



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

**ANÁLISIS TÉCNICO EN SISTEMAS DE ALIMENTACIÓN  
ININTERRUMPIDO TRIFÁSICO MGE, CONECTADOS EN REDUNDANCIA  
EN CENTROS DE CÓMPUTO EN GUATEMALA**

**Juan Carlos Meza García**

Asesorado por el Ingeniero Luís Eduardo Durán Córdova

Guatemala, junio de 2006

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

ANÁLISIS TÉCNICO EN SISTEMAS DE ALIMENTACIÓN ININTERRUMPIDO  
TRIFÁSICO MGE, CONECTADOS EN REDUNDANCIA EN CENTROS DE  
CÓMPUTO EN GUATEMALA.

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

**JUAN CARLOS MEZA GARCÍA**

ASESORADO POR EL INGENIERO LUIS EDUARDO DURÁN CÓRDOVA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE  
**INGENIERO ELECTRÓNICO**

GUATEMALA, JUNIO DE 2006

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	
VOCAL II	Lic. Amahám Sánchez Álvarez
VOCAL III	Ing. Julio David Galicia Celada
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO	Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
EXAMINADORA	Inga. Ingrid Rodríguez de Loukota
EXAMINADOR	Ing. Edmundo Ruíz Carballo
EXAMINADOR	Ing. José Luis Herrera Gálvez
SECRETARIO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco

## **DEDICATORIA**

Dedico este trabajo de graduación a mi madre, que fue la primera maestra que me enseñó matemáticas y que me sigue enseñando muchas cosas en la vida; por todo su esfuerzo durante toda su vida para que estudiara.

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco mucho a mi pareja que me apoyó mucho para terminar mis estudios, a mi padre que gracias a él, muchos proyectos especialmente de física pude realizar, también agradezco a mi hermano que ha sido un gran ejemplo para mí y por último a mi sobrino, que lo quiero como si fuera mi hijo y que de alguna forma me ha motivado a seguir estudiando.

## ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	VII
GLOSARIO	XI
RESUMEN	XIII
OBJETIVOS	XV
INTRODUCCIÓN	XVII
1. INTRODUCCIÓN AL SISTEMA DE ALIMENTACIÓN ININTERRUMPIDA SAI	
1.1. Reseña histórica	1
1.2. Funcionamiento y componentes en el SAI doble conversión MGE	2
1.2.1. Modo de operación normal	3
1.2.2. Modo de operación con energía almacenada	4
1.2.3. Modo de operación en bypass	4
1.3. Filtros y reguladores de voltaje	7
1.3.1. Filtros pasivos	7
1.3.2. Filtros activos	8
1.4. Rectificadores	9
1.4.1. Rectificadores no controlados	9
1.4.2. Rectificadores controlados	12
1.5. Choper o filtro dc.	16
1.6. Inversor	18
1.6.1. Principio básico de operación	18
1.6.2. Conmutación por modulación de ancho de pulso	20

1.7.	Baterías	24
1.7.1.	Tipos de celda	24
1.7.1.1.	Baterías de plomo	24
1.7.1.2.	Tipos de celda tubular, pasta, VRLA	25
1.7.1.3.	Tipos y características de VRLA	28
1.7.2.	Cargas y temperatura de baterías	31
1.8.	Interruptor estático	38
1.8.1.	Interruptor en línea	38
1.8.2.	Interruptor estático envolvente	39
2.	SELECCIÓN DEL SAI SEGÚN LA CARGA A PROTEGER	
2.1.	Topologías de SAI	45
2.1.1.	SAI estático	45
2.1.1.1.	SAI en línea	45
2.1.1.2.	SAI off – line	47
2.1.1.3.	SAI línea interactivo	50
2.1.2.	SAI rotatorios	56
2.1.3.	SAI híbridos estático/ rotatorio	58
2.2.	Cálculo de los KVA de la carga crítica	59
2.2.1.	Determinación de los KVA a partir de los Kw & f.p.	60
2.2.2.	Determinación de los KVA de la especificación de A.	61
2.2.3.	Determinación de los KVA de los BTU/hr	62
2.2.4.	Determinación de los KVA de la potencia de equipos	63
2.3.	Consideraciones económicas, sistema centralizado o distribuido	64
2.3.1.	Despliegue del sistema de potencia	65
2.3.2.	Densidad de potencia & utilización de espacio	66
2.3.3.	Expansibilidad y mito del tamaño correcto	68

2.3.4.	Eficiencia	70
3.	AGENTES EXTERNOS PARA LA INSTALACIÓN DEL SAI	
3.1.	Cálculo de calibre y dispositivos de protección	73
3.1.1.	Dispositivos de protección	73
3.1.1.1.	Fusibles	73
3.1.1.2.	Cortacircuitos	74
3.1.2.	Cálculo de calibre de cable	75
3.2.	Consideraciones sobre la tierra física	77
3.2.1.	Partes que comprende la puesta a tierra	78
3.2.1.1.	El terreno	78
3.2.1.2.	Tomas de tierra	80
3.2.1.2.1.	Electrodos	80
3.2.1.2.2.	Picas	81
3.2.1.2.3.	Placas	83
3.2.1.3.	Línea principal de tierra	84
3.2.1.4.	Conductores de protección	84
3.2.2.	Cálculo de la puesta a tierra	85
3.3.	Consideraciones en la conexión de plantas eléctricas	86
3.3.1.	Generadores diésel	87
3.3.2.	Clasificación de las categorías de potencia de los equipos de generación	90
3.3.2.1.	Potencia continua	90
3.3.2.2.	Potencia primaria	91
3.3.3.	Tamaño del generador	92
3.3.3.1.	Dimensión de los KVA del generador	93
3.3.4.	Características del generador	94
3.3.4.1.	Habilidad del motor en el crecimiento de la carga	94

3.3.4.2.	Habilidad del generador en el crecimiento de la carga	95
3.3.4.3.	Caída de voltaje causada por el incremento de la carga	96
3.3.4.4.	Caída de voltaje causada por el arranque del motor	96
3.4.	Consideración de los componentes armónicos en la red	98
3.4.1.	Fuentes de armónicos en sistemas eléctricos	99
3.4.1.1.	Lámparas fluorescentes	99
3.4.1.2.	Switcheo de fuentes de poder	100
3.4.1.3.	Horno eléctrico	101
3.4.1.4.	Sistema de alto voltaje dc	101
3.4.1.5.	Controladores de velocidad ajustables	103
3.4.1.6.	Convertidores / inversores ac / dc	103
3.4.2.	Efecto de los armónicos	104
3.4.2.1.	Disturbios en aparatos eléctricos y electrónicos	105
3.4.2.2.	Pérdidas altas	106
3.4.2.3.	Corriente neutral extra	106
3.4.2.4.	Inapropiado funcionamiento de los aparatos de medición	107
3.4.2.5.	Desproporción del equipo de distribución	107
3.4.2.6.	Problemas de resonancia	108
3.5.	Cálculo del sistema de enfriamiento según su generación calor	109
3.6.	Cálculo y uso del bypass externo en el sistema del SAI	112
3.6.1.	Interruptor externo de servicio bypass	114
4.	ANÁLISIS DE CONEXIÓN DEL SAI EN MODO REDUNDANTE AISLADO MGE EN CENTROS DE CÓMPUTO EN GUATEMALA	



4.1.	Topologías de SAI en redundancia, más usados	117
4.1.1.	Teoría de operación del redundante paralelo	118
4.1.1.1.	Operación normal	118
4.1.1.2.	Condición de emergencia	119
4.1.1.3.	Bypass	119
4.1.1.4.	Bypass en mantenimiento/ modo de prueba	119
4.1.2.	Teoría de operación del redundante aislado	120
4.1.2.1.	Operación normal	121
4.1.2.2.	Condición de emergencia	121
4.1.2.3.	Bypass	121
4.1.2.4.	Bypass de mantenimiento/ modo de prueba	122
4.1.2.5.	Requerimientos del SAI para la configuración	122
	Redundante aislado	
4.2.	Beneficios e inconvenientes de SAI en redundancia aislada	127
4.2.1.	Comparación del redundante aislado y paralelo	127
4.2.2.	Topología y tecnología	128
4.2.3.	Ventajas del sistema SAI redundante aislado	130
4.3.	Situaciones de fallo en sistemas redundantes	132
4.3.1.	Costo del SAI y confiabilidad	132
4.3.2.	Conceptos básicos de confiabilidad, disponibilidad y curva de la bañera para SAI	134
4.3.2.1.	Confiabilidad	134
4.3.2.2.	Tiempo medio entre fallas MTBF	134
4.3.2.3.	Disponibilidad	135
4.3.2.4.	Curva de la bañera	135
4.3.3.	Estudio de la confiabilidad	137
4.3.4.	Diseño del sistema de evaluación	140
4.3.5.	Flexibilidad y confiabilidad	143

4.3.6.	Confiabilidad de SAI ( algunos ejemplos específicos)	144
4.3.6.1.	Caso 1 SAI sin bypass estático	145
4.3.6.2.	Caso 2 SAI con bypass estático	145
4.3.6.3.	Caso 3 SAI con muchas unidades en paralelo	147
4.3.6.4.	Caso 4 SAI en configuración redundante aislado	148
4.3.6.5.	Caso 5 SAI con matriz de interruptores	149
CONCLUSIONES		153
RECOMENDACIONES		155
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		157
BIBLIOGRAFÍA		159

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

### FIGURAS

1	SAI en línea	3
2	SAI en línea con transformador de aislamiento baja frecuencia	5
3	SAI en línea con transformador de aislamiento alta frecuencia	6
4	Rectificador no controlado de puente completo	10
5	Corriente y voltaje de entrada para un rectificador no controlado	10
6	Rectificador no controlado de puente completo	11
7	Rectificador controlado de puente completo	12
8	Corriente y voltaje de entrada para un rectificador controlado	13
9	Rectificador controlado puente completo con dos interruptores activos	14
10	Rectificador de onda completa con convertidor boost	15
11	Voltaje y corriente de entrada en un rectificador controlado	15
12	SAI con banco de baterías conectado directamente al bus dc	16
13	SAI con banco de baterías conectado al bus dc a través del convertidor bidireccional dc/dc	17
14	Convertidor bidireccional Back boost dc/dc	17
15	Inversor de medio puente monofásico dc/ac	19
16	Inversor de puente completo monofásico dc/ac	20
17	Representación de la técnica de conmutación bipolar PWM	23
18	Celda tipo pasta	27
19	Batería de válvula regulada	30

20	Válvula maximizada de escape, Liberty 2000	31
21	Horas de recarga frente a voltaje y corriente	32
22	Características de carga a diferentes temperatura	33
23	Efecto de la temperatura en la vida de las baterías	34
24	Voltaje flotante por celda frente a temperatura	36
25	Carga flotante con baja corriente de rizo dc	37
26	Carga flotante con alta corriente de rizo dc	37
27	Modo de aplicación y falla típica	38
28	Interruptor estático en línea	40
29	Interruptor estático Wrap	40
30	Diagrama unificar de una instalación eléctrica típica pequeña	42
31	Diagrama unificar método de conexión	43
32	Diagrama unificar típico de instalación de dos generadores	44
33	Diagrama en bloques SAI en línea	46
34	Diagrama en bloques de SAI off line	48
35	Diagrama en bloques de SAI off line usando transformador de aislamiento	49
36	Diagrama en bloques del SAI interactivo	50
37	Circuito equivalente para frecuencia fundamental del SAI interactivo	51
38	Diagrama fasorial del circuito equivalente de la figura 37	52
39	Diagrama fasorial a) bajo voltaje b) alto voltaje	54
40	Diagrama en bloques típico serie paralelo interactivo (conversión delta)	56
41	Diagrama en bloques SAI rotatorio	57
42	Diagrama en bloques del SAI híbrido estático/ rotatorio	58
43	Tiempo requerido para desarrollo sistema centralizado frente a distribuido	66
44	Requerimiento de espacio para ubicación del SAI	67
45	Costo por Kw. de potencia requerida	69
46	Operación de eficiencia en centralizado frente a distribuido	71
47	Picas en paralelo	82

