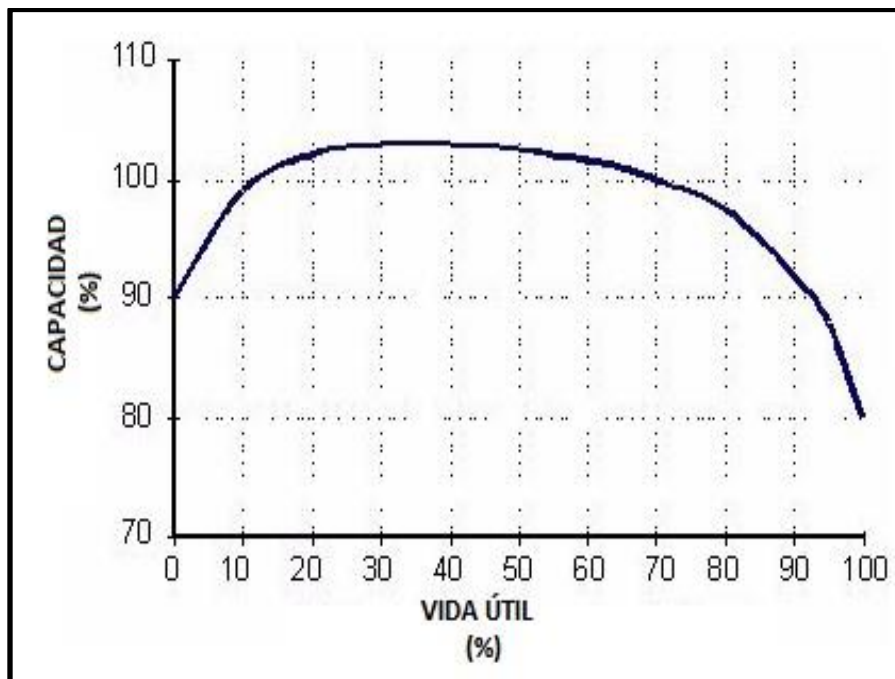
Una batería nueva puede no contar con una capacidad del 100 % al inicio de su operación. La capacidad mejora en los primeros años, alcanzando un pico y luego decrece hasta alcanzar su tiempo de vida útil. Una reducción al 80 % de su capacidad es considerada como el límite de la vida útil para una batería de plomo ácido sea esta de tipo VLA o VRLA.

Por debajo del 80 % de su capacidad, la velocidad con la que se deteriora una batería se acelera y está más propensa a presentar falla por esfuerzos mecánicos. Se observó que aún bajo condiciones ideales, se espera que una batería presente desgaste. Las diferentes causas de envejecimiento que se

listaron anteriormente se pueden combinar por lo que la batería de plomo ácido de tipo VLA nunca alcanza el 100 % de su capacidad.

Los efectos pueden ser catastróficos; por ejemplo, una batería con un tiempo de vida útil en datos de placa puede ser de 20 años pero pueden fallar en menos de cuatro años en un ambiente hostil sin una rutina de mantenimiento apropiada.

Figura 50. **Tiempo de vida útil ideal**



Fuente: HANSEN, Raymond N. *VRLA Batteries for Stationary Applications*. p. 29.

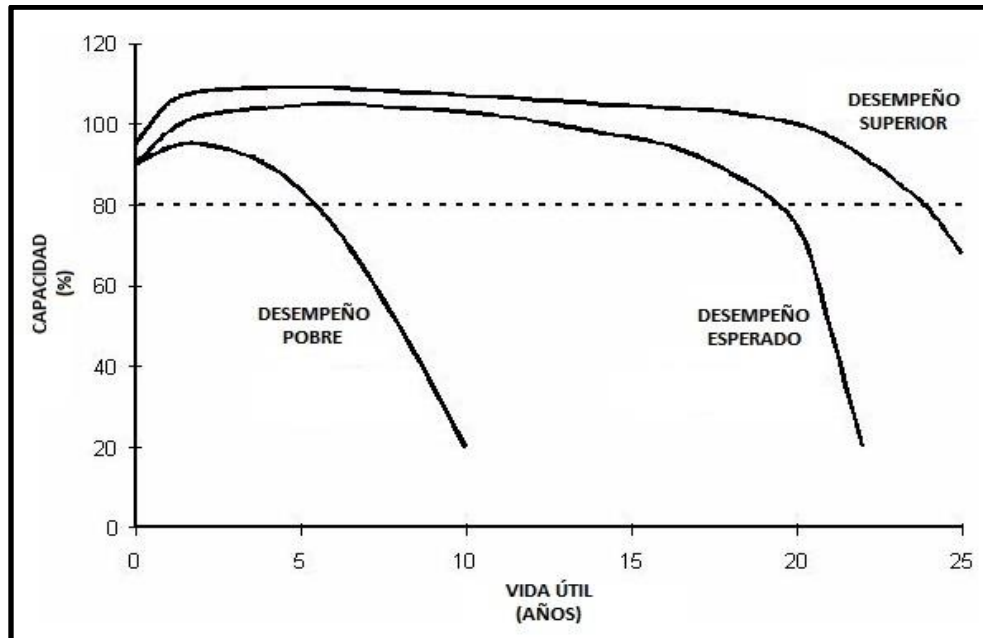
La figura 51 muestra como la vida útil puede variar respecto a un caso ideal. Las baterías de tipo VLA han recorrido un largo camino en los últimos 30 años; sin embargo, la tecnología desarrollada para estas aún no ha llegado a su etapa de madurez y los mecanismos de falla aun no son del todo comprendidos.

Lo que sí se sabe y comprende es que, en términos generales, las baterías de tipo VRLA suelen fallar antes que una batería de tipo VLA expuesta bajo las mismas condiciones de operación. Las baterías de tipo VRLA usualmente tienen un rango de operación más estrecho que su contraparte de tipo VLA, haciendo que estas sean más propensas a degradación.

2.3.2.2. Mecanismos de falla de baterías tipo VRLA

La pérdida de agua en baterías de tipo VRLA es un mecanismo de falla irreversible en la mayoría de diseños. Conforme una batería de tipo VRLA pierde agua, puede experimentar una pérdida de capacidad por deshidratación. Agregar agua a las baterías de tipo VRLA no es posible por el diseño de estas. Las baterías de tipo VRLA son conocidas como de electrolito sobrealimentado, lo que significa que la capacidad en la etapa de descarga puede ser limitada por el electrolito. En este caso, cualquier pérdida de electrolito puede afectar de forma adversa la capacidad de la batería.

Figura 51. Vida útil de una batería plomo ácido estacionaria



Fuente: HANSEN, Raymond N. *VRLA Batteries for Stationay Applications*. p. 30.

De una batería de tipo VLA se espera que exista una necesidad de hidratación periódica; sin embargo, cualquier pérdida de agua en las baterías de tipo VRLA es irreversible.

Se ha determinado que una pérdida de agua del 10 % en una batería de tipo VRLA podría causar una pérdida de capacidad del 20 %. Cualquier pérdida de agua en una batería de tipo VRLA es causa de preocupación. El proceso de recombinación de gases tiende a ser un medio de autorregulación el cual trata de mejorar la eficiencia de la batería conforme se pierde agua. En teoría, las baterías de tipo VRLA perderán agua hasta que se alcance una recombinación de gases óptima, con una pérdida de agua mínima a partir de ese momento.

Sin embargo, otros efectos que se presentan durante una operación normal o anormal pueden causar una pérdida de agua. Un desborde de calor hacia el ambiente la cual supera la capacidad de disipación de la batería (*THERMAL RUNAWAY*) es un mecanismo de falla, que a un voltaje de flotación constante, puede llegar a ser fatal.

Bajo condiciones normales de operación, una batería de tipo VRLA bajo condiciones de flotación mantiene está, a plena carga y la mayoría de gases que son generados son recombinados internamente, cualquier sobrecarga resulta en la generación de calor disipada al ambiente. Si el diseño de la batería en conjunto con su área de montaje e instalación es tal que el calor generado no puede ser disipado sin un aumento de la temperatura la falla es inevitable. Si la temperatura de la batería aumenta, una mayor demanda de flujo de corriente es necesaria para mantener el nivel del voltaje de flotación.

Este aumento del flujo de corriente resulta en una mayor generación de gases dentro de la batería, esto genera más calor durante la recombinación y la temperatura de la batería aumenta. Si esta situación no es corregida, la batería puede presentar sobrecalentamiento y autodestruirse. El diseño de las baterías de tipo VRLA aumenta la probabilidad de una falla por *thermal runaway*. De hecho una falla por *thermal runaway* se puede presentar incluso en baterías de tipo VLA, aunque esto suele ser raro debido a una mejor capacidad de disipación de calor.

Una inapropiada regulación del voltaje de flotación parece ser una de las causas que contribuyen a una mayor probabilidad de falla por *thermal runaway*. Un voltaje de flotación mayor al ser recomendado por el fabricante puede resultar un mayor flujo de corriente y por ende la batería puede presentar un sobrecalentamiento. La temperatura inicial de una batería puede influir en la

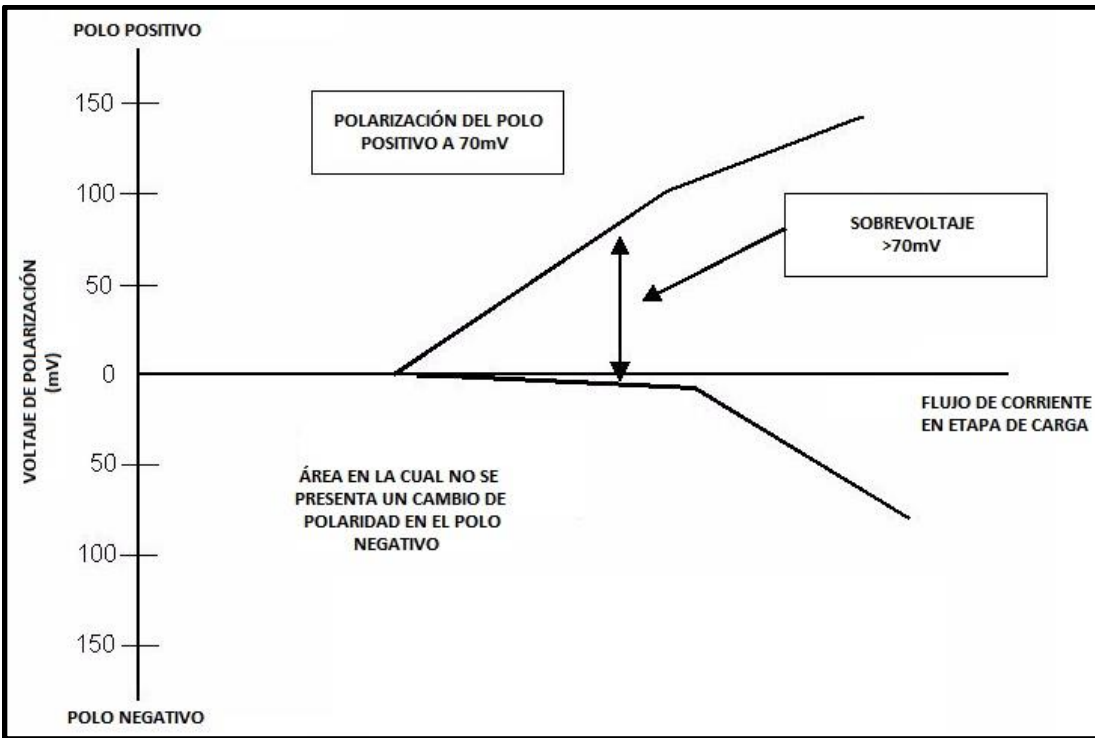
velocidad en la que se presente un desborde de calor; sin embargo, una mala regulación del voltaje y corriente de flotación puede ser causa suficiente para que se presente este tipo de mecanismo de falla.

Por otro lado está la recombinación de gases, a simple vista esto parece simple, pero el proceso en una batería de tipo VRLA es complejo. Se debe mantener un balance en el polo negativo entre la recombinación de oxígeno, la generación de hidrógeno y la sulfatación de las placas. Este balance impone restricciones más complejas en el diseño, fabricación, aplicación, operación y mantenimiento en las baterías de tipo VRLA que en las de tipo VLA.

Las baterías de tipo VRLA son más sensitivas a las variaciones del voltaje de flotación. Una regulación adecuada del voltaje de flotación es necesaria para que cada celda opere dentro del rango especificado por el fabricante. Si el voltaje de flotación es bajo, el polo negativo puede presentar baja carga, propiciando una pérdida de capacidad. Por el contrario, si el voltaje de flotación es demasiado alto, el envejecimiento puede acelerarse y la deshidratación puede aumentar.

La figura 52 muestra la curva de polarización típica de una batería de tipo VRLA. Como se puede observar, al polo negativo se le aplica una diferencia de potencial pequeña bajo condiciones normales de operación. Para que exista un cambio de polaridad, el flujo de corriente en la etapa de carga debe presentar valores altos de características poco usuales, como las que se presentan bajo condiciones de *thermal runaway*.

Figura 52. Curva de polaridad de celdas en baterías de tipo VRLA



Fuente: HANSEN, Raymond N. *VRLA Batteries for Stationary Applications*. p. 26.

Si existe algún cambio de polaridad esto puede representar una pérdida de capacidad con el transcurrir del tiempo a través de una descarga parcial si la polarización es inadecuada para prevenir la autodescarga. Si el voltaje de flotación es demasiado alto, el polo negativo cambia de polaridad y la batería de tipo VRLA empieza a comportarse como una de tipo VLA, generando hidrógeno en el polo negativo.

En este punto, la velocidad de generación de gases supera la capacidad de recombinación de la batería y de forma periódica se ventilarán los gases a través de la válvula de alivio para reducir la presión interna. Esto repercute en una pérdida de vida útil de las baterías de tipo VRLA, en parte por un

envejecimiento acelerado del polo positivo debido a un flujo de corriente en estado de flotación alto y por el incremento de la velocidad de deshidratación por una mayor frecuencia de ventilación de gases.

Por esta razón, los fabricantes especifican un valor máximo de voltaje de flotación y otros limitan la frecuencia y duración de los periodos de equalización. Algunos manuales de operación y mantenimiento predicen una reducción de la vida útil en un 50 % si el voltaje de flotación presenta una variación mayor a ± 2 mVDC y del 75 % si el voltaje de flotación se mantiene de forma continua por encima en 6 mVDC del valor nominal.

La concentración de electrolito, es un recurso limitado en las baterías tipo VRLA y esto puede ser un mecanismo de falla debido a que no es posible reponer o reemplazar el mismo. Cualquier pérdida de electrolito durante condiciones de operación normal o anormal puede reducir la vida útil de una batería tipo VRLA.

En algunos casos, los fabricantes han intentado mejorar la capacidad aumentando la gravedad específica del electrolito por arriba de 1 300 (una batería tipo VLA tiene una gravedad específica de 1 215 a 1 240). Aumentar la gravedad específica aumenta la capacidad de una batería a expensas de su vida útil. A una mayor gravedad específica se tiene una mayor actividad electroquímica, por lo que la velocidad de corrosión del polo positivo crece.

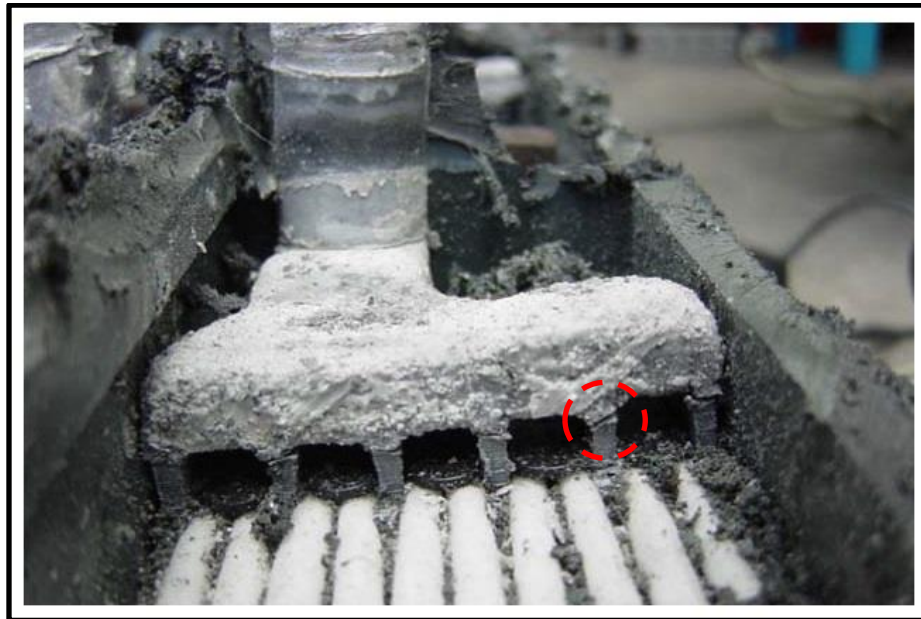
Las baterías de tipo VRLA de AGM pueden experimentar cambios en la posición del material de vidrio absorbente lo cual se refleja en una pérdida de compresión mecánica entre el separador y las placas. La compresión mecánica entre el separador de vidrio absorbente y las placas es necesaria para asegurar que las placas estén en contacto con el electrolito.

Con el tiempo se pueden desarrollar espacios vacíos entre el separador y las placas, aumentando la resistencia interna y disminuyendo la capacidad real de la batería. Este efecto es conocido como pérdida de compresión mecánica y puede dar como resultado una pérdida de capacidad permanente en baterías de tipo VRLA de AGM. Esta pérdida de compresión mecánica se puede deber a un error de fabricación, un diseño o tolerancias no apropiadas y deshidratación.

En particular, el diseño y los procesos de fabricación han sido un importante factor en este tipo de mecanismo de falla, ya que muchas veces el fabricante no le da importancia al efecto que puede tener una pérdida de compresión mecánica entre el separador y las placas en el desempeño de una batería.

Algunas baterías de tipo VRLA han mostrado una tendencia a la corrosión de los puentes del polo negativo y una falla prematura de estos. En las baterías de tipo VRLA de AGM, los puentes del polo negativo no están inmersos en el electrolito; en su lugar, este es expuesto a hidrógeno puro existente en el espacio vacío por encima de las placas de cada celda. Con los puentes del polo negativo expuestos y este último normalmente sin polarización por el proceso de recombinación de gases, los puentes pueden experimentar sulfatación que, en última instancia, conduce a falla y por ende a fractura mecánica (ver figura 53).

Figura 53. **Corrosión de los conectores del polo negativo**



Fuente: WONGPINKAEW, Kosit. *Failure of VRLA Batteris: Material Aspects*. p. 2.

Algunos fabricantes ha rediseñado los puentes del polo negativo de las baterías para ser más resistentes a la corrosión. Estos cambios han incluido aislar los puentes con vidrio absorbente para mantener cierto grado de humedad o lograr una mejor sujeción con la rejilla, los conectores y terminales (borne).

2.4. Estructura

Las baterías se componen de diferentes elementos como se muestra en la figura 35 y su distribución relativa, en relación a la función del peso neto de cada componente de la batería, se detalla en la siguiente tabla XI.

Tabla XI. **Distribución en peso de cada componente de una batería**

Elemento	Peso relativo [%]
Electrodos (Plomo puro, dióxido de plomo, sulfato de plomo)	65 – 75
Electrolito (Ácido sulfúrico y agua)	15 – 25
Separador	5
Contenedor y accesorios	5

Fuente: FINK, D y CARROLL, J. *Handbook of Energy Storage for Transmission and Distribution Applications*. p. 162.

- Polo negativo y positivo

Un conjunto de placas conforman los electrodos del polo negativo, constituido por una rejilla de aleación de plomo y plomo puro como material activo mientras que los electrodos que conforman el polo positivo están constituidos comúnmente por una rejilla, que al igual que el polo negativo, es de una aleación de plomo y el material activo es óxido de plomo.

- Separador

Aísla un electrodo del otro para evitar que exista cortocircuito además de permitir el flujo de iones entre polos durante el proceso de carga y descarga. En las baterías de plomo ácido, el separador suele ser un caucho microporoso o fibra de vidrio. El separador no interviene en la reacción electroquímica del proceso de carga y descarga, pero absorbe parte del electrolito, manteniendo este lo más próximo a las placas para aumentar la eficiencia de la batería.

- Electrolito

Solución que se compone de ácido sulfúrico y agua, la cual es un medio conductivo debido a sus iones libres. A diferencia de las baterías de tipo VLA y las de tipo VRLA de electrolito tipo gel (las cuales cuentan con exceso de electrolito para compensar la pérdida de agua durante el proceso de carga y descarga) las baterías de tipo VRLA de electrolito sobrealimentado contienen un mínimo de electrolito.

Por ejemplo, una batería de tipo VLA de 1 400 Ah tiene aproximadamente 13 galones de electrolito tipo gel, pero una batería de tipo VRLA de la misma capacidad solo tiene 4,1 galones de electrolito sobrealimentado. Como resultado, las baterías de tipo VRLA de electrolito sobrealimentado suelen ser más compactas para cierta capacidad y pueden ser montadas e instaladas en cualquier posición haciendo de estas la opción más viable para sitios de telecomunicaciones con espacio físico para montaje e instalación reducido.

Las baterías de tipo VLA y las VRLA de electrolito tipo gel únicamente pueden ser montadas e instaladas con los respiraderos hacia arriba para prevenir cualquier tipo de fuga o derrame.

- Puentes

Los puentes son un medio de conexión mecánica a través del cual se crea una superficie conductiva entre los circuitos eléctricos de cada celda; están hechos de aleaciones de plomo antimonio o plomo cobre. Al final de cada cadena de celdas, una terminal (borne) toma el lugar del puente. Las terminales son usadas para conectar las baterías entre sí o para conectar estas hacia los circuitos eléctricos entre rectificadores – baterías.

- Contenedor

Se han utilizado diferentes tipos de materiales para los contenedores de las baterías. Las primeras baterías de plomo antimonio, usadas en las telecomunicaciones usaban un contenedor de caucho duro lo suficientemente flexibles para que los esfuerzos mecánicos de las placas no agrietaran el contenedor causando goteo o derrame de electrolito; contenedores de vidrio fueron usados en algunas baterías de tamaño pequeño. Las baterías de plomo calcio y plomo antimonio generalmente usan contenedores de plástico transparentes hechas de estireno, policarbonato o cloruro de polivinilo retardante de fuego (PVC).

El índice límite de oxígeno (LOI) es usado para medir las características relativas del retardante de fuego de un material. LOI se define como la mínima concentración de oxígeno en una mezcla de oxígeno y nitrógeno que podrá sustentar la combustión de un material en particular, de forma continua, una vez la fuente de llama se haya retirado.

El aire contiene un 21 % de oxígeno así que cualquier tipo de material con un LOI del 21 % o menor podrá arder fácilmente al aire libre. Un valor mayor de LOI indica una menor inflamabilidad. En general el policarbonato o el PVC, con un LOI de 26 % y 45 % respectivamente, son usados en contenedores de baterías de plomo ácido donde la propiedad retardante de fuego es requerida.

Tabla XII. **LOI de diferentes tipos de plásticos**

Plástico	LOI [%]
Acrílico (PMMA)	17
Polipropileno (PP)	17
Polietileno (PE)	17
Poliestireno (PS)	18
Policarbonato (PC)	26
Sulfuro de polifenileno (PPS)	34
Polivinilo Clorhídrico (PVC)	45
Politetrafluoroetileno (PTFE)	>95

Fuente: Farnell element14. <http://pt.farnell.com>. Consulta: 3 de julio de 2014.

3. DISEÑO, MONTAJE E INSTALACIÓN

En esta parte se describen los lineamientos básicos para recolectar y preparar la información necesaria así como los procedimientos básicos para un diseño sistemático de los diferentes componentes de un sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de $-48V_{DC}$ o $+24V_{DC}$ de un sitio de telecomunicaciones. De forma paralela se irán describiendo algunos criterios básicos de montaje e instalación para sitios típicos de telecomunicaciones.

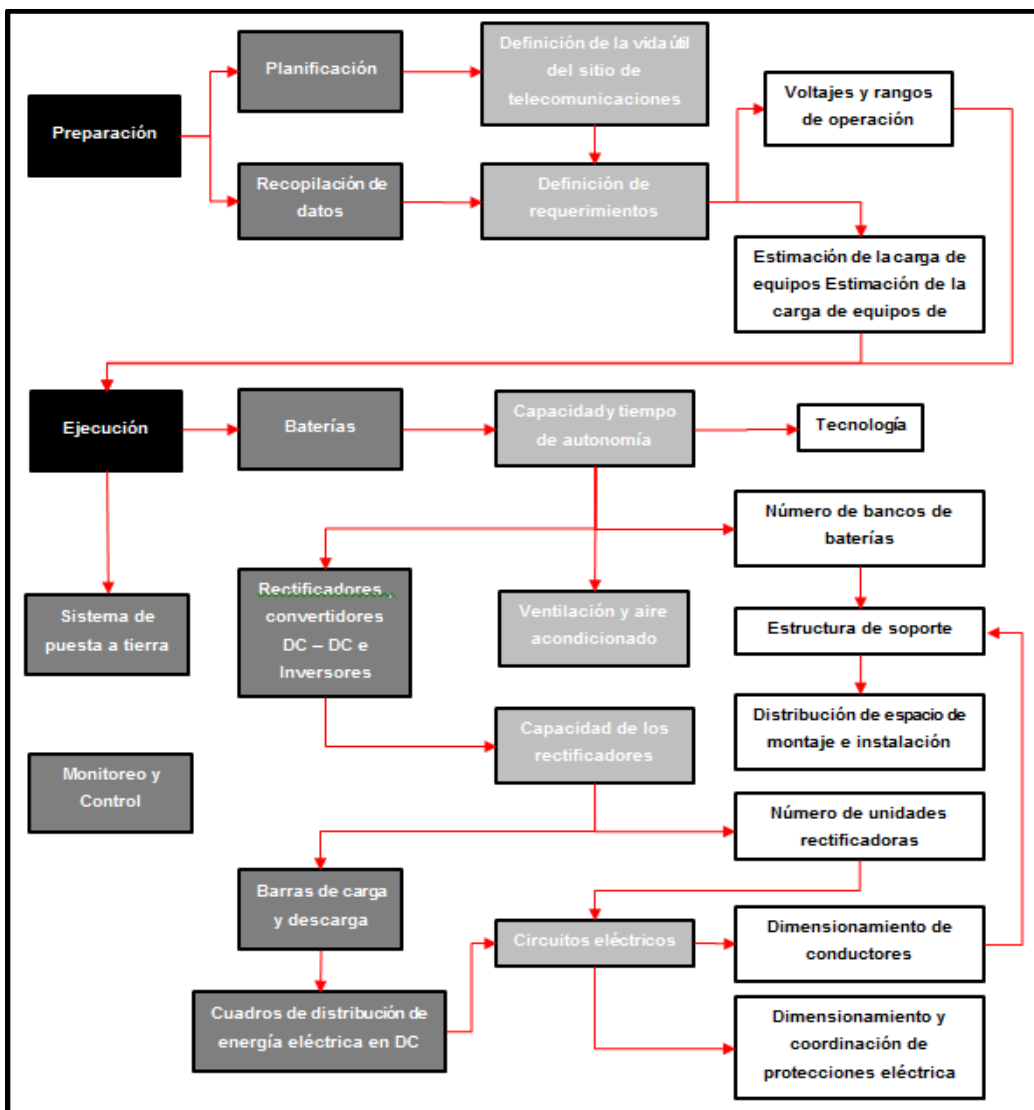
3.1. Metodología

En sitios de telecomunicaciones se deben satisfacer ciertos criterios, por ejemplo, una regulación de voltaje dentro de los límites específicos de los equipos de servicios y de las baterías o un tiempo de respaldo mínimo cuando se presenta una interrupción del servicio de energía eléctrica comercial. El diseño de un sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de -48 o $+24$ VDC contempla, entre otras cosas, la capacidad de las baterías, valores nominales de los diferentes componentes y de los conductores de los circuitos eléctricos asociados, caída de voltaje, así como la necesidad de mantener una alimentación constante a los equipos de servicios.

La metodología de diseño, montaje e instalación involucra preparación y ejecución. La preparación incluye planificación de la vida útil del sitio de telecomunicaciones, recopilación de datos de tráfico de datos y consumos de energía y potencia eléctrica así como de HV_{AC} y definición de requerimientos estándar.

La ejecución contempla el desarrollo del diseño, montaje e instalación según la secuencia de la figura 54 de cada uno de los componentes de un sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de -48 o +24 V_{DC} con base en los requerimientos planteados en la preparación.

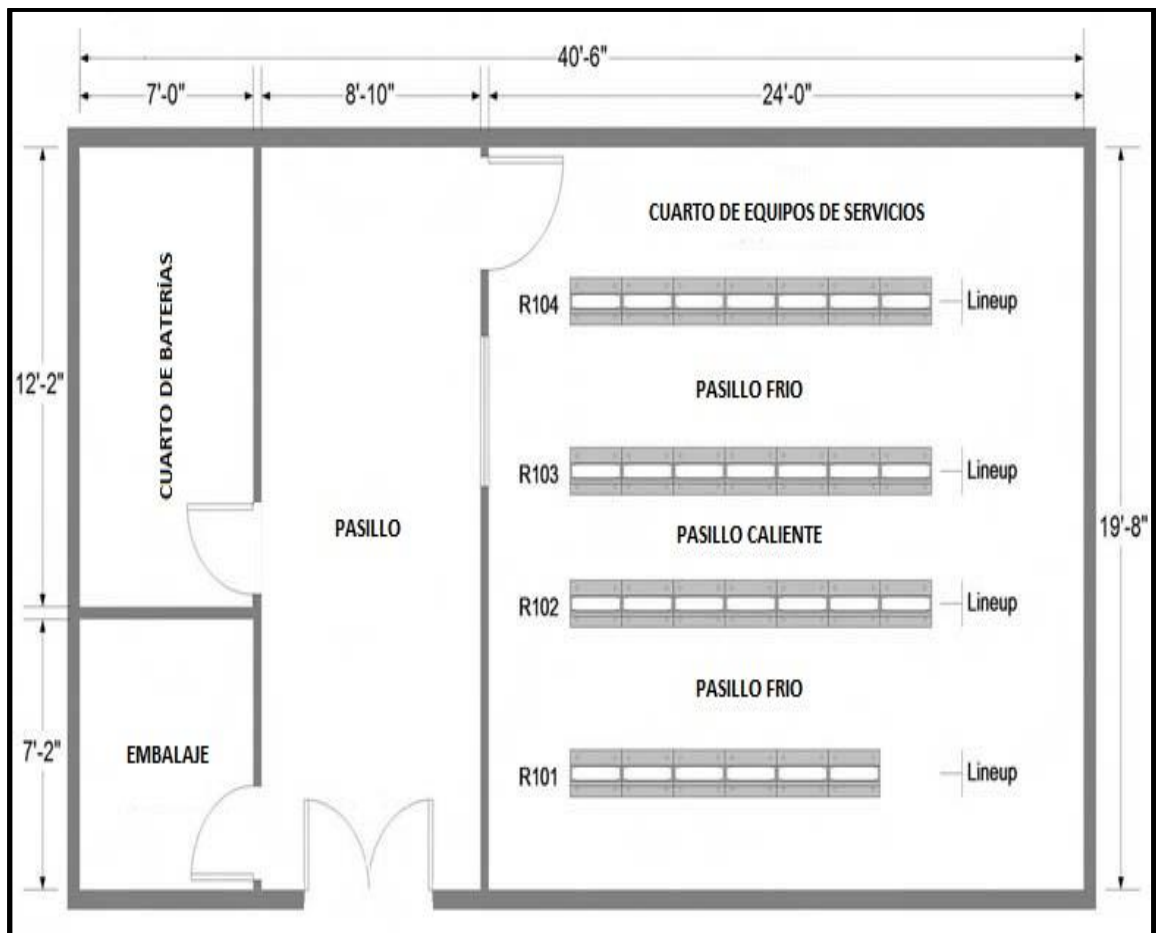
Figura 54. **Secuencia de la metodología de diseño**



Fuente: Motorola, Inc.

Con el afán de ir ejemplificando como la preparación y ejecución se desarrollan dentro de la metodología de diseño, montaje e instalación se considerará un caso particular de un sitio de telecomunicaciones tipo caseta con las dimensiones y distribución de los equipos de servicios de telecomunicación que se aprecian en la figura 55.

Figura 55. **Planta de un sitio de telecomunicaciones tipo caseta**



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 203.

3.1.1. Preparación

A continuación se describe el proceso de preparación para la instalación de la Planta de Telecomunicaciones, se determina la vida útil del sistema de distribución de energía eléctrica, la recolección de datos necesarios para la implementación del sistema.

3.1.1.1. Definición de la vida útil y planificación del sitio de telecomunicaciones

Los sistemas de distribución de energía eléctrica, tanto AC como DC, de un sitio de telecomunicaciones tienen una vida útil bastante larga, algunos suelen tener 50 años o más y aún están en servicio. Diseñar el sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de -48 o +24 V_{DC} de un sitio de telecomunicaciones con un periodo de vida útil largo requiere de una planificación no solo con el afán de cumplir con los requerimientos planteados en la preparación sino también debe contemplarse cierto grado de flexibilidad y expansión por crecimiento en el transcurrir del tiempo.

La mayoría de componentes del sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de -48 o +24 V_{DC} usados en las telecomunicaciones, particularmente las barras de los rectificadores y los cuadros de distribución principal o secundario, son difíciles de expandir debido a que no se pueden sacar de servicio sin afectar la disponibilidad de los equipos de servicios conectados aguas abajo de estos por lo que son diseñados para una operación a plena carga.

La planificación y definición de la vida útil del sitio de telecomunicaciones depende de la aplicación de este último. El sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de -48 o $+24$ V_{DC} de equipos de servicios de sitios terminales remotos, usualmente son diseñados a plena capacidad. En nodos se contempla una tasa de crecimiento, por ejemplo en los rectificadores y bancos de baterías se plantea una proyección de crecimiento a 2 o 3 años expandiendo la capacidad montada e instalada según el crecimiento de carga de equipos de servicios de telecomunicaciones.

El sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de -48 o $+24$ V_{DC} de sitios nuevos de telecomunicaciones suelen ser más fácil de diseñar ya que no existen limitaciones debido a equipos de servicios existentes o una infraestructura no adecuada. La infraestructura de un nuevo sitio de telecomunicaciones suele ser construido en función de los requerimientos establecidos en la etapa de preparación.

Mientras que un reemplazo, expansión o readecuación de un sitio de telecomunicaciones existente es más complicado debido a limitaciones de espacio físico o capacidad nominal inherente a cada componente del sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de -48 o $+24$ V_{DC} así como de otros componentes (fuente de alimentación primaria, secundaria, HV_{AC} , control y monitoreo, entre otros.) ya montados e instalados.

Si a veces es imposible predecir el crecimiento de la carga de equipos de servicios de telecomunicaciones, estas condiciones hacen más difícil aún establecer los requerimientos a largo plazo de espacio físico como de energía eléctrica y si aplica, HV_{AC} .

Además se debe tomar en cuenta que desde el 2006 la Ley General de Telecomunicaciones de la Superintendencia de Telecomunicaciones – SIT – estableció en el artículo 26 *quarter* del capítulo III, Interconexión de redes, que este último tendrá la facultad de exigir que las TPS provean espacio físico para co – localización de equipos de servicio estrictamente necesarios para la interconexión de otra TPS, en términos, condiciones y a tarifas orientadas a costes, que sean razonables, no discriminatorias y transparentes para el suministro de servicios de telecomunicaciones hacia el usuario final.

Cuando se planifica el diseño de un sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de -48 o $+24$ V_{DC}, es necesario determinar un estado inicial y final de operación del sitio de telecomunicaciones. En algunos casos, el estado inicial es determinado por los requerimientos necesarios a corto plazo, una proyección a 2 o 3 años. Y el estado final comúnmente contempla una proyección a 10 o 20 años, algunos componentes, como las barras de los rectificadores o los cuadros de distribución primaria y secundaria, una proyección a 20 años puede ser necesaria según el tipo de sitio.

La tendencia para sitios de telecomunicaciones es reemplazar o expandir la capacidad de las barras cuando la carga de equipos de servicios ha superado el 50 u 80 % de la capacidad nominal de estas. Por ejemplo, un gabinete con una capacidad en barras de 800 A, puede ser reemplazado o expandido cuando la carga de equipos de servicios sea mayor a 400 A (50 %) y menor a 640 A (80 %). Como buena práctica en las telecomunicaciones ningún gabinete debe operar con una carga de equipos de servicios en barras superior al 80 % de su capacidad nominal.

3.1.1.2. Recopilación de datos

La recopilación de datos históricos puede ser una actividad larga y tediosa, sin embargo, es necesaria. Muchas TSPs tienen equipos de trabajo dedicados a la recopilación y procesamiento de datos (crecimiento de servicios de telecomunicaciones, desarrollo de nuevas tecnologías, requerimientos de operación y mantenimiento, co – localización, entre otros). Desde un punto de vista de la planificación y ejecución del diseño de un sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de -48 o $+24$ V_{DC}, el resultado de dicho esfuerzo se ve reflejado en una carga estimada inicial y final así como la tasa de crecimiento de esta en un sitio típico de telecomunicaciones.

3.1.1.3. Definición de requerimientos

Requerimientos es un conjunto de atributos, capacidades, características y cualidades que necesita cumplir un sistema para que tenga valor y utilidad para el usuario, los requerimientos muestran qué elementos y funciones son necesarias para un proyecto.

3.1.1.3.1. Voltaje y rangos de operación

Los voltajes de servicio que se describen en esta sección son los especificados por el estándar Alliance for Telecommunications Industry Solutions, 2001, que para el caso a ejemplificar se asumirá de -48 V_{DC}. Los rangos de servicio de voltaje para un sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de -48 o $+24$ V_{DC} se determinan tomando en consideración los rangos de voltajes de operación de los equipos de servicios de telecomunicaciones asumiendo que en un sitio típico de telecomunicaciones algunas cargas estarán

próximas a los bancos de baterías (caída de voltaje mínima) y algunas más lejos (caída de voltaje máxima).

Tal como se aprecia en la tabla I, para un voltaje de servicio de $-48 V_{DC}$ se tienen dos rangos de operación de voltaje. Los valores mínimos, $-42,75 V_{DC}$ y $-40,0 V_{DC}$ lo definen las características de los equipos de servicios de telecomunicaciones. Para tener un voltaje de servicio mínimo de $-42,75 V_{DC}$ con una caída de voltaje máxima de $2,0 V_{DC}$, el voltaje de descarga plena del banco de baterías debe ser $44,75 V_{DC}$ ($1,86 V_{DC}/batería$) mientras que para un voltaje de servicio mínimo de $40,0 V_{DC}$ con una caída de voltaje máxima de $2,0 V_{DC}$, el voltaje de descarga plena del banco de baterías debe ser de $42,0 V_{DC}$ ($1,75 V_{DC}/batería$).

El valor de voltaje de operación máximo para ambos valores mínimos es $56,7 V_{DC}$; esto corresponde a un banco de baterías en estado de ecualización a $56,4 V_{DC}$ ($2,35 V_{DC}/batería$) con una caída de voltaje nula y una regulación de voltaje de $\pm 0,5 \%$ Donde los rectificadores operan en la zona superior ($0,28 V_{DC}$).

Existen equipos de servicios de telecomunicaciones que pueden operar a voltajes menores de los rangos mínimos arriba descritos, pero para equipos de servicios de telecomunicaciones interdependientes unos de otros, el valor mínimo de voltaje de servicio lo definen los equipos de servicios de telecomunicaciones con el valor de voltaje de operación mínimo más alto. Condiciones similares definen el valor de voltaje de operación máximo más bajo. Para el caso a ejemplificar y con base en la experiencia, se considerará como valor mínimo y máximo de voltaje de operación $-44,0 V_{DC}$ y $-56 V_{DC}$.

3.1.1.3.2. Estado y estimación de la carga

En relación al estado de la carga, existen dos condiciones de estado de carga en los equipos de servicios utilizadas para dimensionar los componentes de un sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de +24 o -48V_{DC}. Estas condiciones son normales y de pico Donde una condición normal corresponde a un flujo de corriente promedio y de pico es aquella condición en la que se presenta una caída de voltaje por descarga de baterías debido a un pico en el flujo de corriente.

El flujo de corriente en condiciones normales suele usarse para dimensionar los rectificadores mientras que el flujo de corriente en condiciones de pico suele utilizarse para dimensionar los cuadros de distribución primaria y secundaria, las protecciones por sobrecorriente y la capacidad de las barras de descarga. Estos componentes son difíciles de agregar o expandir una vez el sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de +24 o -48 V_{DC} este operativo.

Donde la carga es de potencia constante, ninguna de las condiciones de carga puede ser usada para dimensionar la capacidad de las baterías; sin embargo, en un diseño conservador se podría utilizar la condición de pico. Esto puede representar algunos inconvenientes en algunas aplicaciones ya que se asume que el flujo de corriente de los equipos de servicios de potencia constante será máximo durante la etapa de descarga de las baterías, que no es el caso. Un diseño menos conservador pero más exacto para el dimensionamiento de la capacidad de las baterías suele utilizar un valor de voltaje promedio en la carga durante la etapa de descarga.

El valor de voltaje promedio que se asume depende del voltaje de las baterías y la caída de voltaje de los circuitos eléctricos entre las baterías y los equipos de servicios. Puede llegar a ser una pérdida de tiempo el tratar de determinar el valor más preciso de estas variables por lo que es suficiente con usar los valores típicos de operación de los equipos de servicios de telecomunicaciones, -44 a $-48 V_{DC}$ para un voltaje nominal de $-48 V_{DC}$ y $+22$ a $+24 V_{DC}$ para un voltaje nominal de $+24 V_{DC}$.

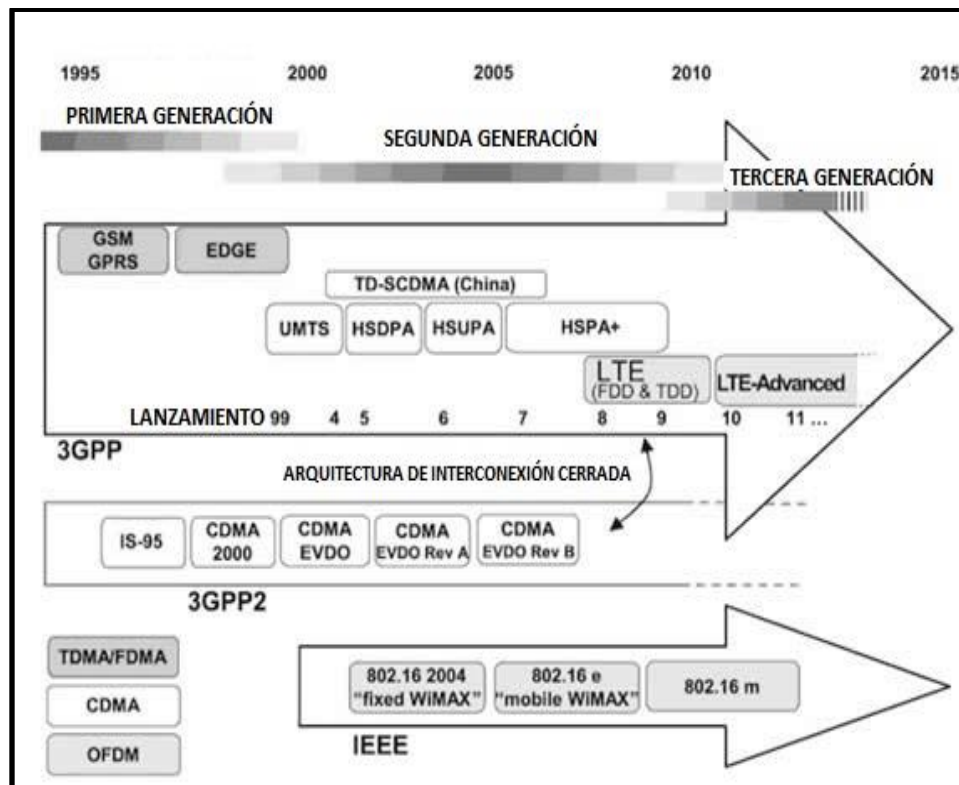
Los valores mínimos se utilizarán para aquellas cargas de servicios que estén más lejos de los bancos de baterías y los valores máximos para el caso contrario. Para la estimación de la carga, de equipos de servicios puede ser estimada de las hojas técnicas de los fabricantes, si estas están disponibles.

Desafortunadamente, en la mayoría de casos obtener información exacta y detallada puede ser difícil sin adquirir el equipo de servicios. Esto hace que el diseño de un nuevo sitio de telecomunicaciones sea algo complicado a menos que exista un sitio con las mismas características o parecidas, con un registro disponible y fiable de la demanda de energía y potencia del sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de $+24$ o $-48 V_{DC}$.

Cada generación de equipos de servicios usados en las telecomunicaciones suelen presentar un consumo menor de energía y potencia eléctrica que sus antecesores, lo que implicaría que la carga neta del sitio disminuye conforme el tiempo. Sin embargo, lo que realmente pasa es que la carga neta aumenta conforme la cantidad de equipos de servicios de telecomunicaciones, esto debido al crecimiento en el tráfico de datos.

Conforme avanza el tiempo la mayoría de equipos de servicios de telecomunicaciones alcanzan su máximo de capacidad, en este momento se vuelve obsoleto y requiere su reemplazo parcial o total. Esto suele ocurrir en un intervalo aproximado de entre 8 a 12 años (ver figura 56) iniciando otro ciclo de crecimiento de carga de equipos de servicios.

Figura 56. Evolución de la tecnología móvil en las telecomunicaciones



Fuente: Ingenia-T. <http://lastelecomunicaciones.com>. Consulta: 28 de julio de 2014.

Un método indirecto para estimar la carga de equipos de servicios es asumiendo que toda la demanda de energía y potencia eléctrica es disipada en calor en el área de montaje e instalación. Aunque esto suele ser cierto para sitios de telecomunicaciones más modernos, una pequeña fracción de la

energía y potencia eléctrica consumida es disipada fuera del área de contención de los equipos de servicios. En todos los casos esto es ignorado en las estimaciones durante la etapa de diseño.

Tomando como referencia el estándar Network Equipment Buildings Systems – NEBS de Telcordía, la disipación de calor puede ser calculada. El estándar NEBS especifica la capacidad máxima de disipación de calor en función del área o volumen desde tres puntos de referencia.

- Espacio de ocupación de todos los equipos de servicios de un sitio de telecomunicaciones.
- Marco o estructura individual de equipos de servicios.
- Chasis individual de equipos de servicios en un marco o estructura.

El valor máximo de disipación de calor empleado respecto al espacio de ocupación de todos los equipos de servicios de un sitio de telecomunicaciones es de $79,9 \text{ W/ft}^2$. Considerando este criterio y haciendo referencia al caso a ejemplificar, para las dimensiones mostradas en la figura 55 la capacidad máxima de disipación de calor se muestra a continuación con los siguientes datos.

Ecuación 24

$$79,9 \text{ W/ft}^2 \times 472 \text{ ft}^2 = 37,713 \text{ W}$$

A voltaje nominal de $-48 \text{ V}_{\text{DC}}$, el flujo de corriente que genera esta cantidad de calor es aproximadamente de 786 A. Es importante hacer constar que, no todos los equipos de servicios de telecomunicaciones, así como el espacio físico requerido para montaje e instalación de los mismos, cumplen el estándar

NEBS, pero este método para la estimación de la carga es un buen punto de partida, para el diseño de un sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de -48 o $+24$ V_{DC} .

3.1.2. Ejecución

Una vez definidos el voltaje y rango de operación así como la carga para la cual se debe diseñar el sistema de distribución de energía eléctrica a un voltaje nominal de -48 V_{DC} del caso a ejemplificar se dimensiona cada uno de los componentes del mismo.

3.1.2.1. Baterías

Los objetivos de la etapa de diseño para las baterías radican en establecer el tipo de tecnología a utilizar (baterías de plomo ácido de tipo VLA o VRLA), la capacidad en ampere – hora con un tiempo de respaldo mínimo de 8 horas a 25 °C y un voltaje de corte por batería de $1,75$ V_{DC} y por último el número de bancos necesarios para satisfacer la capacidad antes estimada.

3.1.2.1.1. Tipo de tecnología

La elección entre baterías de plomo ácido tipo VLA y VRLA desde un punto de vista técnico puede ser hecha en función de la información dada en el capítulo 2, baterías; sin embargo, existe un punto adicional a considerar, el aspecto económico.

3.1.2.1.2. Capacidad

Los factores para estimar la capacidad de las baterías son el flujo de corriente que demanda la carga de equipos de servicios de telecomunicaciones,

el tiempo de respaldo mínimo de 8 horas, un factor de descarga, la temperatura y el tiempo de vida útil. A su vez se suele contemplar un margen de error o incertidumbre al momento de dimensionar la capacidad de las baterías para evitar cualquier problema al existir cortes de energía eléctrica comercial sostenidos o cualquier ampliación de carga de equipos de servicios en el corto plazo. Esto se suma en los siguientes datos.

Ecuación 25.

$$Ah_{8hrs} = I_{Eq} t_R F_D F_T F_e F_i$$

Donde

Ah_{8hrs} = se refiere a la capacidad, en datos de placa, a una velocidad de descarga de 8 horas a una temperatura de 25 °C para alcanzar un voltaje de corte de 1,75 V_{DC} por batería.

I_{Eq} = flujo de corriente equivalente de la carga de equipos de servicios

t_R = tiempo de reserva

F_D = factor de descarga

F_T = factor de temperatura

F_e = factor de envejecimiento

F_i = margen de error o incertidumbre

- Tiempo de reserva

Existen dos lineamientos generales para estimar el tiempo de reserva de las baterías las cuales dependen de, si el sitio de telecomunicaciones cuenta o no con fuente de alimentación secundaria, como un motor – generador de diésel en operación *stand – by*.

Para un sitio de telecomunicaciones que cuenta con un motor – generador permanente en operación *stand – by* se estima un tiempo de reserva de 3 a 5 horas y para aquellos sitios que no cuentan con este conjunto el tiempo de reserva es de 8 a 12 horas. Estimar el tiempo de reserva para un sitio de telecomunicaciones debe considerar, aspectos técnicos (operación y mantenimiento) como económicos.