48	Electrodo de placa rectangular	84
49	Potencia continua	90
50	Proporción de potencia prima	92
51	Diagrama típico del círculo de un motor de inducción jaula de ardilla	97
52	Harmónicos producidos por una lámpara fluorescente	99
53	Harmónicos producidos por el switcheo de fuentes de poder	100
54	Harmónicos producidos por hornos eléctricos	101
55	Corrientes típica de un sistema HVDC y espectro de harmónicos	102
56	Harmónicos producidos por controladores de velocidad ajustables	103
57	Harmónicos producidos por inversores	104
58	Efecto de los harmónicos en el paso a cero	105
59	Frecuencia de resonancia a causa del 15 vo. harmónico	108
60	Sistema de servicio trifásico	112
61	Sistema de servicio monofásico	113
62	Diagrama de conexión eléctrica para bypass externo SAI monofásico	115
63	Fotografía de bypass incorporado al SAI	116
64	Configuración SAI redundante paralelo	118
65	Configuración SAI redundante aislada	120
66	Fotografía de dos SAI conectados en redundancia aislada	124
67	Fotografía interna del SAI mostrando el detalle de la conexión eléctrica	125
68	Diagrama interno de un SAI trifásico MGE	126
69	Costo del producto frente a confiabilidad	133
70	Curva de la bañera	137
71	Diagrama de confiabilidad para resistores en paralelo	139
72	SAI de un módulo con interruptor estático y bypass de mantenimiento	144
73	SAI sin bypass estático	145
74	SAI con bypass estático	146
75	SAI con muchas unidades en paralelo	148

76	SAI en configuración redundante aislado	149
77	SAI en configuración con interruptor de matriz	150

## TABLAS

I	Comparación de descarga entre celdas tubulares-plante- VRLA	26
II	Factor de corrección carga de baterías frente a temperatura baterías	35
III	Capacidad en amperios de los conductores de cobre aislados	76
IV	Factores de reducción para conductores	76
V	Resistividad de los materiales	79
VI	Diámetro de los conductores de protección	85
VII	Contenido de armónicos en el sistema Dickinson HVDC	102
VIII	Armónicos y corriente neutral de una fuente de alimentación de computadora	107
IX	Ganancia de calor de utilización, BTU por 24 horas para un pie cúbico	111
X	Comparación de SAI redundante aislado y paralelo	127
XI	Confiabilidad y disponibilidad de diferentes topologías redundante en SAI	129
XII	Relación de sistemas entre confiabilidad de componentes críticos	141
XIII	MTBF típico para diferentes etapas del SAI	144
XIV	MTBF en horas de diferentes configuraciones de SAI	151

## GLOSARIO

<b>Ampacidad</b>	La capacidad de conducción de un conductor
<b>Bypass</b>	Un interruptor de dos puntos que permite el flujo entre una fuente auxiliar, o la línea principal eléctrica.
<b>Catalizador</b>	
<b>Confiabilidad</b>	Es la probabilidad que el sistema cumpla una tarea bajo ciertas condiciones dadas, para un período determinado.
<b>Corriente de defecto</b>	Corriente que circula debido a un defecto de aislamiento.
<b>Corriente de Eddy</b>	Son corrientes eléctricas circulatorias en el hierro del núcleo de un transformador.
<b>Defecto franco</b>	Conexión accidental de un conductor de fase, con un conductor neutro o una masa metálica.
<b>Estratigrafía del terreno</b>	Alternancia de varias capas de terreno de materiales diferentes.
<b>Fasor</b>	Es una representación gráfica y matemática de cantidades alternas eléctricas, por la proyección de una línea giratoria.

<b>Flyweel</b>	Disco que almacena energía cinética en la rotación, acoplado mecánicamente entre el motor y el generador.
<b>Harmónico</b>	Una componente senoidal de período de onda que tiene una frecuencia, que es múltiplo de la frecuencia fundamental.
<b>Mantenibilidad</b>	Es la probabilidad de mantenimiento de que el sistema que ha fallado, sea reparado en condiciones de pleno funcionamiento dentro de un período dado.
<b>Pararrayos</b>	Elementos de protección que se utiliza para canalizar a tierra, las descargas de origen atmosférico.
<b>Potencia activa</b>	Es la potencia promedio, es la potencia entregada a una carga resistiva, voltaje y corriente en fase.
<b>Potencia reactiva</b>	Potencia que suministra la energía almacenada en elementos reactivos.
<b>Resistividad</b>	Característica intrínseca de los materiales, que se opone al paso de la corriente eléctrica.
<b>Resonancia</b>	Es la frecuencia de la oscilación natural de la corriente del circuito.



## RESUMEN

Actualmente los sofisticados sistemas de computación, automatización, equipo médico vital, equipo de monitoreo climatológico, telecomunicaciones, RADAR y otros sistemas electrónicos donde es imprescindible el funcionamiento continuo, es decir que, cualquier perturbación eléctrica sean susceptibles a perder la información de forma parcial o total, los sistemas de alimentación ininterrumpida SAI (UPS: Uninterruptible Power System), juegan un papel primordial para garantizar no solo la continuidad en el funcionamiento de los sistemas electrónicos, para proveer la energía necesaria a la carga a proteger que le denominaremos crítica, sino proteger de sobre-voltajes, picos, armónicos, ruido, etc.

Primeramente se conocerá la estructura básica de los SAI, con el fin de entender el funcionamiento interno que consta de: 1) La unidad lógica, el cual comprende un microprocesador de control, que monitorea medidas, diagnostica fallas o alarmas y permite ajustes en sus parámetros. 2) La unidad de rectificación que convierte la corriente alterna en directa, y que generalmente incluye el cargador de las baterías. 3) El banco de baterías, que es el encargado de proveer la alimentación cuando el suministro de energía eléctrica se corta o se encuentra fuera del rango de tolerancia. 4) La etapa inversora que convierte la corriente directa a alterna 5) El interruptor estático o Bypass automático que entra en funcionamiento cuando ocurre una falla interna, esta etapa se conecta automáticamente sin que la carga lo detecte; otra etapa que es importante mencionar es el filtro de dc que limpia o mantiene el nivel constante de la corriente directa y el regulador de voltaje entrada del SAI.

Los sistemas de alimentación ininterrumpida pueden clasificarse de varias formas, pero la más importante es topología, ya que una vez conociendo su funcionamiento interno, el tipo de carga crítica a proteger y el consumo de la misma, podemos determinar que SAI es el necesario para implementarlo en nuestro sistema.

Actualmente estos dos grandes grupos según su topología son: UPS de línea iterativa y UPS de doble conversión, se le dará mayor énfasis al equipo trifásico ya que el presente trabajo se desarrolla en equipo MGE, y únicamente en trifásico y doble conversión puede conectarse en redundancia aislado.

Una vez conocido el SAI a usar, debe considerarse implementarse factores externos importantes, esto se aborda en el capítulo tres para la puesta en funcionamiento como: la adecuada instalación eléctrica que garantice la alimentación necesaria tanto para el SAI como para la carga crítica, esto va desde el cálculo del calibre de conductores, corta circuitos (breakers), tableros, un adecuado aterrizaje a tierra del sistema con el resto de la instalación para poder drenar cualquier falla eléctrica y mantener el potencial a cero del chasis para evitar una descarga eléctrica, hasta el cálculo adecuado del sistema de enfriamiento especialmente en equipo trifásico.

Por último, se estudiará detalladamente el funcionamiento de cada uno de los bloques que componen los SAI en configuración de redundancia aislada, este tipo de conexión diseñada por MGE en especial para equipo trifásico, incrementa la confiabilidad del sistema. Se calculará las probabilidades de fallo del sistema según pruebas a realizarse en SAI en la Embajada de México en Guatemala, mediante la bitácora de eventos que almacenan los equipos y pruebas a efectuarse. Y se realizará un estudio de beneficio-costos que justifica el uso de estos sistemas, considerando el tipo de carga crítica a proteger, tiempo fuera de los sistemas, pérdida de información y daños parciales y totales de la carga a proteger.

## OBJETIVOS

- **General**

Estudiar los beneficios e inconvenientes técnicos y económicos al implementar sistemas de alimentación ininterrumpidos en redundancia aislada, en equipos trifásicos doble conversión MGE, en centros de cómputo en Guatemala.

- **Específicos**

1. Conocer y entender el funcionamiento interno de las unidades ininterrumpibles de potencia SAI de doble conversión trifásico MGE.
2. Presentar las diferentes topologías de SAIs en el mercado, para saber qué tipo de sistema ininterrumpido será aplicado para determinada carga crítica.
3. Conocer todos los agentes externos, necesarios para la puesta en funcionamiento óptima del sistema ininterrumpido de potencia en general.
4. Determinar las principales fallas de los UPS conectados en redundancia aislada en equipos MGE trifásicos.
5. Conocer los beneficios e inconvenientes de SAI conectados en redundancia en centros de cálculo en Guatemala.
6. Estudiar la factibilidad técnico- económica en SAIs conectados en redundancia aislada.



## INTRODUCCIÓN

Los sistemas de alimentación ininterrumpida (UPS) proveen ininterrumpida, confiable y alta calidad de potencia para la carga vital. Protegen cargas sensitivas contra condiciones de cortes de potencia o bien sobrevoltajes y bajos voltajes. El SAI también suprime transientes y disturbios harmónicos. Las aplicaciones de los sistemas de SAI incluyen almacenamiento de datos, equipo medico, sistemas de cómputo, equipo de emergencia, telecomunicaciones, procesos industriales, etc.

Generalmente, un SAI debe ser capaz de entregar potencia ininterrumpida y de calidad. Por eso, el SAI ideal debería tener las siguientes características: voltaje de salida senoidal regulada con baja distorsión de harmónicos, independiente de los cambios de voltaje de la entrada o en la carga, lineal o no lineal, balanceado o no balanceado, operación en línea, el cual quiere decir que el tiempo de switch sea cero de normal a modo de backup y viceversa. Bajo THD senoidal de corriente de entrada y factor de potencia cercano a la unidad, alta confiabilidad, bypass redundante con alimentación en caso de falla interna, alta eficiencia, baja interferencia electromagnética, aislamiento eléctrico de baterías, bajo mantenimiento y bajo costo, peso y tamaño.

Para un adecuado funcionamiento de los SAI es importante una adecuada instalación que abarca desde el cálculo propiamente eléctricos como: calibres de conductores, corta circuitos (brekers) de alimentación, tablero de distribución eléctrica regulada. Y talvez el punto más importante es un adecuado aterrizaje a tierra del sistema eléctrico. Además es importante la consideración del sistema de enfriamiento del SAI según BTUs generados.

La confiabilidad es uno de los factores más importante en la configuración de los SAI, la mejor manera de incrementar la confiabilidad de los SAI es con la redundancia.

Se van a describir dos de las topologías más populares en redundancia, como lo son la redundancia aislada y la redundancia paralela, se compararán aspectos como su mantenibilidad y lo más importante, la confiabilidad de la configuración. Luego se estudiara más a fondo la redundancia aislada que es el objetivo de la tesis, ampliándola con diagramas de conexión, fotos internas del SAI, y las dos últimas secciones indicarán la relación costos de equipos y estudio de factibilidad económica, para implementar el sistema en redundancia aislada, contrastada con entrevistas efectuadas a Ingenieros gerentes de informática de diferentes empresas en Guatemala.

# 1. INTRODUCCIÓN AL SISTEMA DE ALIMENTACIÓN ININTERRUMPIDO SAI

## 1.1 Reseña histórica

La historia de los sistemas de alimentación interrumpida SAI se inicia con la invención del semiconductor de potencia llamado SCR o rectificador de silicio controlado. El SCR es esencialmente un interruptor estático el cual conduce o interrumpe la corriente eléctrica. El primer SCR fue desarrollado por los ingenieros de General Electric Co. alrededor de 1955.

Los interruptores estáticos tal como los SCR son el ingrediente esencial en todo SAI. Los interruptores (estos eran siempre como mínimo dos) crean corriente alterna AC de la corriente directa DC. Aunque los SCRs aun son usados frecuentemente en SAI debajo de los 10 KVA, gradualmente fueron reemplazados en unidades monofasicas por otro tipo de semiconductores de potencia; primero por el transistor bipolar, y recientemente por el transistor MOSFET. Ahora, los GTO (tiristor de apagado por puerta), familia del SCR.

Inicialmente los SAI eran bastante grandes, muy ruidosos y caros, diseñados para proteger una estructura grande de computadoras. El tradicional sistema de potencia interrumpida usaba la técnica de doble conversión. Esencialmente, es una gran etapa rectificadora /cargador que convierte la AC a DC trabajando de forma continua y una etapa inversora que convierte de regreso la DC a AC. Cuando hay un corte de energía eléctrico, el inversor sigue trabajando con la potencia suministrada de las baterías.

Normalmente, un interruptor estático es agregado para proteger una falla del rectificador o inversor o sobrecarga por la conmutación directamente de la línea proveniente de la carga.

Por supuesto, que la carga esta trabajando fuera de la línea de suministro eléctrico comercial, pero esto no protege del todo las aberraciones de la línea del suministro del flujo eléctrico.

El desarrollo del SAI es claramente dependiente de la disponibilidad de los mecanismos de conmutación de estado sólido. La conversión de sistema se hizo disponible alrededor de 1960 cuando se convertía de DC a AC mediante vibradores mecánicos con tamaños no mayores a los 500 VA usados para aplicaciones de radiocomunicaciones. Con el advenimiento del transistor de potencia, apareció el primer inversor estático real que se construyo, en aplicaciones que iniciaron en las comunicaciones e instrumentación. Con los tiristores disponibles gradualmente, se fue incrementando el tamaño de los SAI.

## **1.2 Funcionamiento y componente en el SAI de doble conversión MGE**

El sistema de SAI en línea aparece durante los años 70. Este tipo de SAI consiste de un rectificador/cargador, un banco de baterías, un inversor y un interruptor estático (bypass). Otros nombres para esta configuración son invert-preferred y SAI doble conversión. En la figura 1 se muestra un diagrama en bloques de un SAI típico en línea. El rectificador/cargador continuamente supe potencia al bus de DC. La proporción de potencia requerida es para satisfacer el 100% de demanda de potencia de la carga y también por la potencia demandada para la carga del banco de baterías. Las baterías son usualmente del tipo ácido.

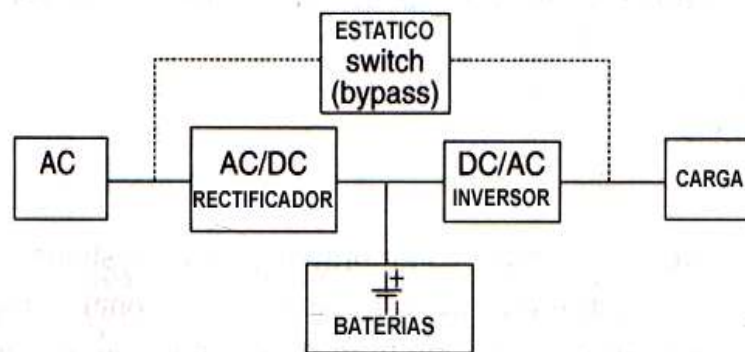
Estas dan en forma proporcional la potencia suplementaria durante el tiempo de respaldo, cuando la línea de AC no esta disponible. La duración de este tiempo varía en diferentes aplicaciones y depende del nivel de carga conectada.



El inversor proporciona 100% de la potencia de la carga desde la alimentación de la carga durante su operación normal o bien durante el tiempo de respaldo de las baterías. El inversor siempre esta encendido, por lo que no tiene tiempo de transferencia asociado con la transición de modo normal a modo de energía almacenada. Esta es la principal ventaja de los SAI en línea. El interruptor estático provee redundancia de la fuente de potencia en el caso de un mal funcionamiento del SAI o una sobrecarga, entrando automáticamente. La línea AC y el voltaje de la carga deben estar en fase a fin de usar el interruptor estático. Esto puede ser guardado fácilmente mediante un control PLL (Phase Locked Loop).

Hay tres modos de operación relacionados con esta topología: modo normal, modo de energía almacenada y modo bypass.

Figura 1. SAI en línea



Fuente: Uninterruptible power supplies and active filters. Pág. 4

### 1.2.1 Modo de operación normal

Durante este modo de operación, la potencia de la carga es continuamente suplida por el rectificador/cargador e inversor. Es una doble conversión real de AC/DC y DC/AC. Esto permite un muy buen acondicionamiento de línea.

La conversión de AC/DC carga al banco de baterías y alimenta de potencia a la carga mediante el inversor. Por eso, se tiene una proporción alta de potencia en esta topología, incrementando el costo.

### **1.2.3 Modo de operación con energía almacenada**

Cuando el voltaje de entrada AC está fuera de tolerancia, el inversor y las baterías mantienen potencia continua a la carga. La duración de este modo es la duración de que el tiempo del SAI da tiempo de respaldo o cuando la línea de AC retorna con una adecuada tolerancia. Cuando la línea de AC retorna, el PLL hace que el voltaje de la carga este en fase con el voltaje de entrada y después el SAI retorna al modo de operación normal.

### **1.2.4 Modo de operación en bypass**

El SAI opera en este modo en caso de un mal funcionamiento interno debido a una sobre corriente. Este modo es también usado para arreglar fallas.

Se podría decir que la frecuencia de salida pudiera ser la misma que la frecuencia de la línea de AC para asegurarse la transferencia de potencia. En algunos casos, puede ser una bypass de mantenimiento.

La principal ventaja de un SAI en línea es el ancho rango de variación de tolerancia del voltaje de entrada y la buena precisión de regulación del voltaje de salida. Adicionalmente, es que no hay tiempo de transferencia durante la transición del modo normal al de energía almacenada. En este tipo de topología también es posible el regular o cambiar la frecuencia de salida.

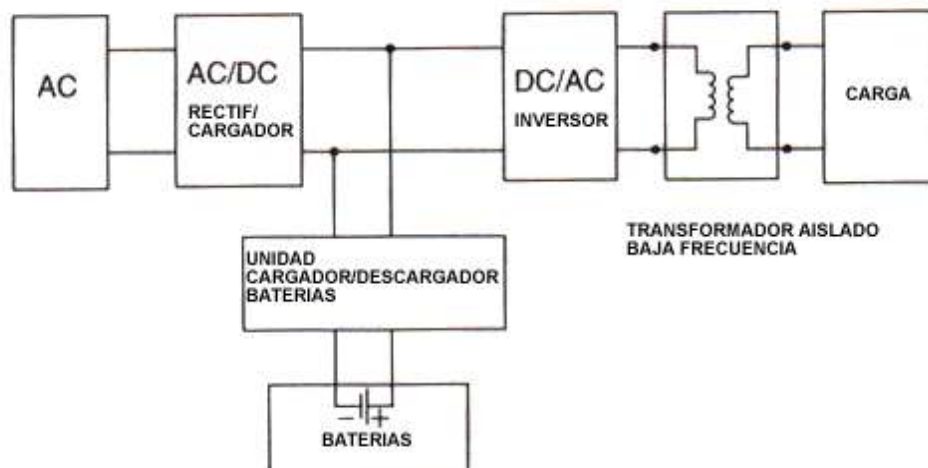
Las principales desventajas de esta topología son el bajo factor de potencia, alta THD ( Total Harmonic Distorsión) en la entrada y baja eficiencia. La corriente de entrada es distorsionada por el rectificador a menos que pueda agregarse un circuito extra de corrección del factor de potencia (PFC); pero, esto incrementa el costo del SAI.

Por eso el factor de potencia es inherentemente bajo así como su baja eficiencia a causa de la doble conversión. El flujo de potencia a través del rectificador e inversor durante la operación normal tiene altas pérdidas y baja eficiencia comparado con los SAI fuera de línea y el interactivo.

A pesar de estas desventajas, el SAI de doble conversión es la topología más preferida en desempeño, acondicionamiento de potencia y protección de la carga. Esta es la razón del porque tiene un rango muy amplio de aplicaciones desde unos cuantos KVA hasta muchos MVA. Este amplio rango de aplicaciones brinda una gran diversidad de topologías en SAI en línea. Cada topología trata de solventar diferentes problemas específicos y la elección particular depende de las aplicaciones particulares.

Sin embargo, generalmente, los dos tipos de topología más usados en doble conversión son: Con transformador de aislamiento de baja frecuencia y con transformador de aislamiento de alta frecuencia. La figura 2 muestra el diagrama en bloques de un SAI en línea con transformador de aislamiento de baja frecuencia en la salida.

Figura 2. SAI en línea con transformador de aislamiento baja frecuencia



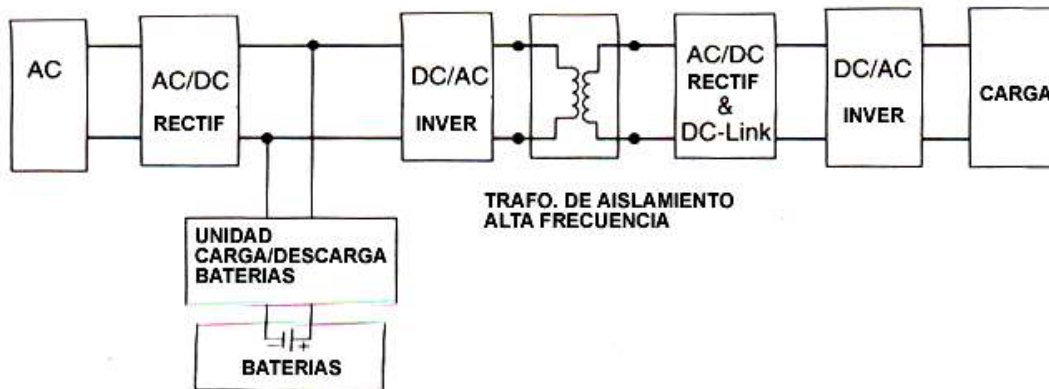
Fuente: Uninterruptible Power Supplies and Active Filters. Pág. 6

En esta configuración, un transformador de aislamiento se ubica en la salida, la cual opera a baja frecuencia. Este transformador es grande.