Los lineamientos planteados anteriormente son de carácter general. Independiente de una situación en particular, el objetivo de las baterías, es ser un medio de contingencia ante posibles fallas de la fuente de alimentación primaria (o secundaria de ser el caso). Según algunas estadísticas, las fallas por interrupción del servicio de energía eléctrica comercial suelen presentarse de 5 a 6 veces por año y con una duración promedio de 1 a 2 horas para un sitio de telecomunicaciones con una sola acometida de energía eléctrica.

Dos acometidas de energía eléctrica diferentes pueden aumentar el nivel de confiabilidad. Aunque el tiempo de duración de una falla por interrupción del servicio de energía eléctrica comercial puede ser de 1 a 2 horas, los bancos de baterías deben sortear más de un evento a partir del último mencionado. Si el sitio cuenta con una fuente de alimentación secundaria, tal como un grupo electrógeno, el banco de baterías debe alimentar las cargas de servicios durante el tiempo, entre el instante en el que se presenta la interrupción del servicio de energía eléctrica comercial y el grupo electrógeno que entra en operación.

El grupo electrógeno es normalmente programado para ignorar microinterrupciones y entrar en operación después de un tiempo de retardo, comúnmente entre 2 a 3 minutos o más. En sitios Donde se presentan interrupciones de corta duración de forma periódica, es decir, 10 minutos entre

falla por interrupción, el tiempo de retardo del grupo electrógeno puede ser más largo, por ejemplo, 20 minutos.

El grupo electrógeno tiene un tiempo de precalentamiento de 15 a 45 segundos durante el cual llega a régimen estable previo a enviar señal de conmutación para tomar carga, por lo que el banco de baterías, según el tiempo de retardo programado, tendrá que operar por unos minutos hasta una hora. Sin embargo, puede existir la posibilidad de que el grupo electrógeno no responda como se espera por lo que las baterías tendrán que actuar como medio de contingencia continua y no afectar la disponibilidad de los equipos de servicios de telecomunicaciones.

Por ejemplo, considere un sitio de telecomunicaciones que está ubicado en un área suburbana aproximadamente a 4 horas, en vehículo, del centro de atención de emergencias del TSP. Es política del centro de atención de emergencias del TSP no asignar personal técnico para atender el caso a menos que la falla por interrupción del servicio de energía eléctrica comercial supere las 2 horas.

El sitio no cuenta con grupo electrógeno, pero cuenta con una transferencia de conmutación manual y un receptáculo temporal para la conexión de grupo electrógeno portátil. Dado que el sitio de telecomunicaciones no cuenta con grupo electrógeno permanente, el tiempo mínimo de reserva del banco de baterías es de 8 horas.

Si el tiempo de duración de la falla por interrupción del servicio de energía eléctrica comercial supera las 2 horas, tomará por lo menos 4 horas que el personal técnico se traslade al sitio. A ese tiempo (un total de 6 horas) hay que agregarle el tiempo requerido para localizar al personal técnico y el tiempo

requerido para que este llegue al centro de atención de emergencias del TSP y encontrar un grupo electrógeno portátil en estado aceptable para traslado.

Una vez el personal técnico se encuentre en sitio, tiempo adicional es requerido para el montaje, instalación del grupo electrógeno y puesta en marcha. Estas actividades fácilmente pueden agregar 2 horas al tiempo de reserva requerido. Para este tipo de sitios de telecomunicaciones se asume un tiempo de reserva mínimo de 8 horas, el cual se consume en su totalidad en las actividades descritas anteriormente.

Existe la posibilidad de que el grupo electrógeno requiera de abastecimiento de combustible o que presente dificultades para ponerlo en operación; con estas consideraciones adicionales, será necesario agregar, por lo menos, 2 horas más al tiempo de reserva del banco de baterías.

- Factor de descarga

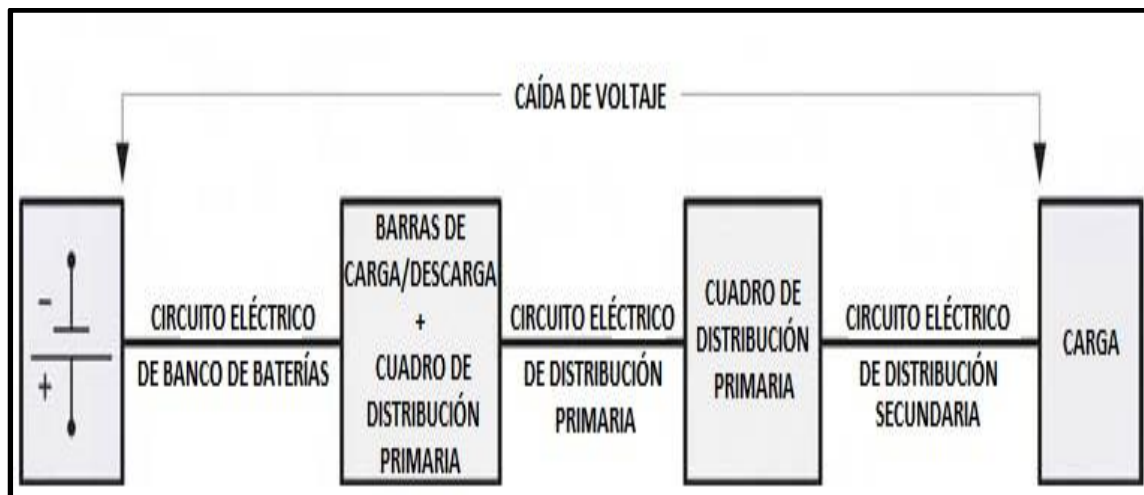
Toma en cuenta la velocidad de descarga real y el voltaje de corte de las baterías, valores diferentes a los datos de placa. Es necesario determinar, de primero, el valor mínimo del voltaje para el cual, la descarga de la batería aún puede mantener la operación de la carga de los equipos de servicios de telecomunicaciones.

Este valor de voltaje, denominado voltaje final del banco de baterías (V_{BF}), debe ser mayor al valor del voltaje mínimo de operación de la carga de equipos de servicios de telecomunicaciones por una diferencia igual a la caída de voltaje en los circuitos eléctricos entre los bancos de baterías y la carga de equipos de servicios. El valor máximo de caída de voltaje según el estándar ANSI/T1.315 – 2001, *Voltage Levels for DC – Powered Equipment Used pulgadas*

Telecommunications Enviroments, es de 1,0 V_{DC} y 2,0 V_{DC} para sistemas de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de +24 V_{DC} y -48 V_{DC} respectivamente.

Los circuitos eléctricos desde los bancos de baterías hasta la carga de equipos de servicios de telecomunicaciones, incluyen los circuitos eléctricos del banco de baterías, el cuadro de distribución primaria y uno o más circuitos eléctricos de cuadros de distribución secundaria (ver figura 57).

Figura 57. **Caída de voltaje entre los bancos de baterías y la carga de equipos de servicios**



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 213.

La caída de voltaje.

Ecuación 26.

$$\Delta V = V_B + V_{Cp} + V_{Cs}$$

Donde

V_B = caída de voltaje del circuito eléctrico del banco de baterías [V_{DC}]

V_{C_P} = caída de voltaje del circuito eléctrico del cuadro de distribución primaria [V_{DC}].

V_{C_S} = caída de voltaje del cuadro de distribución secundario [V_{DC}]

El voltaje final del banco de baterías.

Ecuación 27.

$$V_{B_F} = V_{Op_{Min}} + \Delta V = V_{Op_{Min}} + V_B + V_{C_P} + V_{C_S}$$

Donde

$V_{Op_{Min}}$ = voltaje de operación mínimo de la carga de equipos servicios [V_{DC}]

El voltaje de batería final (V_{b_F}) es igual a la relación entre valor de voltaje final del banco de baterías y número de unidades del que está compuesto.

Ecuación 28.

$$V_{b_F} = \frac{V_{B_F}}{N}$$

Donde

N = para un sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de +24 V_{DC} es 12 y a -48 V_{DC} es 24.

Por ejemplo, para el caso de la figura 58 el voltaje final del banco de baterías y de cada unidad sería -45,5 V_{DC} y 1,90 V_{DC} por batería.

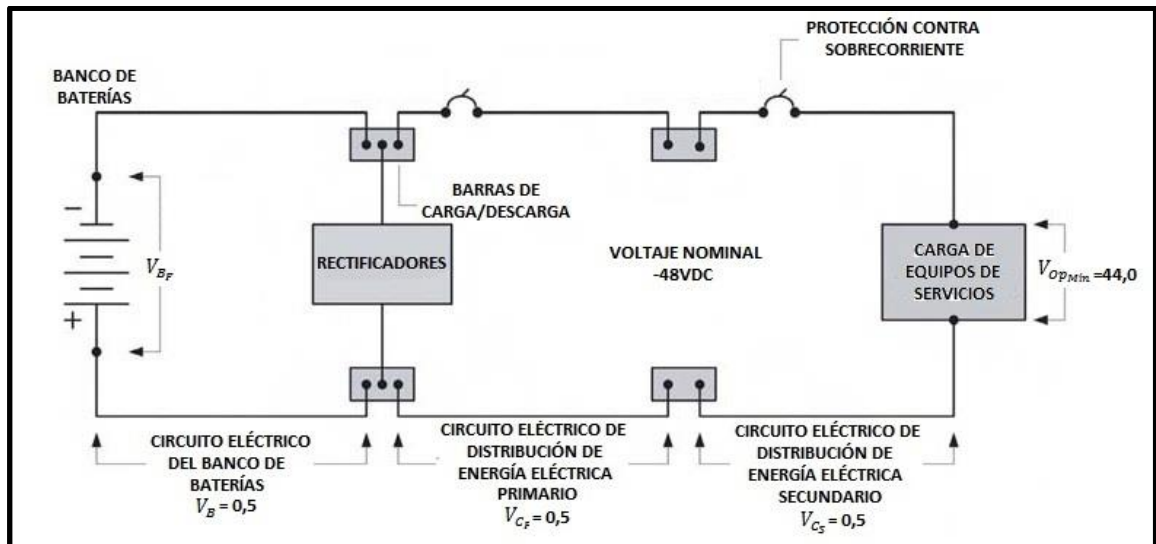
Ecuación 29.

$$\Delta V = V_B + V_{C_P} + V_{C_S} = 0,5 + 0,5 + 0,5 = 1,5 V_{DC}$$

$$V_{B_F} = V_{Op_{Min}} + \Delta V = 44,0 + 1,5 = 45,5 V_{DC}$$

$$V_{b_F} = \frac{V_{B_F}}{N} = \frac{44,5}{24} = 1,90 V_{DC} \text{ por batería}$$

Figura 58. Circuitos eléctricos del banco de baterías, el cuadro de distribución primaria y secundaria



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 214.

Una vez se determina el valor del voltaje final de la batería, el factor de descarga se puede leer de las gráficas provistas por el fabricante según el tipo de tecnología (ver figura 59). Estas gráficas se basan en baterías de plomo ácido de tipo VLA y VRLA típicas y pueden ser usadas en la mayoría de procesos de diseño.

Por ejemplo, para el valor de voltaje final por batería que se obtuvo anteriormente, el factor de descarga para un tiempo de respaldo es de 6 y 12 horas y asumiendo que la tecnología de la batería de plomo ácido es de tipo VRLA, es aproximadamente 1,25 y 1,05 respectivamente. Las curvas del factor de descarga para baterías de plomo ácido de tipo VLA y VRLA de la figura 59, pueden aproximarse en términos del tiempo de reserva y el valor del voltaje final de batería a través de la siguiente expresión.

Ecuación 30.

$$F_D = a + \frac{b}{t_R} + c \cdot V_{bF} + \frac{d}{t_R^2} + e \cdot V_{bF}^2 + f \cdot \frac{V_{bF}}{t_R} + \frac{g}{t_R^3} + h \cdot V_{bF}^3 + i \cdot \frac{V_{bF}^2}{t_R} + j \cdot \frac{V_{bF}}{t_R^2}$$

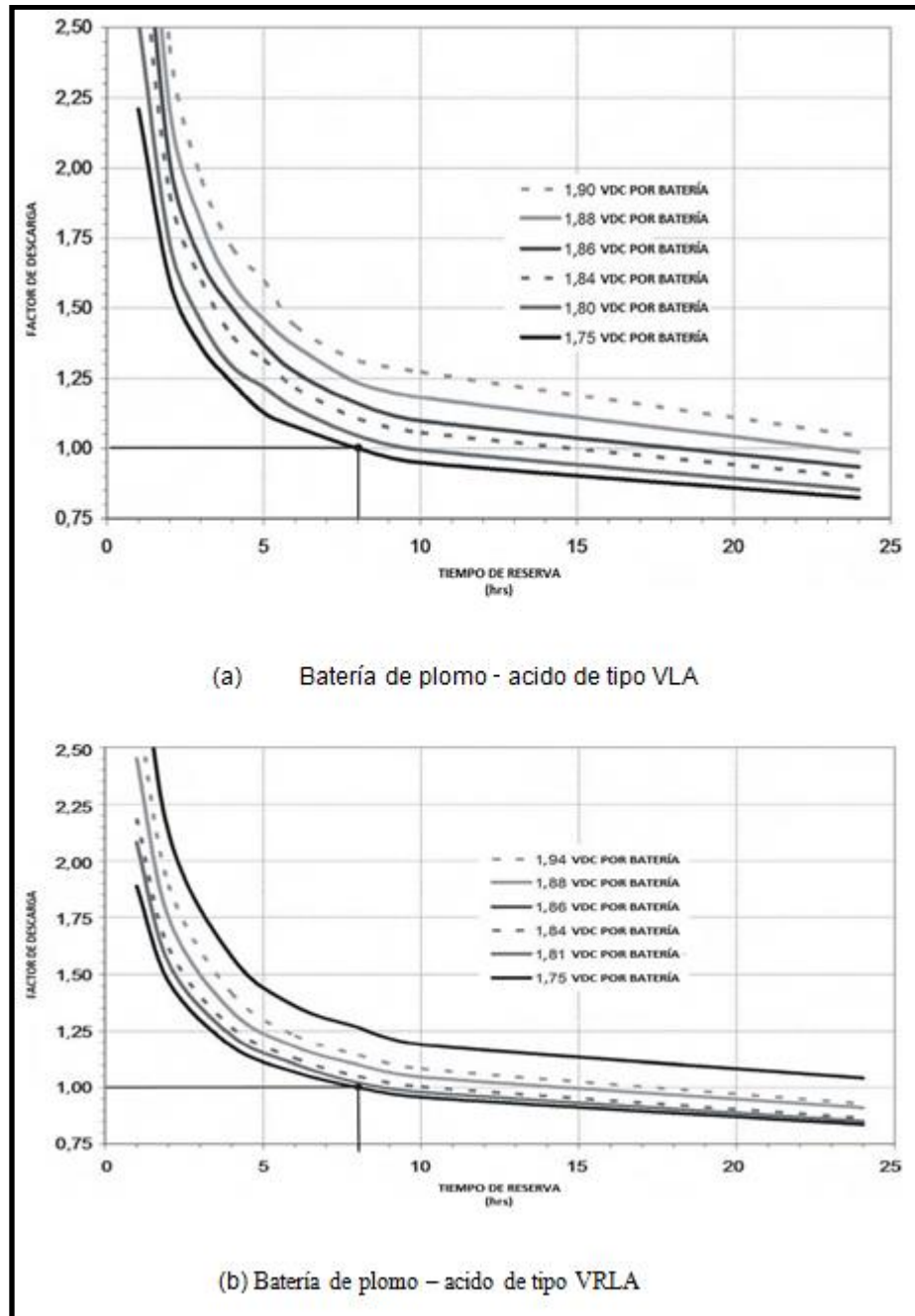
El valor de los coeficientes anteriores se presenta a continuación en la tabla XIII.

Tabla XIII. **Valor de los coeficientes**

Coeficiente	VLA	VRLA
a	-1 105,7642816	-295,4606616
b	201,7986178	79,2665474
c	1 822,6791610	491,4691826
d	-9,1965015	-3,0649118
e	-1 000,9629849	-271,8618864
f	-224,5513525	-88,2716728
g	1,3124170	0,7333677
h	183,2697637	50,1408711
i	63,3158840	25,2446729
j	3,8187552	0,7855183

Fuente: elaboración propia.

Figura 59. Curva de factor de descarga



(a) Batería de plomo - acido de tipo VLA

(b) Batería de plomo - acido de tipo VRLA

Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 215.

Esta expresión se basa en una curva de regresión ajustada la cual tiene como base, diferentes datos de fabricantes, marcas y modelos de baterías de plomo ácido de tipo VLA y VRLA y es lo bastante exacta para estimaciones preliminares durante el proceso de diseño de banco de baterías; se podrá apreciar ciertas variaciones si se compara con los datos de alguna marca y/o modelo de algún fabricante de una batería en específico.

- Factor de envejecimiento

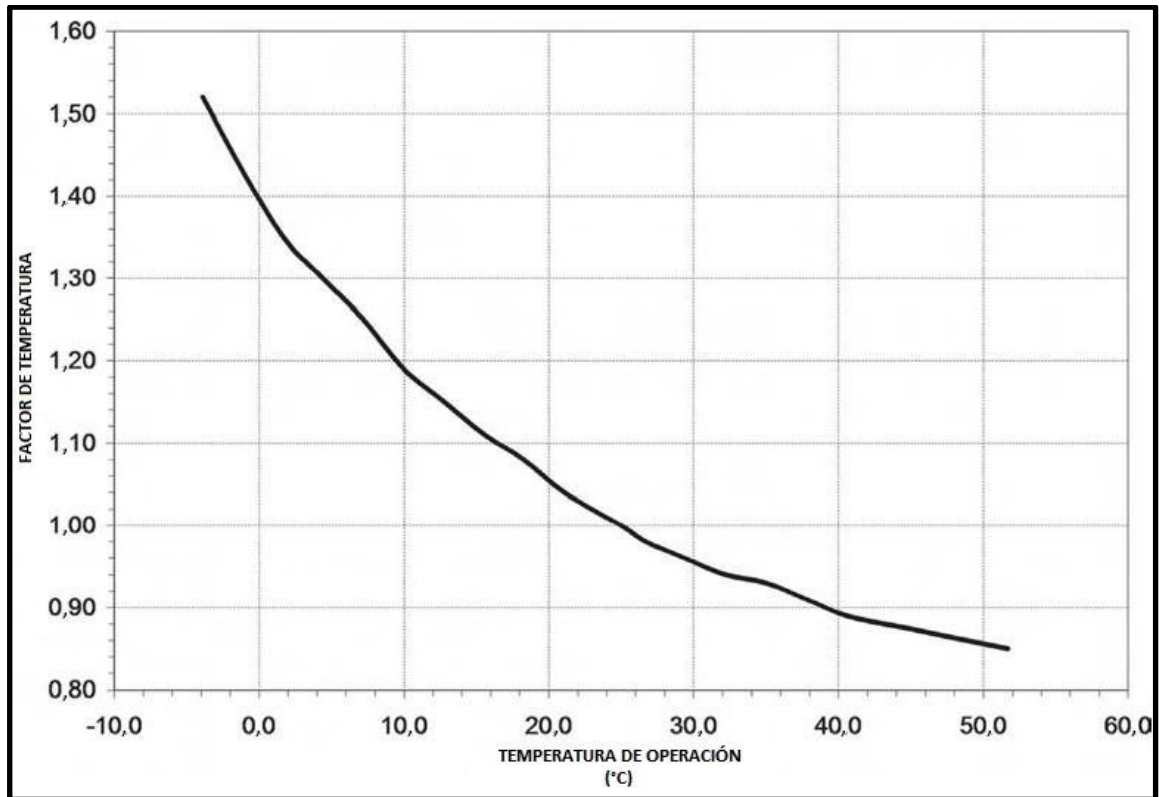
Para las baterías usadas en sitios de telecomunicaciones es, por definición, de 1,25, debido a que se considera que estas han llegado a su vida útil una vez, que su capacidad decrece a un 80 % del valor nominal.

- Factor de temperatura

Bajo condiciones normales el factor de temperatura siempre será mayor a 1,0, un factor de temperatura de 1,0 indica que las baterías operan a una temperatura de 25 °C (77 °F), según datos de placa. Las baterías usadas en telecomunicaciones no suelen operar por encima de la temperatura de datos de placa, debido a que su vida útil se reduce aunque su capacidad, en Ah, suela ser un poco mayor (un factor de temperatura menor a 1,0).

El rendimiento de una batería usada en sitios de telecomunicaciones a temperaturas menores del valor nominal de datos de placa, depende de la marca, el modelo, la tecnología, entre otras cosas y para fines de este trabajo de graduación, se presenta solo una relación general entre la temperatura y la capacidad (ver figura 60). Por ejemplo, el factor de temperatura para una temperatura de 15 °C (59 °F), es aproximadamente de 1,12.

Figura 60. Factor de temperatura



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 217.

- Margen de error

Al dimensionar las baterías se contempla un margen de error mayor a 1,0, y comúnmente suele ser de 1,10 a 1,15. Esto debido a que se pueden presentar escenarios no controlados que puedan requerir de un margen de error para satisfacer los requerimientos en capacidad de las baterías.

3.1.2.1.3. Número de bancos de baterías

Una vez estimada la capacidad del total de las baterías, es necesario determinar el número de bancos de estas. Como regla general, el número de bancos de baterías, debe ser el necesario. Una regulación precisa de voltaje durante un estado de flotación suele ser más complicado cuando existe más de un solo banco de baterías operando en paralelo.

Además, lograr una carga y descarga equitativa de múltiples bancos de baterías operando en paralelo es notoriamente difícil. No es necesario que todos los bancos de baterías sean de la misma capacidad, pero la relación de capacidad de uno respecto de otro no debe ser mayor de 2:1. Debido a un voltaje de flotación y características de carga y descarga diferentes, baterías de tipo VLA y VRLA no deben conectarse en paralelo, a menos que exista alguna circunstancia especial y temporal, que lo amerite.

Si la capacidad total de las baterías es dividida de forma equitativa entre 2 o más bancos, la capacidad de cada banco de baterías es determinada por la siguiente expresión.

Ecuación 31.

$$Ah_{BB} = \frac{Ah_g}{N_{BB}}$$

Donde

Ah_{BB} = capacidad individual de cada banco de baterías [Ah]

N_{BB} = número de banco de baterías en paralelo

Donde la disponibilidad de los equipos de servicios es crítica y es necesario cierto nivel de redundancia, es una buena práctica instalar dos o si es posible tres bancos de baterías. Múltiples bancos de baterías permiten una mejor práctica de las rutinas de mantenimiento reactivo, correctivo programado, preventivo o predictivo sin poner en riesgo la carga de equipos de servicios. La redundancia se calcula como se presenta en los siguientes datos.

Ecuación 32.

$$Ah_{BB} = \frac{F_{Redund.} \cdot Ah_8}{N_{BB}}$$

Por lo menos tres escenarios pueden ser considerados cuando existe redundancia. En el primer escenario, dos bancos de baterías son usados, cada uno absorbiendo el 50 % de la carga de equipos de servicios ante una falla. En este caso el factor de redundancia ($F_{Redund.}$) es 1,0. Esta configuración presenta un coste alto y requiere de un espacio de ocupación mayor que un solo banco de baterías, pero se asegura la continuidad de los servicios de telecomunicaciones cuando un banco de baterías presenta falla y es necesario su reemplazo. No provee un tiempo de reserva pleno cuando uno de los bancos de baterías esta fuera de servicio.

En el segundo escenario dos bancos de baterías son usados con una capacidad del 67 % cada uno del total requerido. En este caso, el factor de redundancia es de 1,33. Este escenario tiene un coste mayor que el primero pero cuenta con un tiempo de reserva más amplio (aproximadamente dos tercios más, del tiempo de reserva del primer escenario) cuando uno de los bancos de baterías esta fuera de servicio.

El tercer escenario cuenta con dos bancos de baterías, cada uno con una capacidad del 100 % del total requerido. En este caso el factor de redundancia es de 2,0. Este escenario tiene un coste doble del primer escenario (en términos de espacio de ocupación y materiales para el banco de baterías) pero cada banco de batería provee un tiempo de reserva máximo cuando uno de los bancos de baterías esta fuera de servicio.

La corriente de corto circuito y la caída de voltaje usualmente establecen los límites prácticos para la conexión de bancos de baterías en paralelo. Una corriente de cortocircuito de bancos de baterías conectados en paralelo puede exceder la capacidad interruptiva de los dispositivos de protección contra sobrecorriente o presentar falla por esfuerzos mecánicos en las barras de carga y descarga o fatiga en estructuras de soporte de cableado.

Como resumen se considera el caso a ejemplificar, Donde el voltaje de operación mínimo y la carga de los equipos de servicios de telecomunicaciones son de $-40 V_{DC}$ y 786 A respectivamente. Se determinará la capacidad en ampere – hora para el sistema de almacenamiento de energía eléctrica tanto con baterías de plomo ácido tipo VLA así como VRLA. Los requerimientos planteados en la etapa de preparación son.

$$I_{Eq} = 786 \text{ A}$$

$$t_R = 8 \text{ hrs}$$

$$F_T = 1,0$$

$$F_e = 1,25$$

$$F_i = 1,1$$

$$\Delta V = 2,0$$

Con un valor de voltaje de operación mínimo de equipos de servicios de - 40,0 V_{DC} y una caída de voltaje de 2,0, el voltaje de corte es de 42,0 V_{DC} o 1,75 V_{DC}/batería. De la curva del factor de descarga (ver figura 59) para un voltaje de corte de 1,75 V_{DC}/batería y un tiempo de reserva de 8 horas, el factor de descarga es 1,0, tanto para las baterías de plomo ácido tipo VLA como para las VRLA. Por lo tanto.

Ecuación 33.

$$Ah_{8hrs} = I_{Eq} t_R F_D F_T F_e F_i$$

$$(VLA) Ah_{8hrs} = 786A \times 8hrs \times 1,0 \times 1,0 \times 1,25 \times 1,1 = 8\ 646\ Ah$$

$$(VRLA) Ah_{8hrs} = 786A \times 8hrs \times 1,0 \times 1,0 \times 1,25 \times 1,1 = 8\ 646\ Ah$$

Considerando un total de 2 bancos de baterías se puede definir que la capacidad de cada banco, se determina a continuación.

Ecuación 34.

$$Ah_{BB} = \frac{Ah_8}{N_{BB}} = \frac{8\ 646\ Ah}{2} = 4\ 323\ Ah$$

Tomando como referencia los datos de fábrica de la marca NARADA, típica en el mercado de telecomunicaciones para Guatemala y que para un voltaje de operación de -48 V_{DC} un banco de baterías es formado por 24 unidades a un voltaje de operación nominal de -2 V_{DC}/batería, la capacidad de cada batería es de 180,12 Ah. Aproximando al valor superior inmediato de la referencia de fábrica se podría decir que cada batería del banco debe ser de una capacidad de 200 Ah, lo cual resulta en dos bancos de baterías con una capacidad de 4 800 Ah. Si se considera un factor de redundancia de 1,0.

Ecuación 35.

$$Ah_{BB} = \frac{F_{Redund.} \cdot Ah_8}{N_{BB}} = \frac{1,0 \times 8\,646 \text{ Ah}}{2} = 4\,323 \text{ Ah}$$

Por lo que se considera un total de 4 bancos de baterías (principal y respaldo) para una carga total de equipos de servicios de telecomunicaciones de 786 A y una reserva del 20 % por expansión o crecimiento en la carga de equipos de servicios de telecomunicaciones.

Elegir entre un tipo de batería VLA y VRLA repercute en la capacidad en ampere – hora de estas y dado que el valor de la capacidad es el mismo en ambos tipos el factor clave de decisión suele ser el coste de inversión inicial además de tomar en cuenta la obra civil que implica el montaje e instalación de los bancos de baterías. El coste del banco de baterías de plomo ácido de tipo VLA, incluyendo el acarreo, es aproximadamente de Q45 949,55 y para las de tipo VRLA es de Q69 393,20. Los costes de montaje e instalación se estiman en Q35 165,47 para las baterías de plomo ácido de tipo VLA y de Q23 443,65 para las tipo VRLA y la mano de obra tiene un coste de Q625,16 por hora.

Se asume una tasa de interés del 5 % e ignora, de momento, los costes asociados a obra civil (las baterías de plomo ácido de tipo VLA suele utilizar un mayor espacio de ocupación), que la vida útil promedio del banco de baterías de plomo ácido de tipo VRLA es de 10 años (debe ser reemplazado en su totalidad en un intervalo de 10 años) y que se requerirá un posible reemplazo de alguna unidad en 5 años y otra en 7 años a partir de la puesta en operación del banco de baterías de plomo ácido de tipo VRLA. El reemplazo de una unidad tiene un coste estimado de Q3 086,75, la cual incluye 8 horas de trabajo a un costo de Q5 860,91.

El coste de reemplazo de una batería de plomo ácido de tipo VRLA se estima igual que el coste inicial. El banco de baterías de plomo ácido de tipo VLA tiene una vida promedio de 20 años, sin necesidad de reemplazo de unidades. El coste de reemplazo del banco de baterías o alguna de sus unidades contempla el coste de disponibilidad.

El coste de operación y mantenimiento de ambas tecnologías es diferente. Las baterías de plomo ácido de tipo VLA requieren de una rutina de inspección, medición de la resistencia interna, voltaje de flotación y gravedad específica y reemplazo de agua por deshidratación. Por su lado las baterías de plomo ácido de tipo VRLA solo requieren de una inspección periódica y medición de su resistencia interna y el voltaje de flotación.

En el título 4 se detalla una lista completa de las diferentes actividades de mantenimiento preventivo y predictivo, pero para este ejemplo se asumirán solo estas, las cuales incluyen el coste asociado al traslado hacia el sitio de telecomunicaciones del personal técnico. Un banco de baterías de plomo ácido de tipo VLA, requiere de 40 horas – hombre de trabajo anual (Q25 006,56 por año) y las de tipo VRLA requieren de 20 horas – hombre de trabajo anual (Q12 503,28 por año).

Lo asumido en los párrafos anteriores se resume en la tabla XIV en términos de inversión y gastos de operación y mantenimiento para cada año del periodo de estudio.

Tabla XIV. **Inversión y gasto de operación y mantenimiento de baterías de plomo ácido tipo VLA y VRLA**

Año	VLA		VRLA		$\frac{1}{\left(1+\frac{i}{100}\right)^n}$
	Inversión y gastos	Valor presente	Inversión y gastos	Valor presente	
0	Q 45 949,55+ Instalación @ Q 35 165,47	Q 81 115,02	Q 69 393,20+ Instalación @ Q 23 443,65	Q 92 836,85	1
1	Q 25 006,56	Q 23 815,77	Q 12 503,28	Q 11 907,89	0,95
2	Q 25 006,56	Q 22 681,69	Q 12 503,28	Q 11 340,84	0,91
3	Q 25 006,56	Q 21 601,61	Q 12 503,28	Q 10 800,80	0,86
4	Q 25 006,56	Q 20 572,96	Q 12 503,28	Q 10 286,48	0,82
5	Q 25 006,56	Q 19 593,29	Q 12 503,28+ Reemplazo de unidad @ Q 3 086,75	Q 12 215,20	0,78
6	Q 25 006,56	Q 18 660,28	Q 12 503,28	Q 9 330,14	0,75
7	Q 25 006,56	Q 17 771,70	Q 12 503,28+ Reemplazo de unidad @ Q 3 086,75	Q 11 079,54	0,71
8	Q 25 006,56	Q 16 925,42	Q 12 503,28	Q 8 462,71	0,68
9	Q 25 006,56	Q 16 119,45	Q 12 503,28	Q 8 059,73	0,64
10	Q 25 006,56	Q 15 351,86	Q 12 503,28+ Reemplazo total @ Q 69 393,20 e Instalación (Q 23 443,65)	Q 64 669,70	0,61
11	Q 25 006,56	Q 14 620,82	Q 12 503,28	Q 7 310,41	0,58
12	Q 25 006,56	Q 13 924,59	Q 12 503,28	Q 6 962,29	0,56
13	Q 25 006,56	Q 13 261,51	Q 12 503,28	Q 6 630,76	0,53
14	Q 25 006,56	Q 12 630,01	Q 12 503,28	Q 6 315,01	0,51
15	Q 25 006,56	Q 12 028,58	Q 12 503,28 +Reemplazo de unidad @ Q 3 086,75	Q 7 499,07	0,48
16	Q 25 006,56	Q 11 455,79	Q 12 503,28	Q 5 727,90	0,46
17	Q 25 006,56	Q 10 910,28	Q 12 503,28+ Reemplazo de unidad @ Q 3 086,75	Q 6 801,88	0,44

Continuación de la tabla XIV.

18	Q 25 006,56	Q 10 390,74	Q 12 503,28	Q 5 195,37	0,42
19	Q 25 006,56	Q 9 895,94	Q 12 503,28	Q 4 947,97	0,40
20	Q 25 006,56 +Reemplazo total @ Q 45 949,55 e Instalación (Q 35 165,47)	Q 39 996,11	Q 12 503,28+ Reemplazo total @ Q 69 393,20 e Instalación (Q 23 443,65)	Q 39 791,59	0,38

Fuente: elaboración propia.

Cada coste es convertido a su valor presente equivalente usando un factor de descuento.

Ecuación 36.

$$\frac{V_P}{V_F} = \frac{1}{\left(1 + \frac{i}{100}\right)^n}$$

Donde

V_P = valor presente

V_F = valor futuro

i = tasa de interés anual

n = periodo

El valor presente neto de la inversión y los costes de operación y mantenimiento de un banco de baterías de plomo ácido de tipo VLA es de Q 423 323,43 y para las de tipo VRLA es de Q 348 082,12. Como se muestra, para este caso en particular y según los supuestos del caso, las baterías de

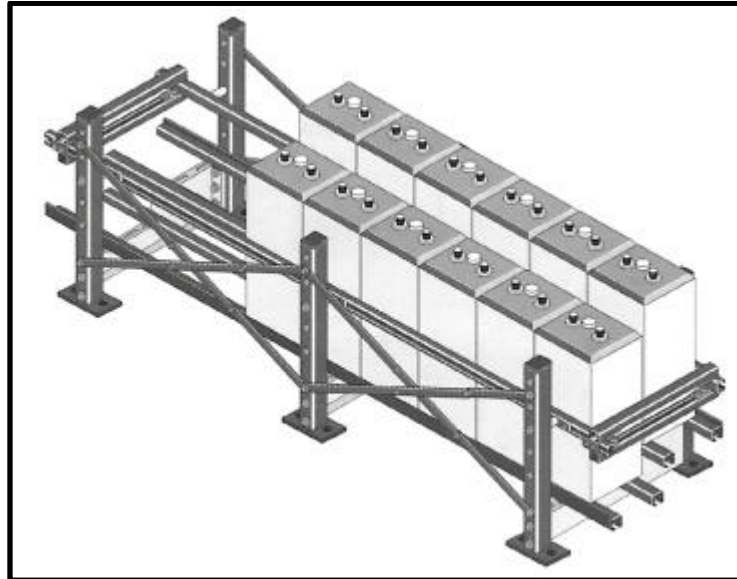
plomo ácido de tipo VRLA presentan una ventaja en comparación con las de tipo VLA desde un punto de vista económico. Sobre estos supuestos también se puede realizar un análisis de beneficio – costo para evaluar en cuanto tiempo se recupera la inversión de un banco de baterías, sea este tipo VLA o VRLA, en relación a la continuidad y disponibilidad de los equipos de servicios telecomunicaciones.

3.1.2.1.4. Estructura de soporte

Para capacidades iguales o por encima de 150 Ah, las baterías de plomo ácido de tipo VRLA suelen ser montadas e instaladas en una estructura integral o en un gabinete para dicho fin; sin embargo, la altura de la estructura o gabinete puede estar limitada y se debe considerar cierto riesgo por movimientos telúricos en la zona geográfica de montaje e instalación.

Para capacidades menores de 150 Ah, las baterías pueden ser montadas e instaladas en un marco o estructura de equipos de servicios de telecomunicaciones. Sin embargo, en zonas geográficas de alta probabilidad de movimiento telúrico, se requieren de marcos o estructuras especiales debido al peso de las baterías. En zonas geográficas de alta probabilidad de movimiento telúrico, las estructuras de soporte de baterías de plomo ácido de tipo VLA son diseñados según las dimensiones propias de cada batería. Para zonas geográficas de baja probabilidad de movimiento telúrico la estructura de soporte suele ser más simple.

Figura 61. **Estructura antisísmica para bancos de baterías plomo ácido de tipo VRLA**



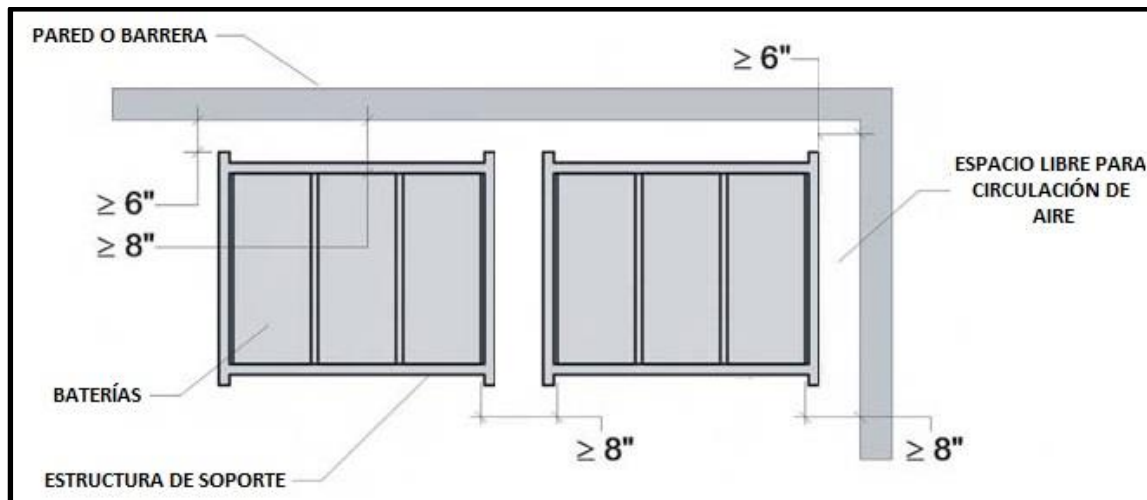
Fuente: Sbs battery. <http://www.sbsbattery.com>. Consulta: 22 de mayo 2016.

Las estructuras de soporte deben ser diseñadas, montadas e instaladas de tal manera que permita realizar las rutinas de mantenimiento sobre las baterías, incluyendo espacio para realizar maniobras para retiro y reemplazo de baterías individuales (ver figura 62). Montajes e instalaciones de baterías de plomo ácido de tipo VLA en estructuras de soporte en forma de grada o de dos filas es una mala práctica desde el punto de vista de operación y mantenimiento.

Los bancos de baterías suelen montarse e instalarse en áreas separadas de los equipos de servicios de telecomunicaciones, pero esto es poco práctico en sitios de telecomunicaciones de espacio físico pequeño. Cuando no es posible montar e instalar los bancos de baterías en un área separada, se suele

utilizar algún tipo de aislamiento, tanto eléctrico como mecánico, para prevenir contactos no intencionales que puedan provocar un cortocircuito.

Figura 62. **Distribución de espacio de montaje e instalación de bancos de baterías de plomo ácido ≥ 150 Ah**



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 254.

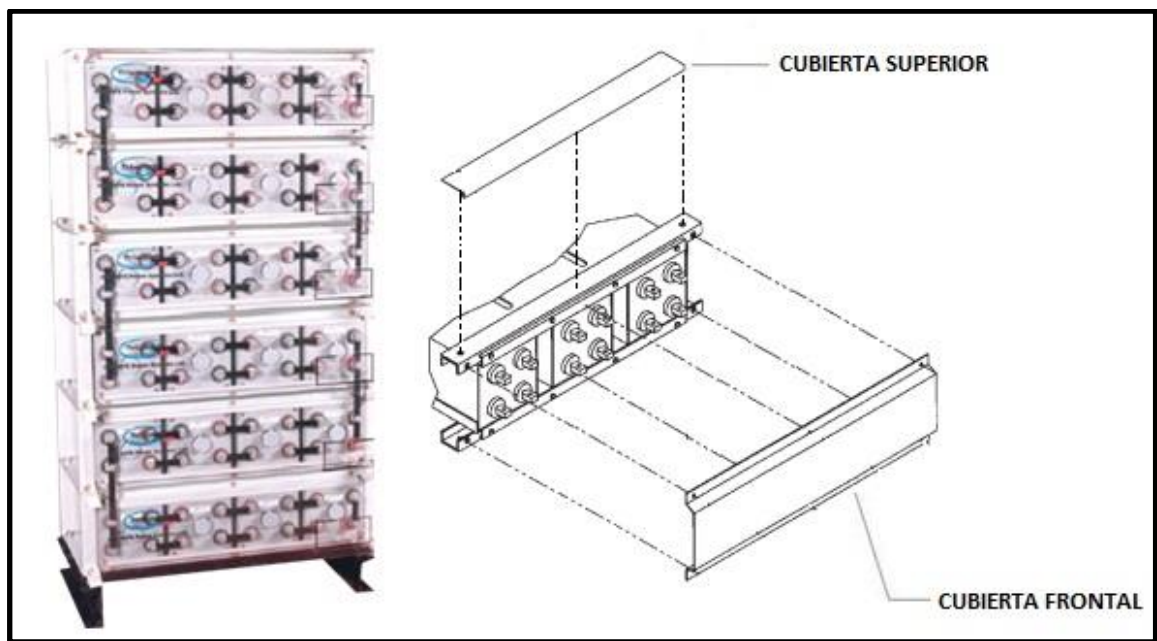
Para voltaje nominal de $+24 V_{DC}$ o $-48 V_{DC}$, este tipo de aislamiento suele ser de plástico como plexiglás, acrílico, LUCITE o LEXAN (ver figura 63).

3.1.2.1.5. HV_{AC}

Ventilación: bajo condiciones normales de operación, las baterías de plomo ácido de tipo VLA liberan una mezcla de hidrógeno y oxígeno en una relación de 2:1 en comparación con las de tipo VRLA, pero una de tipo VRLA que presente falla en una de las válvulas de alivio presenta un comportamiento similar liberando tanto hidrógeno y oxígeno como estas últimas. La generación

de esta mezcla de hidrógeno y oxígeno depende del flujo de corriente en la etapa de carga.

Figura 63. **Cubierta plástica para aislamiento eléctrico y mecánico de banco de baterías de plomo ácido**



Fuente: Sbs battery. <http://www.sbsbattery.com>. Consulta: 12 de agosto de 2014.

La mezcla de hidrógeno y oxígeno es un gas inflamable. Se puede presentar fuego o una explosión, en espacios donde las características del ambiente se encuentran dentro de los límites de ignición y explosión de un gas inflamable. Estos límites de ignición y explosión se expresan en tanto por ciento por unidad de volumen y se define como el valor mínimo y máximo de concentración de un gas inflamable entre los cuales puede ocurrir ignición. Una concentración por debajo del límite inferior de explosión (LEL) es pobre para

arder mientras que una concentración por encima del límite superior de explosión (UEL) es muy rica.

Para el hidrógeno a temperatura y presión ambiente, LEL es igual a 4,0 % y UEL es igual a 74,2 %. Por lo que el sistema de ventilación y aire acondicionado debe mantener el nivel de concentración de gases inflamables liberados por debajo del 4,0 %. Un factor de seguridad de 2,0 a 5,0 es utilizado, el cual limita la concentración de hidrógeno liberado por las baterías de plomo ácido a no más de 0,8 a 2 % por unidad de volumen. El caudal del hidrógeno liberado de las baterías de plomo ácido puede ser estimado de la siguiente manera.

Ecuación 37.

$$Q_H = q_H \cdot I \cdot N \left(1 + \frac{T}{273} \right)$$

Donde

Q_H = caudal de hidrógeno

q_H = caudal de hidrógeno por ampere – hora (0,42 lts/Ah)

I = flujo de corriente de baterías

N = número de baterías

T = temperatura de operación de las baterías

Si la temperatura de operación de la batería es de 25 °C (77 °C), la ecuación 37 se reduce en los siguientes datos.

Ecuación 38.

$$Q_H = 0,46 \cdot I \cdot N$$

Los valores del caudal de hidrógeno que se estiman con la ecuación 37 son mayores a los valores reales de caudal que se presentan en la práctica debido a que solo una porción de flujo de corriente genera la mezcla de hidrógeno y oxígeno. Sin embargo, es un punto de partida útil para el dimensionamiento del sistema de ventilación y aire acondicionado. Cuando las baterías están a plena carga y el voltaje en terminales es el de flotación, el flujo de corriente I es mínimo. El flujo de corriente en etapa de flotación varía según el tipo de tecnología, voltaje de flotación, envejecimiento y temperatura. Algunos valores típicos se pueden apreciar en la tabla XV.

Tabla XV. **Flujo de corriente en etapa de flotación para baterías de diferente tecnología a plena carga**

Voltaje de flotación [V _{DC} /Batería]	Flujo de corriente a 25°C [mA/100 Ah]		
	Pb – Sb	Pb – Ca	Pb – Sn
2,15	15 – 60	-	-
2,17	19 – 80	4	-
2,20	26 – 105	6	11
2,23	37 – 150	8	18
2,25	45 – 185	10	27
2,27	60 – 230	12	-
2,33	120– 450	24	60
2,37	195– 700	38	95
2,41	300–1 100	58	-

Fuente: MIGLIARO, M. W. *Stationary Battery Calculations Associated with Maintenance & Testing*. p. 125.

El sistema de ventilación y regulación de temperatura no es dimensionado para condiciones normales de operación (flotación), sino para condiciones anormales. Existen varios escenarios posibles en las cuales se pueden presentar condiciones anormales de operación en baterías de plomo ácido de tipo VLA y VRLA en un sitio de telecomunicaciones típico.

Por ejemplo, una o más baterías de un banco están en cortocircuito, exponiendo a las baterías en buen estado a un voltaje de flotación mayor y forzando un estado de sobrecarga. Para propósitos de diseño del sistema de ventilación y aire acondicionado, salvo que existan requerimientos más específicos, se suele asumir que un 10 % de las baterías de un banco están en cortocircuito.

También se puede presentar daño en uno de los módulos del rectificador dando como resultado un aumento en el voltaje de flotación debido a una mala operación de los dispositivos de protección eléctrica por sobrevoltaje. Si alguno de estos escenarios se presenta, el flujo de corriente a través de estas baterías es considerablemente alto y el caudal de hidrógeno liberado crece. Un valor estimado para condiciones anormales comúnmente usado es de 0,01 A/Ah de la capacidad nominal de la batería.

Ecuación 39.

$$I=0,01 \cdot Ah_{8hrs}$$

Usando este valor para condiciones normales en etapa de flotación se muestra con los siguientes datos.

Ecuación 40.

$$Q_H = 0,0046 \cdot Ah_{8hrs} \cdot N$$

El flujo de corriente en el peor escenario será igual al flujo de corriente máximo del rectificador; sin embargo, el flujo de corriente máximo no suele ser usado en la estimación del caudal de hidrógeno generado debido a que es poco probable que las baterías bajo falla puedan consumir el total de flujo de corriente que puede entregar el rectificador. En su lugar, es común usar un valor igual a la cuarta parte del valor máximo de flujo de corriente del rectificador.

Ecuación 41.

$$Q_H = 0,46 \cdot \left(\frac{I_{Max.}}{4} \right) \cdot N$$

Donde

$I_{Max.}$ = es el flujo de corriente máxima del rectificador cuando presenta sobrecarga.

Ahora que ya ha sido descrito el método para estimar el caudal de hidrógeno liberado de las baterías de plomo ácido, es necesario estimar la capacidad de ventilación. Para limitar la concentración del gas a ciertos límites, la capacidad de ventilación se muestra en los siguientes datos.

Ecuación 42.

$$Q_{Vent.} = \frac{Q_H}{G_L}$$

Donde

$Q_{Vent.}$ = capacidad de ventilación

Q_H = caudal de hidrógeno liberado

G_L = límite de concentración de gas de hidrógeno por unidad de volumen (0,01 a 0,02).

Para el sitio de telecomunicaciones de la figura 55, las dimensiones del área de montaje e instalación de las baterías es de 7 ft (2,14 m) de ancho, 12 ft (3,7 m) de largo y 9 ft (2,7 m) de alto, voltaje nominal de -48 V_{DC}, de donde se estimó dos banco de baterías de 24 unidades con una capacidad nominal de 200 Ah cada batería. Con el afán de ejemplificar este caso se asume un rectificador modular de conmutación de alta frecuencia de 40 A (cuatro unidades de 10 A cada uno en una configuración N+1, N=3) y una carga de equipos de servicios de 12 A.

Tomando en cuenta que la temperatura de operación de las baterías es de 25 °C (77 °F), el flujo de corriente en condiciones de flotación es 0,01 A/100 Ah × 200 Ah =0,02 A. Por lo tanto.

Ecuación 43.

$$Q_H = 0,46 \cdot I \cdot N = 0,46 \times 0,02 \times 24 = 0,221 \text{ lts/h}$$

Durante condiciones anormales de operación, el caudal de gas de hidrógeno liberado se presenta en los siguientes datos.

Ecuación 44.

$$Q_H = 0,46 \cdot \left(\frac{I_{Max.}}{4}\right) \cdot N = 0,46 \times \left(\frac{40}{4}\right) \times 24 = 110,4 \text{ lts/h}$$

Para mantener una concentración de gas de hidrógeno por unidad de volumen no mayor a 1 %.

Ecuación 45.

$$Q_{Vent.} = \frac{Q_H}{G_L} = \frac{110,4}{0,01} = 11,040 \text{ lts/h}$$

Como punto de referencia, el ventilador de un extractor de olores de un baño de una casa regular tiene una capacidad de 84 950 a 169 900 lts/h. El hidrógeno se diluye fácilmente en el aire y en sitios de telecomunicaciones con bancos de baterías de pequeña capacidad (<100 Ah) no siempre es necesario usar ventiladores si existen respiradores de entrada y salida. Una expresión común para estimar las dimensiones de cada respiradero (entrada y salida) de un cuarto para montaje e instalación de baterías de plomo ácido tipo VLA o VRLA es.

Ecuación 46.

$$A_{Vent.} \geq 2800 \cdot Q_H$$

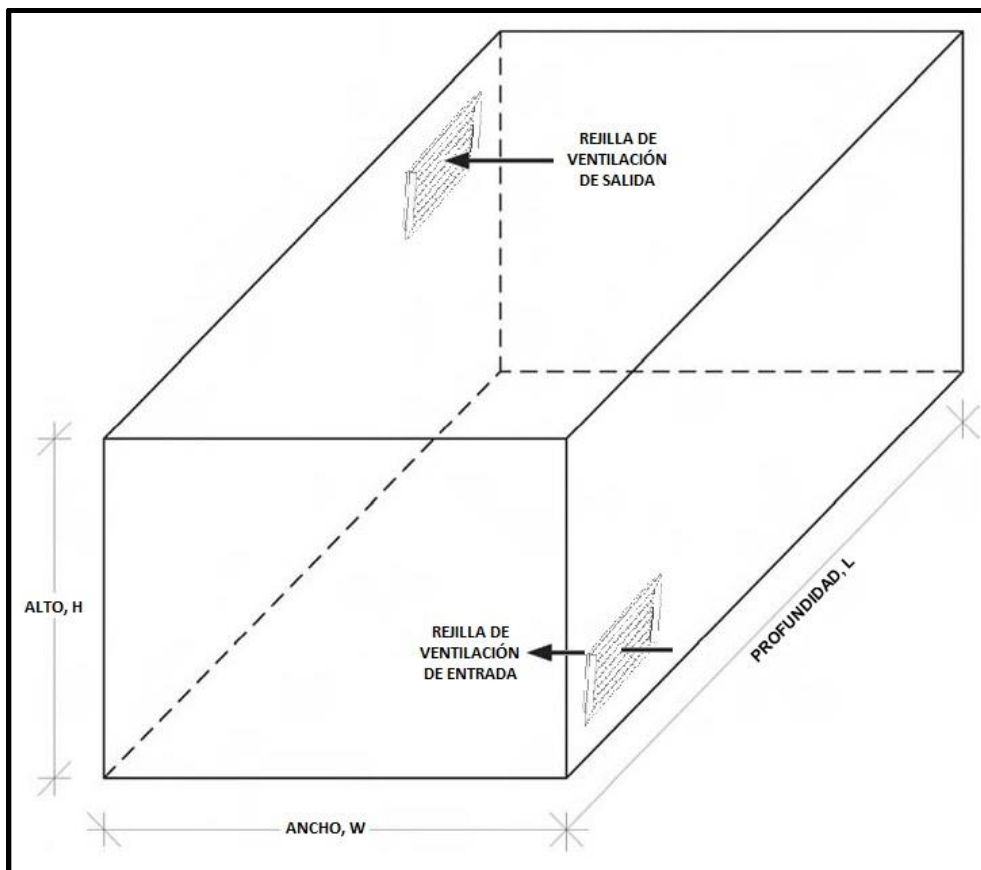
Donde

$A_{Resp.}$ = área del respiradero

Q_H = caudal del gas hidrógeno

Que para este caso las dimensiones de los respiraderos debería ser mayor o igual a 310 mm^2 . El área transversal del respiradero de entrada debe ser 1,5 veces mayor al de salida para prevenir inanición y mala circulación del flujo de aire. El dimensionamiento del sistema de ventilación y aire acondicionado debe contemplar cierto grado de redundancia, tal como, ventiladores o respiraderos, el doble de tamaño dimensionado o como mínimo una redundancia de N+1.

Figura 64. **Ventilación de cuarto de montaje e instalación de baterías de plomo ácido tipo VLA o VRLA**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

Aire acondicionado: la vida útil de una batería de plomo ácido de tipo VLA o VRLA depende comúnmente de la temperatura del electrolito. Una operación continua a temperaturas elevadas reduce la vida útil de una batería de plomo ácido en un 50 % por un aumento de 30 °C por encima de la temperatura de datos de placa. Una operación a temperaturas bajas resulta en un aumento en el tiempo de vida útil de las baterías de plomo ácido de tipo VLA o VRLA, pero este aumento es poco significativo en comparación con la reducción del tiempo de vida útil a temperaturas elevadas.

Además, el rendimiento de las baterías de plomo ácido de tipo VLA o VRLA en etapa de descarga decrece conforme la temperatura del electrolito se reduce. La temperatura mínima se define durante el dimensionamiento de las baterías y se debe coordinar en conjunto con el sistema de ventilación y aire acondicionado. Los cambios en la temperatura del electrolito dependen los cambios de la temperatura del cuarto de montaje e instalación de las baterías de plomo ácido. El rango de temperatura del electrolito debe estar entre 20 y 25°C, esto mantiene un balance entre el rendimiento y la vida útil de las baterías de plomo ácido de tipo VLA o VRLA.

Cuando se está en flotación, el calor disipado por el flujo de corriente y en el caso de las tipo VRLA, la recombinación de hidrógeno y oxígeno resulta en un aumento de la temperatura del electrolito en aproximadamente 1 °C (2 °F) por encima de la temperatura del cuarto de montaje e instalación. Debido a esto la temperatura del cuarto de montaje e instalación debe ser regulada a través del sistema de ventilación y aire acondicionado entre 19 °C a 24 °C (66 °F y 75 °F). Mantener la temperatura dentro de estos límites reduce la posibilidad de un desborde de calor (*thermal runaway*) en las baterías de plomo ácido de tipo VRLA.

Las baterías de plomo ácido tipo VLA o VRLA pueden trabajar en límites de humedad relativa muy amplios. Una alta humedad relativa no suele ser problema a menos que exista condensación y cause oxidación en piezas metálicas expuestas. Condiciones de humedad relativa baja es un problema a largo plazo en las baterías de plomo ácido de tipo VRLA debido a que se incrementa el nivel de deshidratación y por ende se reduce la vida útil de esta.

Para las de tipo VLA esto no representa un problema, pero si incrementa la posibilidad de descargas por electrostática y a su vez puede haber ignición de la mezcla de hidrógeno y oxígeno liberado en la parte superior de las baterías de plomo ácido de tipo VLA creando las condiciones para una posible explosión incluso si estas son equipadas con supresores de llama. La humedad relativa debe mantenerse por encima del 20 %, idealmente entre 35 % y 65 %.

Monitoreo y control: el sistema de ventilación y aire acondicionado debe operar de forma continua para mantener la concentración por unidad de volumen del hidrógeno liberado por las baterías de plomo ácido de tipo VLA o VRLA por debajo del 2 %. Las funciones del sistema de monitoreo y control dependerá de, si este tendrá mecanismos de acción manual o automático y de que, si hay o no presencia de personal técnico en el sitio.

Si el módulo de control de los rectificadores cuenta con puntos de monitoreo capaces de detectar y prevenir condiciones que puedan inducir una generación de una mezcla gaseosa de hidrógeno y oxígeno excesiva, el sistema de ventilación y aire acondicionado puede funcionar como un medio de regulación de temperatura y humedad. El sistema de ventilación y aire acondicionado, bajo esta condición, respondería a sensores de temperatura y humedad relativa distribuidos de tal forma que permitan una circulación

homogénea del flujo de aire el cual evita que existan gradientes de temperatura en el electrolito.

El sistema de monitoreo y control puede integrar alarmas de tipo local (luces piloto) y remotas las cuales permitan conocer la temperatura, el nivel de humedad relativa y la concentración por unidad de volumen del hidrógeno liberado, parámetros que deben operar dentro de los límites antes descritos. STULT ofrece soluciones integradas para sitios típicos de telecomunicaciones que permiten un monitoreo y control más preciso.

3.1.2.2. Rectificadores

El proceso de diseño de los rectificadores contempla la selección del tipo de tecnología, la cantidad, la capacidad nominal de flujo de corriente, el voltaje de operación de entrada y salida así como aspectos de control y monitoreo, entre otros. Los rectificadores son configurados con una redundancia N+1, operando en paralelo y casi siempre con una distribución de carga de equipos de servicios equitativa.

La capacidad de los rectificadores debe ser lo suficientemente grande no solo para alimentar la carga de equipos de servicios sino también para recargar las baterías durante un periodo de tiempo posterior a una falla en el suministro de energía eléctrica comercial. Si se quiere un alto rendimiento, la capacidad de los rectificadores debe dimensionarse de tal manera que no se presente una operación a bajo flujo de corriente, condición ineficiente.

En los rectificadores modulares de conmutación de alta frecuencia se puede ajustar la capacidad al desconectar los módulos que no estén en uso o a través de módulos de control los cuales pueden ser programados para activar

cada módulo del rectificador cuando sea necesario, por ejemplo, aquellos módulos del rectificador que no presente una demanda de flujo de corriente pueden ser apagados durante el estado de flotación y conectados cuando sea necesario para recargar las baterías.

Los rectificadores utilizados para baterías de plomo ácido de tipo VLA pueden ser usados para tipo VRLA acoplado un medio de retroalimentación para compensación de temperatura. Los rectificadores deben contar con una etapa de filtración a la salida para proteger las baterías de plomo ácido de tipo VRLA de cualquier tipo de rizo de corriente alterna, la cual puede provocar un desborde de calor (*thermal runaway*).

3.1.2.2.1. Tecnología

La mayoría de sistemas de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de +24 o -48 V_{DC} suelen usar rectificadores modulares de conmutación de alta frecuencia los cuales pueden ser reemplazados en caliente. En algunos sitios de telecomunicaciones existe la posibilidad de que aún se encuentren, montados e instalados, rectificadores con transformador eléctrico ferresonante.

Sin embargo, contar con refacciones para mantenimiento reactivo o correctivo programado puede ser un problema lo cual pone en riesgo la confiabilidad del componente así como la disponibilidad de los servicios de telecomunicaciones. Por lo tanto se enfocará en la opción más viable, tanto desde un punto de vista de coste inicial así como de operación y mantenimiento, para las TSP; rectificadores de conmutación de alta frecuencia.

3.1.2.2.2. Capacidad

Los requerimientos en las telecomunicaciones especifican que los rectificadores deben ser diseñados para recargar una batería a plena descarga hasta un 95 % de su capacidad, según datos de placa, en un periodo de 24 horas mientras alimenta de forma simultanea las cargas de los equipos de servicios. Este requerimiento se debe satisfacer incluso cuando los equipos de servicios están operando en condiciones normales o de pico.

Si la salida de los rectificadores es igual a $Ah_{8hrs}/20A$ (donde Ah_{8hrs} es la capacidad de datos de placa de las baterías en ampere – hora a una velocidad de descarga de 8 horas a 25°C), las baterías se recargarán a un 95 % de su capacidad de datos de placa en 24 horas. Por ejemplo, baterías de 450 Ah se recargarán en 24 horas si el flujo de corriente para este fin es de 23 A. Conforme las baterías presentan envejecimiento requerirán periodos más largos de recarga para cierto flujo de corriente. El tiempo necesario para recargar las baterías al 100 % de su capacidad de datos de placa se puede estimar de la siguiente manera.

Ecuación 47.

$$t_{Rec.} = \frac{Ah_{8hrs}}{I_{RS} - I_{EQ}} \cdot F_{BL}$$

Donde

t_{Rec} = tiempo de recarga

Ah_{8hrs} = capacidad nominal de las baterías a 25 °C y una velocidad de descarga de 8 horas a un voltaje de corte de 1,75 V_{DC} por batería.

I_{RS} = capacidad del rectificador de N módulos

I_{EQ} = flujo de corriente de la carga de equipos de servicios en condiciones normales de operación

F_{BL} = factor de pérdidas de las baterías (típicamente 1,10 a 1,15 para baterías de plomo ácido).

La ecuación 47 asume una temperatura ambiente de 25 °C para las baterías. Para temperaturas menores a 16 °C se requiere que el tiempo de recarga de las baterías sea el doble del estimado y para temperaturas menores a 5 °C debe ser cuatro veces mayor. Por ejemplo, para baterías de 600 Ah, si el rectificador es de 100 A y la carga de equipos de servicios es de 50 A, el tiempo requerido para recarga será.

Ecuación 48.

$$t_{Rec.} = \frac{Ah_{8hrs}}{I_{RS} - I_{EQ}} \cdot F_{BL} = \frac{660Ah}{100A - 50A} \times 1,15 = 15 \text{ hrs.}$$

Los tiempos de recarga típicos son 12, 18 y 24 horas. Si se desea un valor igual o menor a 8 horas, es necesario contactar al fabricante para conocer cuál es el régimen de recarga de las baterías. La carga de los equipos de servicios, en condiciones normales de operación, es uno de los parámetros usados para estimar la capacidad de los rectificadores.

Que se utiliza la carga de equipos de servicios en condiciones normales en vez de una condición de pico (condiciones de pico solo se presentan cuando las baterías están en etapa de descarga y el voltaje decrece y los rectificadores están fuera de operación). La capacidad de los rectificadores puede ser calculada a través de dos métodos, el primero a través del flujo de corriente

requerido para recargar las baterías durante cierto periodo y la segunda usando un factor de recarga. Con el primer método, la capacidad de los rectificadores es estimada resolviendo la ecuación 48 para I_{RS} , o.

Ecuación 49.

$$I_{RS} = I_{EQ} + \frac{Ah_{8hrs}}{t_{Rec.}} \cdot F_{BL}$$

En el segundo método, la capacidad del rectificador se estima de

$$I_{RS} = I_{EQ} \cdot F_{Rec}$$

Donde

F_{Rec} = factor de recarga

El factor de recarga suele ser de 1,2 a 1,4 para baterías de plomo ácido de tipo VLA y de 1,15 a 1,2 para tipo VRLA. Factores de carga más altos ofrecen un tiempo de recarga más corto pero aumenta la probabilidad de un desborde de calor (*thermal runaway*) en baterías de plomo ácido de tipo VRLA.

Cuando el rectificador es montado e instalado en sitios de telecomunicaciones por encima de los 3 300 pies sobre el nivel del mar (1 000 msnm), sin tomar en cuenta la variación de la temperatura ambiente, la capacidad nominal de flujo de corriente de salida debe ser derrateado para dimensionar de forma correcta el sistema de ventilación y aire acondicionado. Sin embargo, si la temperatura ambiente decrece 2 °C por cada 1 000 pies (300 m) de incremento en la altura sobre el nivel del mar, el derrateo puede no ser necesario.

Los rectificadores pueden requerir derrateo por una alta temperatura ambiente. Para temperaturas por encima de 40 °C o 50 °C el flujo de corriente máximo de salida debe ser menor para contar con HV_{AC} apropiado para los componentes electrónicos del rectificador. El derrateo de la capacidad del flujo de corriente de salida para temperatura ambiente y altura se puede encontrar en las hojas técnicas de los fabricantes.

Donde se utilizan rectificadores modulares de conmutación de alta frecuencia, el número de módulos (N_{RM}) se determina a partir del flujo de corriente nominal del rectificador (I_{RM}).

Ecuación 50.

$$N_{RM} = \frac{I_{RS}}{I_{RM}} + 1$$

En la siguiente ecuación se asume que todos los módulos del rectificador tienen la misma capacidad. En sitios de telecomunicaciones Donde se requiere de una expansión en capacidad por crecimiento de carga de equipos de servicios, el rectificador redundante debe ser tan grande en capacidad como el rectificador de mayor capacidad existente en el sitio.

Por ejemplo, en un sitio de telecomunicaciones se cuenta con dos rectificadores de 50 A y uno de 100 A para las cargas de servicios y la recarga de baterías, la redundancia se dará agregando un rectificador de 100 A o dos de 50 A. Esto protege la disponibilidad de servicios de telecomunicaciones ante cualquier falla de uno de los rectificadores.

Resumiendo y continuando con el caso a ejemplificar se sabe que la capacidad individual de las baterías es de 200 Ah y el flujo de corriente de carga de equipos de servicios es de 786 A y tomando de referencia los datos de fábrica de la marca EMERSON, considerando el modelo R48 - 2000 el cual tiene una capacidad de 2 000 W (42 A) a voltaje nominal de operación de -48 V_{DC} se tiene que si se asume t_{Rec.} = 24 hrs. Entonces

Ecuación 51.

$$I_{RS} = I_{EQ} + \frac{Ah_8}{t_{Rec.}} \cdot F_{BL} = 786A + \frac{200 \text{ Ah}}{24} \times 1,15 = 795,6 \text{ A}$$

$$N_{RM} = \frac{I_{RS}}{I_{RM}} + 1 = \frac{795,6 \text{ A}}{42 \text{ A}} + 1 = 19,9 \cong 20$$

La cantidad de módulos necesarios es de 20, los cuales ofrecen 840 A, 798 A en operación y 42 A en estado *stand – by*.

3.1.2.2.3. Cantidad de rectificadores

Incluso en el sitio de telecomunicaciones más pequeño tendrá al menos dos rectificadores, uno que alimenta la carga de equipos de servicios y recarga las baterías y otro configurado como redundante. No existen límites desde un punto de vista de operación o mantenimiento para el número de rectificadores en un sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de +24 V_{DC} o -48V_{DC}, pero un análisis económico sencillo puede revelar que una cantidad pequeña de rectificadores presenta un menor coste que una mayor cantidad, o al revés. La capacidad de un gabinete con rectificadores modulares de conmutación de alta frecuencia puede ser de al menos 900 A.

3.1.2.2.4. Circuitos eléctricos

Corriente alterna (*input*): los circuitos eléctricos de alimentación de los rectificadores deben coincidir con el voltaje de operación de corriente alterna del sitio de telecomunicaciones. Si el voltaje de operación de corriente alterna es menor o mayor al voltaje nominal de entrada de los rectificadores, un autotransformador puede usarse para regular el voltaje a un valor apropiado.

Los valores de voltaje nominal de corriente alterna de entrada de los rectificadores son 208 y 240 V_{AC} de línea a línea. En algunos sitios de telecomunicaciones, el servicio de energía eléctrica comercial puede ser provisto a nivel de media tensión, tal como 13 200Y/7 200 V_{AC}, en este caso un transformador eléctrico convierte el voltaje de distribución de energía eléctrica comercial a voltaje de operación requerido por el sitio de telecomunicaciones.

Cada módulo del rectificador modular de conmutación de alta frecuencia requiere de un circuito eléctrico de entrada para alimentación individual. La importancia de un circuito eléctrico de entrada para alimentación individual no puede ser ignorada. Alimentar más de un rectificador desde un solo dispositivo de protección contra sobrecorriente puede poner en peligro la confiabilidad del sistema de distribución de energía eléctrica de voltaje nominal a +24V_{DC} o -48V_{DC}. Si esa protección contra sobrecorriente opera por cualquier razón, la capacidad de los rectificadores restantes puede no ser suficiente para mantener la carga de equipos de servicios.

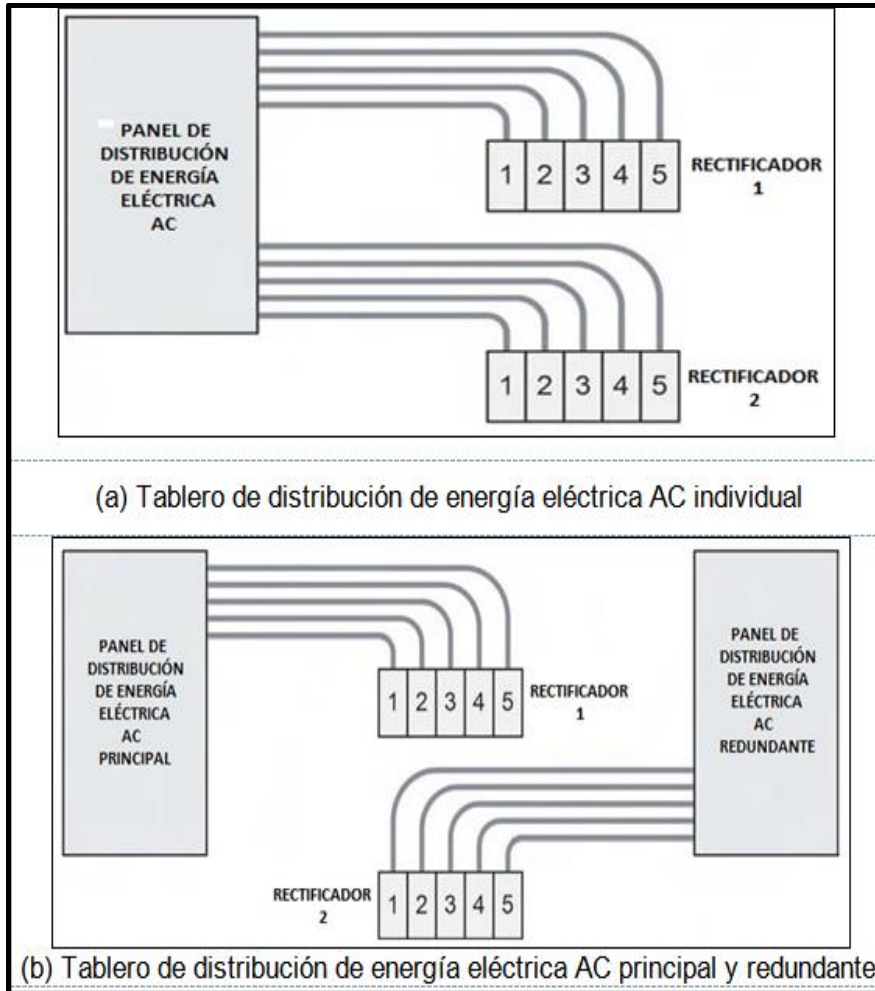
Los rectificadores pueden ser alimentados desde un tablero de distribución de energía eléctrica AC individual o desde dos bajo el esquema de redundancia (ver figura 65). La carga en los paneles de distribución de energía eléctrica AC de los rectificadores debe estar balanceada. Si los rectificadores son

conectados a un panel de distribución de energía eléctrica AC monofásico, estos deben ser conectados de tal manera que las barras estén cargadas de forma equitativa o balanceada.

Dado que hay dos barras en los paneles de distribución de energía eléctrica AC monofásicos, la carga puede ser completamente balanceada si existe un número igual de módulos. En un panel de distribución de energía eléctrica AC trifásico, se puede alcanzar un balance pleno si la cantidad de módulos alimentados es divisible dentro de tres. Rectificadores de pequeña capacidad (aproximadamente 500 W) usualmente son conectados de línea a neutro y de mayor tamaño son conectados de línea a línea.

Los rectificadores no suelen presentar una eficiencia del 100 % y disipan calor, incluso cuando no tienen carga. Ventilación y aire acondicionado es necesario en el área de montaje e instalación de los rectificadores con el afán de regular la temperatura ambiente.

Figura 65. **Configuración de circuitos eléctricos de energía eléctrica AC de alimentación de rectificadores**



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 229.

Corriente directa (*output*): la caída de voltaje en los circuitos eléctricos de salida de los rectificadores normalmente no suele ser un problema. Por lo tanto se cuenta con un margen considerable para la caída de voltaje en los circuitos eléctricos de DC de salida de los rectificadores.

Estos son diseñados con un máximo de caída de voltaje de $1,0 V_{DC}$ para voltaje nominal de $-48 V_{DC}$ o $0,5 V_{DC}$ para voltaje nominal de $+24 V_{DC}$ a plena carga desde los rectificadores hasta la barras de carga. Valores de caída de voltaje bajos son fáciles de lograr debido a la corta distancia. De forma adicional a la caída de voltaje, los rectificadores deben ser capaces de tolerar un flujo de corriente de salida de plena carga (incluyendo el flujo de corriente por sobrecarga).

La salida de muchos rectificadores modernos es especificada en watts (o kilowatts) más que en amperios y el flujo de corriente crece conforme el voltaje decrece. Sin embargo, los controladores para estos rectificadores pueden ser configurados para que los rectificadores operen dentro de ciertos límites de flujo de corriente. Por ejemplo, un rectificador de $1,5 \text{ kW}$ puede entregar un flujo de corriente de $55,5 \text{ A}$, a un voltaje de $+27 V_{DC}$ y 75 A , a $+20 V_{DC}$ pero puede limitarse a 50 A de forma independiente al voltaje de salida.

Los circuitos eléctricos de DC de salida de los rectificadores siempre son dimensionados para tolerar el valor máximo de flujo de corriente. Para aquellos rectificadores que son limitados dentro un rango de potencia, el flujo máximo de corriente se presenta al valor mínimo de voltaje. Por ejemplo, un rectificador de capacidad nominal de $3,6 \text{ kW}$ con un límite de voltaje mínimo de $-42,0 V_{DC}$ el flujo máximo de corriente es casi 86 A .

3.1.2.3. Barras de carga y descarga

Marcos o estructuras suelen contener los rectificadores, el módulo de control y monitoreo, las barras de carga y descarga y el cuadro de distribución de energía eléctrica DC primario (comúnmente llamados gabinetes principal y auxiliar). En sitios de telecomunicaciones nuevos, es deseable montar e instalar

gabinetes auxiliares para crecimiento futuro, incluyendo las barras de carga y descarga, dispositivo de desconexión por bajo voltaje y resistencia de *Shunt* para una fácil conexión de módulos de rectificadores de conmutación de alta frecuencia así como cuadros de distribución de energía eléctrica DC adicionales.

El diseño de dichos gabinetes contempla la selección del voltaje nominal de operación, el tipo y dimensionamiento de las barras de carga y descarga, la resistencia de *Shunt*, las opciones de control y monitoreo, incluyendo el dispositivo de desconexión por bajo voltaje y los cuadros de distribución de energía eléctrica de DC primarios.

3.1.2.3.1. Voltaje nominal

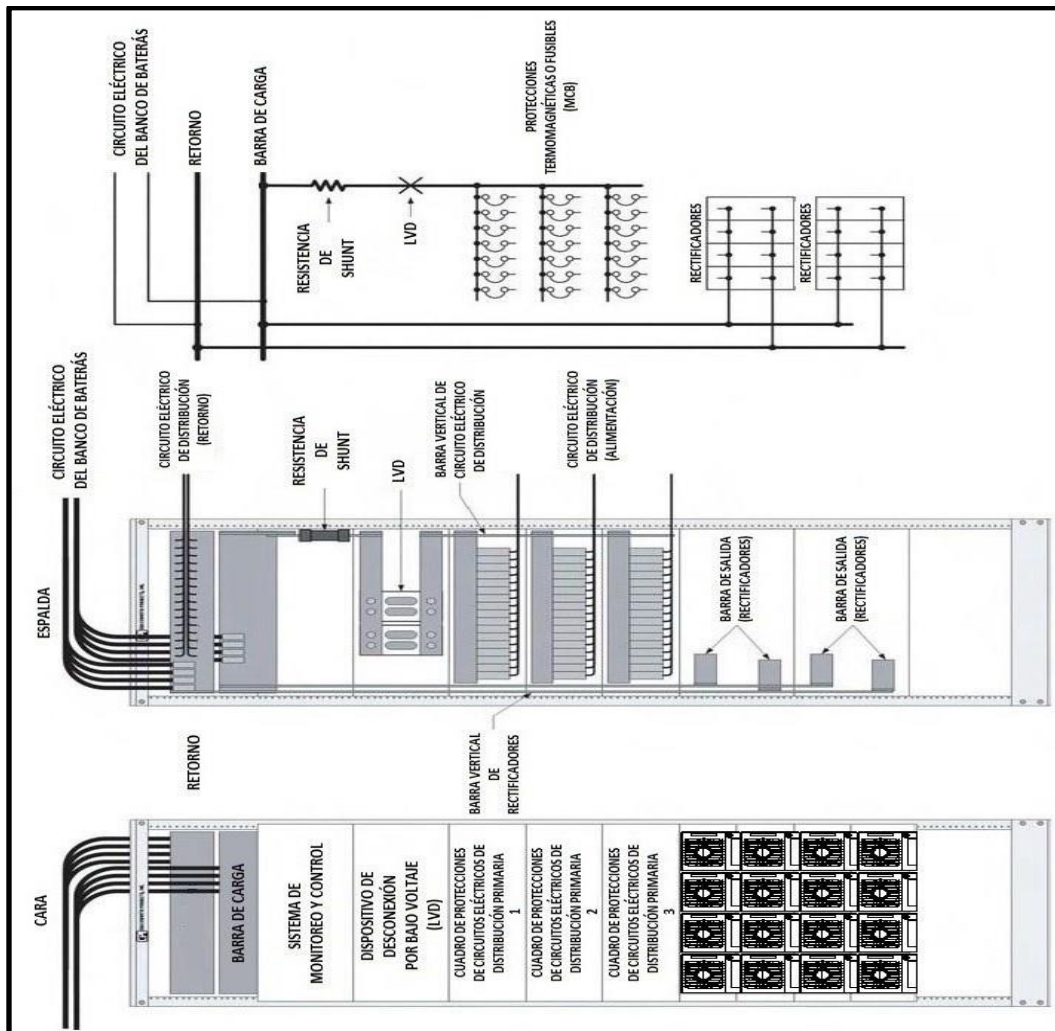
Los gabinetes utilizados en sitios de telecomunicaciones a voltaje nominal de +24 V_{DC} y -48 V_{DC} son de clase 60 V_{DC}. Estos son los gabinetes que se utilizarán para la implementación del sistema distribución de energía.

3.1.2.3.2. Capacidad de barras de carga y descarga

Las barras de carga y descarga comúnmente suelen ser un ensamble rígido de cobre, aunque gabinetes de pequeña capacidad (de 50 a 100 A) pueden usar una combinación de barras flexibles (conductores) y rígidas. Las barras son dimensionadas para un flujo de corriente en condiciones de pico. Se utilizan condiciones de pico ya que es difícil, pero no imposible, que el flujo de corriente crezca sin sacar de operación un gabinete. Aun así, limitantes físicas, mecánicas y eléctricas pueden impedir un crecimiento de carga de equipos de

servicios de telecomunicaciones, en tal caso es necesario el reemplazo del gabinete.

Figura 66. Gabinetes (powerboard)



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 110.

Gabinetes con una capacidad nominal de hasta 1 200 A están disponibles en valores discretos (comúnmente 50, 100, 200, 400, 800 y 1 200 A) y cada estimación hecha durante el proceso de diseño debe ser redondeada al valor

inmediato superior. Gabinetes de capacidad mayores son fabricados con incrementos de 1 000 o 2 000 A (2 000, 4 000, 6 000, entre otros). Las barras de los gabinetes no deben operar de forma sostenida a valores por encima del 80 % de su capacidad nominal a menos que los requerimientos especifiquen una carga plena. La capacidad del gabinete se puede expresar de la siguiente manera.

Ecuación 52.

$$I_{\text{Barra}} = 1,25 \cdot I_{\text{RSU}}$$

Donde

I_{Barra} = capacidad nominal de barras

I_{RSU} = flujo de corriente máxima del rectificador

La capacidad máxima de flujo de corriente del rectificador es usada porque ese es el valor máximo sostenido de flujo de corriente que las barras de un gabinete pueden tolerar. La capacidad máxima de flujo de corriente del rectificador es determinada según los métodos descritos en la sección 3.1.2.2; rectificadores, excepto que se usa el flujo de corriente de la carga de equipos de servicios en una condición de pico.

Dependiendo del método utilizado para determinar la capacidad de los rectificadores, una estimación de la capacidad de las baterías en condiciones de pico puede ser necesaria. Un método alternativo para estimar la capacidad de las barras de la bahía se basa en el factor de recarga discutido anteriormente. En este caso se presenta de la siguiente manera.

Ecuación 53.

$$I_{\text{Barra}} = 1,25 \cdot I_{\text{EQU}} \cdot F_R$$

Donde

I_{Barra} = capacidad nominal de barras

I_{EQU} = flujo de corriente de la carga de equipos de servicios en condiciones de pico

F_R = factor de recarga

3.1.2.3.3. Resistencia de *shunt*

La capacidad de la resistencia de *shunt* debe coincidir con la capacidad de las barras de la bahía. Por ejemplo, la resistencia de *shunt* en una bahía de 800 A tiene una caída de voltaje de 50 mV a valores nominales. La resistencia de *Shunt* tiene una resistencia, que se presenta en la siguiente fórmula.

Ecuación 54.

$$R = \frac{V}{I} = \frac{0,050}{800} = 62,5 \times 10^{-6} \Omega = 62,5 \mu\Omega$$

La potencia disipada tiene un valor de

$$P = V \cdot I = 0,050 \times 800 = 40 \text{ W}$$

La capacidad de la resistencia de *shunt* debe coincidir con la capacidad de las barras del gabinete. En algunos sistemas de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de +24 o -48 V_{DC} de sitios de telecomunicaciones nuevo, la capacidad de las barras suele ser mayor que la carga de equipos de servicios por lo que se suele montar e instalar resistencias de *shunt* de una capacidad acorde a dicha carga. Conforme la carga de equipos de servicios crece, la resistencia de *shunt* es reemplazada por una de mayor capacidad. La resistencia de *shunt* debe ser reemplazada cuando se alcanza el 50 u 80 % de su capacidad nominal.

3.1.2.3.4. Dispositivo de desconexión por bajo voltaje (LVD)

El voltaje y la corriente nominales son los mismos de la barra donde este es montado e instalado. En aplicación de alta demanda de corriente o donde existe necesidad de redundancia, se suelen conectar dos dispositivos de desconexión por bajo voltaje en paralelo. Donde esto no es posible o es poco práctico, las cargas son distribuidas a lo largo de la barra de descarga para utilizar dispositivos de desconexión de bajo voltaje de valores nominales menores.

Los LVD se diseñan con cierto grado de histéresis por lo que suelen desconectar los circuitos eléctricos del cuadro de distribución primaria a un umbral menor que cuando se realiza la maniobra de reconexión. Por ejemplo, el umbral de desconexión puede ser establecido a un valor de -44 V_{DC} y el umbral de conexión a un valor de -48 V_{DC}.

Conforme las baterías se descargan, estas serán desconectadas cuando el LVD alcance su valor de umbral de desconexión, $-44 V_{DC}$ y cuando las baterías se carguen el LVD reconectará la carga de equipos de servicios cuando el voltaje alcance el umbral de conexión, $-48 V_{DC}$. La histéresis normalmente es de $7,0 V_{DC}$ para voltaje nominal de $-48 V_{DC}$ y $3,5 V_{DC}$ para voltaje nominal de $+24 V_{DC}$.

El punto de acción de desconexión del LVD se determina con base en la caída de voltaje entre las baterías y el dispositivo de desconexión por bajo voltaje. El LVD y el voltímetro usualmente se encuentran montados en el lado de la barra de descarga del gabinete, así que la caída de voltaje desde las baterías hacia el gabinete es un factor importante.

Las baterías no se deben descargar más allá del voltaje de corte, -42 y $+21 V_{DC}$ para un voltaje nominal de -48 y $+24 V_{DC}$ respectivamente o $1,75 V_{DC}$ por batería. La caída de voltaje entre las baterías y el LVD debe contemplarse en el valor de voltaje mínimo de descarga para el cual el LVD opere. Por ejemplo, si la caída de voltaje durante la etapa de descarga es de $0,25 V_{DC}$ para un voltaje nominal de $+24 V_{DC}$, el LVD debe ajustarse para accionar a un voltaje de $20,75 V_{DC}$. Con una histéresis de $3,5 V_{DC}$, el valor de voltaje de reconexión de las cargas de equipos de servicios al rectificador sería de $24,25 V_{DC}$.

3.1.2.3.5. Monitoreo y control

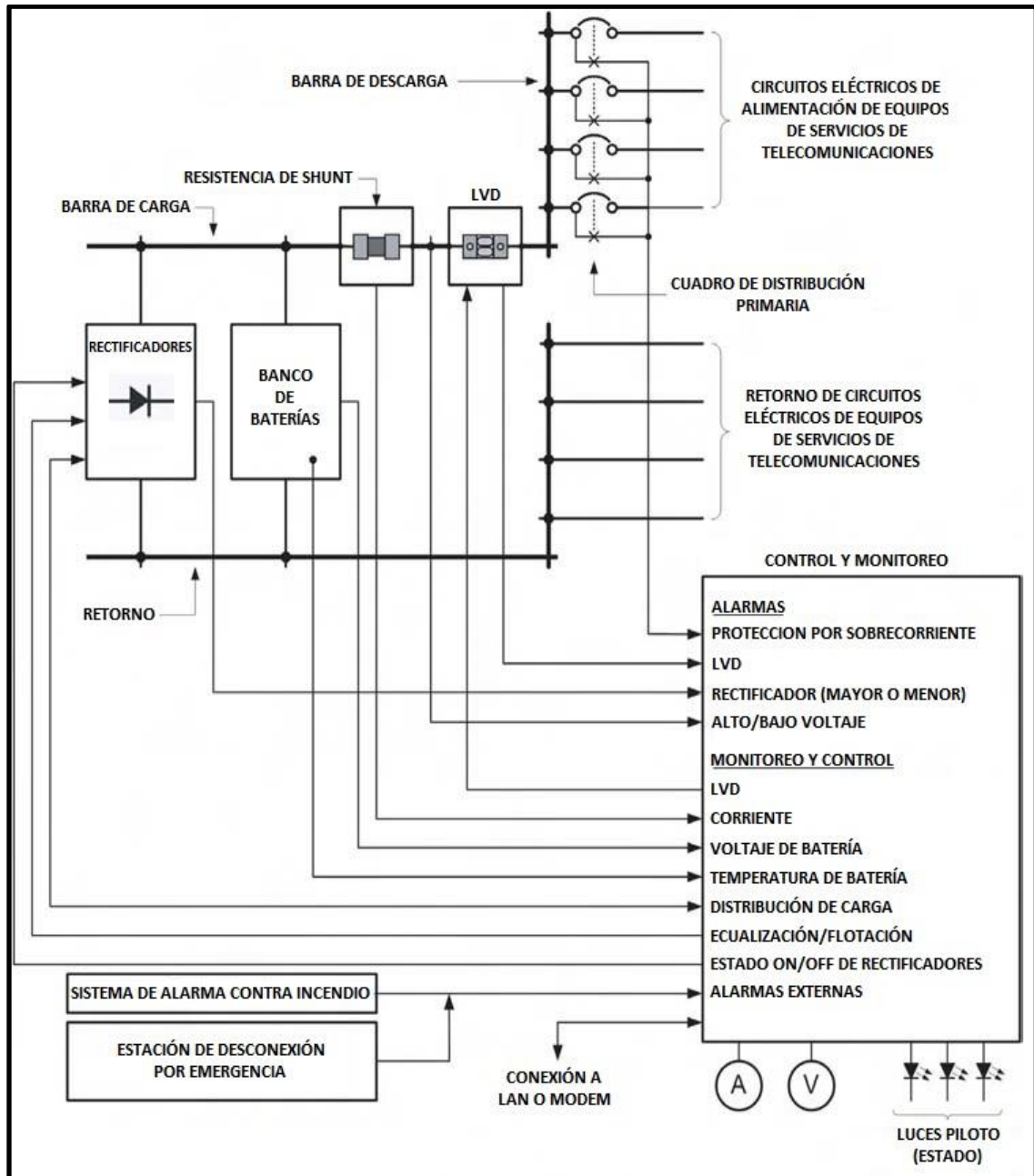
El monitoreo y control, alarmas, luces piloto, entre otros, suelen contemplar parámetros tales como alto voltaje, bajo voltaje, sobrecorriente, alarmas de estado de operación del rectificador de tipo menor (falla de un módulo en una configuración N+1) o mayor (falla de más de un módulo en una configuración N+1), disparo de protecciones por sobrecorriente, operación por

falla del LVD, estado operativo del módulo de control (manual o autónomo) o alarmas de tipo externo. La figura 60 muestra algunas funciones típicas del monitoreo y control aplicado en un gabinete.

EMERSON presenta algunas soluciones que permiten una integración vertical para monitoreo y control local y remoto de variables tales como voltaje, flujo de corriente, temperatura, humedad y configuración de alarmas de estado. Un modelo típico utilizado por las TPS es el ACU M800D.

Los puntos de monitoreo y control para alarmas y notificación de estado de las bahías depende de aplicaciones específicas, pero los valores más comunes se muestra en las tablas XV, XVI y XVII para diferentes tipos de tecnologías de baterías y configuraciones. Estos valores son usados como punto de referencia y luego ajustados según las necesidades del sitio de telecomunicaciones. Si el módulo de control del gabinete no cuenta con alarma para notificar el estado de batería en descarga, la alarma por bajo voltaje puede usarse para indicar dicho estado.

Figura 67. **Monitoreo y control de la bahía principal o auxiliar**



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 119.

Los dispositivos de protección por sobrecorriente suelen operar medios de alarma o notificación de estado en paralelo y, en el módulo de monitoreo y control, suelen verse como grupo a través de sus entradas digitales. Circuitos eléctricos de pequeña capacidad (menores de 15 A) suelen usar fusibles indicadores de alarma los cuales cuentan con contactos secos normalmente cerrados (ver figura 68). Los fusibles indicadores de alarma son conectados en paralelo en un portafusible el cual sirve como medio de interpretación de estado y notificación de alarma para el módulo de monitoreo y control del gabinete.

Tabla XVI. **Valores de ajuste para alarmas de estado (baterías de plomo ácido tipo VRLA) a 25 °C sin compensación de temperatura de carga**

Parámetro (VRLA)	Voltaje nominal	
	-48V _{DC}	+24V _{DC}
Voltaje de flotación promedio (2,25 V _{DC} /batería)	54,0	27,0
Voltaje de flotación máximo (2,27 V _{DC} /batería)	54,48	24,24
Voltaje de flotación mínimo (2,23 V _{DC} /batería)	53,5	26,75
Desconexión por alto voltaje (Shutdown)	56,0 – 56,5	28,0 – 28,25
Alarma por alto voltaje	55,5	27,75
Alarma por bajo voltaje	47,0	23,5
Voltaje de ecualización mayor a flotación por	0,7	0,35
Alarma por bajo voltaje de batería en etapa de descarga por debajo de	2,0	1,0
Accionamiento de dispositivo de desconexión por bajo voltaje (LVD)	42,0	21,0

Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 239.

Los interruptores usados en telecomunicaciones suelen contar con contactos secos forma C auxiliares los cuales indican el estado o posición de la manija (abierto o cerrado). En este caso los contactos secos normalmente cerrados son conectados en paralelo a las entradas digitales del módulo de monitoreo y control del gabinete tal y como se muestra en la figura 67.

Tabla XVII. **Valores de ajuste para alarmas de estado (baterías de plomo ácido de tipo VRLA) a 25 °C con compensación de temperatura de carga**

Parámetro (VRLA)	Voltaje nominal	
	-48V _{DC}	+24V _{DC}
Voltaje de flotación promedio (2,25 V _{DC} /batería)	54,0	27,0
Voltaje de flotación máximo (2,27 V _{DC} /batería)	55,48	27,24
Voltaje de flotación mínimo (2,23 V _{DC} /batería)	52,5	26,75
Desconexión por alto voltaje (Shutdown)	56,0 – 56,5	28,0 – 28,25
Alarma por alto voltaje	55,7	27,85
Alarma por bajo voltaje	47,0	23,5
Voltaje de ecualización mayor a flotación por	0,0 – 0,7	0,0 – 0,35
Alarma por bajo voltaje de batería en etapa de descarga por debajo de	2,5	1,25
Accionamiento de dispositivo de desconexión por bajo voltaje (LVD)	42,0	21,0

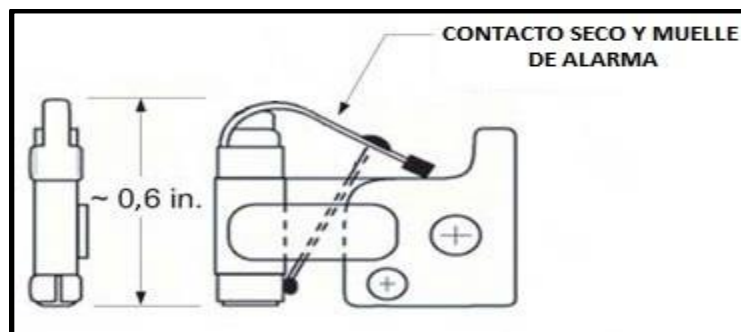
Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 239.

Tabla XVIII. **Valores de ajuste para alarmas de estado (baterías de plomo calcio tipo VLA) a 25°C**

Parámetro (VLA)	Voltaje nominal	
	-48V _{DC}	+24V _{DC}
Voltaje de flotación promedio (2,17 V _{DC} /batería)	52,08	26,04
Voltaje de flotación máximo (2,22 V _{DC} /batería)	53,28	26,64
Voltaje de flotación mínimo (2,15 V _{DC} /batería)	51,6	25,8
Desconexión por alto voltaje (<i>Shutdown</i>)	57,6	28,8
Alarma por alto voltaje	55,7	27,85
Alarma por bajo voltaje	47,0	23,5
Voltaje de ecualización (2,35 V _{DC} /batería)	56,4	28,2
Alarma por bajo voltaje de batería en etapa de descarga por debajo de	2,0	1,0
Accionamiento de dispositivo de desconexión por bajo voltaje (LVD)	42	21

Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 239.

Figura 68. **Fusible indicador de alarma**



Fuente: Farnell element14. <http://www.farnell.com>. Consulta: 9 de septiembre de 2014.

3.1.2.4. Cuadros de distribución de carga

Estos se entregarán de distribuir las cargas, y por medio de estos se permitirán asociar dichas cargas con su respectiva potencia y ubicación de todos los cuadros entre sí del sistema de distribución de energía eléctrica.

3.1.2.4.1. Primaria

La barra de descarga de un gabinete comúnmente cuenta con un mínimo de seis espacios de alojamiento para dispositivos de protecciones por sobrecorriente para cuadros de distribución primaria de carga. Estos seis espacios de alojamiento de dispositivos de protección por sobrecorriente mínimos contemplan una pareja para alimentar cuadros de distribución secundaria asociados a cargas de equipos de servicios de conmutación, dos para cargas de equipos de servicios de transmisión y los espacios de alojamiento restantes para crecimiento de cargas de equipos de servicios de telecomunicaciones aun no identificados.

Si en dado caso el gabinete no cuenta con estos espacios de alojamiento mínimos, debe contar con los accesorios para montaje e instalación de una extensión de barra, las cuales suelen tener una capacidad máxima de 100 a 200 A por lo que pueden ser utilizados para derivaciones a cuadros de distribución secundaria de cargas de equipos de servicios de telecomunicaciones con una demanda de energía eléctrica baja.

En gabinetes con barras de una capacidad por encima de los 200 A, se cuenta con uno o más espacios de alojamiento en el cuadro de distribución primaria para dispositivos de protección contra sobrecorriente. Estos alojamientos pueden alimentar de forma directa cargas de equipos de servicios

o de forma indirecta a través de cuadros de distribución secundaria. Gabinetes con una capacidad de barras de aproximadamente 1 200 A, suelen contar, por lo menos, con seis cuadros de distribución primaria.

Es recomendable abandonar la práctica común de usar dispositivos de protección contra sobrecorriente de capacidad interruptiva grande para alimentar cargas de equipos de servicios concentradas o centralizadas. El disparo de un dispositivo de protección por sobrecorriente en alguna de estas configuraciones puede afectar la disponibilidad de la carga de una gran cantidad de equipos de servicios a la vez.

Si es posible, las cargas de equipos de servicios deben dividirse en incrementos no mayores de 100 a 200 A, por cada dispositivo de protección contra sobrecorriente. Los valores nominales de voltaje y flujo de corriente de los dispositivos de protección contra sobrecorriente suelen verse afectados por la altura y pueden requerir de un derrateo para su corrección (tabla XIX).

Tabla XIX. **Derrateo de dispositivos de protección contra sobrecorriente**

Altura [ft/m]	Flujo de corriente [A]	Voltaje [VDC]
<6 600/2 000	1,0	1,0
8 500/2 600	0,99	0,95
13 000/3 900	0,96	0,80

Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 241.

3.1.2.4.2. Secundaria

Los requerimientos de los cuadros de distribución secundaria son similares a los de los cuadros de distribución primaria, la diferencia radica en el área de montaje e instalación y la capacidad interruptiva de los dispositivos de protección contra sobrecorriente, comúnmente estos suelen ser más pequeños según los criterios de coordinación de dispositivos de protección.

Los requerimientos de los cuadros de distribución pueden incluir las especificaciones de capacidad interruptiva de las protecciones contra sobrecorriente (interruptores térmicos bimetálico, termomagnéticos, hidráulico – magnético, fusibles o una combinación de estos), la configuración de las barras (simples o dobles) capacidad de las barras, tipo de terminales de conexión, arreglo de montaje e instalación y monitoreo y control.

3.1.2.5. Convertidores de voltaje

Estos son dispositivos que permiten modificar el voltaje de la red de distribución de energía que regulan de manera eficiente y su función primordial es que la salida de energía tenga el voltaje deseado y así garantizar la correcta distribución.

3.1.2.5.1. Convertidores DC – DC

La capacidad de los convertidores DC – DC es determinada usando los mismos criterios utilizados para determinar la capacidad de la fuente de alimentación primaria de un sitio de telecomunicaciones. Las diferentes configuraciones fueron discutidas en el capítulo 1. Conceptos Generales. Un convertidor DC – DC típico se compondrá de N+1 módulos y sus salidas conectadas a una barra común así como una distribución de energía eléctrica dual. Generalmente, pero no siempre, los convertidores DC – DC están montados e instalados próximos a la carga de equipos de servicios. Dicha área de montaje e instalación debe tomarse en cuenta para el dimensionamiento del cableado y su cantidad requerida para los circuitos eléctricos asociados a este componente.

Cuando el convertidor DC – DC es usado para convertir de un voltaje alto a otro más bajo (por ejemplo, de -48 a +24 VDC), el flujo de corriente a la entrada será menor que a la salida por lo que se requerirán conductores más pequeños a la entrada que a la salida. En este caso, será de mucha ventaja montar e instalar los convertidores DC – DC próximos a la carga de equipos de servicios. Para el escenario opuesto, convertir de un voltaje menor a un mayor, los convertidores DC – DC pueden ser montados e instalados más próximos a

la fuente de alimentación a voltaje nominal de -48 o +24 VDC, según sea el caso.

El coste de cableado para cada situación tendrá componentes tanto de material como de mano de obra y esto puede influir en la ubicación de montaje e instalación. Los circuitos eléctricos de entrada y salida de los convertidores DC – DC son diseñados acorde a los métodos descritos con mayor detalle más adelante.

No hay nada extraordinario sobre los circuitos eléctricos asociados a los convertidores DC – DC con la única excepción de que estos suelen trabajar en un rango de voltaje mucho más amplio que el de las cargas de equipos de servicios de telecomunicaciones que alimentan. La tabla XIX muestra la caída de voltaje que se suele presentar a la entrada y salida de los convertidores DC – DC para voltaje nominal de -48 y +24 VDC.

Un convertidor DC – DC no debe ser elegido sin antes comparar su coste en relación al coste individual del conjunto de rectificadores, cuadros de distribución primaria y/o secundaria y bancos de baterías. Este coste debe incluir tanto materiales como mano de obra, costes de operación y mantenimiento, así como el coste asociado al espacio de ocupación.