Por eso, esta topología es usada únicamente en potencias de alta proporción (>20 KVA), donde la conmutación de frecuencia es limitada a menos de 2 Khz. Aparte del gran tamaño del transformador de aislamiento, en esta topología los transformadores producen un alto nivel de ruido así también con el reactor de los filtros de salida. Esta topología también tiene una pobre respuesta a los transientes de los cambios en la carga y en el voltaje de entrada.

Este problema es resuelto, incrementando la frecuencia de conmutación arriba de 20 Khz. Excepto por el tamaño del transformador de aislamiento, que es independiente de la frecuencia de conmutación. La topología de transformador de alta frecuencia puede reducir significativamente el peso y el tamaño del transformador. Usando la técnica de modulación de ancho de pulso de alta frecuencia (PWM), pudiendo adicionalmente reducir el tamaño de los filtros de salida. En la figura 3 se muestra el diagrama en bloques de un SAI en línea con transformador de aislamiento de alta frecuencia entre la entrada y la salida.

Figura 3. SAI en línea con transformador de aislamiento alta frecuencia



Fuente: Uninterruptible Power Supplies and Active Filters. Pág. 6

### **1.3 Filtros y reguladores de voltaje**

Antes de hablar del funcionamiento básico de los filtros y los diferentes tipos usados en los SAI, definiremos primeramente lo que es un armónico ya que los filtros en los SAI se usan básicamente para minimizar los armónicos, en el capítulo tres se estudiarán las diferentes causas que producen los armónicos. El armónico es definido como: Una componente senoidal, de periodo de onda o cantidad que tiene una frecuencia que es múltiplo de la frecuencia fundamental. Las armónicas están presentes en la corriente / voltaje con una frecuencia múltiplo de la fundamental de corriente / voltaje del sistema. Son muchas las cargas no lineales que crean corrientes no senoidales en los sistemas eléctricos de potencia. Estas corrientes no senoidales pasan a través de diferentes impedancias en los sistemas de potencia y producen voltajes armónicos. Estos voltajes armónicos se propagan en los sistemas de potencia y afectan todos los componentes en el sistema de potencia.

La mitigación o cancelación de los armónicos pueden ser hacerse mediante filtros pasivos o activos. Sin embargo es mejor prevenir que los armónicos se produzcan.

Los cambios y las mejoras en las características de los aparatos pueden reducir la producción de armónicos. El mejoramiento básicamente puede hacerse en dos lugares donde se producen los armónicos: En el sistema de conversión/inversor y la fuente de poder de DC. La reducción de la amplitud de la armónica y cancelación de la frecuencia baja de la armónica puede hacerse incrementando el pulso en el sistema de conversión del inversor. Cambiando de seis pulsos del inversor a 12 pulsos, los armónicos de orden quinto y séptimo son cancelados. Mejorando la topología de la fuente de poder de DC también se mitiga los armónicos.

#### **1.3.1 Filtros pasivos**

Los filtros pasivos pueden ser usados para la mitigación de armónicos durante periodos largos. Estos consisten en capacitores, inductores y resistores damping.

Los filtros pasivos, basados en estas características, son divididos en 4 categorías: Paso-bajo, pasa banda, paso alto y filtros sintonizados. Los filtros pasa bajo y alto cancelan los armónicos de alto y bajo orden, respectivamente. El filtro pasa banda cancela los armónicos de orden altos y bajos y pasa la banda del resto de frecuencias. Los filtros sintonizados son diseñados para cancelar una frecuencia específica.

El incremento severo de problemas de calidad de potencia y otros problemas asociados con los filtros pasivos tal como su gran tamaño y peso, alto costo y problemas de resonancia con la carga y la red requieren enfocar la solución en la electrónica de potencia, estos son los filtros activos. Hoy en día, los filtros pasivos son usados para cancelar la frecuencia de conmutación de los filtros activos y altas frecuencias. Además los filtros sintonizados se usan para cancelar frecuencias específicas de los filtros activos y decrementar la potencia de los filtros activos.

### **1.3.2 Filtros activos**

Los filtros activos fueron diseñados, mejorados y comercializados en las tres décadas pasadas. Estos son aplicables para compensar las corrientes de distorsión tales como las corrientes armónicas, potencia reactiva y corriente neutral. También les hay basados en voltaje para distorsiones como voltajes armónicos, voltajes flickers, voltajes sags y swells y voltajes desbalanceados.

Los filtros activos son catalogados en dos grupos principales: monofásicos y trifásicos. Los filtros activos trifásicos pueden ser con o sin conexión de neutral. Los filtros activos monofásicos son usados para compensar el problema de la calidad de potencia causada por las cargas monofásicas tal como la alimentación de potencia DC. Los filtros activos trifásicos son usados para potencia alta de cargas no lineales tal como manejadores de control de velocidad y convertidores AC/DC.

Un filtro activo puede aprovecharse como fuente de corriente inversa (CSIs) o fuente de voltaje inversa (VSIs). CSI basado en filtros activos usa un capacitor para almacenar la energía. Muchas configuraciones tal como, serie, híbrido (combinación de shunt y filtro activo en serie) y acondicionador de calidad de potencia unificado (UPQC), el cual es la combinación de serie y filtro activo shunt.

## **1.4 Rectificador**

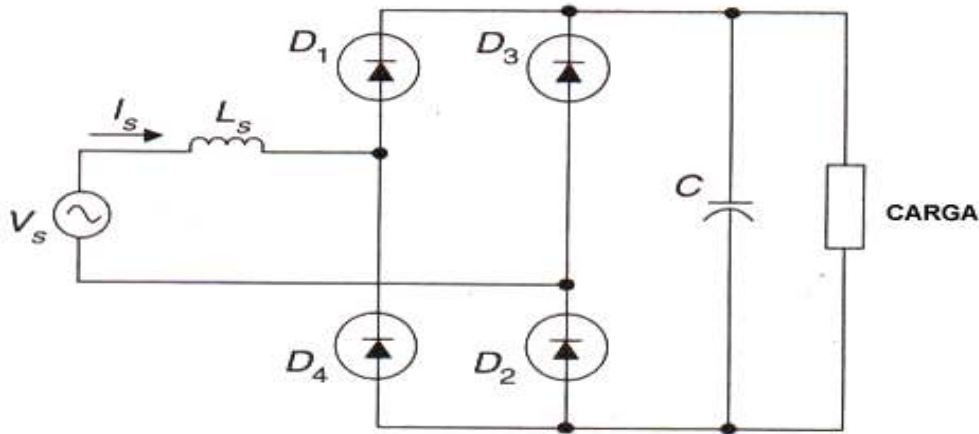
El propósito de un rectificador AC/DC en un SAI es producir voltaje de DC con calidad suficiente para la apropiada operación del inversor DC/AC al final del sistema del SAI. Los rectificadores son clasificados en dos categorías principales, rectificadores no controlados y los controlados, dependiendo en el tipo de conmutación de silicón usado.

A su vez los rectificadores controlados para sistemas de SAI trifásico, hay dos tipos de diseños importantes usados: el puente simple (seis pulsos) y el puente dual (doce pulsos).

### **1.4.1 Rectificadores no controlados**

Los rectificadores no controlados son diodos usados como interruptores. Un rectificador puente completo no controlado se muestra en la figura 4.

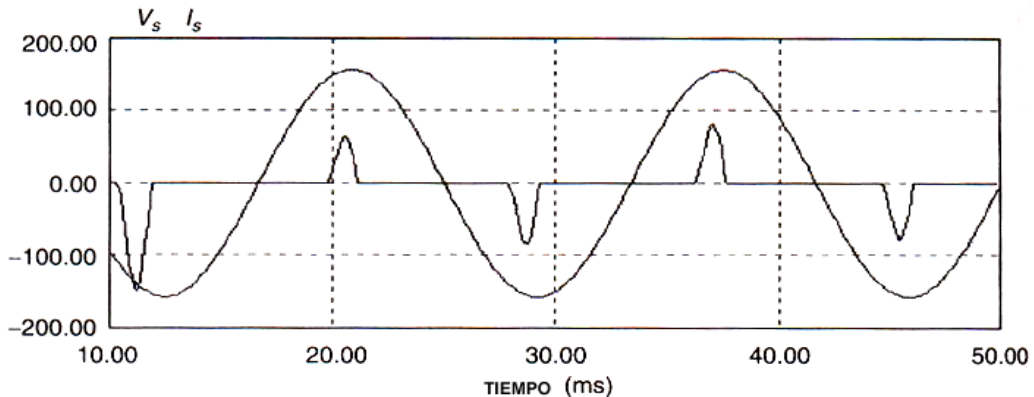
Figura 4. Rectificador no controlado de puente completo



Fuente: Uninterruptible power supplies and active filters. Pág. 47

Los diodos  $D_1$  y  $D_2$  conducen durante el medio ciclo positivo del voltaje de entrada  $V_s$ . Los diodos  $D_3$  y  $D_4$  conducen durante el medio semiciclo negativo. El capacitor  $C$  se escoge de un valor grande para limitar los rizados del voltaje de DC. Puesto que el capacitor  $C$  es de un gran valor, la corriente se reduce bastante distorsionándose bastante de la fuente, como se muestra en la figura 5.

Figura 5. Corriente y voltaje de entrada para un rectificador no controlado

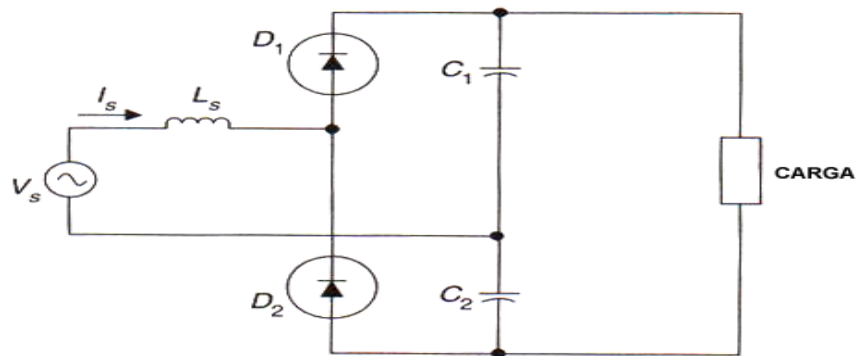


Fuente: Uninterruptible power supplies and active filters. Pág. 48



Este resultado da un pobre factor de potencia, el cual es principal desventajas del rectificador no controlado. Otra desventaja de los rectificadores no controlados es que el  $V_{dc}$  es igual al pico del voltaje de entrada de AC. Cuando se necesita un alto voltaje de DC, un doblador de voltaje de rectificador no controlado puede ser utilizado. Esta topología se muestra en la figura 6.