Por ejemplo, un banco de baterías requiere de un espacio de ocupación mayor que un convertidor DC – DC pero presenta un menor coste en materiales y mano de obra por montaje e instalación cuando la carga de equipos de servicios no es mayor 100 a 200 A.

También es necesario considerar que el convertidor DC – DC puede afectar el tiempo de reserva de las baterías del sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de -48 o +24 VDC dado que estos se ven como una carga adicional con características de flujo de corriente constante.

Tabla XX. **Caída de voltaje en circuitos eléctricos asociados a los convertidores DC – DC**

Voltaje Entrada/Salida [V _{DC}]	Caída de Voltaje	
	Entrada	Salida
48/48	2,0	2,0
48/24	2,0	1,0
24/48	1,0	2,0
24/24	1,0	1,0

Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 245.

3.1.2.5.2. Inversores

Los requerimientos de un inversor contemplan su capacidad, en volt – ampere, configuración, redundancia, valor de voltaje de entrada y salida y sus límites superior e inferior de operación, frecuencia y rango de tolerancia y el dimensionamiento de los circuitos eléctricos asociados. El valor de voltaje de entrada del inversor y sus límites de operación, deben ser compatibles con el voltaje nominal del sistema de distribución de energía eléctrica DC del sitio de telecomunicaciones.

Comúnmente, los inversores operan en un rango bastante amplio y sus límites superior e inferior son mayores que la mayoría de componentes. Inversores de una capacidad alrededor de 1 500 VA usualmente operan a un voltaje de 120 V_{AC}, inversores de mayor capacidad operan a 120/240 V_{AC} monofásico o 208Y/120 V_{AC} trifásico.

Los inversores también operan a una frecuencia de 60 Hz ± 2 % o 3 %, aunque en la mayoría de inversores de la actualidad presenta una tolerancia más cerrada (por ejemplo, ±0,01 %). El valor de voltaje DC debe obtenerse de las hojas técnicas del fabricante siempre que sea posible. De forma alternativa, si se conoce la eficiencia del inversor, el flujo de corriente de entrada se puede estimar de la siguiente manera.

Ecuación 55.

$$I_{DC} = \frac{S \cdot \cos \theta}{V_{DC_{Min}} \cdot \eta}$$

Donde

I_{DC} = flujo de corriente DC de entrada

S = potencia aparente de salida

$V_{DC_{Min}}$ = voltaje DC mínimo de entrada

η = eficiencia a plena carga

$\cos \theta$ = factor de potencia

Generalmente, los inversores de fabricación actual operan a valores de voltaje de entrada tan bajos como 40 a 42 V_{DC}, pero tienen una eficiencia relativamente baja (en el rango de 70 a 90 %). El primer paso para determinar

la capacidad de los inversores es estimar la carga total de equipos de servicios. La mayoría de cargas de equipos de servicios asociadas a inversores son de tipo normal, incluyendo el arranque de motores o cargas intermitentes.

La mayoría de cargas de equipos de servicios de AC tienen una placa de datos la cual especifican los valores nominales de flujo de corriente y voltaje o la potencia en volt – ampere o watts. Para las fuentes de alimentación con datos de placa dados en valores nominales de flujo de corriente y voltaje, la potencia en volt – ampere se puede estimar multiplicando el voltaje y flujo de corriente en AC.

La potencia activa, en watts, está relacionada a la potencia aparente, volt – ampere, por el factor de potencia. El siguiente paso, es determinar las características de la carga de equipos de servicios. Las cargas de equipos de servicios conectadas a inversores son categorizadas de forma amplia como cargas electrónicas. Es posible que existan cargas de iluminación y motores, pero es poco probable. Las cargas de tipo electrónico, iluminación y motores tienen requerimiento de flujo de corriente de arranque diferente.

El flujo de corriente de arranque de los equipos de servicios de tipo electrónico y motores es considerablemente alto en comparación con el flujo de corriente en operación normal y el flujo de corriente de arranque de las cargas de tipo iluminación dependen del tipo de luminaria que se utilice. Se debe tener precaución al usar inversores de alta frecuencia para alimentar cargas de motores, tales como motocompresores o bombas de agua. Algunos tipos de inversores no pueden suministrar el flujo de corriente de arranque requerido. Inversores de baja frecuencia o de transformador eléctrico aislado presentan un mejor rendimiento para este tipo de aplicaciones.

A modo de ejemplo se considera una lista de equipos de servicios varios los cuales son conectados a una fuente de alimentación de 120 V_{AC} en un central de monitoreo y control y como medio para aumentar la disponibilidad de los mismos serán conectados a un inversor.

La información de cada una de las placas de datos de los equipos de servicios varios a considerar se detalla en la tabla XX. La carga total de equipos de servicios medida con un amperímetro de gancho es de 8,5 A. La carga total de los equipos de servicios varios es de 1 971 VA. El valor medido con el amperímetro de gancho es de 8,5 A × 120 V_{AC} = 1 020 VA, o aproximadamente la mitad de lo estimado.

Tabla XXI. **Datos de placa de equipos de servicios varios para dimensionamiento de inversores**

Item	Flujo de corriente nominal [A]	Voltaje Nominal [V _{AC}]	Potencia nominal		Factor de carga	Potencia (Estimada)		
			Aparente [VA]	Activa [W]		Arranque Max. [VA]	Normal Max. [VA]	Normal [W]
1	-	100 – 240	-	100	2	200	~111	100
2	6,0	-	-	230	2	460	~256	~230
3	6,0	-	-	230	2	460	~256	~230
4	6,0	-	-	230	2	460	~256	~230
5	0,7 – 1,3	120 – 240	-	-	2	~280	156	~140
6	1,5	120 – 240	-	-	2	~320	180	~160
7	0,6 – 1,5	120 – 240	-	-	2	~320	180	~160
8	0,8	100 – 120	-	-	2	~172	96	~86
9	2,0	120	-	-	2	~432	240	~216
10	-	-	16	-	2	~28	16	~14
11	0,6 – 1,2	100 – 240	-	-	2	~260	144	~130
12	-	-	-	10	2	~20	11	~10
13	-	100 – 240	25	-	2	~46	25	~23
14	0,15	115	-	-	2	~32	18	~16
15	0,22	120	-	-	2	~46	26	~23
Valor estimado						~3 536	~1 971	~1 378
Valor medido						N/A	1 020	~720

Fuente: elaboración propia, con base en el contenido de *DC Power Systems Desing for Telecommunications*.

Esto indica que las fuentes de alimentación propias de los equipos de servicios están sobredimensionadas. Este valor de flujo de corriente de arranque, el cual asume que todos los equipos de servicios arrancan al mismo tiempo, es 3,5 veces mayor al valor de flujo de corriente en condiciones normales, sin embargo, la experiencia demuestra que esto puede ser algo exagerado.

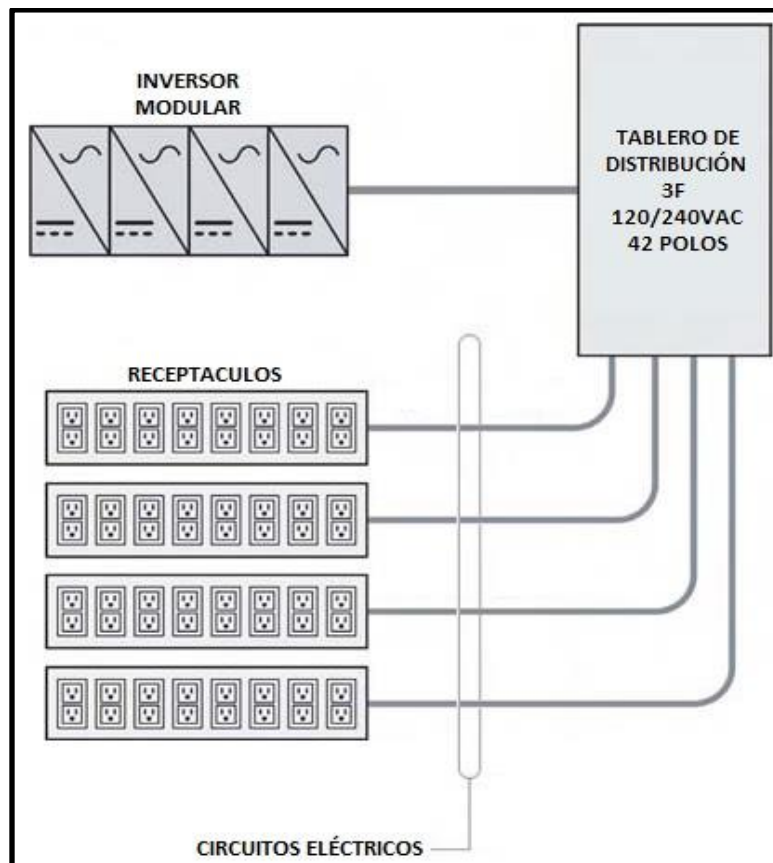
Para este ejemplo, el inversor debe ser de una capacidad entre 2 000 y 2 500 VA; sin embargo, la carga de equipos de servicios puede crecer con el tiempo. La estimación de la capacidad del inversor no solo debe incluir la carga de equipos de servicios existentes sino también debe considerar proyección a una tasa de crecimiento en un tiempo establecido.

Un inversor de tipo modular con tres o cuatro módulos de 1 000 VA puede alimentar las cargas de equipos de servicios existentes y proveer cierto grado de redundancia y crecimiento. Si los cuatro módulos son usados desde un inicio, se debe contemplar una mayor cantidad de módulos para satisfacer una redundancia de N+1 cuando la carga se aproxime a 3 000 VA.

Dado que los inversores son una fuente de alimentación, los circuitos eléctricos de salida deben contar con una protección contra sobrecorriente. La mayoría de equipos de servicios que operan a 120 V_{AC} son conectados a un inversor a través de un receptáculo dúplex de 15 a 20 A (por ejemplo, NEMA 5 – 15R o 5 – 20R). Estos circuitos eléctricos pueden ser protegidos por dispositivos de protección contra sobrecorriente de 15 a 20 A, dependiendo de la capacidad nominal del receptáculo y cable conductor calibre 12 AWG. Comúnmente algunos inversores poseen un dispositivo de protección contra sobrecorriente inherente a él y a su capacidad nominal en volt – ampere.

En aquellos inversores Donde su protección contra sobrecorriente inherente tiene una capacidad nominal mayor a 20 A, o es usado un componente modular Donde se excede la capacidad de 15 o 20 A de los circuitos eléctricos de derivación, el inversor o los diferentes módulos que compongan este no pueden alimentar receptáculos dúplex regulares. En este caso, la salida es conectada a un tablero de distribución AC que, a su vez, alimenta circuitos eléctricos individuales (ver figura 69).

Figura 69. **Tablero de distribución de energía eléctrica AC para inversores**



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 250.

En algunos inversores, el flujo de corriente a la salida es limitado de tal manera que no se suele presentar flujos de corriente de falla que accionen o disparen los dispositivos de protección contra sobrecorriente; otros son específicamente diseñados para que exista una coordinación en los dispositivos de protección contra sobrecorriente. Generalmente, los circuitos eléctricos de los inversores deben usar dispositivos de protección contra sobrecorriente recomendados por el fabricante.

La configuración de la forma de operar de los inversores (*standby* activo, *standby* pasivo y operación continua) dependen de los requerimientos de la carga de equipos de servicio. Tanto la configuración *standby* activo como pasivo han sido usadas en el pasado, pero la configuración más común en la actualidad es la de operación continua.

Con una operación continua, no existe una conexión al servicio de energía eléctrica comercial, lo cual reduce la probabilidad de perturbaciones en la onda senoidal que puede dañar los inversores y sus cargas de equipos de servicios asociados y también simplifica el sistema de conexión y puesta a tierra. Es buena práctica montar e instalar un mecanismo de conmutación para aislar los inversores y conectar las cargas de equipos de servicios a la fuente de alimentación primaria. Este mecanismo de conmutación solo es posible de usarse en configuración de tipo *standby* pasivo o activo.

3.1.2.6. Circuitos eléctricos

En esta sección se tratará de dar una guía para el proceso de diseño de los circuitos eléctricos, así como el sistema de puesta a tierra y medios de conexión a este, para un sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de +24 y -48 VDC de un sitio de telecomunicaciones típico.

Todos los circuitos eléctricos deben contar con un dispositivo de protección contra sobrecorriente y cada componente (rectificadores, cuadros de distribución primaria o secundaria y equipos de servicios de telecomunicaciones) debe contar con circuitos eléctricos redundantes y exclusivos. No es posible una sola protección contra sobrecorriente para múltiples cargas de equipos de servicios en paralelo o en cascada (ver figura 70).

3.1.2.6.1. Temperatura

La temperatura del área de montaje e instalación de los circuitos eléctricos puede afectar tanto la ampacidad de los conductores como la regulación de la caída de voltaje. Para propósitos de dimensionamiento, las temperaturas comúnmente usadas para cada caso se muestran en la tabla XXII.

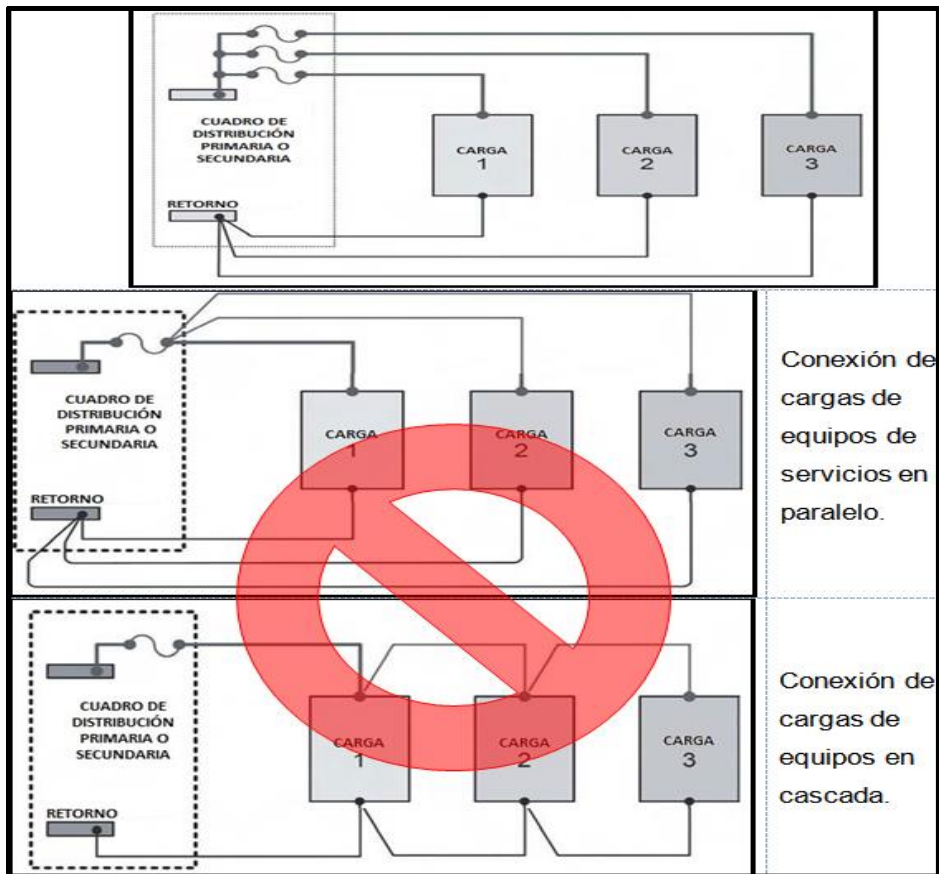
Tabla XXII. **Temperatura, ampacidad y caída de voltaje**

Criterio	Temperatura	
Caída de voltaje	30 °C o 75 °C (89 °F o 167 °F)	
Ampacidad	Barra	Cable
	75 °C o 90 °C (167 °Fo 194 °F)	70 °C (158 °F)

Fuente: elaboración propia.

El uso de una temperatura de 30 °C para el dimensionamiento de conductores según el criterio de caída de voltaje es una práctica común y esta representa la temperatura del cable cuando la disipación de calor inherente es mínima. Los valores más altos de temperatura según el criterio de ampacidad también se suelen usar como práctica común.

Figura 70. Circuitos eléctricos para conexión de componentes y cargas equipos de servicios



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 264.

3.1.2.6.2. Caída de voltaje

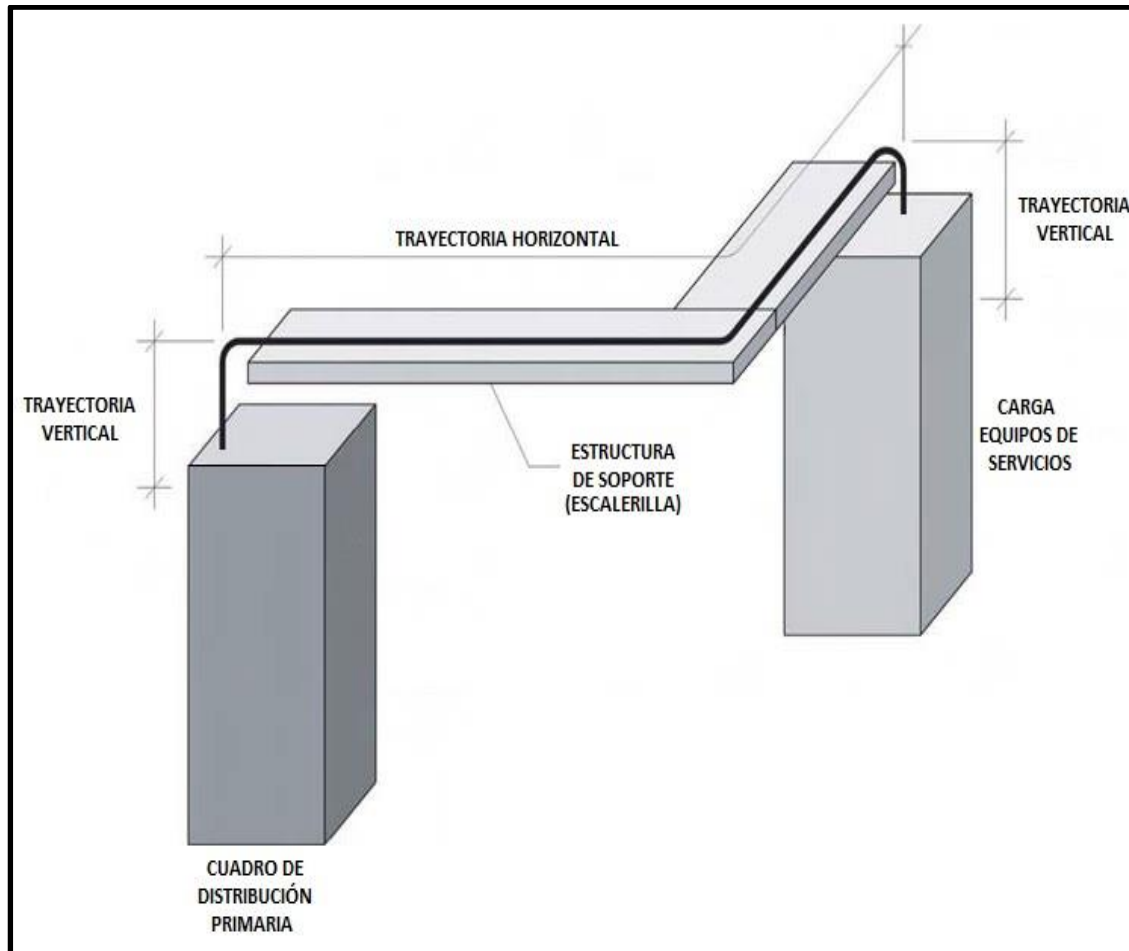
La estimación de la caída de voltaje en sistemas de distribución de energía eléctrica DC es mucho más simple que en AC debido a que no existe el efecto piel o una reactancia asociada a una frecuencia.

Existen dos métodos para estimar la caída de voltaje en circuitos eléctricos de un sistema de distribución de energía eléctrica DC de un sitio de telecomunicaciones. El primer método utiliza un factor de caída de voltaje (K) para estimar el área en CM necesario, para mantener el valor de caída de voltaje dentro de un valor deseado a una temperatura dada y el segundo se basa en la aplicación de la Ley de Ohm.

En ambos métodos es necesario conocer la longitud del conductor, el cual depende de la ruta de cableado, presentando resultados similares. La ruta de cableado es la distancia que existe entre terminales, incluyendo trayectorias verticales y horizontales, tal y como se muestra en la figura 71. Dado que los conductores en sistemas de distribución de energía eléctrica DC de sitios de telecomunicaciones son montados e instalados en pareja siendo uno conductor la alimentación y el otro el retorno siguiendo la misma ruta, la longitud del conductor para un circuito eléctrico o longitud de lazo, es dos veces la ruta de cableado.

Debido al arreglo de montaje e instalación mecánico de las barras, es posible que la longitud del conductor de alimentación y retorno, presente cierta diferencia. En este caso, la longitud del conductor será dos veces la distancia promedio de la trayectoria de la alimentación y el retorno.

Figura 71. Trayectoria de cableado



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 293.

Tal y como se mencionó anteriormente, algunos estándares sugieren una caída de voltaje no mayor a $2,0 V_{DC}$ en los circuitos eléctricos entre las terminales de conexión de los bancos de baterías y los equipos de servicios de telecomunicaciones a voltaje nominal de $-48 V_{DC}$ y de $1,0 V_{DC}$ para un voltaje nominal de $+24 V_{DC}$.

Estos valores de caída de voltaje no son constantes para cualquier sitio de telecomunicaciones (la caída de voltaje puede ser menor o mayor para un circuito eléctrico en particular) pero es un valor máximo deseado que es comúnmente usado para normalizar el dimensionamiento de circuitos eléctricos.

Dado que el parámetro de mayor importancia es la caída de voltaje entre las terminales de los bancos de baterías y los equipos de servicios de telecomunicaciones, la caída de voltaje en cada segmento (circuitos eléctricos asociados a los bancos de baterías y a los cuadros de distribución primaria y secundaria) puede tener cualquier valor una vez la suma de la caída de voltaje de cada segmento no exceda de 2 y $1 V_{DC}$ para voltaje nominal de -48 y $+24 V_{DC}$ respectivamente.

La caída de voltaje entre las terminales de los bancos de baterías y las barras de descarga normalmente está en un rango de $0,25$ a $0,75 V_{DC}$ para un voltaje nominal de $-48 V_{DC}$, con un valor de $0,5 V_{DC}$ como deseado para propósitos de dimensionamiento ($0,25$ para un voltaje nominal de $+24 V_{DC}$). Estos valores funcionan bien si los bancos de baterías están próximos a las barras de carga y descarga y la carga de equipos de servicios están lejos.

Cuando la situación es contraria y los bancos de baterías están lejos y la carga de equipos de servicios cerca, los circuitos eléctricos asociados a las baterías son dimensionados para un valor de caída de voltaje mayor para reducir el tamaño del conductor. Dado que solo el valor total de la caída de voltaje es especificado en los estándares, existe cierto grado de flexibilidad en cuanto al valor de caída de voltaje de cada segmento. Valores típicos para cada segmento entre las terminales de los bancos de baterías y equipos de servicios de telecomunicaciones se muestra en la tabla XXIII.

Tabla XXIII. **Caída de voltaje en circuitos eléctricos típicos**

Segmento	-48 VDC	+24 VDC
Baterías	0,25 – 0,75	0,13 – 0,38
Cuadro de distribución primaria	0,5 – 1,5	0,25 – 0,75
Cuadro de distribución secundaria	0,5 – 1,5	0,25 – 0,75
Valor máximo permisible	2,0	1,0
Rectificadores	1,0	0,5

Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 293.

Para el primer método de estimación de caída de voltaje se tiene que.

Ecuación 56.

$$A_{CM} = \frac{\rho \cdot I_L \cdot l}{\Delta V}$$

Donde

A_{CM} = área del conductor [CM]

ρ = resistividad del cobre a la temperatura del área de montaje e instalación
[$\Omega \cdot \text{CM}/\text{ft}$]

I_L = corriente de carga de equipos de servicios de telecomunicaciones

l = longitud de lazo, alimentación y retorno [ft]

ΔV = caída de voltaje [V_{DC}]

Para los circuitos eléctricos de salida de los rectificadores, la corriente de carga de equipos de servicios de telecomunicaciones, I_L , usada en la ecuación 56 es el valor máximo posible según las características del rectificador (potencia

nominal, corriente nominal, valor de sobrecarga, entre otros.) Por ejemplo, se estima el valor del área de la sección transversal y el tamaño del conductor para que la caída de voltaje no exceda un valor de $0,5 V_{DC}$ con una longitud de lazo (alimentación y retorno) de 50 ft cuando la corriente de carga de equipos de servicios es de 55 A y la temperatura del área de montaje e instalación es de $30^{\circ}C$. Para esta situación en específico se presentan los siguientes datos.

Ecuación 57.

$$\rho = 11,1 \Omega \cdot \text{CM}/\text{ft}$$

$$I_L = 55 \text{ A}$$

$$l = 50 \text{ ft}$$

$$\Delta V = 0,5 \text{ VDC}$$

El área de sección transversal del conductor sería

$$A_{CM} = \frac{\rho \cdot I_L \cdot l}{\Delta V} = \frac{11,1 \times 55 \text{ A} \times 50 \text{ ft}}{0,5 \text{ Vdc}} = 61 \text{ 050 CM}$$

Por lo tanto, un único conjunto de conductores o varios en paralelo con un área de sección transversal $\geq 61 \text{ 050 CM}$ mantendrán una caída de voltaje no mayor a $0,5 V_{DC}$. El conductor con un área de sección transversal más próximo es el conductor de calibre 2 AWG con un área de sección transversal de 66 360 CM ASTM International, 2001. El valor de la caída de voltaje usando un conductor calibre 2 AWG puede estimarse resolviendo la ecuación 57 para ΔV .

Ecuación 58.

$$\Delta V = \frac{\rho \cdot I_L \cdot l}{A_{CM}}$$

$$\Delta V = \frac{\rho \cdot I_L \cdot l}{A_{CM}} = \frac{11,1 \times 55 \text{ A} \times 50 \text{ ft}}{66\,360 \text{ CM}} = 0,46 \text{ VDC}$$

Si se resuelve el mismo ejemplo para una temperatura en el área de montaje e instalación de 75°C. A continuación se muestran los resultados.

Ecuación 59.

$$\rho = 12,9 \text{ } \Omega \cdot \text{CM/ft}$$

Y el valor del área de sección transversal de conductor sería

$$A_{CM} = \frac{\rho \cdot I_L \cdot l}{\Delta V} = \frac{12,9 \times 55 \text{ A} \times 50 \text{ ft}}{0,5 \text{ Vdc}} = 70\,950 \text{ CM}$$

Refiriéndose al (ASTM International, 2001) se puede observar que el conductor con un calibre de 1 AWG con una sección transversal de 83 690 CM para los circuitos eléctricos presentaría una caída de voltaje menor a 0,5 V_{DC}. El valor real de la caída de voltaje sería.

Ecuación 60.

$$\Delta V = \frac{\rho \cdot I_L \cdot l}{A_{CM}} = \frac{12,9 \times 55 \text{ A} \times 50 \text{ ft}}{66\,360 \text{ CM}} = 0,46 \text{ VDC}$$

Debido a que los conductores de cobre presentan una mayor resistencia a temperaturas más altas, la caída de voltaje a 75 °C (167 °F) es mayor que aquella a 30 °C (86 °F) y conductores más largos son necesarios para mantener dicho valor dentro de los estándares.

El segundo método mencionado se basa en una variación de la ley de Ohm, esto es, la caída de voltaje en una resistencia es directamente proporcional al valor de resistencia inherente y al flujo de corriente que pasa a través de ella.

Ecuación 61.

$$\Delta V = I_L \cdot R$$

Donde

ΔV = caída de voltaje

I_L = corriente de carga de equipos de servicios

R = resistencia del conductor del circuito eléctrico

Si se utiliza una configuración en paralelo de conductores, la resistencia será la combinación de la resistencia de ambos conductores. Dado que la resistencia es proporcional a la longitud de los conductores, en el siguiente apartado se describe como.

Ecuación 62.

$$\Delta V = I_L \cdot R_L \cdot l$$

Donde

ΔV = caída de voltaje

I_L = corriente de carga de equipos de servicios

R_L = resistencia por unidad de longitud del conductor del circuito eléctrico

L = longitud de lazo, alimentación y retorno

Usualmente, la caída de voltaje se conoce y es necesario estimar el valor de resistencia por unidad de longitud máxima permisible del conductor del circuito eléctrico. En este caso, se resuelve la ecuación 62 para R_L dando como resultado.

Ecuación 63.

$$R_L = \frac{\Delta V}{I_L \cdot l}$$

Una vez estimado el valor de resistencia por unidad de longitud, solo es necesario elegir el conductor con una resistencia por unidad de longitud menor al valor estimado. Por ejemplo, es necesario estimar el tamaño del conductor para mantener una caída de voltaje menor a $0,5 V_{DC}$, longitud de lazo de 50 ft, Donde la corriente de carga de equipos de servicios es igual a 55 A y la temperatura del área de montaje e instalación es de $30^\circ C$. Para esta situación se presenta a continuación la siguiente fórmula.

Ecuación 64.

$$\begin{aligned} I_L &= 55 \text{ A} \\ l &= 50 \text{ ft} \\ \Delta V &= 0,5 \text{ VDC} \end{aligned}$$

Entonces

$$R = \frac{\Delta V}{I_L \cdot l} = \frac{0,5 \text{ Vdc}}{55 \text{ A} \times 50 \text{ ft}} = 0,000182 \text{ } \Omega/\text{ft}$$

De ASTM International, 2001 a una temperatura de 30 °C (86 °F), el conductor de calibre 2 AWG tiene una resistencia por unidad de longitud igual a 0,000166 Ω/ft , valor menor al estimado. La caída de voltaje para un conductor calibre 2 AWG sería.

Ecuación 65.

$$\Delta V = I_L \cdot R_L \cdot l = 55 \text{ A} \times 0,000166 \text{ } \Omega/\text{ft} \times 50 \text{ ft} = 0.46$$

Se observa que este resultado coincide con el ejemplo anterior, donde se utilizó el método del factor de caída de voltaje (K).

3.1.2.6.3. Ampacidad

La ampacidad es la capacidad de un conductor de transportar un flujo de corriente de forma segura bajo ciertas condiciones de montaje, instalación y operación sin presentar sobrecalentamiento. La ampacidad varía con la temperatura del área de montaje e instalación, la capacidad de disipación de calor inherente del conductor y las condiciones generales de montaje e instalación.

La ampacidad es comúnmente especificada para una temperatura de 60 °C (140 °F), 75 °C (167 °F) o 90 °C (194 °F) siendo estos dos últimos valores los más comúnmente usados para dimensionamiento en las

telecomunicaciones. En algunos casos, la temperatura de operación nominal de las terminales de conexión puede determinar el valor de la temperatura máxima permisible por el aislamiento del conductor.

Por ejemplo, algunas protecciones por sobrecorriente solo se pueden usar si las terminales de conexión de los conductores de los circuitos eléctricos de DC tienen una temperatura de operación nominal de 90°C. De forma similar, conductores con una temperatura de operación nominal de 90 °C no pueden usar terminales de conexión con una temperatura de operación de 75 °C, los conductores a usar deben ser estimados para una temperatura 75 °C.

La carga en los conductores en cada circuito eléctrico del sistema de distribución de energía eléctrica DC de un sitio de telecomunicaciones aumenta de forma continua y al flujo de corriente de carga de equipos de servicios se le suele aplicar una tasa de crecimiento del 25 % para contar con un margen en el dimensionamiento. Por lo tanto, la ampacidad de cada conductor en los diferentes circuitos eléctricos se puede estimar que.

Ecuación 66.

$$I_A = 1,25 \cdot I_L$$

Donde

I_A = ampacidad del conductor para los circuitos eléctricos de los cuadros de distribución primaria y secundaria y las cargas de equipos de servicios.

I_L = corriente de carga de los equipos de servicios

Ecuación 67.

$$I_A = 1,25 \cdot I_{R_M}$$

Donde

I_A = ampacidad del conductor para los circuitos eléctricos asociados a los rectificadores

I_{R_M} = corriente máxima de cada módulo del rectificador

Ecuación 68.

$$I_A = 1,25 \cdot I_R$$

Donde

I_A = ampacidad del conductor para los circuitos eléctricos asociados a los bancos de baterías [A].

I_R = corriente máxima del rectificador [A]

Por ejemplo, para un módulo de un rectificador aislado de 50 A, a un voltaje nominal de -48 V_{DC} y una capacidad de sobrecarga del 10 % es necesario un conductor con una capacidad como la que se muestra a continuación.

Ecuación 69.

$$I_A = 1,25 \cdot I_{R_M} = 1,25 \times 55 \text{ A} = 69 \text{ A}$$

Se considera un valor de $I_{RM} = 55 \text{ A}$, por el valor de sobrecarga del 10 %.

Por otro lado si se estima la ampacidad del conductor de los circuitos eléctricos asociados a los bancos de baterías, los cuales son conectados a un rectificador de 4 módulos de 3,0 kW cada uno, sin capacidad de sobrecarga y un voltaje de operación mínimo de 42,0 V_{DC} se tendría lo que es.

Ecuación 70.

$$I_R = 4 \times \frac{3\,000 \text{ W}}{42,0 \text{ Vdc}} = 286 \text{ A}$$

Por lo tanto

$$I_A = 1,25 \cdot I_R = 1,25 \times 286 = 358 \text{ A}$$

Conductores flexibles

En la mayoría de sitios de telecomunicaciones se suele usar conductores flexibles en paralelo para satisfacer los requerimientos de ampacidad y caída de voltaje. La ampacidad de conductores en paralelo no es más que la suma algebraica de ampacidad individual de cada conductor.

Ecuación 71.

$$I_P = N_P \cdot \sum_{i=1}^n I_i$$

Donde

I_p = ampacidad de los conductores en paralelo

I_i = ampacidad individual de cada conductor según la configuración de montaje e instalación

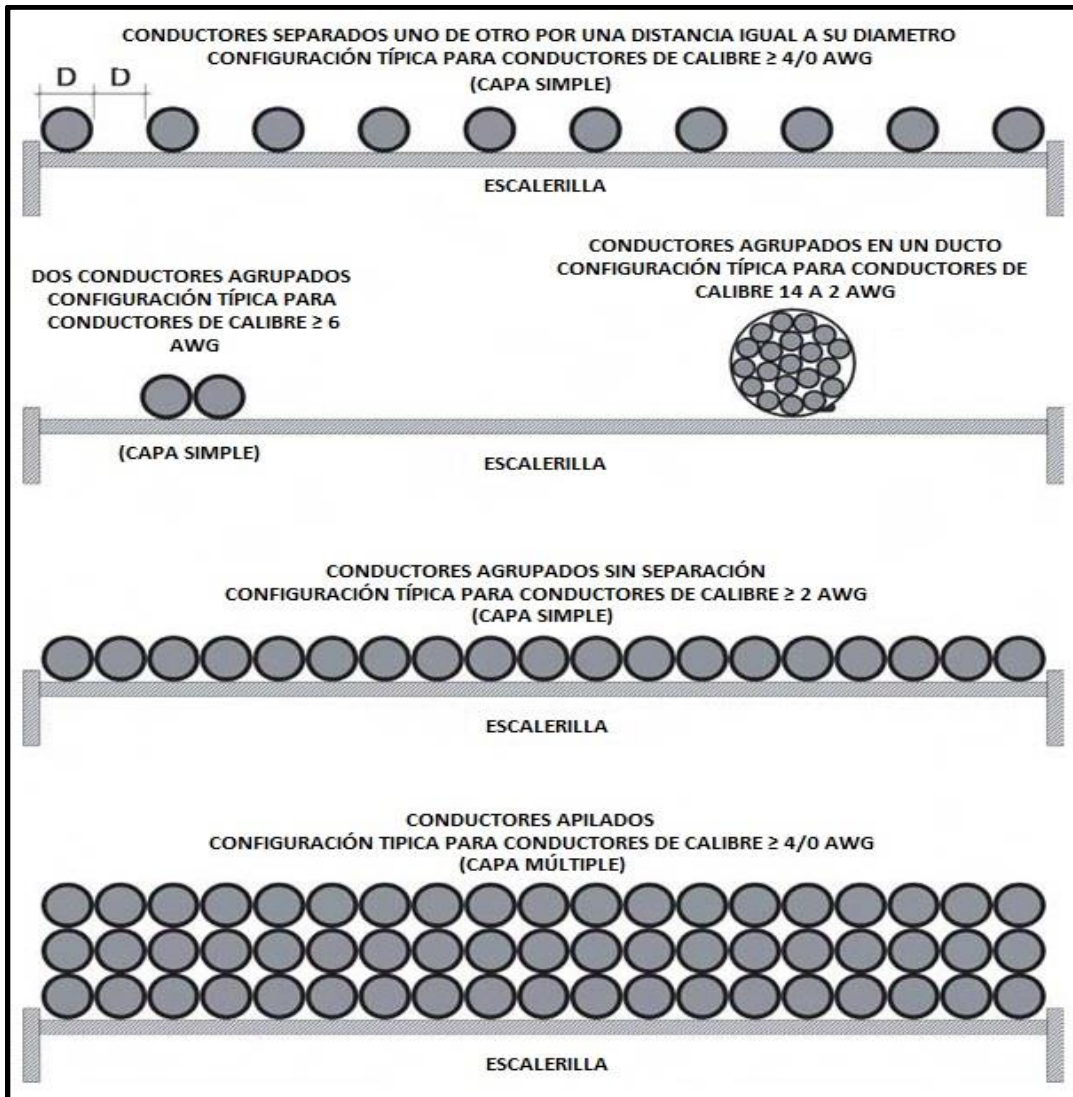
N_p = número de conductores en paralelo

Cuando se determina la ampacidad de los conductores en paralelo, es necesario conocer la configuración de montaje e instalación de estos en escalerillas o ducto, tal y como se muestra en la figura 66. Por ejemplo, si los conductores en paralelo son montados e instalados en una configuración de aire libre, es decir, existe una separación entre ellos de por lo menos el diámetro de estos o si se encuentran agrupados sin separación alguna.

En todas las configuraciones discutidas en esta sección se asume que los conductores, montados e instalados sobre bastidores de cableado tipo escalerilla o en ducto comúnmente usados en las telecomunicaciones, tienen la capacidad de disipar el calor generado por convección y radiación de forma libre.

Esto quiere decir que no existen escalerillas u otro tipo de obstrucción arriba o abajo que impida una circulación del calor disipado y las fuentes de calor externas (tales como luminarias) están lo suficientemente separadas de las escalerillas para no afectar la temperatura de los conductores. La ampacidad sobre ciertas condiciones es determinada en función del calor disipado debido a las pérdidas por efecto Joule.

Figura 72. Configuración de montaje e instalación en escalerilla



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 298.

Para conductores individuales en una configuración de aire libre, el calor fluye por conducción desde el conductor a través del aislamiento hasta su superficie. El calor luego es disipado por radiación y convección hacia el medio ambiente. El material conductor (cobre, aluminio, entre otros.) opera a una

temperatura máxima de 75 °C (167 °F) o 90 °C (194 °F). Para propósitos de estimación y cálculo, la temperatura ambiente se asume de 30 °C (86 °F) y se suele aplicar ciertos factores para compensación de temperatura si el área de montaje e instalación lo amerita.

La temperatura de la superficie externa del aislamiento será ligeramente menor que la temperatura del conductor y ligeramente mayor que la temperatura ambiente del área de montaje e instalación. Determinar la capacidad de flujo de corriente nominal involucra conocer la variación de la temperatura de la superficie externa del aislamiento respecto de la temperatura ambiente del área de montaje e instalación. Dependiendo de las condiciones del área de montaje e instalación, variaciones por encima de la temperatura ambiente pueden variar desde 35 °C a 52 °C para conductores usados comúnmente en sitios de telecomunicaciones.

Los conductores suelen estar próximos unos de otros, sobre escalerilla o ducto y cada conductor suele influir sobre la variación en temperatura del resto de conductores. Esto suele complicar la estimación de ampacidad por lo que es necesario asumir ciertas condiciones con el afán de simplificar el proceso de diseño. Existen condiciones específicas que se asumen según el tipo de configuración de montaje e instalación de los conductores en escalerilla o tubo pero, en todos los casos se suele asumir que:

- Los conductores son montados e instalados en escalerillas o ductos horizontales.
- No existe conducción de calor desde los conductores hacia las escalerillas o ducto.
- No existe flujo de aire forzado (ventilación o aire acondicionado) alrededor de las escalerillas o ductos, solo natural.

- Los conductores son de clase B (alambre de hilo grueso concéntrico, ASTM B8 - 04) y clase I (alambre de hilo fino flexible, ASTM B172 – 01a) con aislamiento convencional o aislamiento y camisa exterior (sin pantalla o blindaje).
- La resistencia térmica del aislamiento y camisa exterior es igual
- La resistencia térmica del conductor es tan pequeña comparada con la resistencia térmica del resto de su estructura (aislamiento, camisa externa, entre otros.) que puede ser despreciable.
- Donde existe más de un solo conductor se asume que todos los conductores tienen la misma ampacidad y tamaño.
- El conductor es único dentro de una camisa o vaina externa y no de configuración múltiple.

En componentes o equipos de servicios de telecomunicaciones que usen un retorno aislado, el conductor de alimentación y retorno de un circuito eléctrico dado, tendrán la misma ampacidad pero el flujo de corriente tendrá sentidos opuestos. En sitios de telecomunicaciones Donde los componentes o equipos de servicios cuentan con un retorno integrado, el conductor de retorno puede tener una ampacidad menor que el conductor de alimentación (el conductor de conexión al sistema de puesta a tierra de la estructura o marco, el chasis puede absorber parte del flujo de corriente del conductor de retorno).

Sin importar si el retorno es aislado o integrado, para fines de dimensionamiento se asumirá que el flujo de corriente es igual tanto en el conductor de alimentación como en el retorno. La ampacidad de conductores para circuitos eléctricos de corriente alterna tienen su origen en *The Calculation of the Temperature Rise and Load Capability of Cable Systems*, 1957.

Tanto el estándar IEEE 835a – 2012 (*Power Cable Ampacity*) y *National Fire Protection Associations*, 2014 se basan en la publicación hecha por J. H. Neher y M. H. McGrath en la AIEE en octubre de 1957; sin embargo, la ampacidad de los diferentes conductores son para corriente alterna a una frecuencia de 60 Hz y como tal, no pueden ser usados en circuitos de corriente directa. La ampacidad de conductores en circuitos eléctricos de AC contempla el efecto piel, flujo de corriente de Foucault y otras pérdidas inherentes de la corriente alterna las cuales no aplican para circuitos eléctricos de DC.

Debido a que debe existir un equilibrio térmico entre el calor generado dentro de los conductores y el calor disipado por los conductores, la ampacidad puede estimarse resolviendo la ecuación de transferencia de calor para una temperatura máxima del conductor y la temperatura ambiente. La disipación de calor por unidad de longitud en un conductor único o en un grupo de estos se presenta a continuación.

Ecuación 72.

$$W_w = n \cdot I_w^2 \cdot R_w$$

Donde

W_w = disipación de calor por unidad de longitud en un conductor

I_w = flujo de corriente a través del conductor

R_w = resistencia por unidad de longitud del conductor

n = número de conductores en una escalerilla o ducto

En la ecuación de equilibrio térmico, el calor disipado por efecto Joule en el conductor debe ser igual al calor disipado por convección y radiación.

Ecuación 73.

$$W_w = W_{\text{Conv.}} + W_{\text{Rad.}}$$

Donde

W_w = calor disipado por efecto Joule

$W_{\text{Conv.}}$ = calor disipado por convección

$W_{\text{Rad.}}$ = calor disipado por radiación

La variación de temperatura entre la temperatura ambiente del área de montaje e instalación y el punto más caliente de la superficie de un conductor, o un conjunto de conductores en escalerilla o ducto, es proporcional al calor disipado por convección y radiación. Este concepto se puede asociar al criterio de caída de voltaje que se presenta en los extremos de una resistencia debido a un flujo de corriente que circuló a través de esta última.

Ecuación 74.

$$T_{\text{Max.}} - T_a = (W_{\text{Conv.}} + W_{\text{Rad.}}) \cdot R_{\text{TCond.}}$$

Donde

$T_{\text{Max.}}$ = temperatura máximo admisible

T_a = temperatura ambiente

$R_{\text{TCond.}}$ = resistencia térmica de conducción entre el punto más caliente del conductor y el medio ambiente

La resistencia térmica de conducción representa la capacidad de un material de oponerse al flujo de calor. Los materiales no conductivos, tales como el aislamiento y la camisa en un conductor así como el aire alrededor de este, presentan una resistencia al flujo del calor el cual emana del conductor.

A partir de este punto se expondrá el proceso para la estimación de ampacidad y dimensionamiento de conductores en diferentes configuraciones de montaje e instalación en escalerilla o ducto a través de los criterios de transferencia de calor por conducción y convección anteriormente descritos. La ampacidad se suele estimar a través de un proceso iterativo usando un programa base desarrollado a nivel de software, tal como el software PTC Mathcad 3.0 de Parametric Technology Corporation, Inc.

De aire libre: conductores individuales montados en instalados en una escalerilla puede ser considerada una configuración de aire libre si los conductores están separados entre ellos por una distancia igual o mayor a su diámetro externo.

El calor disipado en el conductor por efecto Joule fluye desde la superficie interna del conductor, a través del aislante hasta alcanzar su superficie y luego hacia el aire en el medio ambiente. La resistencia térmica de conducción de un conductor es pequeña comparada con la del aislante. La variación en la temperatura desde el conductor hacia el aire en el medio ambiente es determinada a continuación.

Ecuación 75.

$$T_{\text{Max.}} - T_a = W_w \cdot (R_{T_{\text{Aisl.}}} + R_{T_{\text{Sup.}} \rightarrow \text{Aire}})$$

Donde

$T_{Max.}$ = temperatura máximo admisible

T_a = temperatura ambiente

$R_{T_{Aisl.}}$ = resistencia térmica de conducción del aislante

$R_{T_{Sup. \rightarrow Aire}}$ = resistencia térmica de conducción externa del aire alrededor de la superficie del aislamiento

La resistencia térmica de conducción del aislamiento se define como.

Ecuación 76.

$$R_{T_{Aisl.}} = \frac{\rho_{T_{Aisl.}}}{2\pi} \cdot \ln \left(1 + \frac{2 \cdot t_{Aisl.}}{D_C} \right)$$

Donde

$\rho_{T_{Aisl.}}$ = resistividad térmica de conducción del aislamiento

$t_{Aisl.}$ = espesor del aislamiento

D_C = diámetro del material conductor

La resistencia térmica de conducción externa del aire alrededor de la superficie del aislamiento se define como.

Ecuación 77.

$$R_{T_{Sup. \rightarrow Aire}} = \frac{1}{\pi \cdot D_e \cdot h_{cr} \cdot (T_{sup.} - T_a)^{1/4}}$$

Donde

D_e = diámetro externo del conductor

h_{cr} = coeficiente de transferencia de calor

$T_{sup.}$ = temperatura de la superficie del conductor

T_a = temperatura del aire del medio ambiente

El coeficiente de transferencia de calor, h_{cr} , en la ecuación 77 contempla tanto el efecto de la disipación de calor por convección y radiación. Para un conductor en una configuración de aire libre, el coeficiente de transferencia de calor se define como.

Ecuación 78.

$$h_{cr} = \frac{Z}{(D_e)^g} + E$$

Donde

$Z = 0,21$

$g = 0,60$

$E = 3,94$

La variación de temperatura de la superficie con respecto del aire en el medio ambiente, $(T_{sup.} - T_a)$, se puede estimar del siguiente proceso iterativo.

Ecuación 79.

Definir el coeficiente K_A de

$$K_A = \pi \cdot D_e \cdot h_{cr} \cdot R_{T_{Aisl.}}$$

Sustituir el valor de K_A en

$$3(T_{\text{sup.}}-T_a)_{n+1} = \frac{T_{\text{Max.}}-T_a}{1+K_A \cdot (T_{\text{sup.}}-T_a)_n^{1/4}}$$

Empezar la iteración asumiendo un valor conveniente para

$(T_{\text{sup.}}-T_a)_n$ Y estimar el valor de $(T_{\text{sup.}}-T_a)_{n+1}$

Usar el valor de $(T_{\text{sup.}}-T_a)_{n+1}$, y sustituir en la ecuación 81 repitiendo el paso anterior repetir el paso anterior hasta que el valor absoluto de la diferencia entre $(T_{\text{sup.}}-T_a)_{n+1}$ y $(T_{\text{sup.}}-T_a)_n$ sea menor o igual a 0,001.

Por ejemplo se estima el valor de la temperatura de una camisa de un conductor de calibre 4/0 AWG el cual opera a una temperatura máxima de 90 °C y la temperatura del medio ambiente es de 30 °C. Se asumirá que la resistividad térmica de conducción del aislamiento es de 5,0 m·K/W.

Tabla XXIV. **Propiedades del aislamiento en conductores**

AWG/kcmil	Diámetro de conductor [in]	Espesor del material aislante [Mils]			
		Acople	THW	RHH, RHW RHW - 2	Camisa
18	0,046	15 – 30	-	-	-
16	0,058	15 – 30	-	-	-
14	0,073	15 – 30	30	45	60
12	0,092	15 – 30	30	45	60
10	0,116	15 – 30	30	45	60
8	0,146	-	45	60	90
6	0,184	-	60	60	90
4	0,232	-	60	60	90
3	0,260	-	60	60	90
2	0,292	-	60	60	90
1	0,332	-	80	80	125
1/0	0,372	-	80	80	125
2/0	0,418	-	80	80	125
3/0	0,470	-	80	80	125
4/0	0,528	-	80	80	125
250	0,575	-	95	95	160
350	0,681	-	95	95	160
500	0,813	-	95	95	160
750	0,998	-	110	110	175
1 000	1,152	-	110	110	175
1 250	1,289	-	125	125	220
1 500	1,412	-	125	125	220
2 000	1,632	-	125	125	220

Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 267.

De la tabla XXIII, para un conductor de calibre 4/0 AWG se tiene que.