Figura 6. Rectificador no controlado de puente completo



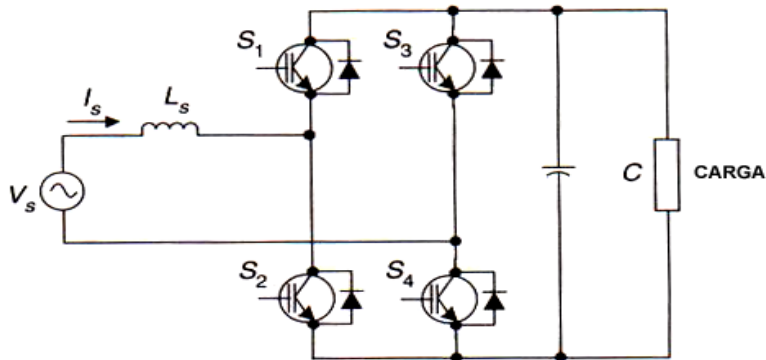
Fuente: Uninterruptible power supplies and active filters. Pág. 48

En esta topología,  $D_1$  carga el capacitor  $C_1$  al máximo valor del voltaje de entrada durante el semiciclo positivo de  $V_s$ . Por consiguiente,  $D_2$  carga  $C_2$  al máximo valor del voltaje de entrada durante el semiciclo negativo de  $V_s$ . El voltaje de salida DC es dos veces del valor máximo del voltaje de entrada. Además de la ventaja de un mayor voltaje de salida de DC, esta topología tiene menos número de diodos comparado con el puente completo de rectificadores. Se debe mencionar que el voltaje de stress a través de los diodos de la topología en doblador de voltaje es el doble que el rectificador del puente completo. Otra desventaja de la topología de doblador de voltaje es que usado dos capacitores electrolíticos, el cual es volumen. Las ventajas de un rectificador no controlado son la simplicidad, confiabilidad, y bajo costo. La principal desventaja es el pobre factor de potencia, el cual limita el uso de los rectificadores no controlados.

## 1.4.2 Rectificadores controlados

Los rectificadores controlados usan tiristores, MOSFETs, o IGBTs como dispositivos de conmutación. Un rectificador controlado de puente completo consta de cuatro interruptores (IGBTs) como se muestra en la figura 7.

Figura 7. Rectificador controlado de puente completo

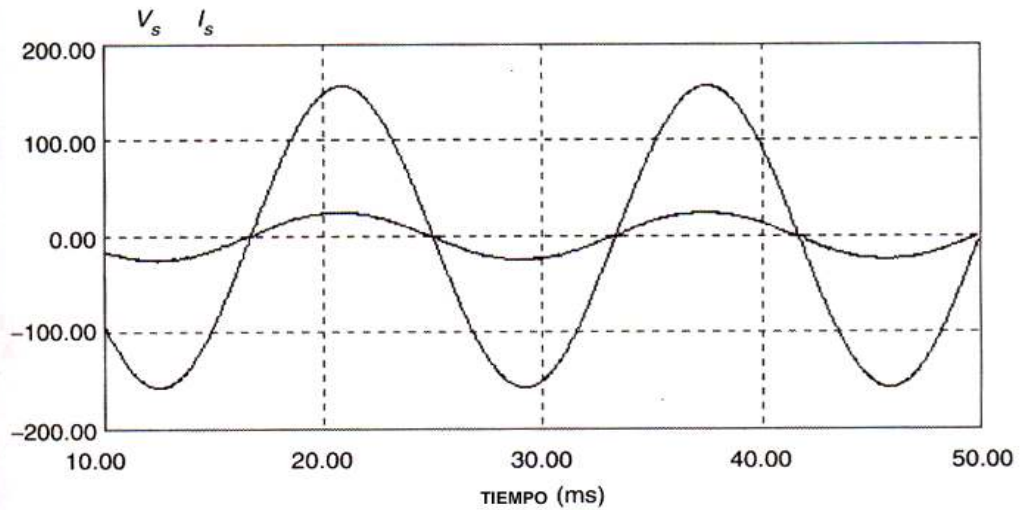


Fuente: Uninterruptible power supplies and active filters. Pág. 49

Los rectificadores consisten en interruptores  $S_1$ ,  $S_2$ ,  $S_3$  y  $S_4$ , un capacitor electrolítico  $C$ , y la corriente de entrada formada por el inductor  $L_s$ .

Esta topología tiene cuatro diferentes vectores de conmutación:  $S_1/S_2$ ,  $S_1/S_3$ ,  $S_2/S_4$  y  $S_3/S_4$ . Por la conmutación de  $S_1$ ,  $S_2$ ,  $S_3$  y  $S_4$ , la forma de la corriente de entrada puede ser senoidal y en fase con el voltaje de entrada, como se muestra en la figura 8.

Figura 8. Corriente y voltaje de entrada para un rectificador controlado

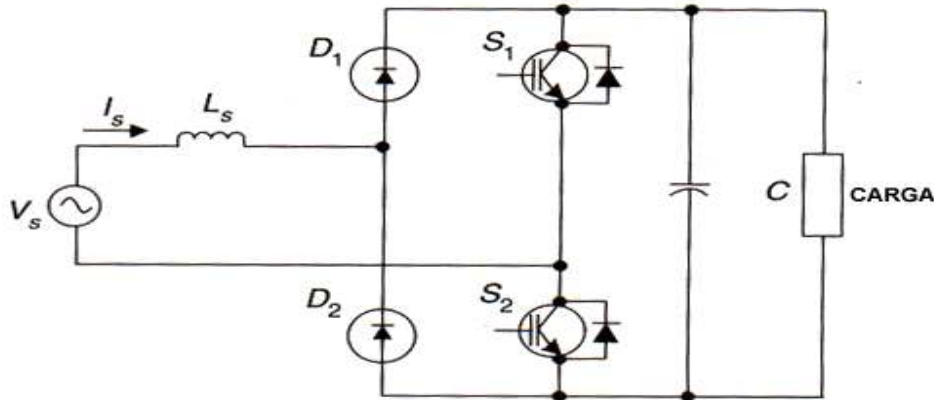


Fuente: Uninterruptible power supplies and active filters. Pág. 49

Al mismo tiempo, el voltaje de salida DC puede ser firmemente regulado al valor presente  $V_{dc}$ , el cual es siempre más grande que el valor del pico del voltaje de entrada de AC. De esta manera, la tolerancia en las variaciones del voltaje de entrada es mayor en un SAI en línea. Como resultado, el tiempo de respaldo de las baterías no incurre en frecuentes ciclos de carga / descarga cuando el voltaje de entrada cae un poco debajo del valor nominal. Esto incrementa el tiempo de vida de las baterías considerablemente.

El deseo de manejar un bajo costo resulta que en diferentes topologías de rectificadores controlados de puente completo en reducir el número de interruptores. En la Fig. 9 se muestra un rectificador controlado con dos interruptores activos y dos diodos.

Figura 9. Rectificador controlado puente completo con dos interruptores activos

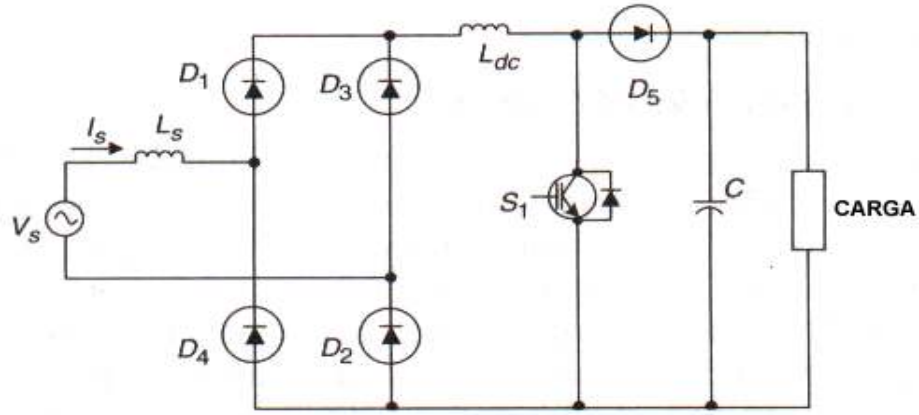


Fuente: Uninterruptible power supplies and active filters. Pág. 50

El interruptor  $S_1$  trabaja durante el semiciclo positivo de la corriente y el interruptor  $S_2$  en el semiciclo negativo. Esta topología tiene el costo mas bajo que el de la figura 7, con cuatro interruptores controladores. El costo es mas bajo a causa que los diodos son más baratos que los IGBTs y a causa de esto el costo esta relacionado con el control de los IGBTs, es decir, los circuitos activadores para las puertas y la fuente de alimentación de los circuitos de las puertas. Si bien la flexibilidad en el control de esta topología es limitada, el factor de potencia puede llegar a ser la unidad.

El concepto de reducir él numero activo de interruptores puede ser expandido como se muestra en la figura 9, donde los rectificadores no controlado de puente completo son conectados en serie con un convertidor Boost. El convertidor Boost consiste en un interruptor  $S_1$ , el inductor  $L_{dc}$  y un diodo  $D_5$ .

Figura 10. Rectificador de onda completa con convertidor boost

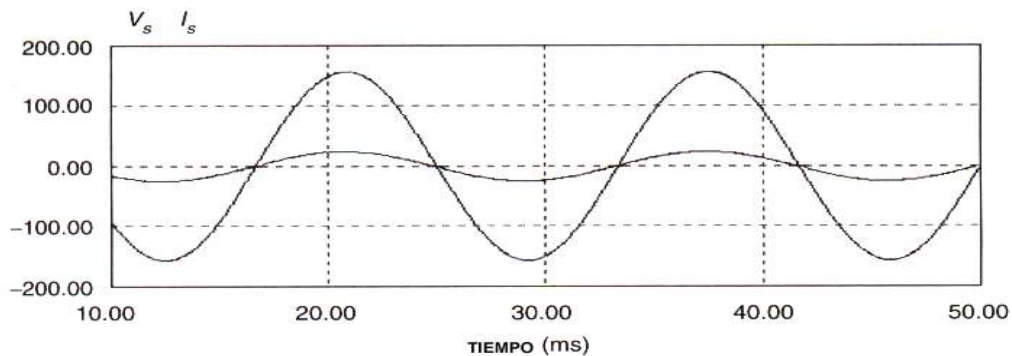


Fuente: Uninterruptible power supplies and active filters. Pág. 51

Cuando el interruptor S1, se cierra, la corriente a través del inductor  $L_{dc}$  se incrementa. Cuando este se abre, la corriente del inductor decrece. De esta forma la corriente senoidal es almacenada y en fase con el voltaje de entrada, como se muestra en la figura 11.

Se debe mencionar que la bobina de corriente en el inductor en esta topología es de un valor grande para evitar la saturación debido a que la corriente del inductor es pura DC.

Figura 11. Voltaje y corriente de entrada en un rectificador controlado

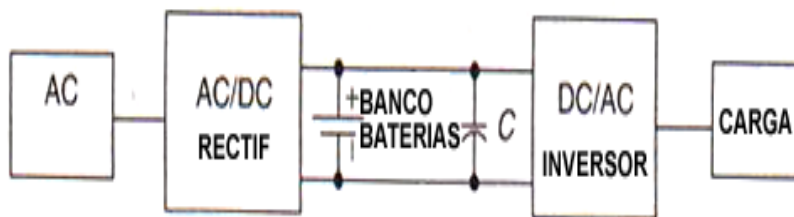


Fuente: Uninterruptible power supplies and active filters. Pág. 51

## 1.5 Choper o filtro dc.

Hay dos opciones para conectar las baterías al sistema del SAI. La primera es conectar las baterías directamente en paralelo al bus de DC de capacitores como se muestra en la figura 12.

Figura 12. SAI con banco de batería conectado directamente al bus de dc



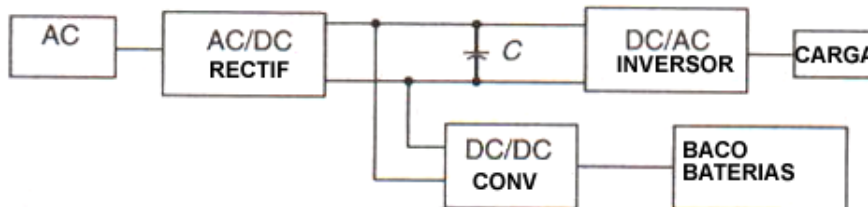
Fuente: Uninterruptible power supplies and active filters. Pág. 57

Esta configuración resulta muy simple. El mismo rectificador controlado sirve como cargador para las baterías, manteniendo el apropiado voltaje de DC del bus. Sin embargo, se necesitan muchas celdas de baterías, conectadas en serie para mantener alto el voltaje de DC del bus. Este requerimiento conduce a muchos problemas en cuanto a espacio, costo, confiabilidad y seguridad. La limitación de espacio y consideraciones de costo son los criterios en diseño de parámetros en las aplicaciones de SAI de baja potencia en cuanto a computadoras personales. La seguridad es un problema a considerar para mantener el alto voltaje en las terminales de las baterías a mantener el alto costo. Ya que el alto voltaje requiere personal entrenado para monitorear y reemplazar las baterías mientras que en bajo voltaje no necesita personal entrenado para hacer el mismo trabajo. La confiabilidad es afectada también como consecuencia de un voltaje alto en el banco de baterías. Ciertamente la capacitancia almacenada decrece la confiabilidad con el número de baterías conectadas en serie.

La cantidad de diferentes soluciones propuestas son muchas, para el problema de alto voltaje de baterías, pero la más popular es agregar un convertidor bidireccional DC/DC.

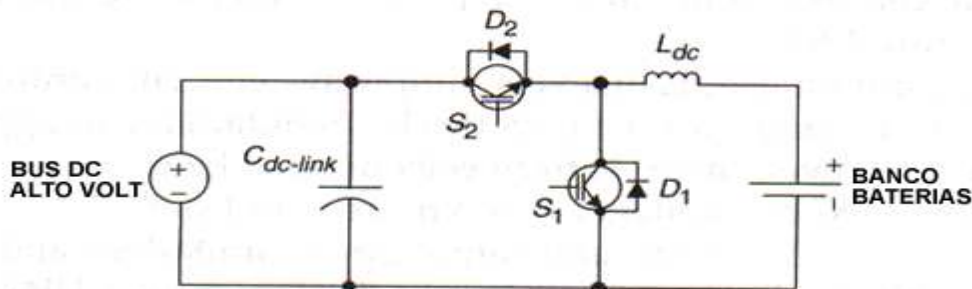
Cuando el bus de DC esta bajo, por un voltaje bajo de baterías durante el modo de carga y cuando sube el nivel de voltaje de batería baja al voltaje alto del Bus de DC durante el modo de operación de backup. Un convertidor típico bidireccional DC/DC utilizado en SAI en línea se muestra en la figura 13, la figura 14 muestra el convertidor bidireccional mismo DC/DC.

Figura 13. SAI con banco de batería conectado al bus dc a través del convertidor bidireccional dc / dc



Fuente: Uninterruptible power supplies and active filters. Pág. 58.

Figura 14. Convertidor bidireccional buck-boost dc / dc



Fuente: Uninterruptible power supplies and active filters. Pag. 58.

El convertidor Buck consiste del interruptor S2, diodo D1 y el inductor Ldc.

El interruptor S2 corta el alto voltaje  $V_{dc}$  y lo baja a  $V_{bat} = DV_{dc}$ , donde D es proporción del interruptor S2. El convertidor Boost consiste del interruptor S1, diodo D2 y el inductor Ldc. Cuando S1 se cierra, el inductor Ldc es energizado.

Cuando S1 se abre, la energía almacenada en Ldc es transferida a la salida de forma creciente hacia el lado de voltaje bajo de baterías  $V_{bat}$  al bus de alto voltaje DC  $V_{dc} = V_{bat}/(1-D)$  donde D es la proporción del interruptor S1.

## **1.6 Inversor**

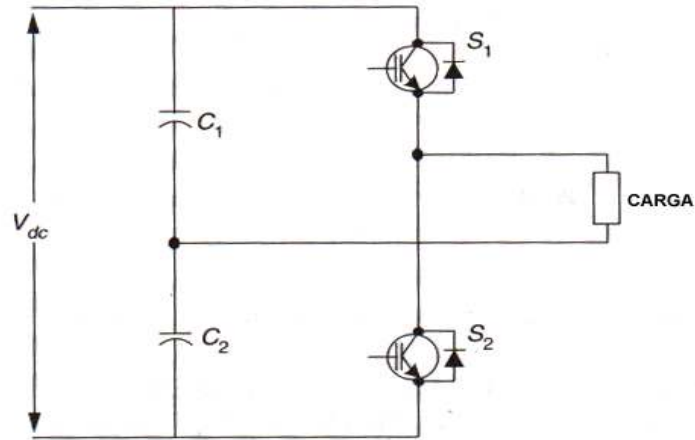
### **1.6.1 Principio básico de operación**

Hay dos tipos de inversores monofásicos: medio puente e inversor de puente completo. Primeramente se estudiarán los inversores monofásicos de forma general para un entendimiento más fácil y posteriormente se describirán los inversores trifásicos usados por MGE. La topología típica de inversor de medio puente se muestra en la figura 15. El bus dividido de DC consiste en dos capacitores iguales de DC, C1 y C2, conectados en serie y dos interruptores (IGBTs). S1 y S2, conectados en serie. La entrada de voltaje es DC ( $V_{dc}$ ) es dividido de igual manera entre los dos capacitores. Por el encendido y apagado de los interruptores S1 y S2, el voltaje aplicado a través de la carga puede ser  $+V_{dc}/2$  o  $-V_{dc}/2$ . Cuando el interruptor S1 está encendido, el interruptor S2 está apagado y el voltaje de la carga es  $+V_{dc}/2$ . Igualmente, cuando el interruptor S2 está encendido, el interruptor S1 está apagado y el voltaje en la carga es  $-V_{dc}/2$ . Para evitar fallas shoot-through (descarga), hay siempre un tiempo muerto entre el tiempo que uno de los interruptores es apagado y el otro se enciende. La duración de este tiempo muerto podría ser lo suficientemente largo para permitir que el apagado se cierre antes que el otro interruptor, empiece a conducir. La ventaja de la topología de inversor de medio puente es el bajo número de interruptores y el control simple. Si embargo, padece de dos principales desventajas inherentes. La primera es una pobre utilización del voltaje de entrada de DC. La segunda es que únicamente un conmutador bipolar PWM puede ser aplicado con esta topología.



Esto requiere inherentemente filtros de salida grandes y generalmente conducen a una baja eficiencia.

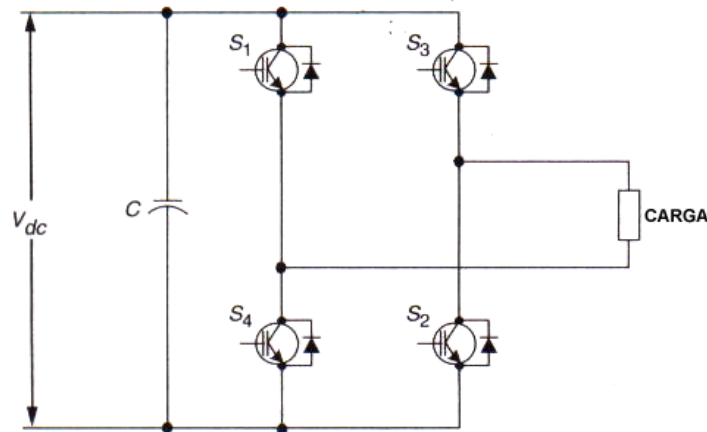
Figura 15. **Inversor de medio puente monofásico dc / ac**



Fuente: Uninterruptible power supplies and active filters. Pag. 52

A causa de las desventajas arriba mencionadas, el uso de la topología de inversor de medio puente se limita para aplicaciones en baja potencia. Para medias y altas aplicaciones en potencia, la topología de inversor de puente completo es normalmente usada. Una configuración típica de esta topología de inversor de puente completo se muestra en la figura 16.

Figura 16. Inversor de puente completo monofásico dc /ac



Fuente: Uninterruptible power supplies and active filters. Pag. 53

El inversor de puente completo consiste de un capacitor  $C$  y cuatro interruptores (IGBTs),  $S_1$ ,  $S_2$ ,  $S_3$  y  $S_4$ , conectados en serie dos por dos en los dos ramales del inversor. En el encendido y apagado de los interruptores, el voltaje aplicado a través de la carga puede ser  $+V_{dc}$ ,  $-V_{dc}$  o 0. Cuando los interruptores  $S_1$  y  $S_2$  están encendidos, los interruptores  $S_3$  y  $S_4$  están apagados y el voltaje de la carga es  $+V_{dc}$ . Cuando los interruptores  $S_3$  y  $S_4$  están encendidos, los interruptores  $S_1$  y  $S_2$  están apagados y el voltaje de la carga es  $-V_{dc}$ . Cuando los interruptores  $S_1$  y  $S_3$  están encendidos, interruptores  $S_2$  y  $S_4$  están apagados el voltaje de la carga es cero. Similarmente, cuando los interruptores  $S_2$  y  $S_4$  están encendidos, los interruptores  $S_1$  y  $S_3$  están apagados, el voltaje de la carga es cero. Nuevamente para evitar la falla de shoot-through (descarga), siempre hay un tiempo muerto entre el tiempo en que un ramal de los interruptores se apaga y el otro ramal se enciende.

### 1.6.2 Conmutación por modulación de ancho de pulso

En la conmutación PWM, el voltaje de salida es directamente proporcional a los ciclos de la conmutación y a la amplitud de voltaje del bus de DC  $V_{dc}$ . El voltaje de salida puede estar en los rangos de  $-V_{dc}$  a  $+V_{dc}$ .

La amplitud del voltaje de entrada de DC es usualmente constante, la única vía para controlar la forma del voltaje de salida es mediante el ciclo de las conmutaciones. La técnica PWM, tiene una señal de referencia senoidal, oscilando a la frecuencia deseada es comparada con una portadora de alta frecuencia de forma de onda triangular, como se muestra en la figura 17. Esta técnica de PWM es básicamente conocido como conmutación bipolar. La frecuencia de la portadora de forma de onda triangular determina la frecuencia de conmutación del inversor que generalmente se conserva como una amplitud constante de  $V_{triang}$ .

Antes de seguir con la técnica PWM es necesario introducir unos cuantos términos. La forma de onda triangular,  $V_{trian}$ . En la figura 16, básicamente oscila a la frecuencia de conmutación  $f_s$ . Es esta la frecuencia que decide cual inversor conmuta cuando se enciende y se apaga. Por otro lado, el control de la señal,  $V_{control}$ , es usado para modular la proporción de conmutación y oscila a la frecuencia de  $f_1$ . Esta frecuencia deseada es básicamente la componente fundamental del voltaje de oscilación de salida. Además, el voltaje de salida mencionada no es una forma de onda senoidal pura y consiste en un componente armónico de voltaje oscilando a una frecuencia de  $f_1$ .

De la figura 17, los términos importantes de amplitud y la frecuencia en proporción modulada pueden ser definidos. La proporción en modulación de amplitud,  $M_a$ , es definida de la siguiente forma:

$$M_a = V_{control} \div V_{triangular}$$

Donde,  $V_{control}$  es el pico de amplitud de la señal de control,  $V_{tri}$  es el pico de amplitud de señal portadora triangular y se mantiene generalmente constante.

El valor de la proporción o relación  $M_a$  es generalmente menor que uno. Por eso, la amplitud de la componente de la frecuencia fundamental es lineal dependiente en la amplitud del índice de modulación.