Ecuación 80.

$$D_C = 0,528 \text{ pulgadas (0,01341 m)}$$

$$t_{\text{Aisl.}} = 0,125 \text{ pulgadas (0,003175 m)}$$

$$D_e = 0,778 \text{ pulgadas (0,01976 m)}$$

El coeficiente de transferencia térmica es

$$h_{cr} = \frac{Z}{(D_e)^g} + E = \frac{0,21}{(0,01976)^{0,6}} + 3,94 = 6,1517 \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}^{5/4}$$

El valor de la resistencia térmica de conducción del aislamiento es

$$R_{T_{Aisl.}} = \frac{\rho_{T_{Aisl.}}}{2\pi} \cdot \ln \left(1 + \frac{2 \cdot t_{Aisl.}}{D_C} \right) = \frac{5,0}{2\pi} \times \ln \left(1 + \frac{2 \cdot 0,003175}{0,01341} \right) = 0,3085 \text{ m} \cdot \text{K/W}$$

$$K_A = \pi \cdot D_e \cdot h_{cr} \cdot R_{T_{Aisl.}} = \pi \times 0,01976 \times 6,1517 \times 0,3085 = 0,1178$$

Asumiendo un valor de $(T_{sup.} - T_a)_n = 30 \text{ K}$, y sustituyendo el valor de K_A en la ecuación siguiente se tiene que.

$$(T_{sup.} - T_a)_{n+1} = \frac{T_{Max.} - T_a}{1 + K_A \cdot (T_{sup.} - T_a)_n^{1/4}} = \frac{363,15 - 303,15}{1 + 0,1178 \times 30^{1/4}} = 47,03 \text{ K}$$

Repetiendo

$$(T_{sup.} - T_a)_{n+1} = \frac{T_{Max.} - T_a}{1 + K_A \cdot (T_{sup.} - T_a)_n^{1/4}} = \frac{363,15 - 303,15}{1 + 0,1178 \times 47,03^{1/4}} = 45,85 \text{ K}$$

Al continuar con las iteraciones hasta que el valor absoluto de la diferencia entre $(T_{sup.} - T_a)_{n+1}$ y $(T_{sup.} - T_a)_n$ sea menor o igual a 0,001 resulta en una temperatura de superficie de conductor de 45,92 K (dado que el valor es una diferencia de temperaturas, este resulta ser el mismo en °C). El resultado de

esta iteración muestra el perfil de temperatura; es decir, la temperatura de operación del material conductor es de 90°C, la temperatura en la superficie del conductor es de 75,92 °C ($T_{sup.}+T_a$) Y la temperatura del aire en el medio ambiente es de 30 °C.

Una vez es determinada la temperatura en la superficie del conductor, la resistencia térmica de conducción del aislamiento entre la superficie y el aire en el medio ambiente se puede determinar de las ecuaciones 70 y 78 respectivamente. La ampacidad se puede determinar resolviendo las ecuaciones 73 y 76 resolviendo para I_w lo siguiente.

Ecuación 81.

$$I_w = \sqrt{\frac{T_{M\acute{a}x.} - T_a}{n \cdot R_w \cdot (R_{T_{Aisl.}} + R_{T_{Sup. \rightarrow Aire}})}}$$

Continuando con el ejemplo anterior se tiene que

$$T_{M\acute{a}x.} = 90 \text{ °C (363,15 K)}$$

$$T_a = 30 \text{ °C (303,15 K)}$$

$$R_{T_{Aisl.}} = 0,3085 \text{ m}\cdot\text{K/W}$$

De la tabla XXIV la resistencia que presenta el conductor de calibre 4/0 AWG en corriente continua es de 0,0000500 Ω /ft a 20°C. Este valor debe convertirse de Ω /ft a Ω /m a 90 °C multiplicando por 3,281, dado como resultado un valor de 0,0001641 Ω /m.

Tabla XXV. **Propiedades básicas de conductores Clase B (alambre de hilo grueso concéntrico, ASTM B8 – 04)**

Calibre [AWG/kcml l]	Diámetro [in]	Área [CM]	Valor de resistencia en dc [Ω /1 000 ft]			
			20°C	30°C	75°C	90°C
18	-	1 620	6,54	6,79702	7,95362	8,33915
16	-	2 580	4,10	4,26113	4,98622	5,22791
14	0,073	4 110	2,58	2,68139	3,13767	3,28976
12	0,092	6 530	1,63	1,69406	1,98232	2,07841
10	0,116	10 380	1,02	1,06009	1,24047	1,30060
8	0,146	16 510	0,64	0,66515	0,77834	0,81606
6	0,184	26 240	0,403	0,41884	0,49011	0,51387
4	0,232	41 740	0,253	0,26294	0,30769	0,32260
3	0,260	52 620	0,201	0,20890	0,24445	0,25630
2	0,292	66 360	0,159	0,16525	0,19337	0,20274
1	0,332	83 690	0,127	0,13199	0,15445	0,16194
1/0	0,372	105 600	0,100	0,10393	0,12162	0,12751
2/0	0,418	133 100	0,0795	0,08262	0,09668	0,10137
3/0	0,470	167 800	0,0630	0,06548	0,07662	0,08033
4/0	0,528	211 600	0,0500	0,05197	0,06081	0,06376
250	0,575	250 kcmil	0,0423	0,04396	0,05144	0,05394
350	0,681	350	0,0302	0,03139	0,03673	0,03851
500	0,813	500	0,0212	0,02203	0,02578	0,02703
750	0,998	750	0,0141	0,01465	0,01715	0,01798
1 000	1,152	1 000	0,0106	0,01102	0,01289	0,01352
1 250	1,289	1 250	0,00847	0,00880	0,01030	0,01080
1 500	1,412	1 500	0,00705	0,00733	0,00857	0,00899
2 000	1,632	2 000	0,00529	0,00550	0,00643	0,00675

Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 265.

Para determinar el valor de la resistencia que presenta el conductor de calibre 4/0 AWG en corriente continua a 90 °C se utilizó lo siguiente.

Ecuación 82.

$$R_T = R_0 [1 + \alpha_0 \cdot (T - T_0)]$$

Donde

R_T = resistencia a una temperatura T

R_0 = resistencia de material conductor a un 100 % de conductividad a una temperatura estándar

T = temperatura a la cual se desea conocer el valor de resistencia de un conductor

T_0 = temperatura estándar

α_0 = coeficiente de temperatura del valor de resistencia a una temperatura T_0

Entonces

$$\begin{aligned} R_{T=90^\circ\text{C}} &= R_0 \cdot [1 + \alpha_0 \cdot (T - T_0)] \\ &= 0,0001641 \times [1 + 0,00393(90 - 20)] \\ &= 0,0002093 \text{ } \Omega/\text{m} \end{aligned}$$

La resistencia térmica de conducción externa del aire alrededor de la superficie del aislamiento del conductor es.

Ecuación 83.

$$R_{T_{\text{Sup.}} \rightarrow \text{Aire}} = \frac{1}{\pi \cdot D_e \cdot h_{\text{cr}} \cdot (T_{\text{sup.}} - T_a)^{1/4}}$$

$$= \frac{1}{\pi \times 0,01976 \times 6,1517 (45,92)^{1/4}}$$

$$= 1,0059 \text{ m}\cdot\text{K}/\text{W}$$

Por lo que la ampacidad del conductor de calibre 4/0 AWG será

$$I_W = \sqrt{\frac{T_{M\acute{a}x.} - T_a}{n \cdot R_W \cdot (R_{T_{Aisl.}} + R_{T_{Sup. \rightarrow Aire}})}} = \sqrt{\frac{363,15 - 303,15}{1 \times 0,0002093 \times (0,3085 + 1,0059)}}$$

$$= 467 \text{ A}$$

El procedimiento desarrollado anteriormente se utiliza para determinar la ampacidad de conductores individuales con o sin camisa en una configuración de aire libre. En muchas ocasiones, es necesario referirse al *National Fire protection Association 2014*, para conocer la ampacidad de los diferentes conductores a utilizar en sistemas de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de +24 o -48 V_{DC}. Sin embargo, para que dichos datos sean útiles, al valor de la ampacidad en corriente alterna se le debe aplicar un factor el cual toma en cuenta el efecto piel y la corriente de Foucault. Dicho factor se estima de la siguiente manera.

Ecuación 84.

$$F_{SF} = \sqrt{\frac{R_{ac}}{R_{dc}}}$$

Donde

F_{SF} = factor de relación el cual toma en cuenta el efecto piel y la corriente de Foucault.

R_{ac} = valor de resistencia por unidad de longitud en CA

R_{dc} = valor de resistencia por unidad de longitud en DC

Los valores de resistencia por unidad de longitud tanto en AC como en DC, o la relación entre estos, puede ser encontrado en (Pender y otros, 1997) y (Fink, y otros, 1968).

- Dos conductores agrupados

Donde dos conductores son agrupados (con cinchos plásticos de amarre) sin separación entre ambos pero separados de otros conductores a una distancia de por lo menos su diámetro, el calor disipado de un conductor afecta al otro y viceversa y es necesario reducir la ampacidad de su valor en una configuración de tipo aire libre.

Esta reducción en el valor de la ampacidad se refleja en el coeficiente de transferencia de calor de una configuración de dos conductores agrupados. El coeficiente de transferencia de calor, al igual que el caso anterior, contempla tanto la disipación de calor por convección como por radiación y la ecuación tiene la forma siguiente.

Ecuación 85.

$$h_{cr} = \frac{Z}{(D_e)^g} + E$$

Donde

Z= 0,29

g= 0,50

E= 2,35

El procedimiento descrito en el caso anterior para un conductor individual en una configuración de aire libre es usado para conocer la ampacidad de dos conductores agrupados. Estos valores de ampacidad solo deben ser usados en una configuración de dos conductores agrupados si existe certeza de que no se agruparan más conductores en el corto o mediano plazo. Si no existe certeza alguna, los valores estimados de ampacidad para una configuración de conductores agrupados en ducto o conductores agrupados en escalerilla de capa simple o múltiple, según sea el caso, deben ser usados. Conductores agrupados, sin separación y apilados en una o más capas.

Comúnmente, si los conductores operan a un 25 % de su capacidad nominal o menor, las pérdidas por efecto Joule y la disipación de calor inherente presentan valores despreciables y pueden ser montados e instalados en múltiples capas con un espacio reducido o sin espacio entre ellos. A valores de carga superiores, la disipación de calor inherente es mayor y los valores de ampacidad deben ser reducidos o las condiciones del área de montaje e instalación se deben cambiar para compensar la variación de temperatura del medio ambiente alrededor de los conductores.

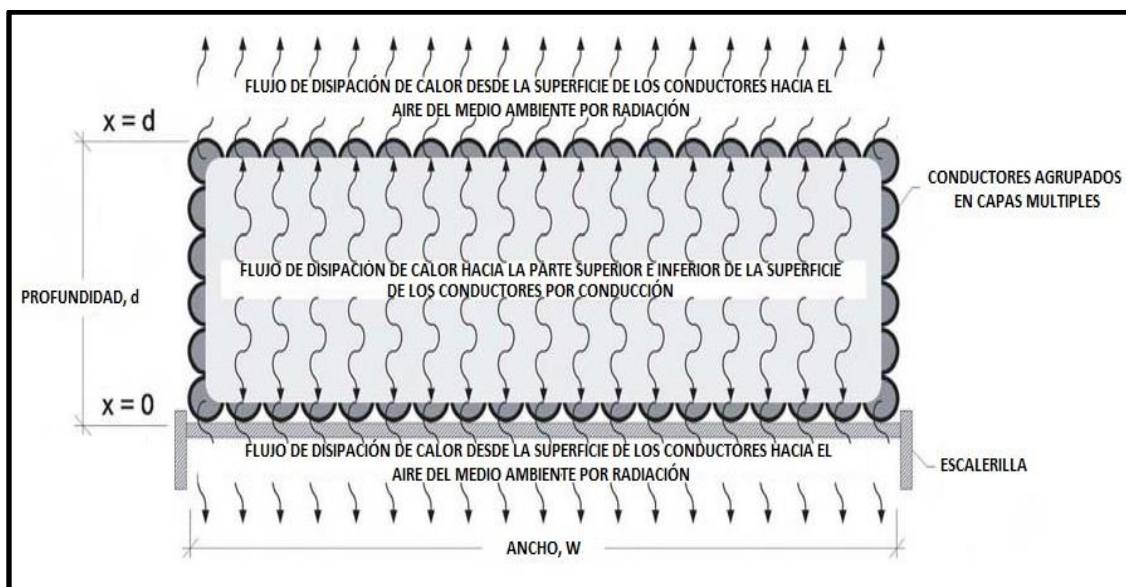
La disipación de calor inherente se puede reducir incrementando el espacio entre conductores, montado e instalado una menor cantidad de conductores por escalerilla, aplicando derrateo a la ampacidad de los conductores o una combinación de estos. Donde ninguna de estas acciones no son prácticas, es necesario usar el procedimiento presentado a continuación para estimar el valor de ampacidad permisible.

Los métodos para estimar la ampacidad de los conductores de circuitos eléctricos en AC montados e instalados en escalerilla fueron desarrollados por J. Stolpe (*Ampacities for Cables pulgadas Randomly Filled Cable Trays*, 1970).

Los métodos desarrollados por J. Stolpe no tomaban en cuenta las características de estado de operación de una carga. B. L. Harshe y W. Z. Black proponen un modelo mejorado a partir del desarrollado por J. Stolpe. Estos métodos son incorporados en las tablas de la norma (*Insulated Cable Engineers Association, Inc., 2009*). H. Leake presenta en su (*Sizing of Cables pulgadas Randomly-Filled Trays with Consideration for Load Diversity, 1997*) ciertas modificaciones a los métodos desarrollados por J. Stolpe, B. L. Harshe y W. Z. Black.

Para estimar el valor de ampacidad permisible en una configuración de conductores agrupados, sin espacio, en una o múltiples capas montados e instalados en una escalerilla se asume que el calor disipado inherente fluye hacia afuera, desde la parte superior e inferior de la agrupación y no de los costados (es decir, el flujo de disipación de calor es unidimensional).

Figura 73. **Diagrama de flujo de la disipación de calor unidimensional**



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 305.

Conforme el flujo de corriente circula a través de un conductor se disipa calor debido al efecto Joule. El calor se disipa por conducción a través del material conductor y el aislamiento hacia la superficie de todos los conductores agrupados y luego se disipa desde la superficie del grupo de conductores por convección y radiación hacia el aire del medio ambiente.

Limitando la ampacidad de los conductores y resolviendo la ecuación de transferencia de calor para una temperatura máxima y una temperatura del medio ambiente del área de montaje e instalación dada, el grupo de conductores puede alcanzar un equilibrio térmico y el punto más caliente del grupo de conductores no excederá la temperatura máxima de operación nominal. En principio, los conductores pueden ser de diferentes calibres y pueden estar perfectamente agrupados y apilados en capas o tendidos sobre la escalerilla al azar.

El calor disipado por un conductor individual es.

Ecuación 86.

$$W_w = I_w^2 \cdot R_w$$

El calor disipado por un grupo de conductores apilados es

$$W_{w_m} = I_{C_1}^2 \cdot R_{C_1} + I_{C_2}^2 \cdot R_{C_2} + \dots + I_{C_n}^2 \cdot R_{C_n} = \sum_1^n I_n^2 \cdot R_n$$

Donde

W_{w_m} = es el calor disipado por unidad de longitud del grupo de conductores y los subíndices del lado izquierdo indican el flujo de corriente y la resistencia de cada conductor individual.

Esta representación de calor disipado por unidad de longitud de un grupo de conductores apilados en capas en una escalerilla permite realizar la estimación para un flujo de corriente igual o diferente en cada conductor. El calor disipado de un grupo de conductores apilados en capas debe ser igual al calor disipado en la superficie superior e inferior por convección y radiación.

Ecuación 87.

$$W_{w_m} = W_{Conv.} + W_{Rad.}$$

Se asume que en el grupo de conductores apilados en capas disipa calor de forma uniforme a lo largo de su sección transversal y que no existe disipación de calor a los costados y que el flujo calorífico emitido en la parte superior e inferior del grupo de conductores apilados en capas es igual. Por lo que la temperatura en un punto intermedio entre la parte superior e inferior, x , se define como se presenta a continuación.

Ecuación 88.

$$T(x) = \frac{W_{w_m} \cdot \rho_{TE}}{2 \cdot A_{w_m}} \cdot x^2 + \frac{W_{w_m} \cdot \rho_{TE}}{2 \cdot A_{w_m}} \cdot d \cdot x + T_s = \frac{W_{w_m} \cdot \rho_{TE}}{2 \cdot A_{w_m}} \cdot (d \cdot x - x^2) + T_s$$

Donde

$T(x)$ = temperatura a una distancia x entre la superficie superior e inferior del grupo de conductores apilados en capas

W_{w_m} = disipación de calor por unidad de longitud

A_{w_m} = sección transversal del grupo de conductores apilados en capas Donde el calor es disipado

ρ_{T_E} = resistividad térmica efectiva del grupo de conductores apilados en capas incluyendo el material conductor, aislamiento y el aire del medio ambiente alrededor de estos

T_s = temperatura de la superficie del grupo de conductores apilados en capas

La sección transversal del grupo de conductores apilados en capas se define como se presenta a continuación.

Ecuación 89.

$$A_{w_m} = w \cdot d$$

Donde

w = ancho del grupo de conductores apilados en capas

d = profundidad del grupo de conductores apilados en capas

Sustituyendo la ecuación 89 en 88 y reordenando se tiene la ecuación siguiente.

Ecuación 90.

$$T(x)-T_s = \frac{W_{w_m} \cdot \rho_{T_E}}{2 \cdot w \cdot d} \cdot (d \cdot x - x^2)$$

Derivando respecto de x la ecuación siguiente e igualando a cero para determinar el punto de donde se presenta la temperatura máxima del grupo de conductores apilados en capas se tiene que.

Ecuación 91.

$$\frac{\partial T(x)}{\partial x} = \frac{W_{w_m} \cdot \rho_{T_E}}{2 \cdot w \cdot d} \cdot (d - 2x) = 0$$

Resolviendo para x se tiene que el punto donde se presenta la temperatura máxima es d/2, siendo este el centro del grupo de conductores apilados en capas, tal y como se esperaría. Al sustituir este valor en la ecuación 90 se tiene que la temperatura máxima a d/2 de la profundidad del grupo de conductores apilados en capas es de.

Ecuación 92.

$$T_{M\acute{a}x.} - T_s = \frac{W_{w_m} \cdot \rho_{T_E} \cdot d}{8 \cdot w}$$

La disipación de calor por convección es de.

Ecuación 93.

$$W_{Conv.} = h_{Conv.} \cdot (T_s - T_a) \cdot A_s$$

Donde

$W_{\text{Conv.}}$ = disipación de calor por unidad de longitud por convección para un grupo de conductores apilados en capas

$h_{\text{Conv.}}$ = coeficiente de transferencia de calor por convección desde el grupo de conductores apilados en capas hacia el aire del medio ambiente alrededor de estos

T_s = temperatura de la superficie del grupo de conductores apilados en capas

T_a = temperatura del medio ambiente

A_s = área de la superficie inferior y superior del grupo de conductores apilados en capas por unidad de longitud

En la ecuación 93, el coeficiente de transferencia de calor solo contempla el efecto por convección y tiene dimensionales diferentes a los vistos anteriormente. El coeficiente de transferencia de calor por convección, $h_{\text{Conv.}}$, se puede estimar de la siguiente manera.

Ecuación 94.

$$h_{\text{Conv.}} = 0,101 \cdot (T_s - T_a)^{1/4}$$

De forma alternativa, un valor constante de $2,4 \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}$ ($0,223 \text{ W/ft}^2 \cdot \text{K}$) puede ser usado según (*Insulated Cable Engineers Association, Inc. 2009*) La disipación de calor por radiación es de.

Ecuación 95.

$$W_{\text{Rad.}} = \frac{\sigma \cdot A_s \cdot \epsilon \cdot (T_{sK}^4 - T_{aK}^4)}{l}$$

Donde

$W_{\text{Rad.}}$ = disipación de calor por unidad de longitud por radiación para un grupo de conductores apilados en capas

σ = constante de Stefan – Boltzmann

ϵ = coeficiente de emisividad térmica del grupo de conductores apilados en capas

T_{sK} = valor absoluto del promedio de la temperatura de la superficie del grupo de conductores apilados en capas.

T_{aK} = valor absoluto de la temperatura del medio ambiente

El calor disipado desde el grupo de conductores apilados en capas desde la superficie de estos hacia el aire del medio ambiente alrededor es de.

Ecuación 96.

$$W_{\text{sa}} = W_{\text{Conv.}} + W_{\text{Rad.}}$$

Sustituyendo las ecuaciones 94 y 95 se tiene que.

$$W_{\text{Sa}} = h_{\text{Conv.}} \cdot (T_s - T_a) \cdot A_s + \frac{\sigma \cdot A_s \cdot \epsilon \cdot (T_{\text{sK}}^4 - T_{\text{aK}}^4)}{l}$$

Donde

W_{Sa} = calor disipado por unidad de longitud desde la superficie del grupo de conductores apilados en capas hacia el aire del medio ambiente alrededor de estos

Para que exista un equilibrio térmico, el calor disipado desde la superficie del grupo de conductores apilados en capas hacia el aire del medio ambiente alrededor de estos, W_{S_a} , debe ser igual al calor disipado en grupo de conductores apilados en capas a $d/2$ de distancia de la superficie superior o inferior.

Ecuación 97.

$$W_{S_a} = W_{w_m}$$

Las ecuaciones de transferencia de calor se resuelven estableciendo los valores de la temperatura del medio ambiente y la temperatura máxima del grupo de conductores apilados en capas y luego estimando el valor permisible del calor disipado por unidad de longitud.

El valor permisible de calor disipado por unidad de longitud es dividido por la sección transversal del grupo de conductores apilados en capas para determinar el flujo calórico emitido. El flujo calórico emitido corresponde a cualquier conductor o sección transversal del grupo de conductores apilados en capas. Dado que la sección transversal de cada uno de los conductores del grupo apilado en capas se conoce, el calor disipado permisible por unidad de longitud por cada conductor puede ser determinado y por ende su ampacidad.

En algunos sitios de telecomunicaciones, es más probable que los conductores sean tendidos al azar sobre una escalerilla más que agrupados y apilados en capas. Para este escenario, el concepto de "Profundidad aparente" es aplicado. La profundidad aparente es igual a la relación de la suma de la sección transversal de todos los conductores y el ancho del grupo de conductores tendidos al azar.

Ecuación 98.

$$d_a = \frac{F_P}{w} \cdot \sum_{i=1}^n n_i \cdot D_i^2$$

Donde

d_a = profundidad aparente del grupo de conductores tendidos al azar [

F_P = factor de empaquetamiento

w = ancho del grupo de conductores tendidos al azar

D_i = diámetro externo de cada conductor

n_i = número de conductores de cada diámetro en común

El factor de empaquetamiento toma en cuenta los intersticios entre cada conductor ($F_P = \pi/4$) o simplemente los ignora ($F_P = 1$). Con este último valor la sección transversal del conductor es igual al cuadrado de su diámetro, siendo este valor usado para estimar la ampacidad de conductores sobre escalerillas en circuitos eléctricos de AC.

Donde

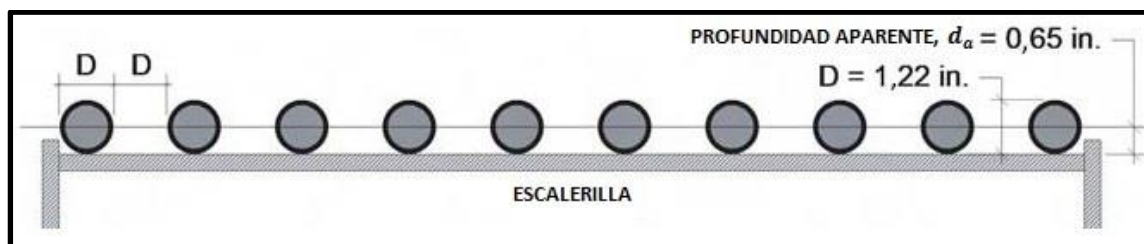
$F_P = 1$, la profundidad aparente es de.

Ecuación 99.

$$d_a = \frac{n_1 \cdot D_1^2 + n_2 \cdot D_2^2 + \dots + n_n \cdot D_n^2}{w}$$

Por ejemplo, determinando el valor de la profundidad aparente de 10 conductores de calibre 750 kcmil sin camisa tendidos en una escalerilla de 24 pulgadas de ancho en configuración de aire libre presentado en la siguiente gráfica.

Figura 74. Configuración de aire libre donde $d_a < D$



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 309.

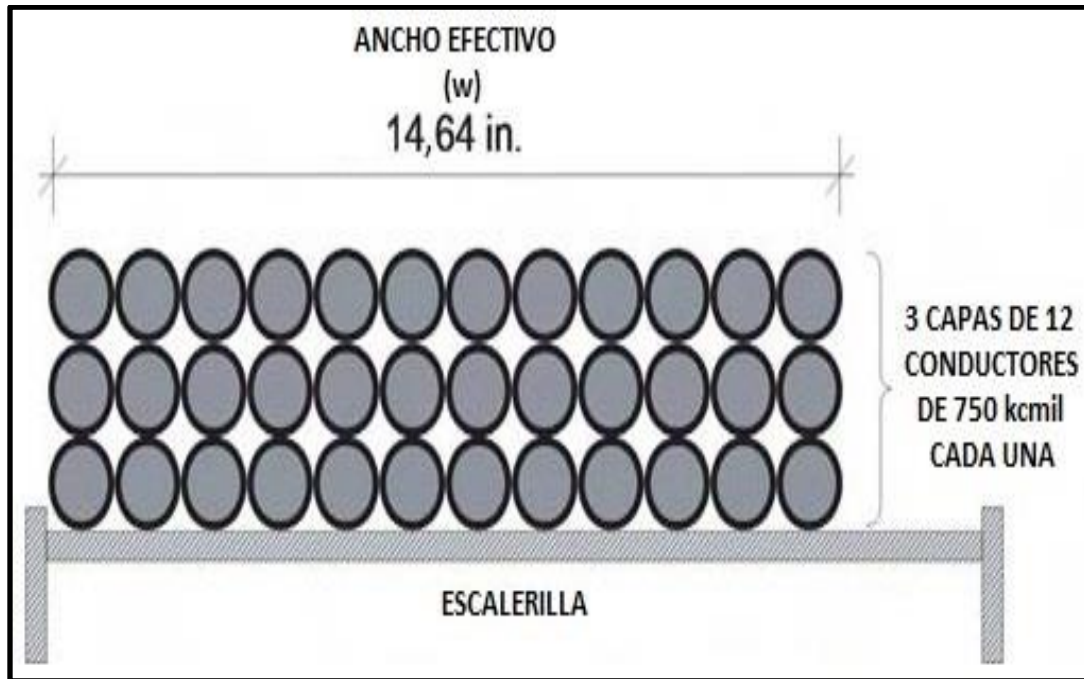
El ancho efectivo de los conductores en configuración de aire libre sobre la escalerilla es de 23 in. El diámetro nominal externo es de 1,22 pulgadas y la profundidad aparente es de.

Ecuación 100.

$$d_a = \frac{n \cdot D^2}{w} = \frac{10 \times (1,22)^2}{23} = 0,65 \text{ in}$$

Se considera otro escenario Donde se cuentan con 36 conductores de calibre 750 kcmil agrupados en 3 capas de 12 unidades sin espacio entre ellos sobre una escalerilla de 18 pulgadas (ver figura 75).

Figura 75. Conductores de calibre 750 kcmil apilados en 3 capas



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 309.

El ancho efectivo del grupo de conductores apilados en capas sobre la escalera es $12 \times 1,22 \text{ in} = 14,64 \text{ in}$. La profundidad aparente es de.

Ecuación 101.

$$d_a = \frac{n \cdot D^2}{w} = \frac{36 \cdot (1,22)^2}{14,64} = 3,66 \text{ in}$$

No debe sorprender que, en una configuración de conductores apilados en capas, la profundidad aparente es igual a la profundidad de las tres capas ($3 \times 1,22 \text{ in} = 3,66 \text{ in}$).

En términos de profundidad aparente la temperatura máxima de operación del grupo de conductores tendidos al azar sobre una escalerilla es de.

Ecuación 102.

$$T_{M\acute{a}x.} - T_s = \frac{W_{M\acute{a}x.} \cdot \rho_{T_E} \cdot d_a}{8 \cdot w}$$

Donde

$W_{M\acute{a}x.}$ = máximo calor disipado por unidad de longitud del grupo de conductores tendidos al azar

$T_{M\acute{a}x.}$ = temperatura máxima entre los conductores tendidos al azar

T_s = temperatura promedio en la superficie de los conductores tendidos al azar

w = ancho efectivo de la escalerilla

ρ_{T_E} = resistividad térmica efectiva de los conductores tendidos al azar

d_a = profundidad aparente de los conductores tendidos al azar

El valor máximo del flujo calórico emitido para el grupo de conductores apilados en capas o tendidos al azar es de.

Ecuación 103.

$$q_w = \frac{W_{M\acute{a}x.}}{A_{w_m}}$$

Donde

q_w = flujo calórico emitido

$W_{M\acute{a}x.}$ = máximo calor disipado por unidad de longitud del grupo de conductores apilados en capas o tendidos al azar

A_{W_m} = sección transversal del grupo de conductores apilados en capas o tendidos al azar en términos de la profundidad aparente

En la tabla XXV se pueden apreciar algunos valores permisibles de flujo calórico emitido de un grupo de conductores apilados en capas o tendidos al azar para varios valores de profundidad aparente. Estos valores pueden ser usados para estimar la ampacidad de conductores de diferentes diámetros y resistencias, ya sean estos agrupados y apilados en capa o tendidos al azar.

Tabla XXVI. **Valores permisibles de flujo calórico emitido para una temperatura de medio ambiente de 30 °C y temperatura máxima de operación del grupo de conductores apilados en capas o tendidos al azar de 75 °C y 90 °C**

Profundidad aparente [in]	Flujo calórico emitido permisible, 75 °C máximo [W/in ² /ft]	Flujo calórico emitido permisible, 90 °C máximo [W/in ² /ft]
0,5	11,185	15,809
1	4,996	6,997
1,5	3,016	4,195
2	2,070	2,864
2,5	1,527	2,105
3	1,182	1,624
3,5	0,946	1,296
4	0,777	1,062

Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 312.

El calor disipado admisible de un conductor es de.

Ecuación 104.

$$W_w = q_w \cdot A_w$$

Donde

W_w = calor disipado admisible por unidad de longitud de cada conductor individual

A_w = sección transversal aparente de cada conductor

Ecuación 105.

$$A_w = D_w^2$$

Donde

D_w = es el diámetro exterior de conductores aislados

La ampacidad de un conductor se estima de.

Ecuación 106.

$$I_w = \sqrt{\frac{W_w}{R_w}}$$

Donde

I_w = ampacidad admisible de cada conductor en un grupo apilado en capas o tendidos al azar

W_w = disipación de calor admisible por unidad de longitud de cada conductor en un grupo apilado en capas o tendidos al azar

R_w = resistencia por unidad de longitud en dc a la temperatura máxima admisible

La ampacidad determinada en la ecuación 105 asume que la carga en cada uno de los conductores montados e instalados en escalerilla es igual. Si existen conductores con una carga menor que otros, el calor disipado por estos contribuirá en menor proporción a la variación de la temperatura máxima del grupo de conductores agrupados y apilados en capas o tendidos al azar. Tal condición puede ser descrita a través de un factor asociado a la diversidad de carga, el cual, para propósitos de este trabajo de graduación, es igual a la relación del calor disipado por las pérdidas de efecto Joule y el calor disipado por los conductores a plena carga.

Ecuación 107.

$$F_D = \frac{W_R}{W_{M\acute{a}x.}}$$

Donde

W_R = calor disipado por efecto Joule

$W_{M\acute{a}x.}$ = máximo calor disipado permisible del grupo de conductores apilados en capas o tendidos al azar

Diferentes factores de diversidad de carga y su correspondiente factor de corrección de la ampacidad permisible son presentados en la tabla XXVII. Se debe tener el cuidado necesario al momento de usar un factor de diversidad de carga bajo para conductores agrupado y apilados en una sola capa o en un conjunto de conductores tendidos al azar con el afán de evitar sobrecarga ya que puede repercutir en focos de disipación de calor no deseados.

Tabla XXVII. **Factor de diversidad de carga**

Factor de diversidad	Profundidad de escalerilla [in]						
	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4
1,0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
0,9	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
0,8	1,09	1,08	1,07	1,07	1,06	1,06	1,05
0,7	1,14	1,13	1,11	1,10	1,10	1,09	1,08
0,6	1,20	1,18	1,16	1,15	1,14	1,13	1,12
0,5	1,28	1,24	1,22	1,20	1,18	1,17	1,16
0,4	1,37	1,32	1,28	1,26	1,23	1,21	1,20
0,3	1,49	1,41	1,36	1,32	1,29	1,27	1,25
0,2	1,64	1,53	1,46	1,41	1,36	1,33	1,31
0,1	1,87	1,70	1,59	1,51	1,46	1,41	1,37
Factor de corrección de ampacidad							

Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 315.

Los conductores usados en circuitos eléctricos del sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de +24 o -48 V_{DC} suelen ser sobredimensionados para evitar caída de voltaje a lo largo de su trayectoria por lo que el flujo de corriente suele ser una porción de su valor nominal. Por ejemplo, para un conductor de calibre 4/0 AWG con camisa a 75 °C la ampacidad es de 404 A, usado este en un circuito eléctrico de 200 A en una configuración de aire libre el conductor presentará una carga del 50 % en relación a su valor nominal.

En muchas situaciones, los componentes o equipos de servicios de telecomunicaciones pueden requerir un dispositivo de protección por sobrecorriente el cual es sobredimensionado en un 150 o 200 % de la ampacidad requerida con el afán de prevenir un disparo no deseado. Ignorando por un momento la caída de voltaje, el conductor usado en el circuito eléctrico mencionado anteriormente debe ser dimensionado en función de la ampacidad del dispositivo de protección por sobrecorriente el cual deberá tener una carga igual a un 50 hasta un 67 % de su valor de ampacidad nominal.

Como principio básico de dimensionamiento de conductores se considera que la carga en un conductor no debe superar el 80 % del valor de ampacidad nominal. Donde la carga es menor al 25 %, el calor disipado puede ser ignorado en la estimación de la ampacidad. Un flujo de corriente elevado así como una relación de carga en los conductores alta debe evitarse en sitios de telecomunicaciones nuevos. Un crecimiento o expansión posterior utilizarán las mismas escalerillas para montar e instalar conductores de circuitos eléctricos nuevos en la parte posterior o adyacente a los existentes.

Si esto se hace sin consideración alguna, la ampacidad de los conductores de los circuitos eléctricos existentes puede decrecer debido a un aumento en la resistencia de estos por un incremento en la temperatura alrededor del área donde se encuentran montados e instalados debido a la disipación de calor de los conductores de los circuitos eléctricos nuevos.

- Conductores agrupados en ducto

Donde los conductores son agrupados en un ducto, la disipación de calor se presenta de la misma forma que en una configuración de conductores agrupados y apilados en capas.

Para propósitos de estimación de la ampacidad de los conductores agrupados en un ducto se asume que todos los conductores son del mismo tipo de construcción física y calibre (con o sin camisa) y el flujo de corriente a través de ellos es el mismo. Una configuración de conductores agrupados en ducto contempla los intersticios entre estos.

A pesar de que en la práctica los ductos presentan irregularidades en su superficie interna se asume que estos son completamente circulares y sin deformación alguna. Todos los ductos usados a lo largo de las trayectorias de los circuitos eléctricos contemplan un mismo número de conductores (alimentación y retorno para cada circuito eléctrico).

Se asume también que los conductores son tendidos a lo largo de trayectorias rectas sin cruce alguno. El proceso de dimensionamiento para este tipo de configuración sigue lo planteado por H. Brakelmann, P. Lauter y G. Anders Current Ratings of Multicore Cables, 2004

La temperatura máxima de operación del grupo de conductores agrupados en ducto se define como.

Ecuación 108.

$$T_{M\acute{a}x.} - T_s = W_w \cdot R_{T_b}$$

Donde

$T_{M\acute{a}x.}$ = máxima temperatura de los conductores agrupados en ducto

T_s = temperatura de la superficie de los conductores agrupados en ducto

W_w = disipación de calor por unidad de longitud de los conductores agrupados en ducto

R_{T_b} = resistencia térmica de conducción de los conductores agrupados en ducto

Asumiendo que el calor disipado es uniforme a lo largo de los conductores agrupados en ducto, la distribución radial de la temperatura de una fuente de calor cilíndrica está dada por los siguientes datos.

Ecuación 109.

$$T(r) = \frac{W_w \cdot \rho_{T_E}}{4\pi} \cdot \left(1 - \frac{r^2}{r_e^2}\right) + T_s$$

Donde

ρ_{T_E} = resistividad térmica efectiva del grupo de conductores agrupados en ducto incluyendo el material conductor, aislamiento y el aire del medio ambiente alrededor de estos

r_e = radio externo de los conductores agrupados en ducto

La máxima temperatura se presenta en el centro de los conductores agrupados en ducto, Donde $r=0$. Sustituyendo este valor en la ecuación 109 se tiene que.

Ecuación 110.

$$T_{M\acute{a}x.} - T_s = W_w \cdot \frac{\rho_{T_E}}{4\pi}$$

Por lo que, la resistencia térmica de conducción de los conductores agrupados en ducto es la siguiente.

Ecuación 111.

$$R_{T_b} = \frac{\rho_{T_E}}{4\pi}$$

La sección transversal del aislamiento, el conductor y los intersticios entre los conductores influyen en la resistividad térmica efectiva de los conductores agrupados en un ducto. La diferencia de temperatura entre la superficie de los conductores agrupados en ducto y el aire en el medio ambiente es la siguiente.

Ecuación 112.

$$T_s - T_a = W_b \cdot R_{T_b}$$

Donde

W_b = calor disipado por unidad de longitud de los conductores agrupados en ducto [W/m]

La resistencia térmica de conducción del aire del medio ambiente alrededor de los conductores agrupados en ducto se define como se presenta a continuación.

Ecuación 113.

$$R_{T_{sa}} = \frac{1}{\pi \cdot D_e \cdot h_{cr} \cdot (T_s - T_a)^{1/4}}$$

Donde

$R_{T_{sa}}$ = resistencia térmica de conducción del aire del medio ambiente alrededor de los conductores agrupados en ducto

D_e = diámetro de los conductores agrupados en ducto

h_{cr} = coeficiente de transferencia de calor por convección y radiación

T_s = temperatura de la superficie de los conductores agrupados en ducto

T_a = temperatura del aire del medio ambiente

El coeficiente de transferencia de calor por convección y radiación de un grupo de conductores agrupados en círculo de aire libre, h_{cr} , es similar al coeficiente de transferencia de calor por convección y radiación de un conductor individual, es decir, que.

Ecuación 114.

$$h_{cr} = \frac{Z}{(D_e)^g} + E$$

Donde

$Z = 0,21$

$g = 0,60$

$E = 3,94$

Sustituyendo la ecuación 113 en 112 se tiene que.

Ecuación 115.

$$T_s - T_a = W_b \cdot \frac{1}{\pi \cdot D_e \cdot h_{cr} \cdot (T_s - T_a)^{1/4}}$$

Reduciendo términos semejantes

Ecuación 116.

$$(T_s - T_a)^{5/4} = \frac{W_b}{\pi \cdot D_e \cdot h_{cr}}$$

Y resolviendo para $T_s - T_a$ se tiene lo siguiente.

Ecuación 117.

$$T_s - T_a = \frac{W_b^{4/5}}{(\pi \cdot D_e \cdot h_{cr})^{4/5}} = W_b \cdot \frac{1}{(\pi \cdot D_e \cdot h_{cr} \cdot W_b^{1/4})^{4/5}}$$

Por lo que

Ecuación 118.

$$R_{T_{sa}} = \frac{1}{(\pi \cdot D_e \cdot h_{cr} \cdot W_b^{1/4})^{4/5}}$$

Para estimar el valor del diámetro de los conductores agrupados en ducto, D_e , se asume que la sección transversal es igual a la suma de la sección transversal individual de cada uno de los conductores con un factor de empaquetamiento de 1,0. Presentado a continuación en la siguiente expresión.

Ecuación 119.

Por lo que

$$A_b = \pi \cdot \frac{D_e^2}{4} = n \cdot D_w^2$$

Donde

A_b = sección transversal de los conductores agrupados en ducto [m^2]

D_w = diámetro externo de cada conductor individual [m]

n = número de conductores agrupados en ducto

Ecuación 120.

$$D_e = 2 \cdot \sqrt{\frac{n}{\pi}} \cdot D_w$$

La variación de temperatura desde el centro de los conductores agrupados en ducto hasta el aire del medio ambiente que los rodea (asumiendo que el calor disipado es uniforme a lo largo del grupo) se define como.

Ecuación 121.

$$T_{M\acute{a}x.} - T_a = W_b \cdot R_{T_T}$$

Donde

$$R_{T_T} = R_{T_b} + R_{T_{sa}}$$

Sustituyendo la ecuación 111 y 118 en la ecuación 121 se tiene que.

Ecuación 122.

$$T_{\text{Máx.}} - T_s = W_b \cdot \left[\frac{\rho_{T_E}}{4\pi} + \frac{1}{(\pi \cdot D_e \cdot h_{cr} \cdot W_b^{1/4})^{4/5}} \right]$$

Y el flujo calorífico emitido en los conductores agrupados en ducto es de.

$$q_w = \frac{W_b}{A_b}$$

Donde

q_w = flujo calorífico emitido por unidad de longitud

W_b = máximo calor disipado permisible por unidad de longitud de los conductores agrupados en ducto

A_b = sección transversal de los conductores agrupados en ducto

Dado que el flujo calorífico emitido es igual en cualquier sección transversal dentro de los conductores agrupados en el ducto, el calor disipado admisible por unidad de longitud en un conductor individual se define como.

Ecuación 123.

$$W_w = q_w \cdot A_w$$

Donde

W_w = calor disipado admisible por unidad de longitud de cada conductor

A_w = área de sección transversal aparente del conductor

Ecuación 124.

$$A_w = D_w^2$$

Donde

D_w = diámetro externo del conductor [m].

La ampacidad admisible de un conductor individual se determina desde.

Ecuación 125.

$$I_w = \sqrt{\frac{W_w}{R_w}}$$

Donde

I_w = ampacidad admisible de cada conductor de un grupo en ducto

W_w = disipación de calor admisible por unidad de longitud de cada conductor de un grupo en ducto

R_w = resistencia por unidad de longitud en dc a la temperatura máxima admisible

Para ilustrar el procedimiento anterior se asume un grupo de 8 conductores en ducto de calibre 2 AWG sin camisa. Donde la temperatura de operación máximo admisible es de 90 °C y la temperatura del medio ambiente

es de 30°C. El diámetro externo de un conductor de calibre 2 AWG sin camisa es de 0,412 pulgadas (tabla XXIII). Por lo que se presentan los siguientes datos.

Ecuación 126.

$$D_e = 2 \cdot \sqrt{\frac{n}{\pi}} \cdot D_w = 2 \times \left(\sqrt{\frac{8}{\pi}} \right) \times (0,412 \text{ in}) = 1,31 \text{ pulgadas (0,03327 m)}$$

El coeficiente de transferencia de calor por convección y radiación sería

$$h_{cr} = \frac{Z}{(D_e)^g} + E = \frac{0,21}{(0,03327)^{0,6}} + 3,94 = 5,558 \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}^{5/4}$$

Dado que la temperatura máxima de operación de los conductores agrupados en ducto es de 90 °C (363,15 K) y la temperatura del medio ambiente es de 30 °C (303,15 K) y asumiendo un valor de $W_{b_0} = 30 \text{ W/m}$ se tiene que.

Ecuación 127.

$$W_{b_1} = \frac{T_{M\acute{a}x.} - T_a}{\frac{\rho_{TE}}{4\pi} + \frac{1}{(\pi \cdot D_e \cdot h_{cr} \cdot W_{b_0}^{1/4})^{4/5}}} = \frac{363,15 - 303,15}{\frac{4,0}{4\pi} + \frac{1}{(\pi \times 0,03327 \times 5,558 \times (30)^{1/4})^{4/5}}}$$

$$= 54,52366 \text{ W/m}$$

Entonces

$$|W_{b_0}-W_{b_1}|=24,3666$$

Dado que $|W_{b_0}-W_{b_1}|>0,001$ se asume un nuevo valor de W_{b_0} el cual es igual a.

Ecuación 128.

$$W_{b_0}=\frac{|W_{b_0}-W_{b_1}|}{2}+W_{b_1}=\frac{24,3666}{2}+54,785499 \text{ W/m}$$

El proceso de iteraciones se repite hasta que la $|W_{b_0}-W_{b_1}|\leq 0,001$, situación que se presenta cuando el valor de $W_b=60,055 \text{ W/m}$. El área de sección transversal de los conductores agrupados en ducto y el flujo calorífico emitido son.

Ecuación 129.

$$A_b=\pi\cdot\frac{D_e^2}{4}=\pi\times\frac{(0,03327)^2}{4}=0,000869 \text{ m}^2$$

$$q_w=\frac{W_b}{A_b}=\frac{60,055}{0,000869}=69\,079,9 \text{ W/m}^3$$

El área de sección transversal de cada uno de los conductores agrupados en ducto es lo siguiente.

Ecuación 130.

$$A_w=D_w^2=(0,412)^2=0,169744 \text{ in}^2 \text{ (0,0001095 m}^2\text{)}$$

El calor disipado es igual

$$W_w = q_w \cdot A_w = 69,079 \times 0,0001095 = 7,565 \text{ W/m}$$

La resistencia del conductor de calibre 2 AWG en circuitos eléctricos de DC a 90 °C de la tabla XXIV es de 0,20274 Ω /1000 ft, o 0,00066519 Ω /m. Por lo que la ampacidad admisible por conductor individual en una configuración agrupada en ducto es el siguiente.

Ecuación 131.

$$I_w = \sqrt{\frac{W_w}{R_w}} = \sqrt{\frac{7,565}{0,00066519}} = 106,6 \text{ A}$$

Conductores rígidos: comúnmente las barras usadas en las telecomunicaciones suelen ser desnudas, sin aislamiento, por lo que no presentan las mismas limitaciones térmicas vistas para conductores flexibles. Sin embargo, la variación de temperatura para un conjunto de barras es normalmente limitada a 40 °C por encima de la temperatura del medio ambiente (temperatura máxima de operación de las barras de 70°C).

También, la ampacidad de un conjunto de barras en paralelo no sigue una relación lineal; esto quiere decir, la ampacidad de un número N de barras no es igual a N veces la ampacidad de una barra individual (ver tabla XXVIII). La proximidad y la emisividad determinan la capacidad de disipación de calor de un conjunto de barras en paralelo, esto en función de la variación de temperatura respecto al medio ambiente. Las barras en paralelo ubicadas en la parte externa del conjunto obstruirán el flujo calorífico por convección y radiación de las barras internas.

Tabla XXVIII. **Factor de multiplicación de ampacidad para barras de cobre en paralelo de espaciamiento igual a su espesor**

Número de barras en paralelo	Factor de multiplicación de ampacidad
2	1,8
3	2,5
4	3,2
5	3,9
6	4,4
7	5,0
8	5,5
9	6,0
10	6,5
11	6,9
12	7,3

Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 323.

También, el flujo de corriente se ve distorsionado por la interacción de los campos magnéticos debido a la proximidad entre barras. La emisividad se puede expresar como la relación de la radiación emitida por una superficie de un objeto y la radiación de un cuerpo negro a la misma temperatura. Una barra con una alta emisividad puede disipar más calor y por ende puede tener una mayor ampacidad.

Por ejemplo, para una variación de temperatura de 30°C, la ampacidad de una barra de 1/4 × 4 pulgadas de cobre con una emisividad de 0,15 es de aproximadamente 1 100 A, pero si la emisividad se incrementa a 0,40, la ampacidad se incrementa a 1 400 A. Se pueden aplicar ciertos tratamientos y revestimientos a las barras de cobre para incrementar o disminuir la emisividad.

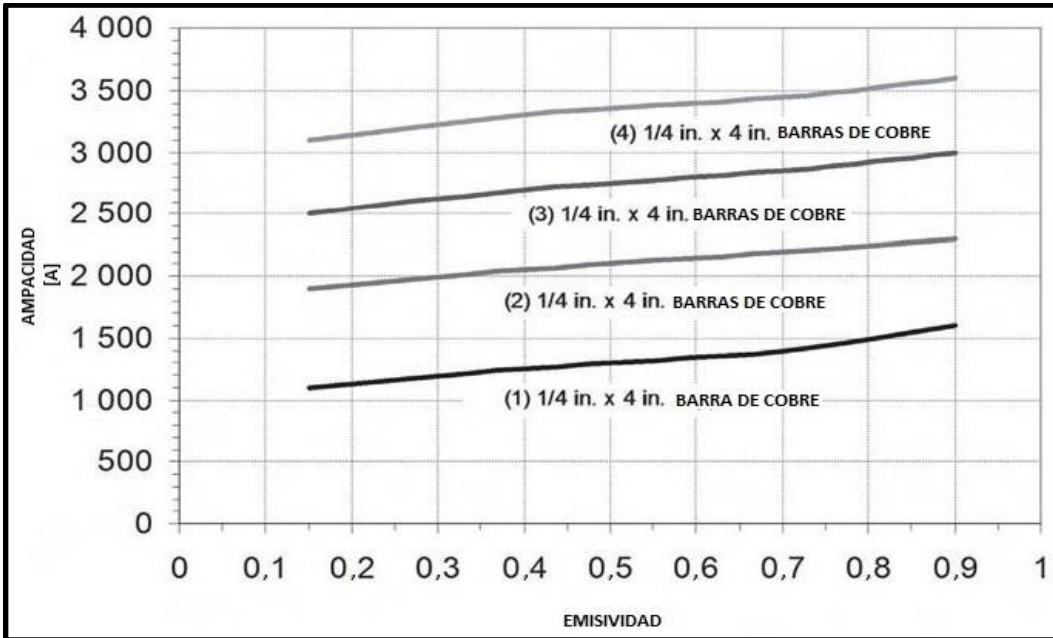
Por ejemplo, la emisividad puede incrementarse al aplicar una capa de pintura de acabado negro mate. La tabla XXIX presenta algunos valores de emisividad para diferentes acabados en barras de cobre y la figura 76 muestra el efecto de la emisividad en la ampacidad de una barra individual y un conjunto de estas en paralelo.