Refiriéndose nuevamente a la figura 17, la proporción o relación de la modulación de frecuencia  $M_f$  puede ser definida de la siguiente forma:

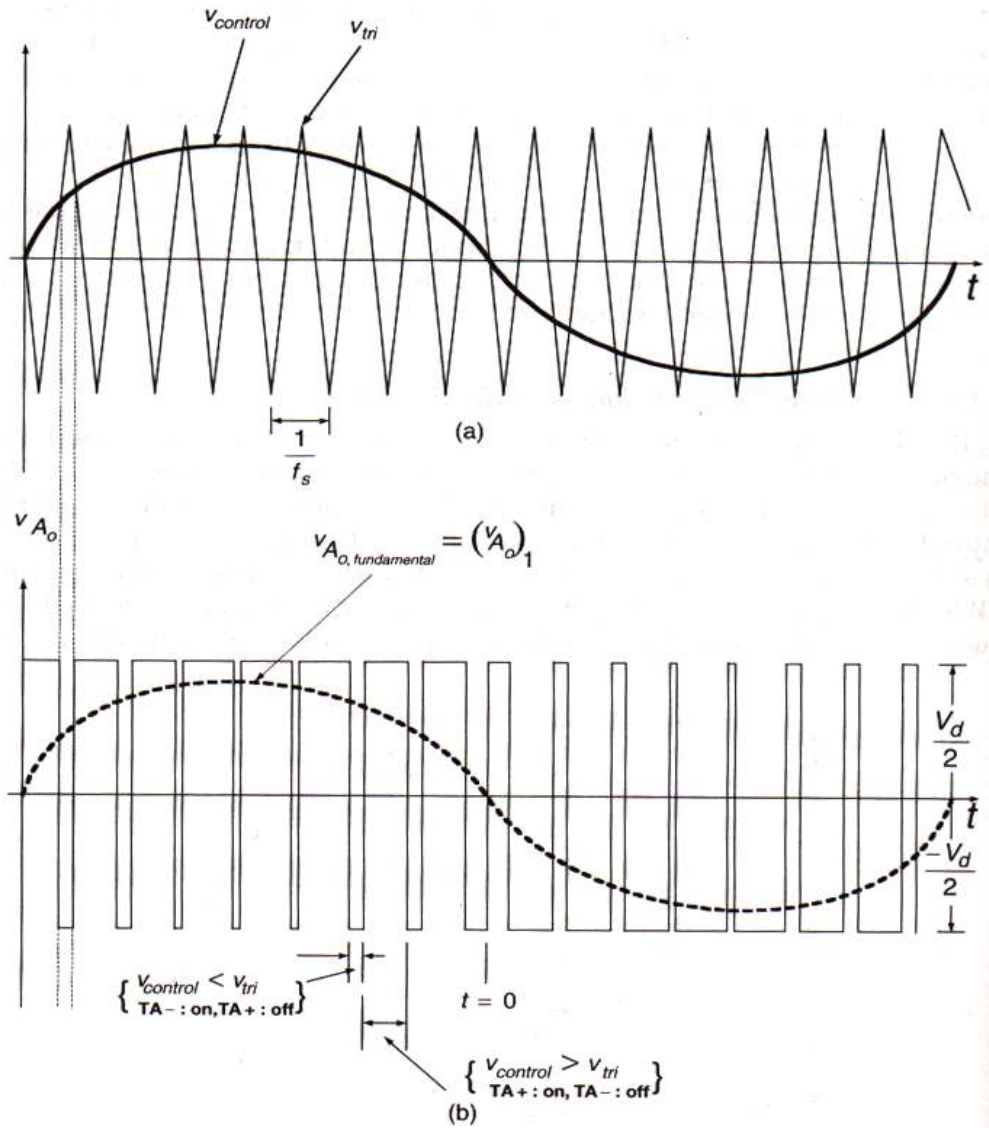
$$M_f = f_s \div f_1$$

En el inversor de puente completo DC/AC de la figura 16, los interruptores S1, S2, S3 y S4 son controlados por la comparación de las magnitudes de  $V_{control}$  y  $V_{tri}$ . El voltaje de salida a través de la carga puede cambiar de la siguiente forma:

$V_{control} > V_{tri}$	S1, S2 encendidos	S3, S4 apagados	$V_{ao} = V_d / 2$
$V_{control} < V_{tri}$	S3, S4 encendidos	S1, S2 apagados	$V_{ao} = -V_d / 2$

Así, desde que los dos interruptores nunca están apagados simultáneamente, el voltaje de salida  $V_a$  fluctúa entre  $V_d/2$  y  $-V_d/2$ . Otra popular variación de la técnica de PWM es la conmutación unipolar.

Figura 17. Representación de la técnica de conmutación bipolar PWM



Fuente: Uninterruptible power supplies and active filters. Pag. 54

## 1.7 Baterías

Generalmente un gran porcentaje de problemas en los SAI es inducido por baterías o error humano, en esta sección se tratarán los dos diferentes tipos de baterías usados en los SAI, se analizarán los efectos de la temperatura sobre las baterías, eficiencia y periodos de carga y descarga.

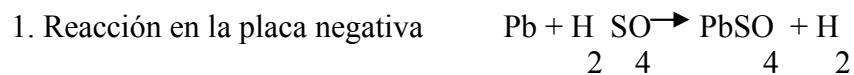
### 1.7.1 Tipos de celdas

Existe una variedad de celdas disponibles (recargables), pero únicamente dos son usadas para aplicaciones de SAI. Estas son baterías de plomo y níquel cadmio. Ambas están disponibles en diferentes tipos, cada tipo tiene sus propias características y calidades que deben considerarse para determinada aplicación.

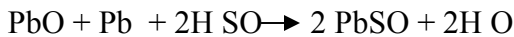
#### 1.7.1.1 Baterías de plomo

Las baterías de plomo tienen un proceso químico, en términos simples consiste de electrodos de plomo y dióxido de plomo diluido en una solución de ácido sulfúrico. El potencial medido entre dos electrodos, es aproximadamente de 2 voltios.

La reacción química ocurre de la siguiente forma:



Sumando el primer y segundo término la reacción química por celda es:



### **1.7.1.2 Tipos de celdas: Tubular, pasta, VRLA y plana**

Los diseños de las placas tienen varias cualidades de la celda. Pero los tipos más importantes para los SAI son: el plano, placas tipo pasta, tubular y la celda de válvula regulada (VRLA). Cada diseño tiene características que pueden ser convenientes para un diseño específico de SAI. En las celdas también se consideran variaciones en la estructura del plato y espesor, gravedad específica del ácido utilizado, y el material utilizado en la construcción de las placas.

El espesor de las placas determina la disponibilidad y la longitud de la descarga, el área de superficie de las placas tiene un efecto significativo en la corriente de salida.

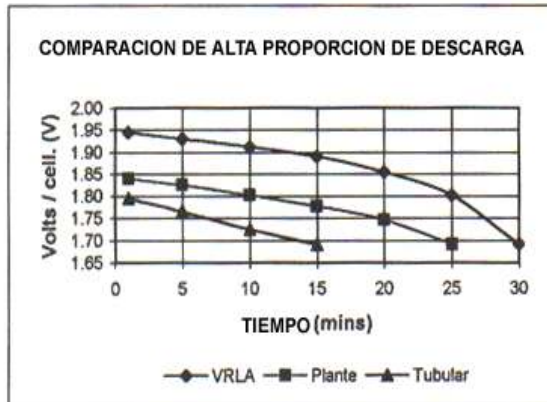
Desde que la mayoría de aplicaciones del SAI son de unos periodos de autonomía cortos, el diseño de las placas es raramente usado. Una comparación de calidades de celdas: plana, tubular, pasta y VRLA se muestran en la tabla I. La tabla es basada en proporciones de placas equivalentes en A/Hr.

La celda plana fue usada extensivamente en los primeros días del SAI. Las ventajas son de larga vida, se pueden inspeccionar visualmente las celdas. Las desventajas son los costos (virtualmente hechos a mano), el tamaño y el peso, y la necesidad de separar las baterías del cuarto, el inconveniente de los problemas del ácido y los gases.

Tabla I. Comparación de descarga entre celdas tubular-Plante-VRLA

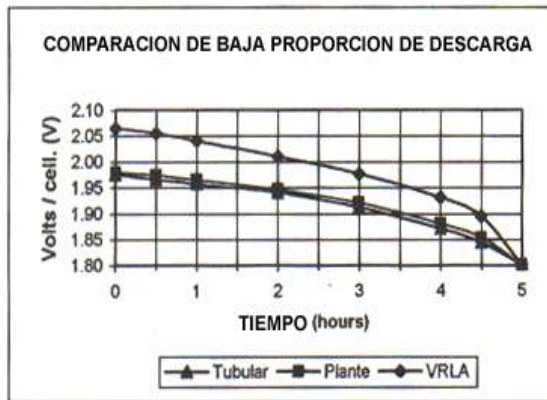
**COMPARACION DE DATOS DE DESCARGA ENTRE: TUBULAR-PLANTE-CELDAS VRLA**

PORCENTAJE ALTO DE DESCARGA 340A to 1.69V/cell at 20 Deg.C.				PORCENTAJE BAJO DE DESCARGA 53A to 1.80V/cell at 20 Deg.C.			
TIEMPO (mins)	Tubular (V/cell)	Plante (V/cell)	VRLA (V/cell)	TIEMPO (HORAS)	Tubular (V/cell)	Plante (V/cell)	VRLA (V/cell)
1	1.795	1.840	1.945	Initial Volts	1.975	1.980	2.065
5	1.765	1.825	1.930	0.5	1.966	1.974	2.055
10	1.725	1.801	1.912	1.0	1.957	1.965	2.040
15	*	1.777	1.890	2.0	1.940	1.946	2.010
20	-	1.745	1.853	3.0	1.912	1.920	1.975
25	-	*	1.815	4.0	1.870	1.880	1.930
30	-	-	1.690	4.5	1.843	1.852	1.894
	* 14Min - 1.69V.	*25.5Min - 1.69V		5.0	1.800	1.800	1.800



**ALTA PROPORCION DE DESCARGA**  
340A to 1.69V/cell at 20 Deg.C.

TIEMPO (mins)	Tubular (V/cell)	Plante (V/cell)	VRLA (V/cell)
1	1.795	1.840	1.945
5	1.765	1.825	1.930
10	1.725	1.801	1.912
15	1.690	1.777	1.890
20	-	1.745	1.853
25	-	1.690	1.800
30	-	-	1.690



**BAJA PROPORCION DE DESCARGA**  
53A to 1.80V/cell at 20 Deg.C.

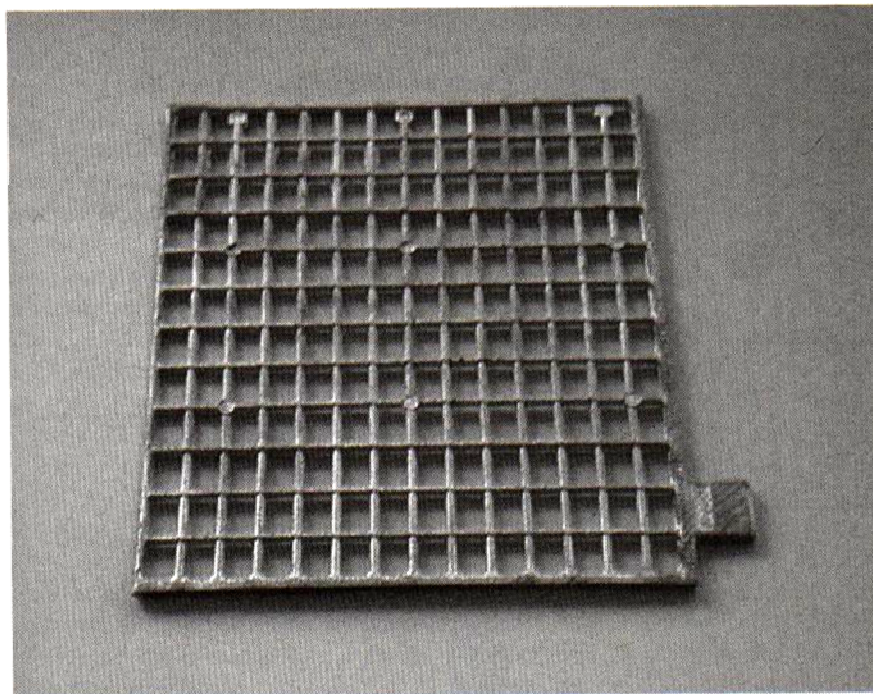
TIEMPO (HORAS)	Tubular (V/cell)	Plante (V/cell)	VRLA (V/cell)
0	1.975	1.980	2.065
0.5	1.966	1.974	2.055
1.0	1.957	1.965	2.040
2.0	1.940	1.946	2.010
3.0	1.912	1.920	1.975
4.0	1.870	1.880	1.930
4.5	1.843	1.852	1.894
5.0	1.800	1.800	1.800

Fuente: Uninterruptible power supplies. Pág. 188.