Tabla XXIX. **Emisividad de barras de cobre con diferente acabado**

Acabado de superficie	Emisividad
Metal brillante	0,1
Parcialmente oxidado	0,3
Totalmente oxidado	0,7
Pintura mate sin componentes metálicos	0,9

Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 319.

Figura 76. Emisividad de una barra individual y conjuntos en paralelo



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 323.

Los valores de ampacidad para circuitos eléctricos de AC de tablas de datos de Copper Development Association Inc. se usan para estimar el valor de la ampacidad ajustada para circuitos eléctricos de DC según lo siguiente.

Ecuación 132.

$$I_{dc} = I_{ac} \cdot \sqrt{S}$$

Donde

I_{dc} = ampacidad para circuitos eléctricos en dc

I_{ac} = ampacidad para circuitos eléctricos en ac

S = efecto piel a una frecuencia de 60 Hz

El arreglo y configuración de las barras debe tomar en cuenta los cambios en la longitud que se presenta por expansión y contracción debido a las variaciones de temperatura. Si no se considera la deformación termo – mecánica, la expansión y contracción puede generar sobreesfuerzo y dañar la estructura de soporte de las barras, los puntos de articulación y empalme e incluso las barras mismas. El cambio en la longitud por deformación termo – mecánica se define como.

Ecuación 133.

$$\Delta L_T = L_{T_0} \cdot \alpha_{T_0} \cdot (T - T_0)$$

Donde

ΔL_T = deformación termomecánica longitudinal

L_{T_0} = longitud de la barra a una temperatura T_0

α_{T_0} = coeficiente de deformación termomecánica longitudinal

Ecuación 134.

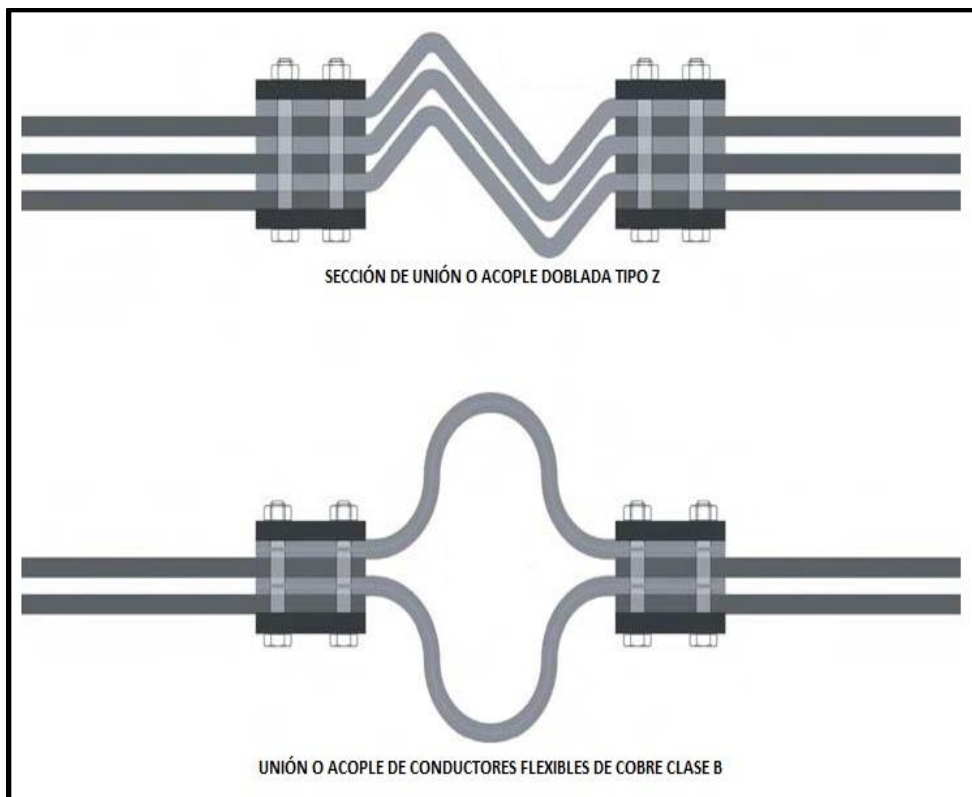
$$[1/^\circ\text{C}]$$

Por ejemplo, una barra de 100 ft se expandirá 0,052 ft, o 0,62 in, si la barra presenta un incremento en su temperatura de 30°C. Para minimizar el sobreesfuerzo por deformación termo mecánica en las barras y en la estructura de soporte así como en los puntos de articulación y empalme se deben usar barras con una longitud mayor a 30 ft. Secciones flexibles se suelen usar en montajes e instalación en puntos de conexión o acople entre barras horizontales

del sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de +24 o -48 V_{DC} a barras de componentes con orientación vertical.

Los puntos de unión, o acople, deben usar hojas delgadas de cobre laminadas, conductores flexibles de cobre clase B, o secciones dobladas tipo Z (ver figura 77). La sección de unión o acople deben tener la misma ampacidad de las barras.

Figura 77. **Sección de unión o acople doblada tipo Z**



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 324.

3.1.2.6.4. Factor de corrección de temperatura

Para determinar el factor de corrección de temperatura cuando una configuración de conductores agrupados se encuentra a una temperatura de medio ambiente diferente de 30°C, es necesario evaluar como la temperatura del medio ambiente afecta la capacidad de disipación de calor. La relación básica entre la variación de temperatura de una configuración de conductores agrupados y el aire del medio ambiente, la disipación de calor y la resistencia térmica de conducción es.

Ecuación 135.

$$T_{M\acute{a}x.} - T_a = W_C \cdot R_{T_R} = I^2 \cdot n \cdot R_w \cdot R_{T_R}$$

Donde

$T_{M\acute{a}x.}$ = temperatura máxima de una configuración de conductores en grupo

T_a = temperatura del medio ambiente

W_C = disipación de calor por unidad de longitud de una configuración de conductores en grupo

R_{T_R} = resistencia térmica de conducción de la configuración de conductores en grupo

I = flujo de corriente en cada conductor del grupo de una configuración

R_w = resistencia por unidad de longitud de dc de cada conductor del grupo de una configuración

La relación de la ampacidad a una temperatura ambiente (T_{a_1}) a otro valor de temperatura ambiente (T_{a_0}) es de.

Ecuación 136.

$$\frac{T_{a1}}{T_{a0}} = \sqrt{\frac{(T_{M\acute{a}x.} - T_{a1}) \cdot R_{w1} \cdot R_{T_{T1}}}{(T_{M\acute{a}x.} - T_{a0}) \cdot R_{w0} \cdot R_{T_{T2}}}}$$

La resistencia a un valor diferente de temperatura se estima de la siguiente manera.

Ecuación 137.

$$R_{w1} = R_{w0} [1 + \alpha_1 \cdot (T_1 - T_0)]$$

Donde

α_0 = coeficiente de temperatura del valor de resistencia a una temperatura T_1

Ecuación 138.

Sustituyendo la ecuación 137 en 136 se tiene que.

$$\frac{T_{a1}}{T_{a0}} = \sqrt{\frac{(T_{M\acute{a}x.} - T_{a1}) \cdot R_{w1} \cdot R_{T_{T1}}}{(T_{M\acute{a}x.} - T_{a0}) \cdot \{R_{w0} [1 + \alpha_1 \cdot (T_1 - T_0)]\} \cdot R_{T_{T2}}}}$$

La variación de temperatura tiene efectos secundarios en la resistencia térmica de conducción pero pueden ser ignorados por lo tanto.

Ecuación 139.

$$\frac{I_{T1}}{I_{T0}} = \sqrt{\frac{T_{M\acute{a}x.} - T_1}{(T_{M\acute{a}x.} - T_1) \cdot [1 + \alpha_1 \cdot (T_1 - T_0)]}}$$

Por ejemplo, para cuatro conductores sin camisa de calibre 500 kcmil montados e instalados en una configuración de aire libre sobre una escalerilla se tiene que la temperatura máxima de operación del grupo de conductores en configuración de aire libre es de 90 °C y la temperatura del medio ambiente es de 40°C.

La ampacidad de cada conductor a una temperatura de 30 °C es de 834 A. De la tabla XXIX para dicha temperatura de operación máxima y una temperatura del medio ambiente de 40 °C se tiene que el factor de corrección de temperatura es de 0,9. Por lo tanto, la ampacidad de cada conductor sin camisa de calibre 500 kcmil en una configuración de aire libre a una temperatura de medio ambiente de 40 °C es de $834 \text{ A} \times 0,9 = 751 \text{ A}$.

Tabla XXX. **Factor de corrección de temperatura**

Temperatura ambiente (T ₁)	Ampacidad [A]	
	75°C	90°C
21 – 25 °C (70–77 °F)	1,06	1,05
26 – 30 °C (78–86 °F)	1,00	1,00
31 – 35 °C (87–95 °F)	0,93	0,95
36 – 40 °C (96–104 °F)	0,87	0,90
41 – 45 °C (105–113 °F)	0,79	0,84
46–50 °C (114–122 °F)	0,72	0,79
51–55 °C (123–131 °F)	0,64	0,73
56–60 °C (132–140 °F)	0,55	0,67
61–65 °C (141–149 °F)	0,44	0,61
66–70 °C (150–158 °F)	0,31	0,54
71–75 °C (159–167 °F)	-	0,46
76–80 °C (168–176 °F)	-	0,37

Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 321.

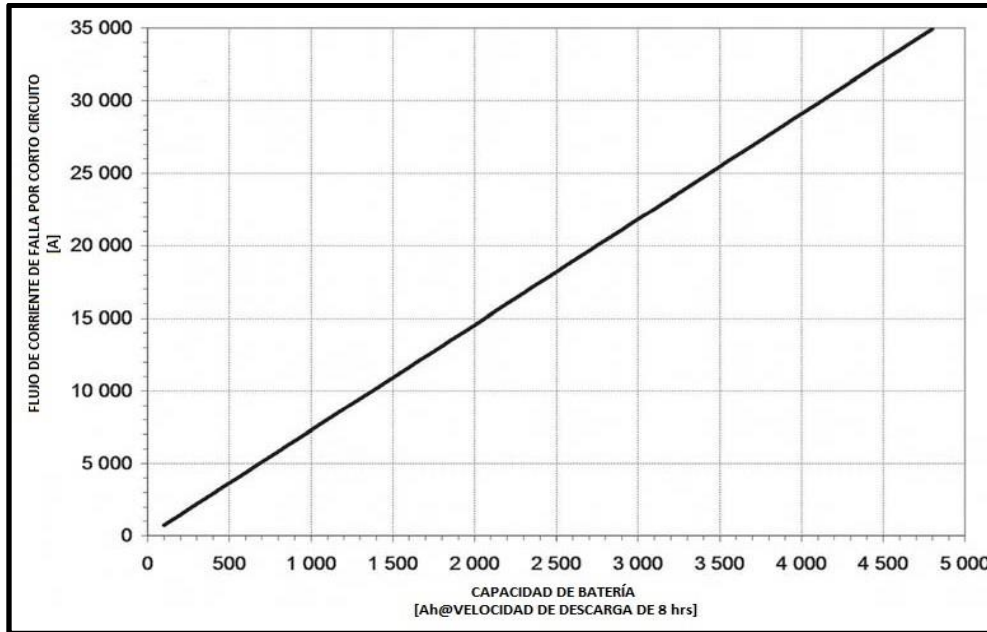
3.1.2.6.5. Protección por sobrecorriente

Flujo de corriente de falla: las baterías suelen ser uno de los componentes de mayor contribución de flujo de corriente durante una falla en comparación con otros. El único componente que presenta una contribución significativa de flujo de corriente son los rectificadores, pero, dependiendo de la ubicación donde se presente la falla, en orden de la magnitud del flujo de corriente de falla los rectificadores suelen ser los de menor contribución.

La figura 78 muestra el flujo de corriente de falla por corto circuito en las terminales de un banco de baterías. Se pueden presentar diferentes variaciones dependiendo de la marca y de los modelos de la marca de las baterías. Como regla de oro, las baterías pueden contribuir al flujo de corriente de falla en amperes aproximadamente 10 veces este valor en un periodo de 1 a 2 minutos a un voltaje de corte de $1,75 V_{DC}$ /batería.

Dado que tales valores en un periodo de tiempo tan corto no siempre están disponibles en las hojas de datos de los fabricantes de baterías se suele usar un valor igual a 7,5 veces la capacidad de las baterías en Ah (a una velocidad de descarga de 8 horas). Las fábricas de baterías pueden facilitar el valor del flujo de corriente máximo de falla por corto circuito para un tipo particular de batería.

Figura 78. **Flujo de corriente de falla de corto circuito y capacidad de batería en Ah**



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 325.

Donde el sistema de distribución de energía eléctrica de distribución a voltaje nominal de +24 o -48 V_{DC} cuenta con más de un banco de baterías, cada banco de baterías contribuirá al flujo de corriente de falla en una base aditiva. Por ejemplo, si se cuenta con tres bancos de baterías idénticos conectados en paralelo y cada banco de baterías puede suministrar 2 000 A al flujo de corriente de falla, la contribución neta será de 6 000 A.

La resistencia equivalente de los bancos de baterías en paralelo se estima de la misma forma que la resistencia de conductores en paralelo. Por ejemplo, cada uno de los bancos de baterías mencionados anteriormente tiene una resistencia equivalente de 0,06Ω, por lo que la resistencia del conjunto de bancos de baterías en paralelo es de 0,02Ω.

El flujo de corriente de falla de magnitud más elevada se suele presentar en las terminales de las baterías. La resistencia suele reducir el flujo de corriente de falla y si la falla se presenta a cierta distancia de las baterías, la resistencia del conductor del circuito eléctrico reduce significativamente el flujo de corriente de falla en el punto donde esta se dio.

También, se ven involucradas las protecciones por sobrecorrientes de los circuitos eléctricos asociados al sistema de distribución de energía eléctrica de distribución a voltaje nominal de +24 o -48 V_{DC}, los cuales introducen resistencia adicional la cual reducirá el flujo de corriente de falla. En el peor de los casos, la resistencia ante un flujo de corriente de falla se asume de 0Ω.

La inductancia y la capacitancia de los circuitos eléctricos afectan el tiempo en el que se alcanza el pico de flujo de corriente de falla pero no el estado estable de esta. Si es necesario analizar el tiempo en el que se alcanza el pico de flujo de corriente de falla, la capacitancia de los circuitos eléctricos se puede ignorar. La inductancia de dos conductores en paralelo (alimentación y retorno) se define como se muestra a continuación.

Ecuación 140.

$$L=1 \times 10^{-7} \cdot \left(1+4 \cdot \ln \frac{d}{r}\right) l$$

Donde

L= inductancia por unidad de longitud

d= distancia entre dos conductores medida desde el centro de estos

r= radio de los conductores

l = longitud del conductor

La corriente de falla en función del tiempo se define como.

Ecuación 141.

$$i(t) = I_0 + \frac{V}{R} \cdot (1 - e^{-R \cdot t / L})$$

Donde

I_0 = corriente del circuito eléctrico en el instante anterior a presentarse la falla

V = voltaje

R = resistencia del circuito eléctrico

t = tiempo

L = inductancia del circuito eléctrico

La relación L/R es la constante de tiempo del circuito eléctrico, el cual se suele denotar con el símbolo τ . Cuando $\tau = t$ (es decir, $L/R = t$), el flujo de corriente aumentará en un 63,2 % hasta alcanzar el estado estable. Por ejemplo, en una configuración de dos conductores agrupados en un circuito eléctrico de calibre 4/0 AWG (diámetro interno y externo nominal de 0,53 pulgadas y 0,70 pulgadas respectivamente) se presenta una falla a 20 m de su fuente de alimentación (se asume que la fuente de alimentación tiene ampacidad infinita). La corriente en el momento $t = 0$ es de 100 A, a un voltaje de 50 V_{DC} .

De la tabla XXIV para un conductor de calibre 4/0 AWG a una temperatura de 30°C, la resistencia es de 0,00005197 Ω /ft y la resistencia al flujo de

corriente de falla desde el punto donde esta se presenta hacia la fuente de alimentación es de 6,82 mΩ. De la información dada se tiene que.

Ecuación 142.

$$d=0,7 \text{ pulgadas (0,0178 m)}$$

$$r=0,265 \text{ (0,00673 m)}$$

Ecuación 143.

$$L=1 \times 10^{-7} \cdot \left(1+4 \cdot \ln \frac{d}{r}\right) I=1 \times 10^{-7} \cdot \left(1+4 \cdot \ln \frac{0,0178}{0,00673}\right) \cdot 20$$
$$=9,77 \times 10^{-6} \text{ H}$$

La constante de tiempo es.

Ecuación 144.

$$\tau = \frac{L}{R} = \frac{9,77 \times 10^{-6}}{6,82 \times 10^{-3}} = 1,43 \times 10^{-3} \text{ s} = 1,43 \text{ ms}$$

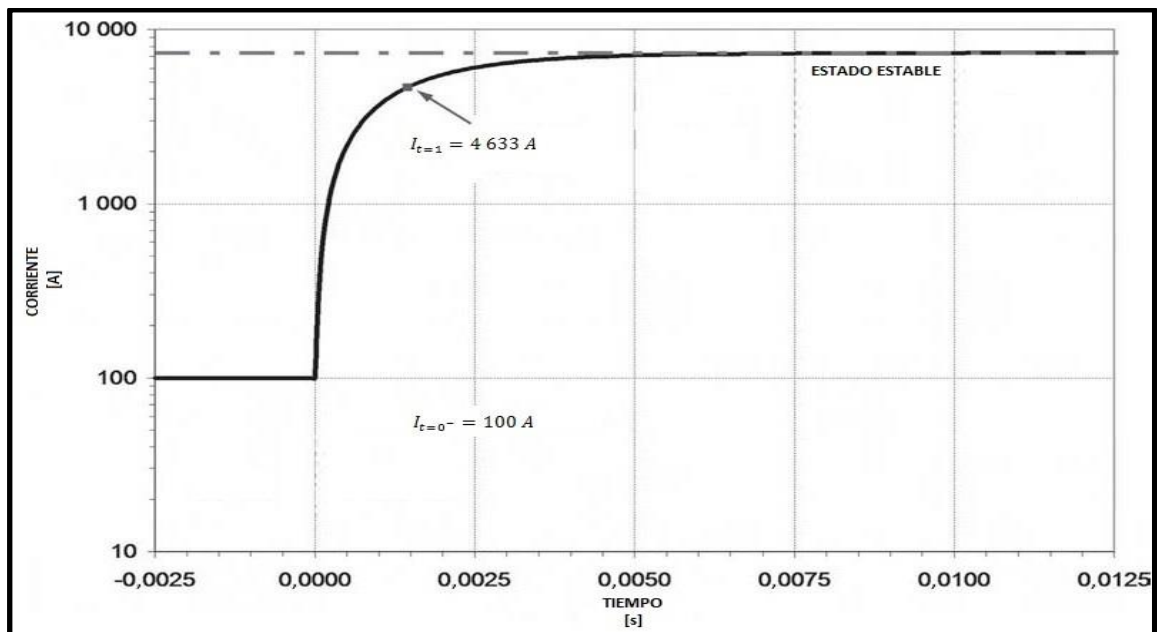
El flujo de corriente de falla se muestra en la figura 79. El flujo de corriente de falla en estado estable para este ejemplo es la siguiente.

Ecuación 145.

$$I_{ss} = \frac{V}{R} = \frac{50}{6,82 \times 10^{-3}} = 7\,331 \text{ A}$$

Cuando $t/\tau=1$, el flujo de corriente de falla se incrementa en un 63,2 % desde su valor en $t=0^-$ hasta alcanzar su valor en estado estable, o 4 633 A. Para analizar el estado estable de falla, solo la resistencia de los circuitos eléctricos es relevante. Un circuito eléctrico equivalente de un sistema de distribución de energía eléctrica a +24 o -48 V_{DC} se muestra en la figura 79.

Figura 79. Flujo de corriente de falla

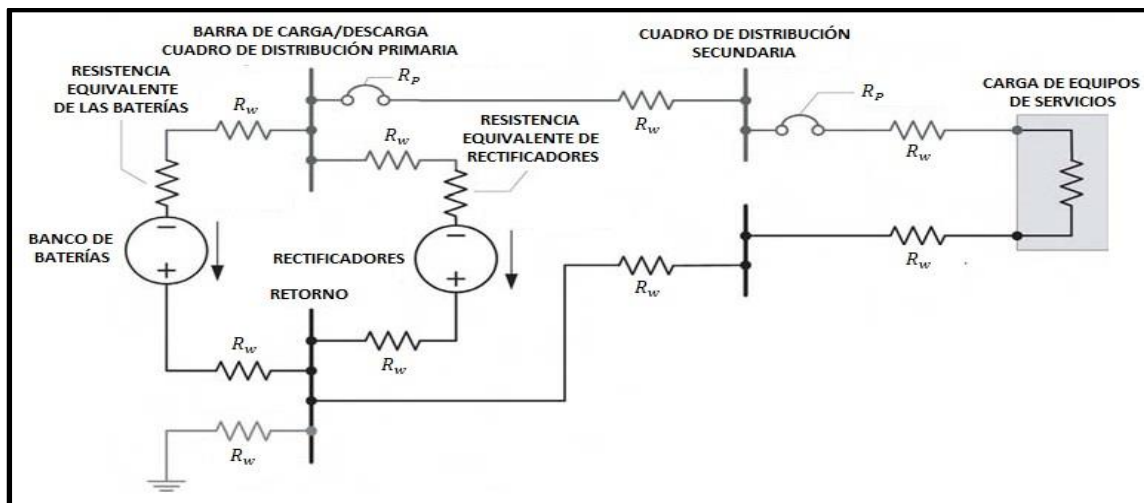


Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 327.

Existen dos mecanismos de falla posibles en circuitos eléctricos de un sistema de distribución de energía eléctrica a +24 o -48 V_{DC}, falla de línea a línea o de línea a tierra. Una falla de línea a línea contempla tanto el conductor de alimentación como el de retorno en la trayectoria que recorre el flujo de corriente de falla desde el punto donde esta se presenta hasta la fuente de alimentación (baterías o rectificadores).

Una falla de línea a tierra contempla únicamente aquellos puntos donde exista unión entre el conductor de retorno y el sistema de puesta a tierra dentro de la trayectoria del flujo de corriente de falla desde el punto donde esta se presenta hasta la fuente de alimentación. El resto de la trayectoria del flujo de corriente de falla a lo largo del retorno usualmente no es conocida con detalle, particularmente en un sistema de puesta a tierra común (CBN).

Figura 80. **Circuito eléctrico equivalente de un sistema de distribución de energía eléctrica a +24 o -48 V_{DC}**



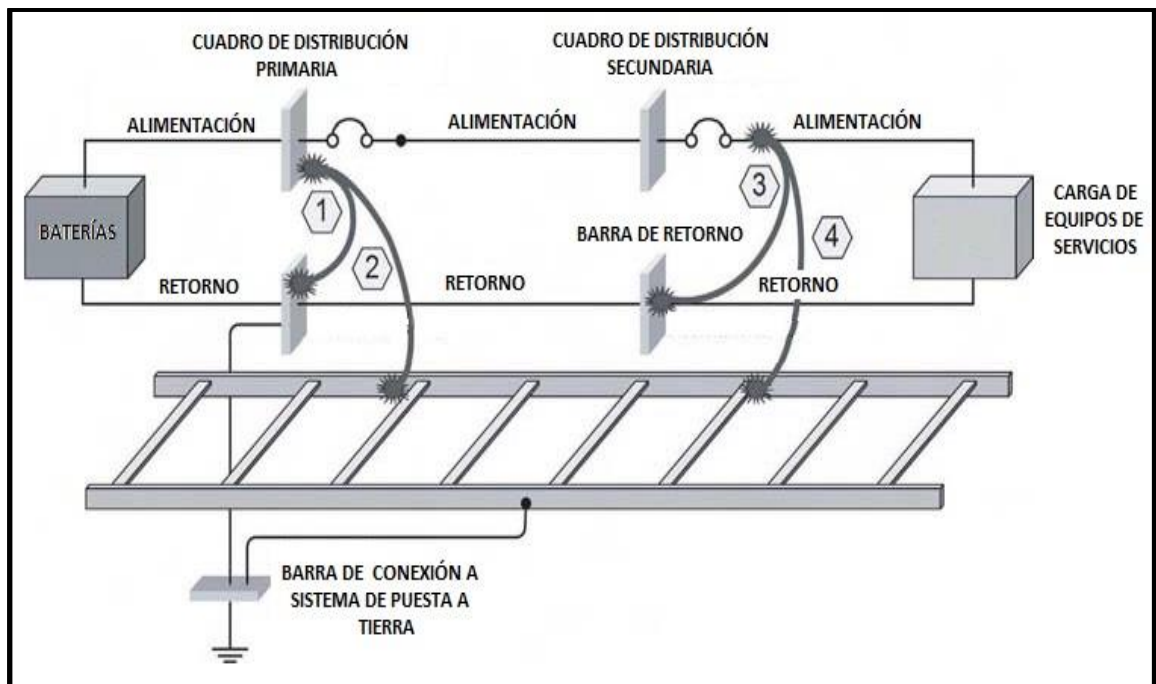
Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 328.

El diseño, montaje e instalación de un sistema de distribución de energía eléctrica a +24 o -48 V_{DC} afectan de forma directa al riesgo de falla y a la magnitud del flujo de corriente asociada a esta. La figura 81 muestra diferentes escenarios de falla que se pueden presentar por una u otra razón.

Cualquier objeto, como una herramienta de trabajo del personal técnico de operación y mantenimiento, puede causar un corto circuito entre las barras de

polo positivo y negativo (falla de línea a línea). Para propósitos de análisis, un corto circuito se puede presentar a lo largo de una trayectoria paralela de barras, entre las terminales de salida de los rectificadores, entre las terminales de baterías y en cualquier componente en general del sistema de distribución de energía eléctrica a +24 o -48 V_{DC} nominal (escenario de falla de tipo 1).

Figura 81. Escenarios de falla típicos



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 328.

El escenario de falta tipo 2 es similar al tipo 1 pero el corto circuito se presenta entre el polo negativo de la barra a voltaje nominal de -48 V_{DC} (o polo positivo a voltaje nominal de +24 V_{DC}) y cualquier estructura o marco el cual esté conectado al sistema de puesta a tierra (falla de línea a tierra). Este tipo de escenario tiene una mayor probabilidad de ocurrir debido a puntos de conexión al sistema de puesta a tierra inadvertidos.

Este tipo de falla se presenta durante maniobras de cableado, Donde conductores viejos son removidos y otros nuevos montados e instalados ocasionando daño en el aislamiento de conductores en operación aumentando la probabilidad de falla de línea a tierra. Si existen dispositivos de protección por sobrecorriente en las baterías, este puede accionar ante los escenarios de falla tipo 1 y 2 y evitar cualquier tipo de daño humano o material.

El escenario de falla tipo 3 se presenta entre el lado carga de los cuadros de distribución primaria o secundaria y la barra de retorno (falla de línea a línea). El escenario de falla tipo 4 se presenta entre el lado de carga de los cuadros de distribución primaria o secundaria y cualquier estructura o marco el cual esté conectado al sistema de puesta a tierra (falla de línea a tierra). Para los escenarios de falla tipo 3 y 4 los dispositivos de protección por sobre corriente de los cuadros de distribución primaria o secundaria, dependiendo del punto donde se presente la falla, son los que deben actuar para evitar daño a los equipos de servicios de telecomunicaciones.

En el caso de una falla de línea a línea, la resistencia del circuito eléctrico contempla tanto los conductores de alimentación como de retorno entre el punto de falla y las baterías. Si la falla se presenta entre línea y tierra, la trayectoria del flujo de corriente de falla y la resistencia del circuito eléctrico bajo falla es difícil de definir. La trayectoria a lo largo del retorno del flujo de corriente de falla contempla la resistencia del conjunto paralelo de los componentes existentes entre el punto de falla y el punto de conexión al sistema de puesta a tierra de los circuitos eléctricos asociados a las baterías.

Dado que los circuitos eléctricos asociados a las baterías comúnmente no están conectados al sistema de puesta a tierra directamente, la resistencia del

circuito eléctrico de las baterías (alimentación y retorno) se contempla dentro de la trayectoria del flujo de corriente de falla. La trayectoria de flujo de corriente de falla también debe contemplar las escalerillas y los marcos o estructuras de soporte de los equipos de servicios de telecomunicaciones, cualquier tipo de material conductor de la infraestructura del sitio de telecomunicaciones, y los conductores del sistema de puesta a tierra sea esta común (CBN) o aislada (IBN).

En el peor de los casos, la trayectoria de retorno del flujo de corriente de falla se puede asumir de 0Ω , y este debe ser el valor usado en las estimaciones correspondientes cuando no existe información precisa y concreta.

Sobrecalentamiento por corto circuito: la estimación del aumento de la temperatura en un conductor durante un corto circuito comúnmente supone que el calor disipado es absorbido por el conductor y no existe transmisión de calor por convección o radiación tal y como se suele presentar bajo condiciones normales de operación. El aumento de la temperatura depende del calor específico del material conductor (cobre o aluminio) y de su masa.

Por ejemplo, el calor específico del cobre es directamente proporcional a la temperatura inherente de dicho material, a una temperatura del medio ambiente normal el calor específico suele ser de $385 \text{ J/kg}\cdot\text{K}$ ($0,092 \text{ Btu/lb}\cdot^\circ\text{F}$) y a $300 \text{ }^\circ\text{C}$ suele ser de $410 \text{ J/kg}\cdot\text{K}$ ($0,098 \text{ Btu/lb}\cdot^\circ\text{F}$). La energía térmica requerida para crear una variación de temperatura se muestra a continuación.

Ecuación 146.

$$J=s\cdot m\cdot\Delta T$$

Donde

s= calor específico

m= masa

ΔT = variación de temperatura

Por ejemplo, considere un conductor de cobre de calibre 2 AWG de 50 ft el cual experimenta una variación de temperatura de 40°C, respecto de la temperatura del medio ambiente, debido a un cortocircuito. El diámetro equivalente de un conductor de calibre 2 AWG es 0,292 pulgadas (7,42 mm). El área de sección transversal es.

Ecuación 147.

$$A_w = \pi \cdot \frac{d^2}{4} = \pi \cdot \frac{(7,42)^2}{4} = 43,2 \text{ mm}^2$$

El volumen es igual a.

Ecuación 148.

$$V_w = A_w \cdot l = 43,2 \times 15,240 = 658,428 \text{ mm}^3$$

Dado que la densidad del cobre es igual a 8 230 kg/m³, la masa del conductor es de.

Ecuación 149.

$$m = V_w \cdot \rho = 0,000658 \times 8\,230 = 5,42 \text{ kg}$$

Asumiendo que el calor específico del cobre es constante ante cualquier variación de temperatura, la energía térmica es aproximadamente igual a.

Ecuación 150.

$$J = s \cdot m \cdot \Delta T = 385 \times 5,42 \times 40 = 83\,450 \text{ J}$$

La variación de temperatura se presenta en un periodo de 10 s y no existe transferencia de calor por convección y radiación desde el conductor. Dado que $1\text{J} = 1\text{ W}\cdot\text{s}$, la energía eléctrica debido al flujo de corriente por corto circuito es de $83\,450\text{ W}\cdot\text{s}$, o $23,2\text{ W}\cdot\text{h}$. La potencia requerida para generar una variación de temperatura de $40\text{ }^\circ\text{C}$ en un periodo de 10 s en el conductor de calibre 2 AWG es de $8\,345\text{ W}$. Dado que.

Ecuación 151.

$$P = I_{ss}^2 \cdot R$$

La resistencia por unidad de longitud de un conductor de calibre 2 AWG a una temperatura de $30\text{ }^\circ\text{C}$ es de $0,00016525\ \Omega/\text{ft}$, asumiendo que el valor de la resistencia por unidad de longitud es constante ante la variación de temperatura (en realidad aumenta un 16 %), el flujo de corriente por corto circuito es aproximadamente de.

Ecuación 152.

$$I_{ss} = \sqrt{\frac{P}{R}} = \sqrt{\frac{8\,345}{0,00826}} = 1\,005 \text{ A}$$

El concepto de calor específico y transferencia de calor por convección y radiación nula se puede generalizar según Copper Development Association Inc. partiendo de la ecuación 153.

Ecuación 153.

$$t=0,051 \cdot \left(\frac{A_w}{I_{ss}}\right)^2 \cdot \left(\sqrt{1+0,0076 \cdot \Delta T}-1\right)$$

Donde

t= tiempo máximo de falla por cortocircuito

A_w = área de sección transversal del conductor

I_{ss} =flujo de corriente de cortocircuito

ΔT = variación de temperatura

Tomando como referencia el ejemplo anterior se tiene que.

Ecuación 154.

$$\begin{aligned} t &= 0,051 \cdot \left(\frac{A_w}{I_{ss}}\right)^2 \cdot \left(\sqrt{1+0,0076 \cdot \Delta T}-1\right) \\ &= 0,051 \times \left(\frac{43,2}{1\ 005}\right)^2 \times \left(\sqrt{1+0,0076 \times 40}-1\right) \\ &= 13,4 \text{ s} \end{aligned}$$

Es decir, que 13,4 s es el tiempo que le tomará al conductor bajo falla por cortocircuito alcanzar una variación de temperatura de 40 °C. La diferencia de un 30 % entre el tiempo dado en el ejemplo anterior y el valor estimado es debido a que la ecuación presenta valor aproximado con cierto margen de error.

Si la variación de temperatura máxima permisible en un conductor de cobre es de 300 °C, la ecuación 117 quedaría como sigue.

Ecuación 155.

$$t=41,4 \times 10^{-3} \cdot \left(\frac{A_w}{I_{ss}} \right)^2$$

El valor de tiempo estimado con la ecuación 155 siempre debe ser mayor que el valor requerido de tiempo durante el cual un componente puede tolerar el flujo de corriente de cortocircuito sin presentar daño. Este tiempo comúnmente es menor a 1 s en circuitos eléctricos donde se cuenta con dispositivos de protección por sobrecorriente pero puede llegar a superar la escala de minutos en bancos de baterías de gran capacidad Donde no se cuenta con dispositivos de protección por sobrecorriente. Donde la relación $A_w/I_{ss} > 4$, la tasa de variación de temperatura es igual a.

Ecuación 156.

$$\theta=5,2 \times 10^{-3} \cdot \left(\frac{I_{ss}}{A_w} \right)^2$$

Donde

θ = tasa de variación de temperatura [°C/s]

Por ejemplo, para una variación de temperatura de 300 °C en un conductor de cobre de calibre 4/0 AWG por el cual existe un flujo de corriente de cortocircuito de 6 000A el tiempo aproximado al cual se presenta daño es de.

Ecuación 157.

$$t=41,4 \times 10^{-3} \cdot \left(\frac{A_w}{I_{ss}}\right)^2 = 41,4 \times 10^{-3} \times \left(\frac{107,3}{6\,000}\right)^2 = 13,2 \text{ s}$$

Y la tasa de variación de temperatura es.

Ecuación 158.

$$\theta = 5,2 \times 10^{-3} \cdot \left(\frac{I_{ss}}{A_w}\right)^2 = 5,2 \times 10^{-3} \times \left(\frac{6\,000}{107,3}\right)^2 = 16,3 \text{ °C/s}$$

Coordinación selectiva de protecciones por sobrecorriente: una coordinación selectiva de protecciones por sobrecorriente se basa en las curvas características de tiempo de retardo para aplicaciones en circuitos eléctricos de DC. Las características de tiempo de retardo para aplicaciones en circuitos eléctricos de AC no pueden ser usadas para dispositivos de protecciones por sobrecorriente que son dimensionados tanto para AC como para DC sin consultar antes con el fabricante. También, las curvas características de tiempo de retardo normalmente representan condiciones promedio y no suelen mostrar valores máximos y mínimos de tiempo para cierto flujo de corriente.

Esto significa que, ante la ausencia de información precisa y exacta de fábrica de los dispositivos de protección por sobrecorriente, es necesario asumir ciertas cosas. Los siguientes párrafos contemplan la coordinación selectiva entre elementos de protección por sobrecorriente de tipo fusible y fusible, interruptor e interruptor y fusible interruptor.

Fusible – fusible

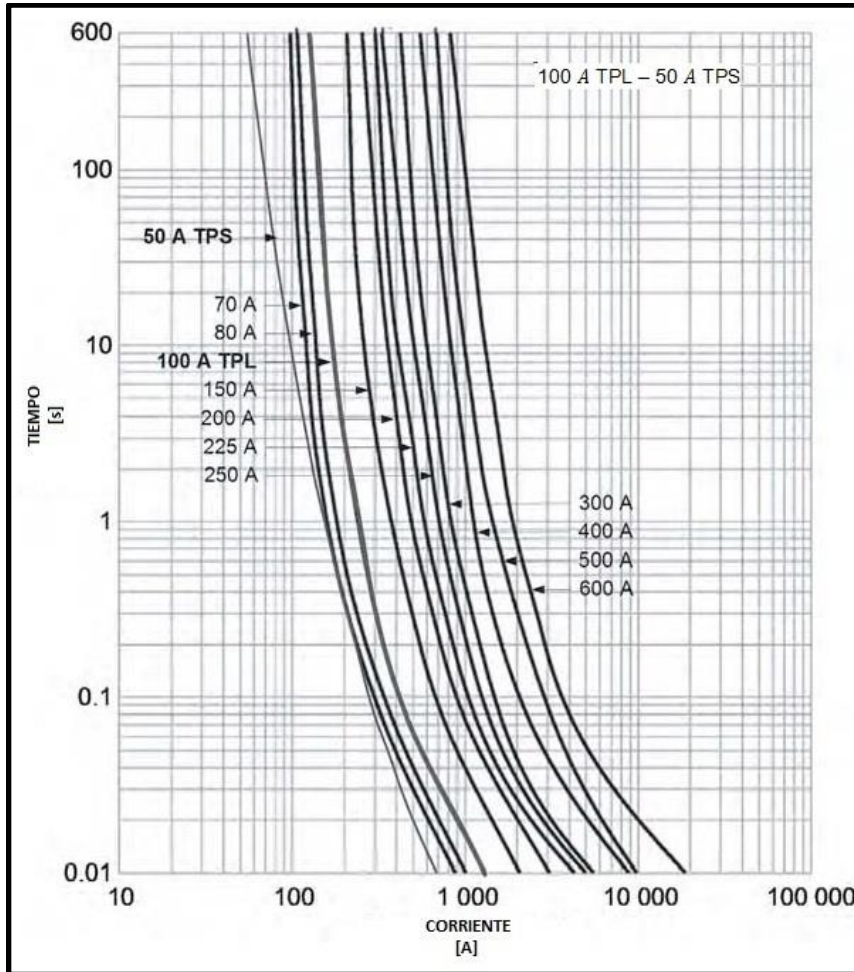
Para cierto tipo de fusible (TPL, TPS o TPN), la coordinación selectiva generalmente se logra usando una relación de 2:1 en función de la ampacidad nominal. Por ejemplo, un fusible de 400 A TPL se podrá coordinar de forma selectiva con un fusible de 200 A TPL y un fusible de 70 A TPS se podrá coordinar de forma selectiva con un fusible de 35 A TPS. Lo mismo se puede decir para una coordinación selectiva entre fusibles de tipo TPL y TPS (un fusible de 100 A TPL se podrá coordinar de forma selectiva con un fusible de 50 A TPS; ver figura 82).

Interruptor – interruptor

Los interruptores con una curva característica de tiempo de retardo tipo 52 suelen ser comunes para aplicaciones en sistemas de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de +24 o -48 V_{DC} de sitios de telecomunicaciones. Debido a la variación en el tiempo de disparo de un interruptor para cierto valor de flujo de corriente de falla, dos interruptores con cierta relación dada, en función de su ampacidad nominal, no se podrán coordinar de forma selectiva para cualquier valor de flujo de corriente de falla.

Por ejemplo, como se puede ver en la figura 83, un interruptor de 50 A no se podrá coordinar de forma selectiva para cualquier flujo de corriente de falla con un interruptor de 100 A debido a que la curva característica de tiempo de retardo se superponen una sobre la otra. El mismo interruptor de 50 A de igual manera presentará una pobre coordinación selectiva con un interruptor de 200 A para un flujo de corriente de falla de 250 A, pero para un flujo de corriente mayores de 350 A, la curva característica de tiempo de retardo de cada interruptor se superponen.

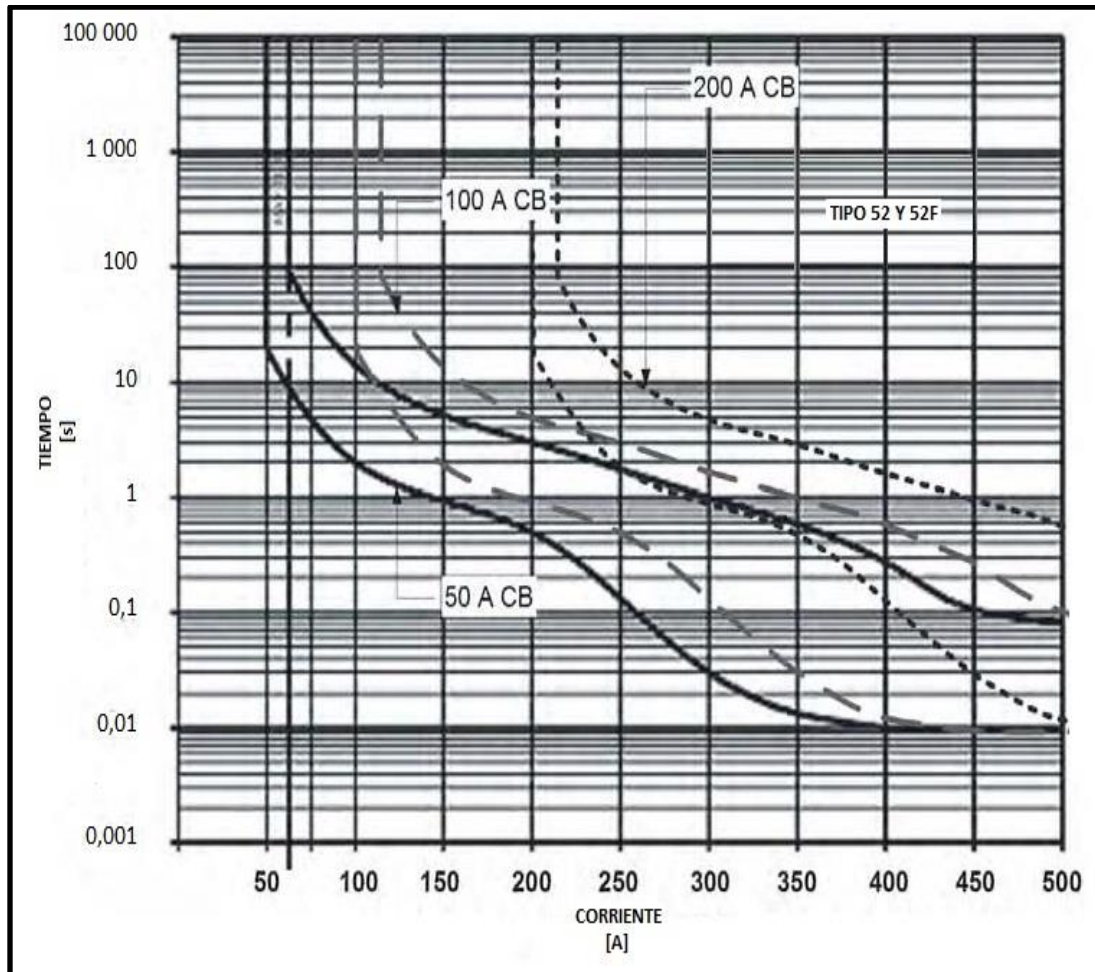
Figura 82. Coordinación selectiva de fusible – fusible



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 333.

Los fusibles no se pueden coordinar de forma selectiva con los interruptores con una curva característica de tiempo de retardo tipo 52 a menos que la relación en función de la ampacidad nominal sea mayor a 4, e incluso así las curvas característica de tiempo de retardo de ambos dispositivos de protección por sobrecorriente se superponen a flujos de corriente de falla altos (ver figura 84).

Figura 83. Coordinación selectiva de interruptor – interruptor



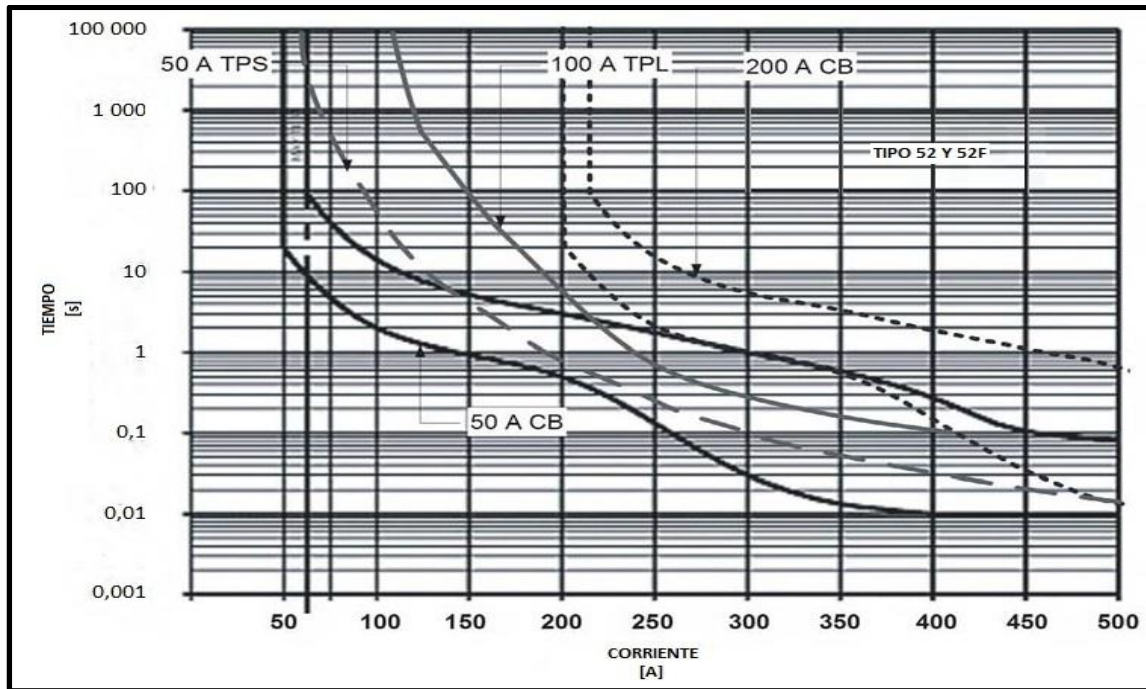
Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 334.

3.1.2.6.6. Estructura de soporte (escalerillas)

Las escalerillas y los diferentes puntos de anclaje a la infraestructura del sitio de telecomunicaciones deben ser capaces de soportar el peso de los conductores del sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de +24 o -48 V_{DC} (ver figura 85). Estas pueden tener una trayectoria horizontal o

vertical según sea la necesidad. La longitud promedio de las escalerillas es de aproximadamente 10 ft. El ancho suele variar entre 5 y 24 in, se pueden encontrar escalerillas de un ancho mayor. Las escalerillas con un ancho mayor a 24 pulgadas son equipadas con un reforzamiento adicional en la primera y en cada peldaño o sección transversal.

Figura 84. **Coordinación selectiva de fusible – interruptor**



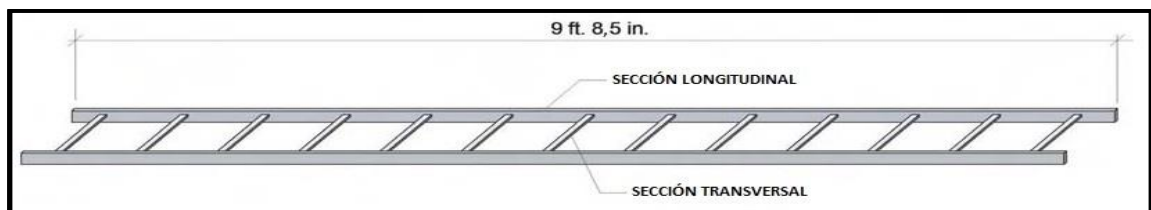
Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 334.

La sección longitudinal o el riel lateral rectangular, puede ser hueca o sólida. Secciones longitudinales sólidas suelen ser más fuertes y deben ser usadas en la mayoría de áreas de montaje e instalación de conductores excepto donde los conductores son de un calibre pequeño y se requiere del uso de materiales de bajo peso. Las escalerillas generalmente son ancladas cada 5 ft, también se puede anclar cada 4 ft donde se requiera de un mejor soporte y

anclajes cada 6 ft suelen ser usados donde el espacio físico y las dimensiones del sitio lo requieran.

Dos tamaños de sección longitudinal se pueden encontrar, $\frac{3}{8}$ in \times 1,5 pulgadas y $\frac{3}{8}$ pulgadas \times 2 pulgadas ; las escalerillas de sección longitudinal de $\frac{3}{8}$ pulgadas \times 2 pulgadas suele usarse la mayoría de veces, especialmente donde la resistencia de la infraestructura del sitio de telecomunicaciones es un motivo de preocupación. En sitios de telecomunicaciones de espacio y dimensiones reducidas se suelen usar escalerillas de sección longitudinal de $\frac{3}{8}$ pulgadas \times 1,5 pulgadas . La tabla XXX muestra el peso de diferentes escalerillas de diferente sección longitudinal.

Figura 85. **Escalerilla**



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 353.

En sitios de telecomunicaciones de pequeña escala, es común encontrar una sola escalerilla donde se encuentran tantos conductores de energía eléctrica y datos. En CO, dos o tres escalerillas se suelen utilizar, una o dos para conductores de energía eléctrica y otra para datos, también se suele utilizar para conductores de los circuitos eléctricos del cuadro de distribución secundaria de trayectoria corta.

El diseño mecánico y estructural de las escalerillas puede esbozarse a través de diferentes estimaciones o simplemente limitando el peso de los conductores o la altura de apilamiento de estos. De cualquier manera el objetivo es limitar la deformación por flexión o pandeo en las escalerillas debido al peso de los conductores ofreciendo un factor de seguridad contra sobrecarga mecánica.

Tabla XXXI. **Peso de escalerillas para conductores**

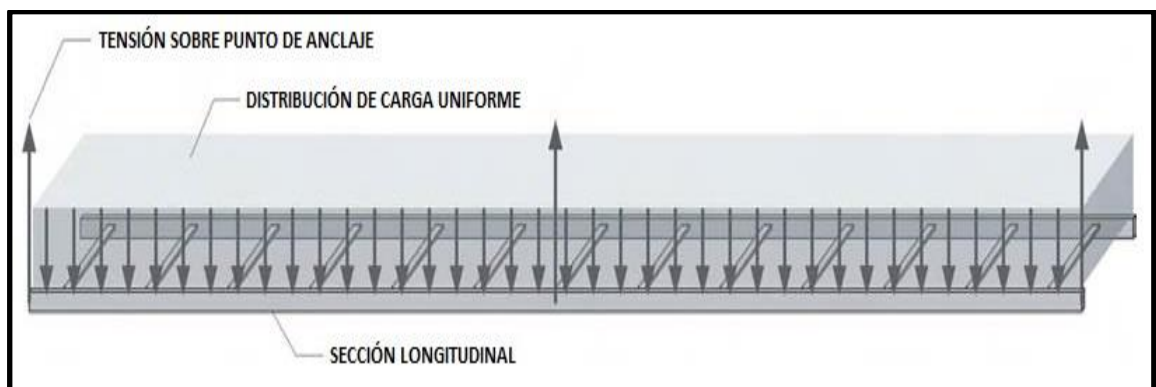
Ancho [in]	Peso [lb]			
	Hueco		Sólido	
	$\frac{3}{8}$ in×1,5 in	$\frac{3}{8}$ in×2,0 in	$\frac{3}{8}$ in×1,5 in	$\frac{3}{8}$ in×2,0 in
5	16,0	16,5	39,1	51,4
6	17,0	17,5	40,0	52,5
9	20,0	20,5	42,0	58,0
10	21,0	21,5	42,5	59,0
11	22,0	22,5	44,0	60,0
12	22,5	23,0	45,0	61,0
15	23,0	23,5	45,8	62,5
18	25,0	25,5	48,1	64,0
20	27,0	27,5	55,0	68,0
21	27,5	28,0	56,0	70,0
24	29,0	29,5	58,0	74,0
25	30,0	30,5	63,0	75,0
27	32,0	32,5	65,0	78,0
30	35,0	35,5	68,0	80,0
36	40,0	40,5	70,0	92,0

Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 353.

La sección longitudinal de la escalerilla suele presentar una distribución de peso de conductores uniforme la cual suele ser soportada a través de anclajes a cierta distancia entre ellos (ver figura 86). Se asume que la sección longitudinal tiene un largo igual a la distancia que existe entre los puntos de

anclaje (por ejemplo, 48, 60 o 72 pulgadas) y que la sección transversal distribuye el peso de los conductores de forma uniforme sobre la sección longitudinal. La tabla XXXI resume los valores estimados de distribución de carga máxima permisible tomando en cuenta un factor de seguridad de 2,0 y la figura 87 muestra la deformación por flexión o pandeo para escalerillas de ancho angosto con una distribución de carga uniforme.

Figura 86. **Diagrama de distribución de fuerzas sobre la sección longitudinal de una escalerilla**



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 354.

Es poco común que en la práctica el valor estimado de distribución de carga por unidad de longitud permisible sea alcanzado excepto en CO's donde son montados e instalados conductores de calibre significativo.

Tabla XXXII. **Distribución de carga máxima permisible para una escalerilla de $\frac{3}{8}$ pulgadas \times 2,0 pulgadas sólida y un factor de seguridad de 2,0**

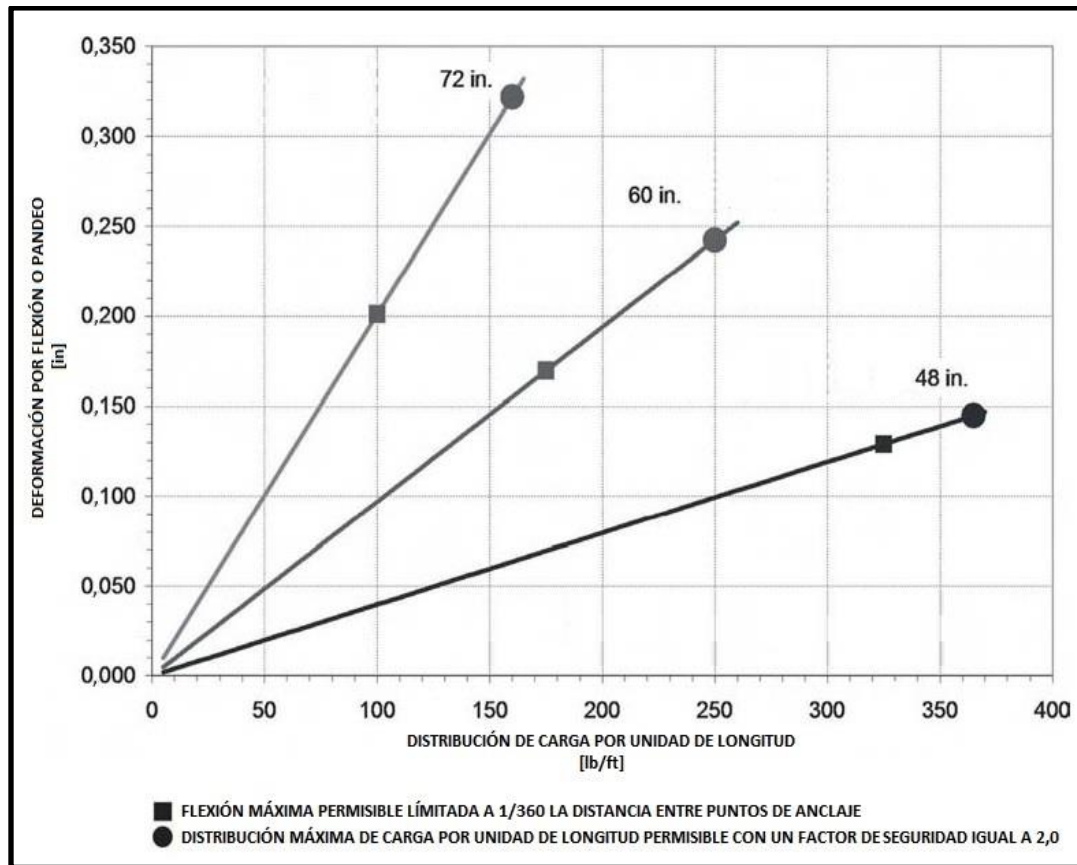
Distancia típica entre puntos de anclaje [in]	Distribución de carga máxima permisible [lb/ft]	Carga máxima total permisible [lb]
48	365	1 458
60	233	1 167
72	162	972

Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 355.

Un método para determinar la altura de apilamiento máximo es asumiendo que los conductores son de calibre 750 kcmil, donde el diámetro externo (incluyendo el aislamiento) es aproximadamente de 1,35 *pulgadas* (34,3 mm) y el peso por unidad de longitud es de 2,7 lb/ft (4,0 kg/m).

Es obvio que no todos los conductores usados en sitios de telecomunicaciones son de calibre 750 kcmil pero ilustra el peor escenario. Para propósitos de estimación, el ancho útil de montaje e instalación en una escalerilla no contempla el espesor de las piezas de la sección longitudinal. Por ejemplo, para una escalerilla de 12 pulgadas el ancho útil será de 11 pulgadas ya que el espesor de las piezas de la sección longitudinal suma 1 pulgadas en total. Para este caso, una sola capa de 8 conductores de calibre 750 kcmil es posible montar e instalar en la escalerilla. La tabla XXXII muestra la altura de apilamiento permisible según algunas prácticas comunes.

Figura 87. Deformación por flexión o pandeo de una escalerilla de $\frac{3}{8}$ pulgadas x 2,0 pulgadas sólida



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 356.

Para escalerillas de ancho igual a 12 pulgadas o mayores, la altura de apilamiento máxima es de 7 pulgadas , o 5 capas de conductores de calibre de 750 kcmil. Una escalerilla de 12 pulgadas de ancho puede soportar 40 conductores de calibre 750 kcmil con una carga distribuida por unidad de longitud de 108 lb/ft. Esto forma la base de la tabla XXXIII, la cual muestra la distribución de carga máxima permitible para escalerillas de diferentes dimensiones.

Tabla XXXIII. **Altura máxima de apilamiento de conductores en escalerilla**

Ancho de escalerilla [in]	Altura de apilamiento máxima [in]	
	Distancia entre puntos de anclaje	
	60 in	72 in
5	5	5
12 – 20	7	6

Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 357.

Tabla XXXIV. **Distribución de carga máxima permisible para escalerillas de diferentes dimensiones**

Ancho de escalerilla [in]	Distancia entre puntos de anclaje			
	60 pulgadas		72 pulgadas	
	Distribución de carga máxima permisible [lb/ft]	Carga total máxima permisible [lb]	Distribución de carga máxima permisible [lb/ft]	Carga total máxima permisible [lb]
12	108	540	86,4	518
15	135	675	108	648
20	189	945	151,2	907

Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 357.

La estructura de soporte y anclaje de las escalerillas debe ser capaz de soportar la carga distribuida por unidad de longitud estimada del peso asociado a los conductores. Para aplicaciones ordinarias, un análisis mecánico y estructural no suele ser requerido. Sin embargo, donde la carga máxima total

permisible suele ser considerable, la tabla XXXIV puede usarse para estimar la distancia entre los puntos de soporte y anclaje de la escalerilla.

Tabla XXXV. **Distancia entre puntos de soporte y anclaje en función de la carga máxima total permisible**

Distancia entre puntos de anclaje [ft]	Carga máxima total permisible [lb]
≤ 2	2 000
2 – 3	1 500
3 – 5	1 000
5 – 7	700
7 – 8	500

Fuente: REEVE, Whitham. *D. DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 358.

3.1.2.7. Sistema de puesta a tierra

Los requerimientos y guías de estimación y dimensionamiento descritos acá se enfocan en la seguridad del personal técnico de operación y mantenimiento así como en la confiabilidad de los componentes del sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de +24 o -48 V_{DC} así como de los equipos de servicios de telecomunicaciones disminuyendo la probabilidad de daño por fallas de línea a tierra, descargas electroatmosféricas, sobrecarga, entre otros:

El conductor de puesta a tierra es dimensionado de tal manera que pueda transportar el flujo de corriente de falla de forma segura a través de un valor de

impedancia bajo. Este debe ser el de mayor calibre en función de los siguientes puntos de evaluación y comparación.

Conductor de calibre 6 AWG (Valor inicial de evaluación y comparación). Conductor el cual su resistencia por unidad de longitud presenta una caída de voltaje $\leq 90\%$ del voltaje nominal (+24 o -48 V_{DC}) durante una falla, asumiendo que el flujo de corriente de falla es $\geq 10\times$ el valor nominal de ampacidad del dispositivo de protección por sobrecorriente de la fuente de alimentación.

Ecuación 159.

$$R_{\text{Máx.}} \leq \frac{0,9 \cdot V}{10 \cdot I_{\text{Op}}}$$

Donde

$R_{\text{Máx.}}$ = resistencia máxima sobre la trayectoria del flujo de corriente de falla

V = voltaje nominal

I_{Op} = ampacidad nominal del dispositivo de protección por sobrecorriente

El calibre del conductor de puesta a tierra dimensionado en función del valor de ampacidad nominal del dispositivo de protección por sobrecorriente según National Fire Protection Associations 2014. Por ejemplo, asuma que un gabinete de rectificadores, el cual aloja el cuadro de distribución primaria, tiene una capacidad de barras (carga y descarga) de 800 A y que el dispositivo de protección contra sobrecorriente de mayor ampacidad es de 225 A.

La distancia existente entre la RGB y la MGB es de 110 ft por lo que siguiendo los puntos de evaluación y comparación se tiene que el calibre del

conductor de puesta a tierra del cual se parte es de calibre 6 AWG, la resistencia máxima al flujo de corriente de falla es de.

Ecuación 160.

$$R_{\text{Máx.}} \leq \frac{0,9 \cdot V}{I_{\text{Op}}} = \frac{0,9 \times 48}{10 \times 225} = 0,0192 \, \Omega$$

Tabla XXXVI. **Calibre de conductor de puesta a tierra en función de su longitud y la ampacidad nominal del dispositivo de protección por sobrecorriente**

Ampacidad nominal del dispositivo de protección por sobrecorriente [A]	Calibre [AWG/MCM]
500	2
600	1
800	1/0
1 000	2/0
1 200	3/0
1 600	4/0
2 000	250 MCM

Fuente: elaboración propia.

En función del valor de resistencia máxima estimada, el valor por unida de longitud debe ser menor a 0,000175 ft/ Ω . De la tabla XXIV, a una temperatura de 30°C, el calibre inferior inmediato para este valor de resistencia por unidad de longitud es 2 AWG. De la tabla XXXV, en función de la ampacidad nominal del dispositivo de protección por sobrecorriente de 225 A correspondería un conductor de calibre 4 AWG.

Los tres puntos de evaluación y comparación presentan valores diferentes de calibre de conductores (6 AWG, 2 AWG y 4 AWG). Dado que el conductor de calibre 2 AWG presenta un área de sección transversal mayor, este debe ser el conductor de puesta a tierra a utilizar para la conexión entre la RGB y MGB. Para conductores de puesta a tierra usados dentro de estructura o marcos de soporte de equipos de servicio de telecomunicaciones o en los gabinetes de componentes del sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de +24 o -48 V_{DC} se debe usar un calibre 6 AWG como mínimo.

Si la distancia entre el equipo de servicios de telecomunicaciones o el componente del sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de +24 o -48 V_{DC} y la RGB, SSGB o MGB es mayor a 13 ft (4 m) el conductor se debe dimensionar en función de la tabla XXXVI.

Tabla XXXVII. **Calibre de conductor de puesta a tierra en función de su longitud en estructuras o marcos de soporte o gabinetes**

Longitud [ft]	Calibre [AWG]
≤4	6
4 – 6	4
6 – 8	3
8 – 10	2

Fuente: Motorola. *Standars and Guidelines for communications sites*. p. 223.

Todos los equipos de servicios de telecomunicaciones, los componentes del sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal +24 o -48 V_{DC}, las estructuras o marcos de soporte o gabinetes deben ser conectados al sistema puesta a tierra interno a través de diferentes elementos tal y como se describe en la tabla XXXVIII.

Tabla XXXVIII. **Conexión al sistema de puesta a tierra interno desde un ítem a tierra física**

Desde Ítem	Hacia					Conductor de puesta a tierra [AWG]
	MGB	SSGB	RGB	Conductor de puesta a tierra	IPGB	
SSGB	X	X		X		2
RGB	X	X	X	X		2
Elementos de puesta a tierra auxiliares	X	X	X	X		2
Bahía	X	X	X	X		6
Estructura o marco de soporte, ventanas y puertas metálicas	X	X	X	X		-
Conductor de puesta a tierra de equipo o componente	X	X	X	X		6
Chasis individual de equipo o componente	X	X	X	X		6
Puntos de control y monitoreo	X	X	X	X		6
Escalerilla	X	X				6
Supresor de transientes de línea transmisión de datos (RF)	X	X	X	X		6
Supresor de transientes primario	X	X		X		6
Supresor de transientes secundario	X	X	X	X		6
Rectificadores o convertidores DC - DC	X	X				2
Transformador eléctrico, motor – generador, ATS, UPS o Inversores	X	X		X		2
IPGB	X	X				2
Infraestructura metálica del sitio y tuberías	X	X			X	6

Fuente: Motorola. *Standars and Guidelines for communications sites*. p. 235.

4. MANTENIMIENTO

En este capítulo se tratará de cubrir los requerimientos de mantenimiento (preventivo y predictivo) de los componentes más críticos del sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de +24 o -48 V_{DC} de un sitio de telecomunicaciones.

4.1. Consideraciones generales

Las rutinas de mantenimiento consisten en inspección visual, revisión física, preservación, ajuste, reparación y cambio de piezas. El objetivo principal de una programación de rutinas de mantenimiento es disminuir el número de paros no previstos así como aumentar la confiabilidad de los componentes del sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de +24 o -48 V_{DC} así como la disponibilidad de los equipos de servicios de telecomunicaciones. Una falla en el sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de +24 o -48 V_{DC} en un sitio de telecomunicaciones afecta virtualmente la disponibilidad de una TSP.

El coste de una pérdida de disponibilidad en los servicios de telecomunicaciones debido a una falla en el sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de +24 o -48 V_{DC} es superior al coste de una rutina de mantenimiento preventivo o predictivo. Las rutinas de mantenimiento se clasifican en reactivo, correctivo programado, preventivo y predictivo. Las rutinas de mantenimiento preventivo ayudan a mantener una operación continua del sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de

+24 o -48 V_{DC}, mientras que las rutinas de mantenimiento predictivo permite anticiparse a una falla y prevenirla.

4.2. Rutina de mantenimiento de componentes críticos

Si se efectúa una adecuada rutina de mantenimiento al sistema de distribución de energía, esto ayudará a disminuir el número de paros no previstos así como aumentar la confiabilidad del sistema que se implementó.

4.2.1. Rectificadores y convertidores DC – DC

Los rectificadores y convertidores DC – DC requieren un mantenimiento mínimo, pero aquellos montados e instalados en sitios de telecomunicaciones remotos requieren de rutinas de mantenimiento preventivo y predictivo con una frecuencia anual. Es necesario tomar cierto grado de precaución al momento de realizar las rutinas de mantenimiento sobre los rectificadores debido al voltaje de AC que existe en sus entradas. Casi todos los procedimientos descritos en esta sección, excepto aquellos que hace referencia al lado de voltaje y corriente de AC del rectificador, se aplican a los convertidores DC – DC.

4.2.1.1. Rutina de mantenimiento anual

A continuación se describirá el proceso de la rutina de mantenimiento que se realiza anualmente, que inicia con la verificación del estado operativo de los rectificadores y los convertidores DC-DC finalizando con limpiar los rectificadores y convertidores.

- Antes de realizar cualquier rutina de mantenimiento, es necesario verificar el estado operativo de los rectificadores y los convertidores DC – DC y los elementos asociados a este.
- Si los rectificadores y convertidores DC – DC están equipados con ventiladores, revisar su estado operativo. Algunos ventiladores solo operan cuando la temperatura de operación o la del medio ambiente está por encima del valor deseado. En este caso, tanto el PCU del rectificador como del convertidor DC – DC debe ser capaz de realizar pruebas de operación del ventilador de forma automática y manual.
- Medir y registrar los valores de voltaje y corriente de AC a la entrada del rectificador y de DC en los convertidores DC – DC.
- Medir y registrar los valores de voltaje y corriente de DC a la salida del rectificador o del convertidor DC – DC. El voltaje de salida de DC de los rectificadores debe ser ajustado de forma precisa según la tecnología usada en los bancos de baterías.
- Verificar la distribución de carga de los rectificadores
- Verificar la compensación de temperatura de carga de los rectificadores, si aplica.
- Medir y registrar el valor de rizado del voltaje de AC en las terminales de las baterías con un voltímetro de AC de valor eficaz verdadero (true – rms).

- Medir y registrar el valor de rizado de corriente de AC en los circuitos eléctricos entre los rectificadores y las baterías con un voltímetro de AC de valor eficaz verdadero (true – rms)
- Verificar los valores de voltaje y corriente registrados por la PCU de los rectificadores o convertidores DC –DC y compare con un multímetro. De existir variación significativa proceder a calibrar valores en la PCU según especificaciones de fabricante.
- Examine todos los elementos visibles para identificar posibles puntos de sobrecalentamiento, deformación o goteo.
- Realice una evaluación, lo más profunda posible, de los componentes internos, circuitos eléctricos y electrónicos, cableado y conexiones con un termómetro infrarrojo. Tome en cuenta que algunos elementos semiconductores activos de los rectificadores o convertidores DC – DC pueden estar diseñados para operar a altas temperaturas y si la operación del rectificador, en términos generales, se puede calificar como normal, un valor de temperatura alto en alguno de estos elementos puede no ser motivo de alarma.
- Evaluar, a través de un termómetro infrarrojo o una cámara térmica, los cuadros de distribución de AC y DC, aguas arriba y abajo respectivamente, de los rectificadores con el afán de identificar sobrecalentamiento en dispositivos de protección por sobrecorriente. Un sobrecalentamiento en dispositivos de protección por sobrecorriente puede presentarse por sobrecarga o por una conexión pobre de este o en los puntos de conexión de los conductores.

- Limpiar los rectificadores y convertidores DC – DC con una aspiradora. Si los rectificadores son modulares, remueva uno a la vez. No remueva ningún rectificador o convertidor de DC – DC de su bahía a menos que los rectificadores o convertidores de DC – DC restantes tengan la capacidad para sustentar la carga tanto de baterías como de equipos de servicios de telecomunicaciones.

4.2.1.2. Pruebas básicas

Distribución de carga: los rectificadores y convertidores de DC – DC deben compartir la carga de equipos de servicios en una misma proporción en base a su capacidad (con una variación de alrededor del 10 %) de acuerdo a lo siguiente.

Ecuación 161.

$$I_{L_N} = I_{C_N} \cdot \frac{I_L}{I_{C_T}}$$

Donde

I_{L_N} = flujo de corriente de carga del rectificador o convertidor DC – DC N

I_{C_N} = máxima capacidad permisible del rectificador o convertidor DC – DC N

I_L = flujo de corriente de carga total

I_{C_T} = capacidad total de la bahía de rectificadores o convertidores DC – DC

Por ejemplo, si el flujo de corriente de carga total en dos rectificadores de 50 A y uno de 100 A (la máxima capacidad permisible de los rectificadores es de 200 A) es de 100 A, los rectificadores de 50 A deben proporcionar un flujo de corriente de 25 A y el de 100 A debe proporcionar 50 A para que la distribución de carga sea equitativa.

Los rectificadores modulares de conmutación de alta frecuencia así como los convertidores de DC - DC suelen centralizar el monitoreo y control, a través de la PCU, para regular el voltaje de salida y la distribución de carga. Sin embargo, aún existe componentes de montaje fijo y de operación independiente los cuales presentan un monitoreo y control inherente por lo que requieren de un ajuste de valores de voltaje y corriente local.

La exactitud en la distribución de carga generalmente es mejor cuando los rectificadores o convertidores de DC – DC operan a un valor por encima del 50 % de su capacidad nominal (típicamente la distribución de carga tendrá una relación del 10 al 20 %). Los rectificadores o convertidores de DC – DC no deberán distribuir carga si estos operan a un valor igual, o menor, al 10 % de su capacidad nominal, puede que bajo estas condiciones de operación algunos módulos presenten alarma por bajo flujo de corriente de carga.

Esta situación es común encontrarla en sitios Donde la carga de equipos de servicios es relativamente pequeña y el tiempo de reserva del banco de baterías es largo. Bajo estas condiciones, un conjunto de rectificadores de alta capacidad es requerida para recargar las baterías y una vez estas sean recargadas, la salida de corriente de los rectificadores decrece lo suficiente haciendo que la distribución de carga no sea correcta.

- Compensación de temperatura de carga

Si se utiliza compensación de temperatura de carga, la temperatura de la batería Donde el sensor es montado debe ser determinada para ajustar dicho valor de forma correcta en los rectificadores. Se debe verificar el sensor de temperatura con un termómetro infrarrojo. La compensación necesaria determinará el valor de ajuste en los rectificadores.

Por ejemplo, si el rectificador compensa la temperatura de carga reduciendo su salida de voltaje en una relación de 3,0 mVDC/°C y la temperatura de la batería es de 28 °C , la compensación será de $3,0 \text{ mVDC/}^\circ\text{C} \times (28^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C}) = 9 \text{ mVDC}$.

Si el banco se compone de 24 baterías y el voltaje deseado es de 58,48 V_{DC} a 25°C, el valor de voltaje después de una compensación de temperatura de carga será $58,48 \text{ Vdc} - (0,009 \text{ VDC} \times 24) = 54,26 \text{ VDC}$ a 28°C. La compensación de temperatura de carga debe ser sometida a prueba a través de un aumento de la temperatura del aire circundante al sensor a través de dispositivos de calefacción a la vez que se realizan mediciones del voltaje de flotación de las baterías (por seguridad, no use cualquier tipo de pistola de calor metálica y sostenga la fuente de calor por lo menos a 12 pulgadas (300 mm) del sensor para que este no presente sobrecalentamiento). Conforme la temperatura aumenta, el voltaje de flotación debería de caer.

Puede existir un tiempo de retardo y la caída de voltaje puede ser pequeña, por lo que el multímetro debe ser alta resolución. Cuando el voltaje de flotación cae por un incremento en el valor de la temperatura del sensor, el flujo de corriente que proporciona el rectificador también caerá hasta que la batería inicie un proceso de descarga/carga. Al restablecerse el valor de temperatura de operación normal, el voltaje de flotación se restablece según las condiciones ajustadas en la PCU.

4.2.2. Inversores

Se debe tener un cuidado particular cuando se practican rutinas de mantenimiento reactivo, correctivo programado, preventivo o predictivo en los inversores, esto debido al voltaje de entrada de AC el cual puede ser peligroso para el personal técnico de operación y mantenimiento.

4.2.2.1. Rutina de mantenimiento anual

En el siguiente apartado se muestra detalladamente un listado de la rutina de mantenimiento actual, este factor importante del tema de inversores de mantenimiento.

- Antes de realizar cualquier rutina de mantenimiento, es necesario verificar el estado operativo de los inversores y los elementos asociados a este.
- Medir y registrar los valores de voltaje y corriente de DC a la entrada de los inversores.
- Medir y registrar los valores de voltaje, corriente de AC y la frecuencia de la onda senoidal a la salida de los inversores.
- Verificar la distribución de carga en los inversores
- Verificar los valores de voltaje y corriente registrados por la PCU de los inversores y compare con un multímetro. De existir variación significativa proceder a calibrar valores en la PCU según especificaciones de fabricante.

- Si los inversores están equipados con ventiladores, revisar su estado operativo.
- Algunos ventiladores solo operan cuando la temperatura de operación o la del medio ambiente está por encima del valor deseado. En este caso, el PCU de los inversores debe ser capaz de realizar pruebas de operación del ventilador de forma automática y manual.
- Examine todos los elementos visibles para identificar posibles puntos de sobrecalentamiento, deformación o goteo.
- Realice una evaluación, lo más profunda posible, de los componentes internos, circuitos eléctricos y electrónicos, cableado y conexiones con un termómetro infrarrojo; si se aprecia temperatura anormal en algún punto de contacto o conexión verifique y practique torqueado de ser necesario.
- Evaluar, a través de un termómetro infrarrojo o una cámara térmica, los cuadros de distribución de DC y AC aguas arriba y abajo respectivamente, de los inversores con el afán de identificar sobrecalentamiento en dispositivos de protección por sobrecorriente; si se aprecia temperatura anormal en algún punto de contacto o conexión verifique y practique torqueado de ser necesario.

4.2.3. Baterías

En esta sección se describe los requerimientos para operación y mantenimiento de baterías de plomo ácido de tipo VLA y VRLA usadas en sistemas de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de +24 o -48 VDC de sitios de telecomunicaciones.

De primero se presentan requerimientos comunes que aplican para ambos tipos de baterías de baterías de plomo ácido para luego discutir sobre requerimientos más específicos.

4.2.3.1. Consideraciones generales

En respecto a consideraciones generales se pueden hacer tres afirmaciones sobre las rutinas de mantenimiento que se practican sobre las baterías de plomo ácido de tipo VLA y VRLA.

- No hay nada que se pueda hacer para prevenir que una batería presente envejecimiento natural, pero un programa de rutinas de mantenimiento aplicadas a baterías de forma periódica y constante aumentará la probabilidad de alcanzar la vida útil de diseño.
- Una TSP puede absorber el coste de mantenimiento de forma inmediata o postergarlo, pero absorber el coste de forma inmediata incrementa la confiabilidad de dicho componente.
- Casi cualquier afirmación, regla de oro o procedimiento en las rutinas de mantenimiento tienen su excepción. Siempre se debe leer, entender y seguir las recomendaciones del fabricante.

4.2.3.2. Equipo de medición y prueba

Únicamente se requieren de ciertos equipos de medición y prueba para mantener una batería dentro de los requerimientos básicos de operación, tales como una linterna no metálica, voltímetro y termómetro de alta precisión y para las baterías de plomo ácido de tipo VLA, un hidrómetro pueden ser suficientes.

Sin embargo, equipos de medición y prueba adicionales tales como un amperímetro de tipo gancho, micro – óhmetro, dispositivo de prueba de resistencia, impedancia o conductancia interna, dispositivo de prueba de la resistencia de aislamiento, entre otros, ayudarán de forma significativa en la rutinas de mantenimiento así como incrementarán la probabilidad de alcanzar la vida útil de diseño.

4.2.3.3. Herramientas y equipo de limpieza

Las herramientas y equipos de limpieza para las baterías comúnmente son facilitados por los propios fabricantes aunque suelen existir otros proveedores que se especializan en este tipo de productos. El conjunto de herramientas y equipos de limpieza incluyen baldes, recipientes o botes de tipo rociador para contener la solución de limpieza y neutralización, cepillo de cerdas y toallas así como equipo de protección personal.

Es de vital importancia mantener los puntos de conexión a las baterías limpias, brillantes y libres de corrosión y ligeramente recubiertas con un inhibidor de corrosión. Cualquier tipo de corrosión que se forme en las terminales debe ser limpiada; de otra manera la corrosión se puede esparcir a lo largo y ancho del área de contacto entre los bornes y los conectores lo cual desarrollará una alta resistencia en el punto de conexión generando calor y una pérdida de capacidad.

Corrosión que presenta colores azul, verde, amarillo mostaza o marrón indica presencia de cobre. El cobre proviene de algún lado (por ejemplo, los bornes o conectores) y se debe encontrar la fuente para tomar acciones correctivas. Se debe mantener las baterías y sus alrededores limpio, seco y libre de ácido.

El ácido sulfúrico absorbe humedad y cualquier derrame de electrolito no se seca o evapora por lo que debe ser neutralizado antes de limpiarse. Se debe neutralizar el electrolito derramado con una solución compuesta por 1 lb (0,1 kg) de bicarbonato de sodio y un galón (3,78 lt) de agua limpia. Posterior se puede enjuagar con agua destilada y secar con un paño suave y sin pelusa o una toalla (asegúrese de eliminar el derrame de forma apropiada y en su totalidad). No permita que la solución de agua carbonatada entre en las celdas de la batería.

4.2.3.4. Seguridad

Las mediciones y pruebas en los bancos de baterías deben ser ejecutadas o supervisadas solamente por personal calificado. Incluso baterías usadas en sistemas de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de +24 o -48 VDC de pequeña capacidad almacenan una gran cantidad de químicos y energía eléctrica, y cualquier error humano por falta de concentración en las actividades que desempeña o por falta de conocimiento puede llevar a una lesión física o daño afectando de forma directa o indirecta la disponibilidad de cualquier equipo de servicios de telecomunicaciones.

Aunque a veces no se requiera el uso de herramientas especiales, estas deben ser manipuladas y usadas con precaución y seguridad según como se indica a continuación:

- Usar herramienta aislada al trabajar sobre las baterías y cualquier punto de conexión de energía eléctrica.
- Usar torquímetro de tipo micrómetro o tipo *click* de buena calidad para apretar todos los puntos de sujeción de conexiones eléctricas; no utilizar

llaves de torque para aplicaciones automotrices con indicador de par en el mango.

- El valor de torque en la mayoría de instalaciones electromecánicas de baterías suelen especificarse en *lb·in*; sin embargo, algunos fabricantes actualmente, suelen utilizar el sistema métrico decimal.
- Se debe tener especial cuidado al ejercer un torque sobre los bornes debido a que estos están hechos de materiales relativamente frágil el cual se puede deformar y quebrar.

Al trabajar sobre los bancos de baterías y manipular electrolito, es necesario usar equipo de protección todo el tiempo, incluyendo:

- Guantes resistentes al ácido.
- Gabacha resistente al ácido.
- Botas de tipo industrial.
- Gafas o caretas de protección (asegúrese que dichos equipos de protección no cuenten con marcos metálicos desnudos que puedan provocar un corto circuito).

Figura 88. **Herramientas y equipo de limpieza**



Fuente: Digital. <http://www.ccjdigital.com/>. Consulta: 26 de octubre de 2014.

Evite salpicar el electrolito. El electrolito puede causar serias lesiones en los ojos y la piel, dañar la ropa y herramienta y equipo de trabajo relacionado a las rutinas de mantenimiento de las baterías por lo que es necesario tener mucha precaución al manipularlo. No se debe portar cualquier tipo de joyería metálica (hebillas de cinturón de metal, anillos, relojes, brazaletes, collares, entre otros.) mientras se realizan trabajos de las diferentes rutinas de mantenimiento en y alrededor de los baterías y los circuitos eléctricos asociados a estas.

El técnico de operación y mantenimiento debe retirar cualquier otro tipo de pieza metálica de la indumentaria que porte. Se debe usar una linterna no metálica para la inspección sobre los bancos de baterías y seguir las normas de seguridad estipuladas en National Fire Protection Associations, 2014. Nunca

poner ningún tipo de material conductor sobre las baterías. Evite cualquier acción que pueda causar una interrupción en los circuitos eléctricos asociados a las baterías, un cortocircuito o arco eléctrico.

Debe existir un extinguidor de incendios clase C de 10 lb dentro de la sala de montaje e instalación de los bancos de baterías. No se recomiendan los extinguidores de fuego de dióxido de carbono (CO₂) debido a que su baja temperatura de compresión puede causar un choque térmico y agrietar los contenedores de las celdas de las baterías y resultar en un derrame de electrolito, sumándose esto al problema inicial de fuego y dejando un desastre aun mayor por limpiar.

Las baterías suelen ser de un peso considerable por lo que es importante manipular estas con un mecanismo de levantamiento adecuado, tal como un polipasto. Algunos tipos de baterías requieren de un equipo de levantamiento especial (ver figura 89).

4.2.3.5. Pruebas y mediciones

Se tendrá que determinar un tiempo de prueba para evaluar la capacidad y efectividad del sistema de distribución de energía por medio de verificación del adecuado voltaje, temperatura, resistencia y la conducción de la corriente.

4.2.3.5.1. Voltaje

El voltaje de las baterías y de cada una de las celdas que las componen debe ser medido con un voltímetro y el valor leído registrado de manera regular. Cuando se mide el voltaje de cada una de las celdas, las puntas de prueba del voltímetro deben colocarse de forma directa en las terminales de cada celda y

no en las terminales donde están conectados los puentes de interconexión entre baterías. Cuando se mide el voltaje en las terminales de las baterías, las puntas de prueba del voltímetro deben ser colocadas directamente en los bornes de estas.

Figura 89. **Equipo de levantamiento para baterías**



Fuente: Master. <http://www.labelmaster.com/>. Consulta: 26 de octubre de 2014.

4.2.3.5.2. Temperatura

Las celdas de una batería de plomo ácido de tipo VLA deben estar a una temperatura aproximada homogénea; una diferencia de 3 °C (5 °F) desde el punto más frío hasta el más caliente de la celda es aceptable. Se debe evitar las fuentes de calor para evitar que se presente una diferencia de temperatura aún mayor en cada una de las celdas.

Si la diferencia entre los puntos calientes y fríos de una celda excede los 3 °C (5 °F), la ventilación o la circulación del aire puede ser inadecuada. Nunca se debe dejar que la temperatura del electrolito de una batería exceda los 38 °C (100 °F). Se recomienda registrar la temperatura ambiente del área de montaje e instalación de las baterías antes de realizar mediciones de temperatura de las celdas de las baterías.

El montaje e instalación de baterías bancos de varios niveles, como suelen ser la mayoría de montaje e instalación de baterías de plomo ácido de tipo VRLA, pueden presentar una variación de temperatura desde el punto más bajo hasta el más alto del banco. En esta situación, el nivel más alto del banco de baterías (comúnmente el nivel más alto) no debe exceder una variación de temperatura de 28 °C (82 °F). Si se dispone de un termómetro infrarrojo o una cámara termográfica, se recomienda medir la temperatura de las conexiones de las baterías (terminales y puentes de conexión entre celdas) cuando existe un flujo de corriente durante una etapa de descarga, tal como ocurre cuando se presenta una falla de la fuente de energía eléctrica primaria. La temperatura de puntos de conexión que presenten falso contacto o un torquedo inapropiado será mayor que otras conexiones.

4.2.3.5.3. Resistencia

Los puentes de conexión de los bancos de baterías están hechos comúnmente de cobre recubierto de plomo. Los puentes de conexión contemplan incluso las terminales de contacto a los bornes de las baterías y son comúnmente diseñadas para una caída de voltaje de -20 a -30 mV en el rango de flujo de corriente en la etapa de descarga. La resistencia de los puentes de conexión se puede estimar a partir de la ley de Ohm.

Ecuación 162.

$$R_C = \frac{\Delta V}{I_D}$$

Donde

R_C = resistencia del puente de conexión entre baterías

ΔV = caída de voltaje de diseño del puente de conexión

I_D = flujo de corriente en un periodo de descarga

Por ejemplo, si para una batería de 620 Ah el flujo de corriente en un periodo de descarga de 3 horas es 170 A y los puentes de conexión están diseñados para una caída de voltaje de -20 mV, la resistencia del puente de conexión, según la ley de Ohm, es de:

Ecuación 163.

$$R_C = \frac{\Delta V}{I_D} = \frac{0.020 \text{ V}}{170 \text{ A}} = 118 \times 10^{-6} \Omega = 118 \mu\Omega$$

Medir el valor de resistencia de los puentes de conexión de un banco de baterías puede ser peligroso; el personal técnico quien realiza dicha actividad debe mantenerse siempre alerta, ser metódico y prudente. El valor de resistencia de los puentes de conexión es pequeño, se suele medir en microohms. Para obtener resultados significativos es importante usar métodos consistentes y apropiados.

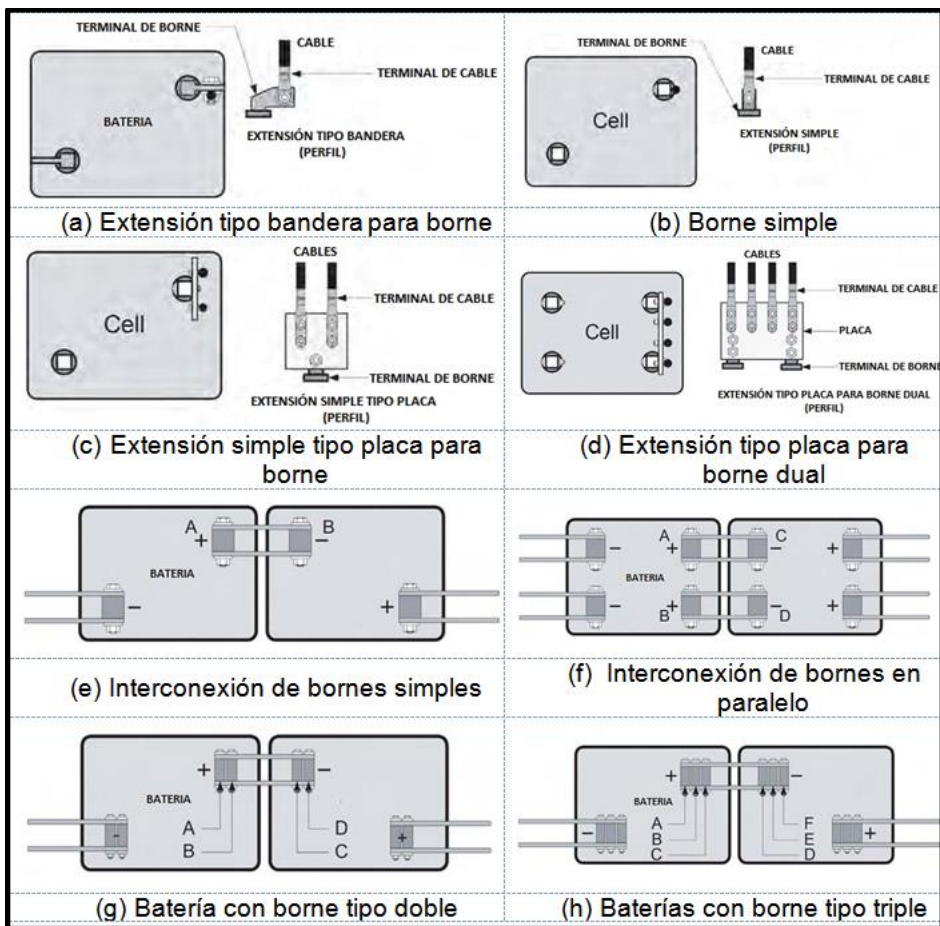
Las mediciones son hechas entre los bornes conectados a través del puente de conexión y entre el borne y la terminal de conexión de la primera y última batería del banco. La escala del microohmetro debe ser ajustada a su escala más pequeña y las puntas de prueba deben colocarse de forma perpendicular a la terminal de contacto o al borne. Existen muchos instrumentos de diferentes fabricantes diseñados para medir valores de resistencia pequeños y algunos son diseñados específicamente para baterías de plomo ácido de tipo VLA o VRLA para aplicaciones estacionarias con una precisión típica del 2 % y una resolución de hasta un 1 microohm.

Nunca se debe colocar las puntas de prueba entre bornes (positivo y negativo) de una batería o entre bornes de polaridad opuesta de baterías diferentes con el instrumento ajustado para medir resistencia, esto puede dañar el instrumento y la batería.

La configuración de los bornes y las terminales pueden variar. La figura 90 muestra algunas de las configuraciones más comunes y los puntos de medición de resistencia recomendada. Métodos apropiados y no apropiados de medición de resistencia se muestra en la figura 91. Algunas baterías de plomo ácido de tipo VRLA suelen tener una cubierta plástica alrededor de los bornes que suelen hacer difícil, pero no imposible, la medición de la resistencia de los puentes de conexión.

En estos casos es un error común medir la resistencia del puente de conexión de cabeza a cabeza entre bornes, esta medición incluye el valor de alta resistencia del perno de acero inoxidable del puente de conexión y no representa una medición real del puente de conexión de batería a batería. Las mediciones de resistencia de los puentes de conexión deben empezar en la primera batería, que en muchos sitios de telecomunicaciones es la batería en el extremo positivo del banco y se debe continuar hacia el extremo opuesto.

Figura 90. **Configuración de bornes y terminales de conexión de puentes en baterías**

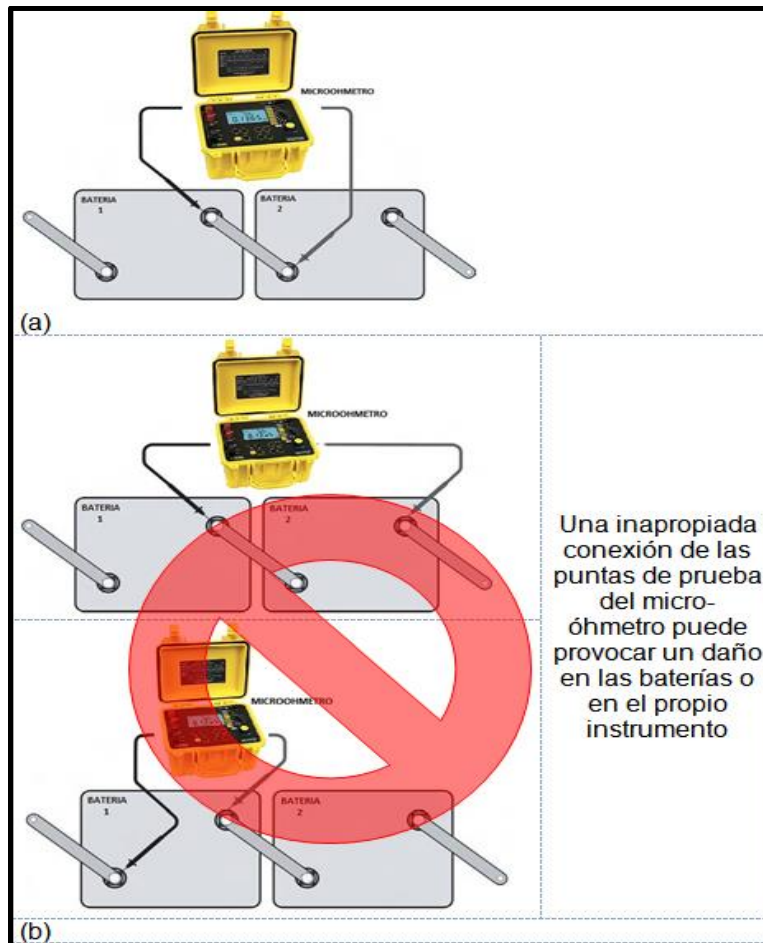


Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 444.

Se debe asegurar que antes de iniciar las mediciones de resistencia en los diferentes puntos de contacto entre baterías, el banco se encuentre en etapa de flotación y no de ecualización o en etapa de descarga. Es importante registrar cada uno de los valores de resistencia medidos, en el anexo B encontrará un formulario común usado en este tipo de actividades durante rutinas de mantenimiento preventivo en sitios de telecomunicaciones típicos. Según el siguiente procedimiento es aceptable para realizar mediciones de resistencia entre puntos de conexión entre baterías de un banco en un sitio de telecomunicaciones típico.

- Tomar la primera medición de resistencia en la batería No. 1 entre la terminal del cable y el primer borne [figura 90 (a) a la (d)]. Este valor de resistencia será aproximadamente igual a la mitad a la lectura obtenida entre puntos de interconexión de baterías.
- Tome la segunda medición entre el borne de polaridad opuesta de la batería No. 1 y 2 (no coloque las puntas de prueba sobre los puentes). Esta medición incluirá la resistencia del punto de sujeción mecánica (tornillo) así como la del puente [figura 90 (e) a la (h)] y el valor obtenido será aproximadamente igual al doble del valor de resistencia medido en la primera y última batería del banco.
- Realice mediciones subsecuentes entre bornes de polo positivo y negativo de baterías adyacentes de manera similar que el paso anterior, moviéndose de una batería a otra. Tome la última medición entre el último borne de la última batería del banco y la terminal del cable fijada.
- La resistencia de las terminales positivo y negativo de cada batería no debería de ser mayor que la mitad del valor de la resistencia de los puentes de interconexión de las baterías. El valor de mayor resistencia de las terminales de una batería no debería de exceder en más de un 20 % el valor de menor resistencia de las mismas.

Figura 91. **Métodos apropiados y no apropiados de medición de resistencia**



Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 444.

- La resistencia de los puentes de interconexión no debería de exceder en más de un 20 % el valor de menor resistencia.
- Si se encuentra algún valor de resistencia alto se debe medir el valor de resistencia de cada borne hacia los puentes de interconexión para determinar cuál de los dos puntos de conexión esta malo.

- Identifique y marque todos los puntos de conexión con un alto valor de resistencia para aplicar rutina de mantenimiento correctivo programado.
- Aplique torque en los puntos de conexión identificados como malos según las especificaciones del fabricante. Si al volver a medir no se alcanzan los valores límite permisible de resistencia, será necesario desinstalar y desmontar la batería, hacer limpieza del área bajo falla y aplicar un anticorrosivo. Desinstalar y desmontar una batería activa de un banco debe hacerse con mucha precaución y bajo una planificación de mantenimiento preventivo y correctivo programado, según sea el caso, para no poner en riesgo la disponibilidad de los equipos de servicios de telecomunicaciones del sitio.

Los valores de resistencia de los puentes de conexión entre baterías así como las terminales del banco deben estar en el orden de los 100 $\mu\Omega$ o menos; los valores reales dependerán mucho del área de contacto así como del tamaño del puente de conexión (baterías de tamaño pequeño presentarán valores de resistencia más altos que aquellas de mayor tamaño).

4.2.3.5.4. Conductancia

La conductancia puede indicarnos el estado interno de una batería, tanto para tipos VLA como VRLA. Medir el valor de conductancia permite tener un control y monitoreo sobre la corrosión y la deshidratación en baterías de tipo VRLA. Las especificaciones técnicas de los fabricantes deben listar los valores normales esperados. Las mediciones de conductancia no deben ser realizadas hasta que se haya verificado la resistencia de los puentes de interconexión (y realizar mantenimiento reactivo o correctivo programado sí es necesario), un valor de resistencia en los puentes de interconexión puede generar valores de conductancia erróneos.

Existen discrepancias entre fabricantes en relación a los valores y tolerancias de la conductancia que una batería debe tener, ya sea de tipo VLA o VRLA, pero la tabla XXXVIII puede ser usada para establecer una referencia para evaluar tendencias. El valor de referencia de una batería (CRV) es determinado y usado como punto de referencia para mediciones próximas.

Es importante que los registros de los valores de conductancia medidos empiecen desde el día del montaje e instalación del banco de baterías y se mantengan durante su periodo de vida útil. Los valores iniciales de conductancia son tan importantes como las tendencias durante la vida útil de las baterías.

4.2.3.6. Rutinas de mantenimiento mensual, trimestral y anual

Hay muchos estándares y prácticas para rutinas de mantenimiento de baterías de tipo VLA y VRLA usadas en sistema de distribución de energía eléctrica a un voltaje nominal de $-48V_{DC}$ de sitios típicos de telecomunicaciones. Normalmente comprenden inspecciones (observación de estado físico, pruebas y mediciones bajo condiciones de flotación) así como pruebas y mediciones de capacidad.

Entre los más conocidos se puede mencionar el estándar IEEE STD 450TM 2010 – *Recommended Practice for Maintenance, Testing and Replacement of Vented Lead – Acid (VLA) Batteries for Stationary Applications* y el estándar IEEE STD 1188TM 2010 - *Recommended Practice for Maintenance, Testing and Replacement of Valve – Regulated Lead – Acid (VRLA) Batteries for Stationary Applications*.

Tabla XXXIX. **Conductancia**

Descripción	Conductancia	Resistencia
Valor de referencia de la batería (CRV)	Valor promedio de los 10 valores más altos ($-48 V_{DC}$) o de los 5 valores más altos ($+24 V_{DC}$)	Valor promedio de los 10 valores más bajos ($-48 V_{DC}$) o de los 5 valores más bajos ($+24 V_{DC}$)
Para un banco de baterías nuevo o menor a dos años de operación	Los valores medidos de todas las baterías no deberían variar en un $\pm 5\%$ respecto del valor de CRV	Los valores medidos de todas las baterías no deberían variar en un $\pm 5\%$ respecto del valor de CRV
Para bancos de baterías con más de 2 años de operación	Los valores medidos de todas las baterías no deberían variar en un $\pm 10\%$ respecto del valor de CRV	Los valores medidos de todas las baterías no deberían variar en un $\pm 10\%$ respecto del valor de CRV
Un banco de baterías está en buenas condiciones si	Los valores medidos presentan un valor del 80 % por encima respecto al CRV	Los valores medidos presentan un valor del 125 % por encima respecto al CRV
Se requiere de pruebas adicionales en alguna batería en particular del banco si	Los valores medidos presentan un valor entre el 60 y 80 % respecto al CRV	Los valores medidos presentan un valor entre el 125 y 167 % respecto al CRV
Se considera inservible una batería y es candidata para reemplazo si	El valor de medido es $\leq 60\%$ respecto al CRV	El valor de medido es $\geq 167\%$ respecto al CRV

Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 449.

Dichos estándares describen la frecuencia y el tipo de pruebas y mediciones necesarias para validar la condición de una batería, ya sea esta de tipo VLA o VRLA.

4.2.3.7. **Requerimientos específicos**

Los requerimientos específicos para la implementación del sistema de distribución de energía eléctrica, en este proceso se determinan todos los elementos necesarios para el óptimo funcionamiento del mismo.

4.2.3.7.1. Tipo VLA

En esta sección se presentan los lineamientos básicos para la operación y mantenimiento de las baterías de plomo ácido tipo VLA. La mejor fuente de información para operación y mantenimiento de cualquier elemento de un sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de +24 o -48 V_{DC} suelen ser los propios fabricantes y las normas y estándares de la industria; sin embargo, en esta sección se provee suficiente información para la mayoría de baterías de plomo ácido tipo VLA.

La gravedad específica en una batería puede variar según el nivel del electrolito y esto se conoce como estratificación. La estratificación ocurre cuando el ácido sulfúrico, el cual se forma por un flujo de corriente de carga alto, se asienta en el fondo del contenedor de la batería debido a que este es más pesado que el agua. La gasificación que se produce a plena carga tiende a mezclarse con el electrolito y reduce la estratificación.

El nivel del electrolito en una batería tiende a bajar debido a la evaporación y electrolisis del agua. El ácido sulfúrico en el electrolito no se evapora, así que la gravedad específica aumenta conforme el nivel del electrolito decrece.

Para baterías de plomo ácido tipo VLA de tamaño pequeño, una ligera diferencia en el nivel del electrolito puede generar una variación significativa en la gravedad específica. Para evitar una deshidratación, el nivel del electrolito no debe bajar más allá del nivel mínimo marcado en el contenedor. Nunca se debe agregar electrolito a una batería de plomo ácido tipo VLA, esta actividad solo puede ser ejecutada por el fabricante.

La pérdida de agua del electrolito debido a la evaporación y los efectos durante la etapa de carga afectan la gravedad específica. En una batería a plena carga, si el nivel del electrolito es de ¼ pulgadas (6 mm) por encima del nivel máximo marcado en el contenedor, la gravedad específica será aproximadamente 6 puntos (0,006) que si el nivel del electrolito estuviera exactamente sobre el nivel máximo (un bajo nivel de electrolito representa una mayor concentración de ácido sulfúrico debido a que existe una menor cantidad de agua diluida).

Por lo tanto, cuando se mide la gravedad específica, el nivel del electrolito, respecto de la marca de nivel máximo, debe ser considerado para obtener un valor preciso. El nivel del electrolito se ve afectado por la velocidad de carga y la formación de gases. El electrolito en forma gaseosa tiene ligeramente un mayor volumen y mostrará un nivel mayor. Si el nivel del electrolito esta sobre la marca de nivel máximo durante un estado de flotación, este subirá por encima del nivel máximo cuando la batería este en un estado de ecualización. Tal incremento no es un problema a menos que el nivel alcance tal altura que el electrolito se desborde.

Cuando se mide la gravedad específica del electrolito de una batería de plomo ácido tipo VLA, el nivel del electrolito debe estar sobre la marca de nivel máximo. Si es necesario agregar agua, la medición de la gravedad específica no debería ser tomada sino hasta 72 horas después para permitir que el agua se mezcle con el electrolito (algunos tipos de baterías de plomo ácido tipo VLA pueden requerir un mayor tiempo). Agua de grifo no debe ser usada para ajustar el nivel del electrolito debido a que puede contener impurezas que pueden dañar las placas de la batería.

La gravedad específica varía en 1 punto de forma inversa con un aumento en la temperatura de 1,67 °C (3 °F). La temperatura de referencia para la medición de la gravedad específica es 25 °C (77 °F), por lo que todas las mediciones deberán ser corregidas a este valor de temperatura. La temperatura de una batería aumenta poco durante una etapa de descarga pero aumenta de forma rápida durante la etapa de recarga.

La temperatura ideal de la sala donde se monta e instalan los bancos de baterías debe ser de 25 °C (77 °F) pero un rango entre 16 y 27 °C (60 a 80 °F) es aceptable. Cuando la temperatura ambiente del área de montaje e instalación de los bancos de baterías está por encima de 32 °C (90 °F), debido a un inadecuado sistema de ventilación y refrigeración y donde no es posible hacer una mejoría para la regulación de temperatura, los fabricantes pueden recomendar que la gravedad específica del electrolito de las baterías de plomo ácido de las baterías se reduzca.

Existen tres tipos de hidrómetros para medir la gravedad específica del electrolito en baterías de plomo ácido de tipo VLA, de flotación, de jeringa y electrónicos. El hidrómetro de flotación puede ser instalado en una de las ventanas de muestra ubicadas en las esquinas de la cubierta de la batería. El hidrómetro tipo jeringa tiene una boquilla, un peso muerto, un tubo de vidrio y una pera de goma en la parte superior.

Ambos hidrómetros poseen un peso muerto con ciertas divisiones marcadas en la parte superior. El peso muerto se hunde lo suficiente dentro del electrolito para desplazar un volumen de electrolito de igual peso. Entre más alta sea la gravedad específica, más pesado será el electrolito y menos se hundirá el peso muerto.

Las marcas del peso muerto esta graduada en incrementos de 1 punto, o 0,001, sobre un rango de la gravedad específica entre 1,100 a 1,300. Para minimizar el error en las mediciones, de preferencia se debe usar un hidrómetro tipo jeringa con una boquilla larga y tomar muestras un tercio por debajo de la parte más alta de las placas si es posible. Burbujas en electrolito captado por el hidrómetro debido a la gasificación puede generar error y las lecturas deben ser tomadas como mínimo 15 minutos después de que la gasificación se detuvo.

- Carga de batería y procedimientos de medición
 - Carga de reactivación inicial

A baterías nuevas y baterías que han sido almacenadas por 3 meses o más se debe aplicar una carga de reactivación inicial. A menos que el fabricante especifique un valor de voltaje diferente, el valor de voltaje de ecualización normal debería de ser usado (tabla XXXIX).

El voltaje de la carga de reactivación inicial debe ser aplicado hasta que los gases libres dejen de aumentar de forma equitativa así como también la gravedad específica y el voltaje de cada batería del banco. La gasificación puede ser evaluada de forma fácil en aquellos contenedores de baterías traslucidos pero difíciles en aquellos que son opacos.

Tabla XL. **Valores de voltaje de flotación y ecualización típicos a 25 °C para baterías de plomo ácido tipo VLA**

Estado	Voltaje de batería [V _{DC}]	+24 V _{DC}	-48 V _{DC}
Flotación	2,17 – 2,25	26,04 – 27,00	52,08 – 54,00
Ecualización	2,24 – 2,39	26,88 – 28,68	53,76 – 57,36

Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 455.

En el último caso, la gravedad específica, el voltaje de la batería o la corriente de carga pueden ser medidos y estos valores se pueden usar para determinar el estado de carga de una batería. Antes de finalizar la carga de reactivación inicial, se debe registrar el valor de voltaje de cada batería del banco y luego cambiar al voltaje de flotación normal. Se debe dejar un periodo de 72 horas para estabilización y posterior medición de la gravedad específica, corregir la misma a 25 °C (77 °F) y registrar este último valor.

- Carga de flotación

Las baterías suelen estar en una carga de flotación continua a un valor de voltaje constante durante condiciones de operación normal. Utilice la tabla XXXIX para determinar los valores de voltaje de flotación apropiados a menos que el fabricante especifique otro valor.

Se debe medir el valor de voltaje a través de los bornes de la batería y comparar este valor con el valor registrado por la PCU del rectificador. De ser necesario, se debe ajustar el valor de voltaje del rectificador para coincidir con el valor medido con el multímetro en los bornes de la batería.

El valor de voltaje en los bornes de la batería es el parámetro de interés y no el valor registrado por la PCU del rectificador; esto debido a que el medidor de los rectificadores no suele presentar un grado de exactitud y resolución apropiado dado que simplemente funciona como medio de retroalimentación.

- Carga de ecualización

La carga de ecualización no debe aplicarse bajo un esquema de mantenimiento de rutina; sin embargo, si alguna de las condiciones descritas en la tabla XL se cumple se puede aplicar una carga de ecualización al voltaje según lo recomendado en la tabla XXXIX.

Tabla XLI. **Condiciones bajo las cuales se aplica una carga de ecualización**

Estado	Condición
Posterior a una descarga	Reducción de la capacidad de la batería en un 10 % o más
Flotación	La temperatura corregida de la gravedad específica de cualquiera de la baterías de un banco está 10 puntos (0,010) por debajo del valor nominal a plena carga
Flotación	El voltaje de cualquiera de las baterías de un banco está 0,05 V _{DC} por debajo del valor promedio del voltaje de flotación del banco.
Nivel de electrolito por debajo del mínimo	Si el electrolito está por debajo del mínimo, agua destilada o desmineralizada puede ser agregada para alcanzar el nivel máximo requerido y se debe aplicar una carga de ecualización para restaurar el valor de la gravedad específica.
Baja carga	Si una batería presenta baja carga, no consumirá el agua a la misma velocidad que una batería en condiciones normales de operación. En este caso una carga de ecualización restaurara la batería a su estado normal.

Fuente: elaboración propia, con base en el contenido de *DC Power Systems Desing for Telecommunications*.

Una falla, al aplicar una carga de equalización cuando se necesita, puede generar problemas tales como una sobredescarga y daño físico interno de la batería o un cambio en la polaridad cuando la batería es descargada. Las baterías de plomo ácido normalmente no suelen requerir carga de equalización periódicas si estas flotan a un valor de voltaje entre 2,20 y 2,25 V_{DC} por batería.

El proceso de carga de equalización se concluye cuando la liberación de gases en cada una de las baterías de un banco es equitativa, la gravedad específica deja de aumentar transcurrido el 88 % del tiempo del periodo de carga y la diferencia entre las baterías que registran un mayor y menor valor no es mayor del valor registrado previo a la carga de reactivación inicial.

El periodo de carga de equalización puede iniciar y parar de forma automática a través de un temporizador si es que la PCU está equipada con este. Se deben usar el periodo de carga de equalización recomendados por el fabricante o, si esta información no está disponible o simplemente no existe se puede usar la tabla XLI. Se debe tener cuidado y asegurar que el voltaje de equalización no exceda el valor del voltaje máximo permisible de las baterías.

Si alguna batería esta desgastada o defectuosa, aplicar una carga de equalización puede no lograr alcanzar el valor de la gravedad específica nominal y debido a esto se puede asumir que es necesario agregar electrolito para alcanzar el valor de la gravedad específica de la batería. Sin embargo, los fabricantes no suelen recomendar que se agregue electrolito a batería en servicio. Si existe duda sobre la condición de la batería, se puede contactar al fabricante para cualquier guía u orientación.

Tabla XLII. Duración típica del periodo de carga de equalización

Tipo	V_{DC} /Batería	Banco de baterías +24Vdc/-48Vdc	Tiempo [hrs]
VLA (Plomo Antimonio) 1,215 SG	2,24	53,76	80
	2,27	54,48	60
	2,30	55,20	48
	2,33	55,92	36
	2,36	56,64	30
	2,39	57,36	24
VLA (Plomo Calcio) 1,215 SG	2,24	53,76	222
	2,27	54,48	166
	2,30	55,20	105
	2,33	55,92	74
	2,36	56,64	50
	2,39	57,36	34

Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 458.

- Verificación de carga

La verificación de carga es un procedimiento efectivo para determinar si la carga de las baterías de un banco es equitativa. Sin embargo, este tipo de pruebas no debe sustituir la medición de la gravedad específica o la de la corriente en un estado de flotación, las cuales determinan el estado de carga de cada batería.

Al verificar la carga, la batería suele pasarse a un estado de equalización de forma manual. Después de 15 a 20 minutos, el voltaje del banco de baterías debe ser estable respecto al valor de voltaje de la batería piloto. Si la diferencia entre la batería con mayor y menor valor de voltaje es menor a $0,04 V_{DC}$, el banco de baterías no requiere una carga de equalización.

El banco de baterías debe ser sometido a una carga de ecualización si la diferencia de voltaje excede de $0,04 V_{DC}$. De forma alternativa, la corriente de carga puede ser medida en un intervalo de 2 horas para verificar si esta se ha estabilizado.

- Pruebas
 - Pruebas de aceptación

Una prueba de aceptación debe ser practicada por lo menos una semana después de que el banco de baterías haya sido montado e instalado y esté operando aun voltaje de flotación apropiado o después de aplicada una carga de reactivación inicial de acuerdo a las indicaciones del fabricante.

La prueba de fábrica no es sustituida por la prueba de aceptación en sitio debido a que durante el transporte y maniobras de carga y descarga pudo haber causado daños. La prueba de aceptación es una prueba de descarga con un tiempo de duración de 3 u 8 horas la cual debe llegar a una descarga del 90 % de la carga nominal. Se debe registrar los resultados de la prueba de aceptación, incluyendo la marca, modelo y número de serie de los equipos utilizados durante la prueba. Estos registros iniciales serán la base para futuras comparaciones. Durante la prueba de aceptación se debe seguir el siguiente procedimiento.

- Verificar que todas las terminales y la resistencia de los puntos de interconexión han sido medidos y cualquier defecto reparado.
- Conecte un amperímetro, voltímetro y un termómetro y utilice un cronometro preciso para registrar el tiempo transcurrido de la prueba.

- Registre la gravedad específica y el voltaje de cada batería, la temperatura del electrolito del 10 % del total de baterías del banco para establecer una temperatura promedio y el voltaje en terminales del banco.
- Desconectar las baterías para aislar las mismas del sistema de distribución de energía eléctrica a un voltaje nominal de -48 VDC y conecte este a una carga de prueba tal que la corriente de carga pueda mantenerse constante durante 3 u 8 horas a la temperatura inicial de las baterías.
- Utilice el valor de la temperatura promedio para calcular el valor del voltaje del punto final de descarga. Un voltaje de punto final de descarga de 1,75 VDC por batería aplica para una temperatura promedio de 25 °C (77 °F).

Si la temperatura promedio de una batería no es 25 °C (77 °F), determine el nuevo valor de voltaje del punto final de descarga. Por cada 10 °C por encima de los 25°C, sume 0,006 VDC a 1,75 VDC por batería y por cada 10 °C por debajo de los 25 °C, reste 0,006 VDC de 1,75 VDC por batería.

- Mide y registre el voltaje de cada una de las baterías así como el voltaje en terminales del banco. Las mediciones deben hacerse después de conectada la carga de prueba y repetir cada media hora hasta la última hora del periodo de prueba. Durante la última hora mida en intervalos de 10 minutos. Mida el voltaje entre polos positivos de cada batería de tal manera que la caída de voltaje entre los puntos de interconexión estén considerados.

- Si una batería esta próxima a sufrir un cambio de polaridad (el voltaje cae a 1,0 VDC por batería o menos), suspenda la prueba y discuta con el fabricante el resultado de la prueba.
- Mantenga la velocidad de descarga hasta que el voltaje en terminales de las baterías caiga a 1,75 VDC por batería o a 21,00 VDC para un banco de 12 baterías y a 42,00 VDC para un banco de 24 baterías.

Se estima el valor de la capacidad a través de los siguientes datos.

Ecuación 164.

$$\text{Capacidad}_{25^{\circ}\text{C}} = \frac{\text{Tiempo Real}}{\text{Tiempo nominal} \times K_T} \times 100$$

Donde

K_T = factor de corrección de temperatura (tabla XLIII).

- Pruebas de capacidad

Las pruebas de capacidad son similares a las pruebas de aceptación. Las pruebas de capacidad no suelen ser recomendadas para baterías de plomo ácido de tipo VLA. Sin embargo, una prueba de capacidad después del montaje e instalación establece los requerimientos mínimos para el reemplazo de una batería y una prueba de capacidad en un intervalo de 5 años indicará si las baterías presentan un envejecimiento normal.

Pruebas de capacidad adicionales pueden ser requeridas cuando una batería esta próxima a alcanzar su vida útil o por reclamos de garantía. En ausencia de un procedimiento específico del fabricante, se puede utilizar el siguiente procedimiento de prueba.

- Aplicar una carga de equalización a las baterías y luego regresar a un estado de flotación en un periodo de 3 a 30 días.
- Desconectar las baterías para aislar las mismas del sistema de distribución de energía eléctrica a un voltaje nominal de -48 VDC y así asegurar que una falla en las baterías no vaya a causar daño en otros equipos.

Tabla XLIII. **Factor de corrección de temperatura de pruebas de capacidad**

Temperatura inicial [°C]	Factor de corrección de temperatura (K_T)
5	0,684
10	0,790
15	0,873
16	0,888
17	0,902
18	0,916
19	0,929
20	0,942
21	0,954
22	0,966
23	0,977
24	0,986
25	1,000
26	1,006
27	1,015

Continuación de la tabla XLIV.

28	1,025
29	1,036
30	1,045
31	1,054
32	1,063
33	1,072
34	1,081
35	1,090
40	1,134
45	1,177

Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 458.

- Conectar un amperímetro, voltímetro y un termómetro y utilizar un cronómetro preciso para registrar el tiempo transcurrido de la prueba.
- Revisar todas las conexiones del banco de baterías de forma visual y con un micrómetro asegurándose que las conexiones están limpias y presenta una baja resistencia.
- Verificar con un termómetro infrarrojo los puntos de conexión después de iniciada la prueba. La temperatura será mayor en los puntos de conexión defectuosos. Si se identifican conexiones defectuosas, detener la prueba y corregir estas antes de continuar
- Registrar la gravedad específica, el voltaje de cada batería y la temperatura del electrolito del 10 % del total de baterías del banco para establecer una temperatura promedio y el voltaje en terminales del banco.

- Utilizar el valor de la temperatura promedio para calcular el valor del voltaje del punto final de descarga. Un voltaje de punto final de descarga de 1,75 VDC por batería aplica para una temperatura promedio de 25°C (77 °F). Si la temperatura promedio de una batería no es 25°C (77 °F), determinar el nuevo valor de voltaje del punto final de descarga. Por cada 10 °C por encima de los 25 °C, sume 0,006 VDC a 1,75 VDC por batería y por cada 10 °C por debajo de los 25 °C, reste 0,006 VDC de 1,75 VDC por batería.
- Conectar al banco de batería una carga de prueba. Descargar el banco de batería a través de la carga de prueba por un periodo de 3 u 8 horas hasta que se alcance el valor de voltaje del punto final de descarga determinado. Registrar el valor de voltaje de cada batería cada media hora durante la descarga.
- Observar durante la última hora de la prueba el momento exacto cuando se alcance el valor de voltaje del punto final de descarga. Si el valor de voltaje final de descarga es alcanzado antes de las 3 u 8 horas, la prueba debe detenerse y la capacidad debe ser estimada. Si el valor de capacidad esta entre el 80 % y el 90 % de su valor nominal, la batería debe ser sometida a prueba en un año. Si la capacidad de las baterías está por debajo del 80 % de su capacidad nominal estas deben ser reemplazadas.

Se estima el valor de la capacidad a continuación.

Ecuación 165.

$$\text{Capacidad}_{25^{\circ}\text{C}} = \frac{\text{Tiempo Real}}{\text{Tiempo nominal} \times K_T} \times 100$$

Donde

K_T = factor de corrección de temperatura (tabla XLII)

Se debe mantener un registro de todas las pruebas de capacidad, incluyendo marca, modelo y número de serie de todos los equipos de prueba usados así como de los resultados obtenidos. Estos registros deben ser comparados con la línea base de la prueba de aceptación y pruebas de capacidad anteriores para determinar la tendencia del rendimiento de las baterías.

4.2.3.7.2. Tipo VRLA

En esta sección se describen los requerimientos para la operación y el mantenimiento de las baterías de plomo ácido tipo VRLA.

- Carga de batería y procedimientos de medición
 - Carga de reactivación inicial

Las baterías de tipo VRLA son comúnmente entregadas de fábrica a plena carga y no requieren de una carga de reactivación inicial, a menos que el fabricante indique lo contrario. Si una batería de plomo ácido de tipo VRLA es almacenada por más de dos meses previos a montaje e instalación, es

necesario aplicar una carga de reactivación inicial de forma inmediata posterior a que el montaje e instalación haya concluido.

A menos que el fabricante especifique lo contrario, los valores de voltaje de ecualización de la tabla XLIII deberían de ser usados. Si las baterías son conectadas a un sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de $-48 V_{DC}$ como medio de respaldo se debe asegurar que el voltaje de alimentación de los equipos de servicios de telecomunicaciones no exceda el valor máximo de operación de estos últimos. La carga de reactivación inicial debe ser aplicada hasta que el voltaje de las baterías se estabilice.

Tabla XLV. **Voltaje de flotación y ecualización a 25 °C de baterías de tipo VRLA**

Estado	V_{DC} /Batería	+12 V_{DC}	-48 V_{DC}
Flotación VRLA – 1,300 SG	2,25 – 2,27	27,0 – 27,24	54,0 – 54,48
Ecualización VRLA – 1,300 SG	2,30 – 2,35	27,60 – 28,20	55,20 – 56,40

Fuente: REEVE, Whitham D. *DC Power Systems Desing for Telecommunications*. p. 458.

Antes de terminar de aplicar la carga de reactivación inicial, registrar el voltaje de las baterías y después cambiar el estado del banco de baterías a flotación. Después de un periodo de estabilización de 72 horas, medir y registrar los voltajes de cada batería.

- Carga de flotación

Las baterías de plomo ácido de tipo VRLA típicamente se mantienen en un estado de flotación a un voltaje a los indicados en la tabla XLIII; existen algunas variaciones, tal y como se indica. Mantener un valor de voltaje de flotación preciso es crítico para las baterías de tipo VRLA. Para reducir la probabilidad de disipación de calor por fuga térmica (*thermal runaway*), el voltaje de flotación debe ser compensado según la temperatura de tal manera que a mayor temperatura menor el valor del voltaje de flotación.

Cuando se operan baterías de tipo VRLA en estado de flotación a plena carga en condiciones normales, no se presenta reacción química total y la energía liberada por sobrecarga se transforma en calor. Si el ambiente de montaje e instalación es tal que el calor producido puede ser disipado, no se suele presentar disipación de calor por fuga térmica.

Si la tasa de calor generado excede la capacidad de disipación, la temperatura de la batería aumenta, la batería puede soportar más carga lo que resulta en una demanda de flujo de corriente mayor con el afán de mantener el voltaje de flotación dentro de los límites permisibles. El mayor flujo de corriente resulta en una mayor generación de calor, el cual aumenta aún más la temperatura y el ciclo continuo hasta que la batería se destruye. Una temperatura ambiente por encima de los 22 °C, o una batería o rectificador en mal estado puede agravar esta situación.

Conforme una batería se acerca a plena carga, el flujo de corriente de carga decrece. La batería está totalmente cargada cuando el flujo de corriente de carga no presenta un cambio mayor al 10 % después de 3 horas continuas. Si el voltaje de carga ha sido ajustado por encima del valor de voltaje de

flotación para reducir el tiempo de carga, el voltaje de carga debe ser reducido al voltaje de flotación después de que el flujo de corriente de carga se haya estabilizado. Nunca se debe exceder el valor máximo del voltaje de carga recomendado por el fabricante.

- Carga de ecualización

Una carga de ecualización no suele ser aplicada normalmente en baterías de tipo VRLA debido a que estas suelen ser cargadas lo suficiente en un estado de flotación; sin embargo, una carga de ecualización puede ser necesaria si se requiere de una recarga rápida después de una descarga. Las hojas técnicas de los fabricantes normalmente proveen rangos de voltaje recomendados y el voltaje de flotación es ajustado a un valor medio de este rango.

Si un valor de voltaje para una carga de ecualización es usado, este es ajustado al valor máximo del rango recomendado por el fabricante. El riesgo de disipación de calor por fuga térmica en baterías de tipo VRLA es alto durante la aplicación de una carga de ecualización.

- Pruebas

- Prueba de aceptación

Las pruebas de aceptación para las baterías de tipo VRLA son similares a las realizadas en las baterías de tipo VLA por lo que se puede seguir el mismo procedimiento antes descrito.

- Prueba de capacidad

Tal y como se describió para las baterías de tipo VLA, pruebas de capacidad frecuentes en baterías de tipo VRLA no son recomendadas. Sin embargo, pruebas con un intervalo de 1 a 2 años pueden indicar si la batería presenta un envejecimiento normal. También se suele emplear la prueba de capacidad para determinar si las baterías están próximas a alcanzar su vida útil o por reclamo de garantía a fábrica.

Las conclusiones a las que se llegan tras practicar una prueba de capacidad en baterías de tipo VRLA son las mismas que las de tipo VLA, si la prueba muestra que la capacidad medida está por debajo del 90 % de su capacidad nominal, la prueba debe volver a realizarse en un periodo de 6 meses a un año. Cuando la capacidad medida está por debajo del 80 % de capacidad nominal, la batería debe ser reemplazada. El procedimiento a seguir para las pruebas de capacidad de las baterías de plomo ácido de tipo VRLA es el mismo descrito para aquellas de tipo VLA.

CONCLUSIONES

1. La evolución en los servicios de telecomunicaciones y la necesidad palpable de una comunicación constante del ser humano ha hecho que este servicio sea indispensable en el día a día de una sociedad. Tal es el impacto de esta necesidad que la disponibilidad y continuidad de los equipos de servicios de telecomunicaciones representan un factor clave dentro de los índices de operación y mantenimiento de una TPS, por lo que un sistema de distribución de energía eléctrica a un voltaje nominal de $-48 V_{DC}$ confiable se vuelve importante en las diferentes etapas de vida útil de un sitio de telecomunicaciones típico.
2. En el diseño de componentes y circuitos eléctricos de un sistema de distribución de energía eléctrica a un voltaje nominal de $-48 V_{DC}$ destaca el tiempo de autonomía que puede tener un sitio de telecomunicaciones típico ante una falla del servicio prestado por una distribuidora de energía eléctrica comercial. El tiempo de autonomía se rige en primera instancia por la capacidad en Ah de los bancos de baterías así como del respaldo de energía eléctrica a través de un grupo electrógeno.
3. Para el diseño de componentes y circuitos eléctricos de un sistema de distribución de energía eléctrica a un voltaje nominal de $-48 V_{DC}$ la temperatura es un factor importante tanto para el sistema de ventilación y aire acondicionado así como para el diseño de la ingeniería de los cables conductores a utilizar en cada circuito eléctrico del sitio de telecomunicaciones.

4. En la etapa de ejecución de la metodología de diseño, montaje e instalación se hace evidente que a pesar de que las baterías de plomo ácido tipo VLA presentan ciertas ventajas técnicas en comparación con las de tipo VRLA, el coste de montaje e instalación así como de operación y mantenimiento es más elevado, siendo este un factor importante en la tendencia actual en el montaje e instalación de baterías de plomo ácido de tipo VRLA para sitios de telecomunicaciones típicos.
5. Es importante considerar el factor de riesgo sísmico que puede existir en la zona donde es montado e instalado un sitio de telecomunicaciones, especialmente para lograr diseñar la ingeniería de los gabinetes o estructuras de soporte de los bancos de baterías, así como sus puntos de anclaje, con el afán de evitar cualquier daño material o humano.
6. Mantener un punto común de puesta a tierra para lograr una diferencia de potencial nula entre los componentes de un sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de -48 o $+24$ V_{DC} debe ser prioridad en la etapa de diseño del sistema de puesta a tierra interno y externo de un sitio de telecomunicaciones, ya que de esto depende la seguridad e integridad física, tanto del personal técnico como de los equipos de servicios de telecomunicaciones.
7. El diseño de ingeniería de las escalerillas como estructura de soporte para los cables conductores de un sitio de telecomunicaciones es un factor importante a considerar para el dimensionamiento de estos últimos, dado que la ampacidad sobre ciertas condiciones de

operación y mantenimiento es determinada en función del calor disipado debido a las pérdidas por efecto *Joule*.

8. A pesar de que en la metodología de diseño, montaje e instalación se describen la secuencia de pasos de forma individual para componente de un sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de -48 o $+24$ V_{DC} , los rectificadores, barras de carga y descarga y los cuadros de distribución de carga primaria pueden ser requeridos a fabrica como un solo bloque montados e instalados sobre gabinetes con una capacidad de hasta 69 kW, tales como los de la familia NetSure™ 801 de EMERSON.
9. Uno de los puntos a considerar durante el montaje e instalación es separar las escalerillas para uso de cables conductores de energía eléctrica de aquellos destinados para tráfico de datos. Es práctica común, en especial en COs, que los cables conductores para energía eléctrica estén montados e instalados en la parte superior, a cielo abierto, del sitio mientras que los cables conductores para tráfico de datos o fibra óptica estén montados e instalados en la parte inferior por debajo de los pisos falsos.
10. El uso de inversores se suele reservar para aquellas cargas de equipos de servicios de telecomunicaciones que presentan una criticidad alta pero esto suele impactar en el tiempo de autonomía que suele presentar un banco de baterías. Es por esto que actualmente la tendencia en las TPS los equipos de servicios de telecomunicaciones que trabajan a voltajes nominal de $120/240$ V_{AC} , monofásicos o trifásicos, es a la baja. Se ha comprobado que una operación a voltaje nominal de -48 V_{DC} la autonomía puede ser superior a las 8 horas,

incluso alcanzado una autonomía de días según las características y densidad de la carga del sitio de telecomunicaciones.

11. Dado que los bancos de baterías así como el grupo electrógeno son parte vital dentro de un sistema de distribución de energía eléctrica a un voltaje nominal de $-48 V_{DC}$ de un sitio de telecomunicaciones, una rutina de mantenimiento preventivo y predictivo efectivo sobre estos elementos es importante ya que de la disponibilidad de estos componentes depende la continuidad de los equipos de servicios de telecomunicaciones.
12. Una de las grandes ventajas desde el punto de vista de operación y mantenimiento de los sistemas de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de $-48 V_{DC}$ sobre aquellos con un voltaje nominal de $+24 V_{DC}$ es la conexión del polo positivo de estos al sistema de puesta a tierra. Esto disminuye de forma significativa la corrosión galvánica provocada por la corriente de fuga generada por los cables blindados así como de otros ductos metálicos o componentes enterrados en la parte de planta externa de un sitio de telecomunicaciones.
13. Se debe mantener un registro histórico de cada variable a monitorear y controlar, para predecir tendencias y estimar reemplazos en los momentos oportunos de los diferentes componentes de un sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal de -48 o $+24 V_{DC}$ de un sitio típico de telecomunicaciones.
14. Los rectificadores modulares de conmutación de alta frecuencia revolucionaron los esquemas de operación y mantenimiento de un sitio típico de telecomunicaciones. Poseen varias ventajas, como su

tamaño, modularidad y capacidad de reemplazo sin necesidad de una interrupción de energía eléctrica, entre otros, han hecho que se prefieran sobre otras opciones.

15. Cada generación de rectificadores, convertidores DC – DC e inversores suelen ser más pequeña en dimensiones física que la anterior y esto hace que también el costo del mismo se reduzca, tanto a nivel de inversión inicial como de operación y mantenimiento.

RECOMENDACIONES

1. El reemplazo de un banco de baterías en la situación en la que solo algunas presentan fallas suele presentar un costo elevado. Es común que cuando las baterías son de la misma marca y modelo, así como sus características electroquímicas presentan valores similares, formar bancos de baterías con aquellas que quedan dispersas en el sitio de telecomunicaciones.
2. Previo a juntar las baterías dispersas en un solo banco es necesario practicar una rutina de mantenimiento predictivo para conocer el estado real de cada una de estas y una vez armado el banco se debe practicar un proceso de carga de ecualización para regular el voltaje de flotación del banco así como la carga de cada una de las baterías.
3. Actualmente, para medir la resistencia y conductancia de un banco de baterías suele hacerse con instrumentos de mayor precisión y resolución en comparación con un Óhmetro convencional. MIDTRONICS es una marca que presenta una gama de instrumentos de medición de parámetros de operación de las baterías para una gestión de mantenimiento, ya sea preventiva o predictiva, efectiva asegurando una vida útil prolongada. Este tipo de instrumentos de medición reflejan una reducción en el tiempo medio entre fallas (MTBF) y de reparación (MTTR) significativo, orientando el esfuerzo del personal técnico en tareas de mayor importancia.

4. Un sistema de monitoreo y control es de vital importancia actualmente, para mantener una disponibilidad y continuidad del servicio de telecomunicaciones alta. Integrar cada elemento que compone el sistema de distribución de energía eléctrica a voltaje nominal a $-48 V_{DC}$ a una plataforma de gestión para operación y mantenimiento suele ser una herramienta que ayuda en la identificación temprana de falla y en la predicción oportuna para el reemplazo de un componente que está próximo a finalizar su vida útil.

5. Las rutinas de mantenimiento planteadas en este trabajo académico son un resumen de prácticas usuales en la industria pero se hace constar que al igual que otras prácticas, cada TPS puede plantear sus propios criterios en función de la disponibilidad y continuidad de los servicios de telecomunicaciones.

BIBLIOGRAFÍA

1. American National Standards Institute. *Electrical Protection for Telecommunications Central Offices and Similar Type Facilities*. S.L.: USA: ANSI, 2003. 238 p.
2. ANDER-EGG, Ezequiel. *Métodos y técnicas de investigación social*. Argentina: Río de Plata. 2003. 175 p.
3. ASTM International. *Standard Specification for Rope-Lay-Stranded Copper Conductors Having Bunch-Stranded Members, for Electrical Conductors. Standard Specification for Rope-Lay-Stranded Copper Conductors Having Bunch-Stranded Members, for Electrical Conductors*. S.L.: USA: ASTM International, 2001. 140 p.
4. ASTM International. 2 004. *ASTM B8-04: Standard Specification for Concentric-Lay-Stranded Copper Conductors, Hard, Medium-Hard, or Soft*. S.L.: ASTM International, 2004. 310 p.
5. AT&T. *Power Systems. ATT-TP-76400 - Detail Engineering Requeriment..* USA:AT&T, 2012. 32 p.
6. Copper Development Association Inc. *Copper Development Association Inc. Ampacities and Mechanical Properties of Rectangular Copper Busbars*. [en línea] <http://www.copper.org/>. 22. [Consulta: 16 de septiembre de 2014.]

7. *Current Ratings of Multicore Cables. Brakelmann, H., Lauter, P y Anders, G. 2004. S.L.: IEEE, 2004. Industry Applications Conference Record. Vol. 4. 39 p.*
8. *Environmente Friendly High Quality, High Availability Telecom Power Plant Architecture. Fraisse, M. y Buchsbaum, S.L.: IEEE, 2 002. 205 p.*
9. FINK, D. y CARROLL, J. *Standard Handbook for Electrical Engineers.* New York: McGraw - Hill, 1968. 325 p .
10. GEODE, An. *Electrical Energy Supply with high Availability. Mertz, J.L., Girard y Gerard.* Tokyo : IEEE, 1 983. 85 p.
11. GROSSONI, M y MATTARELLA, F. *Innovative Energy Solutions for Telecom Networks pulgadas the New Highly Competitive Environment. 2 000.* Phoenix : IEEE, 2000. 232 p.
12. HARSHE, B. y Black. *Ampacity of Cables pulgadas Single Open-Top Cable Trays., W. 1994. S.L.: IEEE, 1994. IEEE Transactions on Power Delivery. Vol. 9, 1900 p.*
13. HERNÁNDEZ, Roberto. *Metodología de la investigación.* México: McGraw-Hill. 2006. 569 p.
14. *History of a Single - Phase Hig - Voltage Distribution System.* Woodward, G. 1 993. 3, S.L.: Proceedings of the IEEE, 1 993, Vol. 140.
15. IEEE. 1994. *Standard Power Cable Ampacity.* IEEE 835. 1994. 325 p.

16. Insulated Cable Engineers Association, Inc. *ANSI/ICEA P-54-440-2009: Ampacities of Cables Installed pulgadas Cable Trays*. S.L.: National Electrical Manufacturers Association, 2009. 510 p.
17. National Fire Protection Associations. *NFPA 70: National Electrical Code*. S.L.: National Fire Protection Associations, 2014. 210 p.
18. NIEBEL, Benjamin V. *Ingeniería Industrial: métodos, estándares y diseño del trabajo*. Andris Freivald. 11a. ed. Mexico: Alfaomega, 2004. 880 p.
19. PENDER, H. y DEL MAR, W. *Electrical Engineer's Handbook*. 2a ed. New York: CRC Press LLC, 1997. 315 p.
20. RAVIPRASAD, V., SHANKER, TULIKA y K.S., Ravindra. *Power Architectures for telecommunicationsAdvances pulgadas Electronics*, Electrical and Computer Science Engineering. Allahabad : s.n., 2012. 610 p.
21. REEVE, Whitham D. *DC Power System Design for Telecommunications*. New Jersey : IEEE, 2007. 310 p.
22. *Sizing of Cables pulgadas Randomly-Filled Trays with Consideration for Load Diversity*. Leake, H. 1997. S.L.: IEEE, 1997. IEEE Transactions on Power Delivery. Vol. 12. 1. 125 p.
23. STOLPE, J. *Ampacities for Cables pulgadas Randomly Filled Cable Trays*. USA: IEES, 1970. 90 p.

24. *The Calculation of the Temperature Rise and Load Capability of Cable Systems.* Neher, J. H. y McGrath, M.H. 1957. S.L.: American Institute of Electrical Engineers Transactions, 1957, págs. 57 - 660.
25. *The Decentralized Power DC Unit pulgadas the Energy System (GEODE) for Telecommunications Equipments.* Leblanc, J. P., Marquet, D. y Gatine, G. 1987. Stockholm : IEEE, 1987.
26. *The Evolution of Telecommunications and the Impact on CO Power Architectures.* Osifchinm, Nicholas y Horzepa, J. 1994. Berlín: IEEE, 1 994.
27. *Triumpf of AC - The Battle of the Currents.* 2003. 4, S.L.: IEEE Power Energy Mag., 2003, Vol. 1.
28. *Wurst, Manfred R. Laiding & John W. Battery Failure Prediction.* S.L., Whippany, New Jersey: BTECH, Inc.
29. *ZAPATA, Óscar. Herramientas para elaborar tesis e investigaciones.* México: Pax. 2005. 280 p.

Continuación del apéndice 1.

Lecturas mensuales:								Lecturas cada 4 meses:																																																																																																																		
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Fecha</th> <th colspan="2">Carga</th> <th rowspan="2">Nivel de Electrolito</th> <th colspan="3">Batería piloto</th> <th rowspan="2">Temp. Ambiente</th> </tr> <tr> <th>V</th> <th>I</th> <th>V</th> <th>Temp.</th> <th>SG</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td></tr> <tr><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td></tr> <tr><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td></tr> </tbody> </table>								Fecha	Carga		Nivel de Electrolito	Batería piloto			Temp. Ambiente	V	I	V	Temp.	SG																									Fecha: <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Batería</th> <th>Voltaje</th> <th>Gravedad específica</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td> </td><td> </td></tr> <tr><td>2</td><td> </td><td> </td></tr> <tr><td>3</td><td> </td><td> </td></tr> <tr><td>4</td><td> </td><td> </td></tr> <tr><td>5</td><td> </td><td> </td></tr> <tr><td>6</td><td> </td><td> </td></tr> <tr><td>7</td><td> </td><td> </td></tr> <tr><td>8</td><td> </td><td> </td></tr> <tr><td>9</td><td> </td><td> </td></tr> <tr><td>10</td><td> </td><td> </td></tr> <tr><td>11</td><td> </td><td> </td></tr> <tr><td>12</td><td> </td><td> </td></tr> <tr><td>13</td><td> </td><td> </td></tr> <tr><td>14</td><td> </td><td> </td></tr> <tr><td>15</td><td> </td><td> </td></tr> <tr><td>16</td><td> </td><td> </td></tr> <tr><td>17</td><td> </td><td> </td></tr> <tr><td>18</td><td> </td><td> </td></tr> <tr><td>19</td><td> </td><td> </td></tr> <tr><td>20</td><td> </td><td> </td></tr> <tr><td>21</td><td> </td><td> </td></tr> <tr><td>22</td><td> </td><td> </td></tr> <tr><td>23</td><td> </td><td> </td></tr> <tr><td>24</td><td> </td><td> </td></tr> </tbody> </table>			Batería	Voltaje	Gravedad específica	1			2			3			4			5			6			7			8			9			10			11			12			13			14			15			16			17			18			19			20			21			22			23			24		
Fecha	Carga		Nivel de Electrolito	Batería piloto			Temp. Ambiente																																																																																																																			
	V	I		V	Temp.	SG																																																																																																																				
Batería	Voltaje	Gravedad específica																																																																																																																								
1																																																																																																																										
2																																																																																																																										
3																																																																																																																										
4																																																																																																																										
5																																																																																																																										
6																																																																																																																										
7																																																																																																																										
8																																																																																																																										
9																																																																																																																										
10																																																																																																																										
11																																																																																																																										
12																																																																																																																										
13																																																																																																																										
14																																																																																																																										
15																																																																																																																										
16																																																																																																																										
17																																																																																																																										
18																																																																																																																										
19																																																																																																																										
20																																																																																																																										
21																																																																																																																										
22																																																																																																																										
23																																																																																																																										
24																																																																																																																										
Acciones correctivas:								Temperatura del 10% de las baterías:																																																																																																																		
Agua añadida a: (encierra en un círculo el número de batería que corresponda en el cuadro de la derecha)								<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th>No.</th> <th> </th> <th> </th> <th> </th> <th> </th> <th> </th> <th> </th> <th> </th> </tr> <tr> <th>Temp.</th> <td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td> </tr> </table>			No.								Temp.																																																																																																							
No.																																																																																																																										
Temp.																																																																																																																										
Fecha: Número de baterías a las que se le añadió agua:																																																																																																																										
Motivo de eualización:																																																																																																																										
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th>Fecha:</th> <th>Voltaje:</th> <th>Duración:</th> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> </table>								Fecha:	Voltaje:	Duración:																																																																																																																
Fecha:	Voltaje:	Duración:																																																																																																																								
Inspección Visual:																																																																																																																										
Encierre en un círculo en cada columna según el estado que observa:																																																																																																																										
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="3">Sedimento</th> <th colspan="2">Terminal negativa</th> <th colspan="2">Contenedor</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Fino</td> <td>Escaso</td> <td>Café</td> <td>Oscura</td> <td>Sarro presente</td> <td rowspan="3" style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);">Deformado</td> <td rowspan="3" style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);">Agrietado</td> </tr> <tr> <td>Grueso</td> <td>Medio</td> <td>Gris</td> <td>Medio</td> <td>Limpio</td> </tr> <tr> <td>Grumoso</td> <td>Excesivo</td> <td>Blanco</td> <td>Puntos blancos</td> <td>Bien</td> </tr> </tbody> </table>								Sedimento			Terminal negativa		Contenedor		Fino	Escaso	Café	Oscura	Sarro presente	Deformado	Agrietado	Grueso	Medio	Gris	Medio	Limpio	Grumoso	Excesivo	Blanco	Puntos blancos	Bien																																																																																											
Sedimento			Terminal negativa		Contenedor																																																																																																																					
Fino	Escaso	Café	Oscura	Sarro presente	Deformado	Agrietado																																																																																																																				
Grueso	Medio	Gris	Medio	Limpio																																																																																																																						
Grumoso	Excesivo	Blanco	Puntos blancos	Bien																																																																																																																						

Indique Si/No en cada casilla según el punto de verificación listado:

1. Terminal positiva libre de cristales de sulfato _____
2. Cuerpo de terminal positiva presenta desprendimiento de material _____
3. Sello de terminal positiva en buen estado _____
4. Conexiones libre de corrosión _____
5. Contenedor de las baterías y cubiertas en buena condición _____
6. Estructura de soporte en buena condición y libre de corrosión _____
7. Ventiladores y filtros en buen estado _____
8. Herramientas aisladas del técnico en buen estado y disponibles _____
9. Hidrómetro y termómetro en buen estado _____
10. Equipo de seguridad industrial del técnico en buenas condiciones _____
11. Disponible un mínimo de un galón de solución de soda _____
12. Equipo de emergencia para atención de daño físico disponible en caso de emergencia _____
13. Extintor Clase C disponible y en buen estado _____

Continuación del apéndice 1.

Lista de instrumentos por tipo, marca y modelo utilizados durante la rutina de mantenimiento preventivo:

Instrumento	Marca/Modelo

Comentarios/observaciones:

Nombre

Firma

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 2. Mantenimiento Preventivo de Baterías de Plomo Ácido Tipo VRLA

Ubicación: _____ Fecha de instalación: _____

Banco No.: _____ Número de baterías: _____ Gravedad específica: _____

Fabricante: _____ Modelo: _____

Tipo: _____ Capacidad (Ah): _____

Notas:

1. Rote la batería piloto una vez al año
2. Todas las lecturas deben ser tomadas en un estado de flotación
3. El voltaje de cada batería no debe variar más de ± 0.03 del valor promedio del voltaje de las baterías del banco bajo evaluación.
4. La temperatura de cada batería no debe ser mayor a 15 °C respecto a la temperatura ambiente

Lecturas mensuales:

Fecha	Carga		Batería piloto			Temp. Ambiente
	V	I	V	Temp.	SG	

Acciones correctivas:

Motivo de eculización:		
Fecha:	Voltaje:	Duración:
Fecha:	Voltaje:	Duración:
Fecha:	Voltaje:	Duración:

Batería No. 18

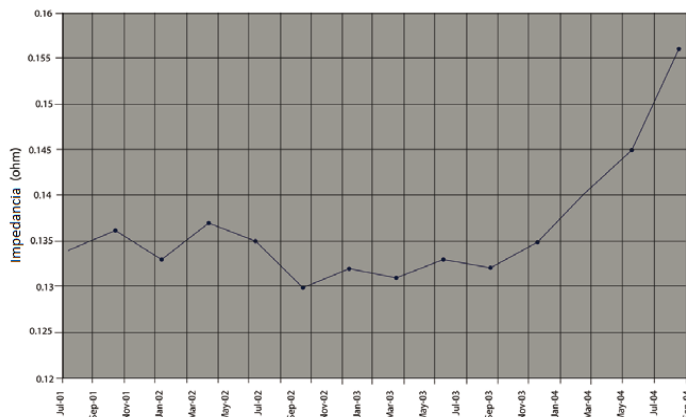


Figura No. 1 Tendencia mensual de la batería piloto del banco bajo evaluación

Lecturas cada 4 meses:

Fecha:		
Batería	Voltaje	Impedancia
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		
11		
12		
13		
14		
15		
16		
17		
18		
19		
20		
21		
22		
23		
24		

Temperatura del 10% de las baterías:

No.					
Temp.					

Apéndice 3. Impedancia de baterías y resistencia de conexiones

Ubicación: _____ Fecha de instalación: _____

Banco No.: _____ Número de baterías: _____ Gravedad específica: _____

Fabricante: _____ Modelo: _____

Tipo: _____ Capacidad (Ah): _____

Conductancia interna [S]:

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24

Resistencia de interconexión:

Puntos de Medición	Paralelo No.1 [mΩ]	Paralelo No. 2 [mΩ]
Terminal negativa – Borne 1		
Borne 1 – 2		
Borne 2 – 3		
Borne 3 – 4		
Borne 4 – 5		
Borne 5 – 6		
Borne 6 – 7		
Borne 7 – 8		
Borne 8 – 9		
Borne 9 – 10		
Borne 10 – 11		
Borne 11 – 12		
Borne 12 – 13		
Borne 13 – 14		
Borne 14 – 15		
Borne 15 – 16		
Borne 16 – 17		
Borne 17 – 18		
Borne 18 – 19		
Borne 19 – 20		
Borne 20 – 21		
Borne 21 – 22		
Borne 22 – 23		
Borne 23 – 24		
Borne 24 – Terminal positiva		
Promedio		

Continuación del apéndice 3.

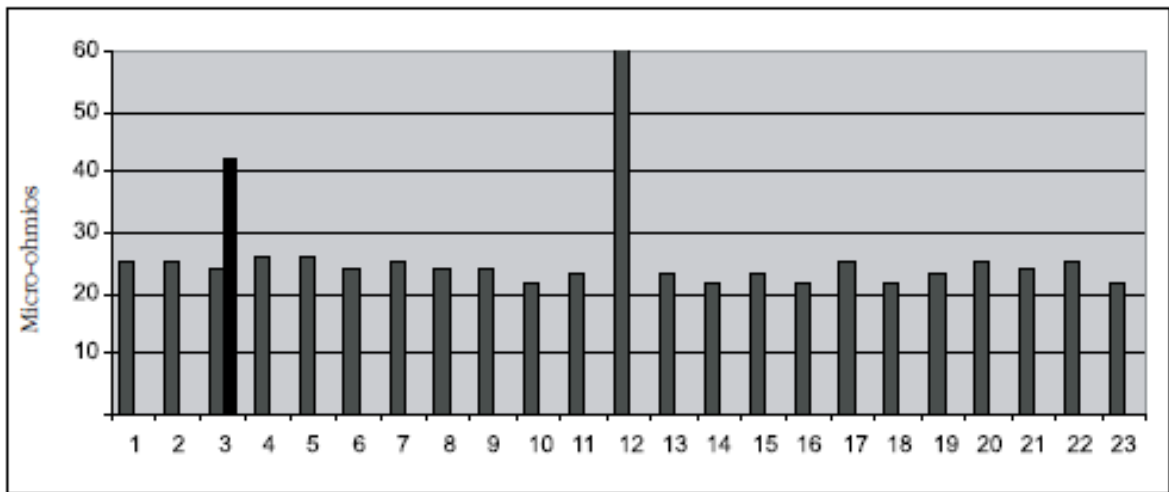


Figura No. 2 Resistencia de interconexión entre baterías.

Fuente: elaboración propia.