Las celdas tipo pasta son fáciles de fabricar. Las placas se muestran en la figura 18, es un material activo (el cual produce oxido y ácido sulfúrico diluido) Estas celdas son significativamente más pequeñas que las planas, y más competitivas en precio.

Figura 18. Celdas tipo pasta



Fuente: Uninterruptible power supplies. Pág. 191

El tiempo de vida es aproximadamente de 14 a 15 años en contra con el tiempo de vida de las celdas planas de 20 años. Estas celdas aun requieren un cuarto separado para las baterías.

Las baterías tubulares son usadas para diseños de diferentes placas positivas, se muestra en la figura los espines son rodeados de forma tubo plástico semiporoso y de material activo, oxido de plomo ( $PbO$ ) en forma de polvo. Esto es convertido a dióxido de plomo ( $PbO_2$ ), este material activa la formación del proceso en la celda.

La batería resultante es cara para producirla y también tiene el mismo problema de dos diseños. Pero se tiene la ventaja que comparativamente es más robusta mecánicamente. El plomo-antimonio de suma potencia a las placas y las celdas tienen tracción para muchos años.

El tiempo de vida depende del diseño/aplicación. La vida es afectada por el porcentaje de antimonio en el que permite mas fuerza mecánica. El bajo uso de porcentaje de antimonio es recomendado para aplicaciones de SAI, por ejemplo 2 a 3 %. Estas baterías pueden encontrarse usadas en sistemas de SAI donde las condiciones físicas lo impiden, la celda más popular es la VRLA. Estas condiciones incluyen ciclos de descargas profundas o condiciones de temperatura ambiente variables. Estas condiciones pueden encontrarse en diseños de sistemas de SAI para equipo de telecomunicaciones que dependen de energía solar y del viento como fuente de energía primaria.

Todas las celdas están llenas de electrolito, el cual requiere una ventana cada celda que permite liberar gases, reemplazar electrolito y acceso para la medición de la gravedad específica.

### **1.7.1.3 Tipos y característica de VRLA**

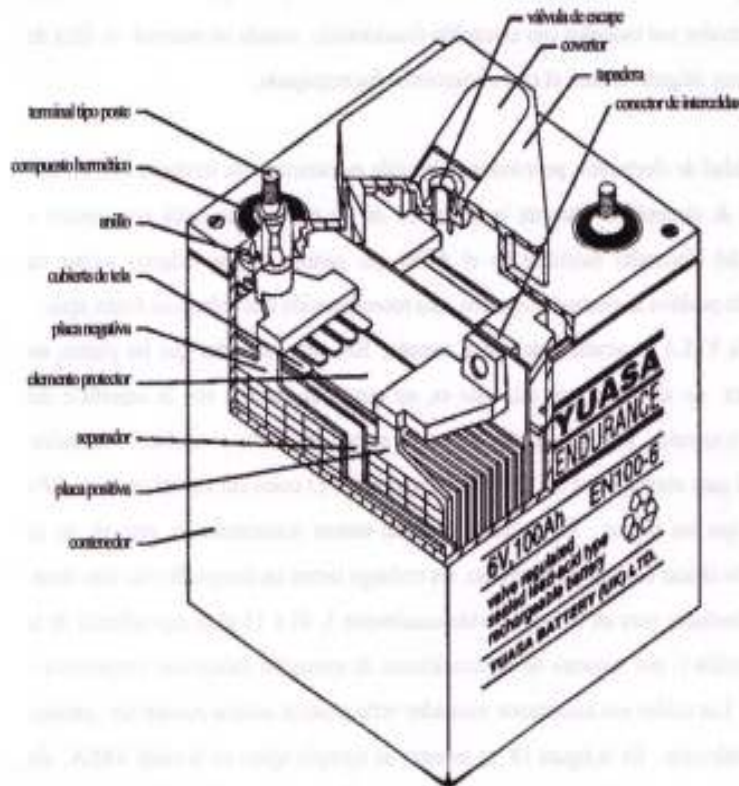
La batería de ácido líder con más demanda para la utilización con SAI es indiscutiblemente el tipo de válvula regulada. El diseño nació con el deseo de proveer una batería alterna para las telecomunicaciones. El deseo fue desechado de grandes sistema de baterías por el uso de pequeñas baterías, para el uso en muchas, pero pequeñas centrales de interrupción, el criterio de diseño de inmediato fue reducir el tamaño, minimizar la emisión del gas, y reducir el uso del agua.

El uso de estas celdas para aplicaciones de SAI vino después de este evento, y el deseo por bajar el mantenimiento que realmente considerado como alta prioridad.

El resultado final fue la celda encerrada con válvula de presión, teniendo una presión de gas pequeña. La consecuencia de la recombinación es tal que el gas es envuelto cuando los electrodos son rodeados con electrolito disecionado, usando un material de fibra de vidrio muy delgada. Dentro el cual el electrolito fue empapado.

La cantidad de electrolitos permitidos en la celda es estrictamente limitado, esto es, sin-residuo de electrolito. Durante la formación de los patrones de celda son creados a través del electrolito mantiene en el AGM que permite al gas oxígeno migrar de electrodo positivo al electrodo negativo, esta recombinación con hidrógeno forma agua. La celda VRLA es atractiva debido al tamaño, 50% más pequeñas que las planas, no requieren un ambiente especial, esto es, un cuarto de baterías con la superficie del cuarto construido para protegerlo contra el ataque de ácido y también ventilación especial para asegurar que los gases sean evacuados; El costo del capital es como 50% menos que los planos. En resumen necesitan menos mantenimiento, esto es, no es necesario checar el nivel de electrolito, sin embargo tienen un tiempo de vida más corto. Están diseñadas para un tiempo de vida usualmente 5, 10 o 15 años dependiendo de la construcción y, por supuesto de las condiciones de operación incluyendo temperatura y ciclaje. Las celdas son usualmente montadas verticalmente aunque pueden ser operadas horizontalmente. En la figura 19 se muestra un ejemplo típico de la celda VRLA. En realidad es una serie de placas son pasadas por óxido de plomo (PbO)/ diluido en ácido sulfúrico el cual es convertido a dióxido de plomo, así la celda es formada. Todas las celdas están selladas y con una pequeña válvula ubicada arriba de la celda para cualquier expulsión de gas, la ventilación del gas bajo ciertas condiciones ocurre encima de 1 atmósfera de presión. Bajo condiciones normales la presión en la celda puede ser 3 lb. por pulgada cuadrada (20684 Pa).

Figura 19. Batería de válvula regulada



Fuente: Uninterruptible power supplies. Pág. 194

Previamente se han mencionado que por muchos años se ha usado métodos de recombinación de gases que implica en reacciones químicas, implicando el uso de catalizadores para recombinar el hidrógeno y oxígeno. Recientemente hasta ahora únicamente ha sido utilizado un tipo de celda flooded, este catalizador esta ahora disponible en forma de tornillo con el botón en la parte de arriba de las celdas VRLA como se muestra en la figura 20 El alimentador demanda que el nivel de electrolito sea mantenida.

Figura 20. Válvula maximizada de escape, Liberty 2000



Fuente: Uninterruptible power supplies, Pág. 196

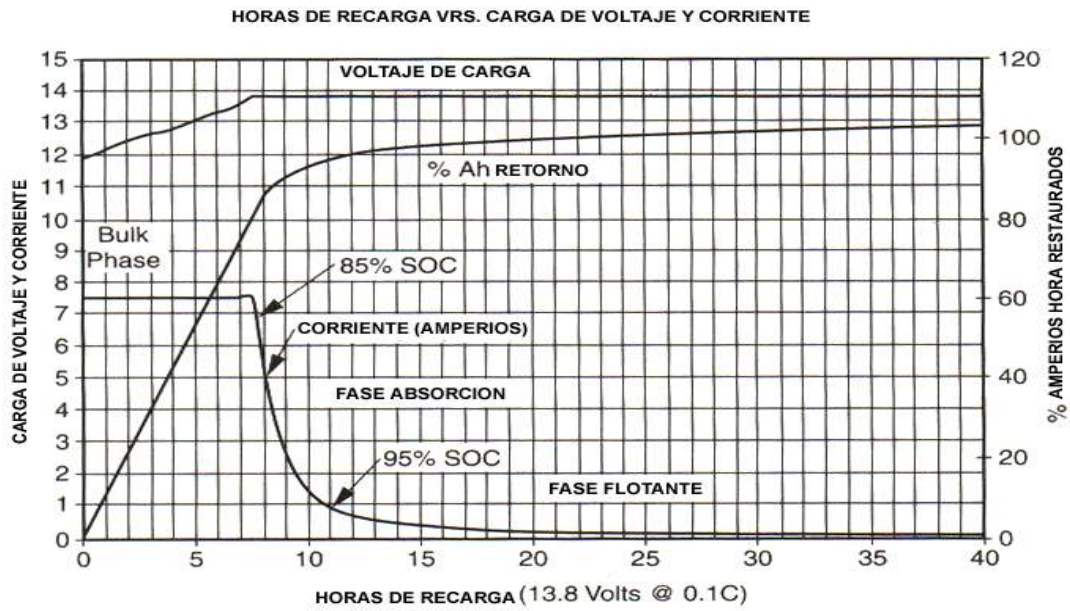
Baja presión en las válvulas es diseñada para asegurarse que la presión sea liberada de forma controlada.

### 1.7.2 Carga y temperatura de baterías

La carga de las celdas lleva invariablemente a pérdidas, son pequeñas pero significantes que asciende con la temperatura ambiente local, 2 grados centígrados, incurre en el ciclo de carga. Es recomendado que el bloque de celdas permita de 5 a 10 milímetros entre bloques para permitir la circulación de aire.

La gran mayoría de SAI diseñados usan voltaje constante en el sistema de carga con límite de corriente. El estado inicial de carga incurre en una alto nivel de corriente.

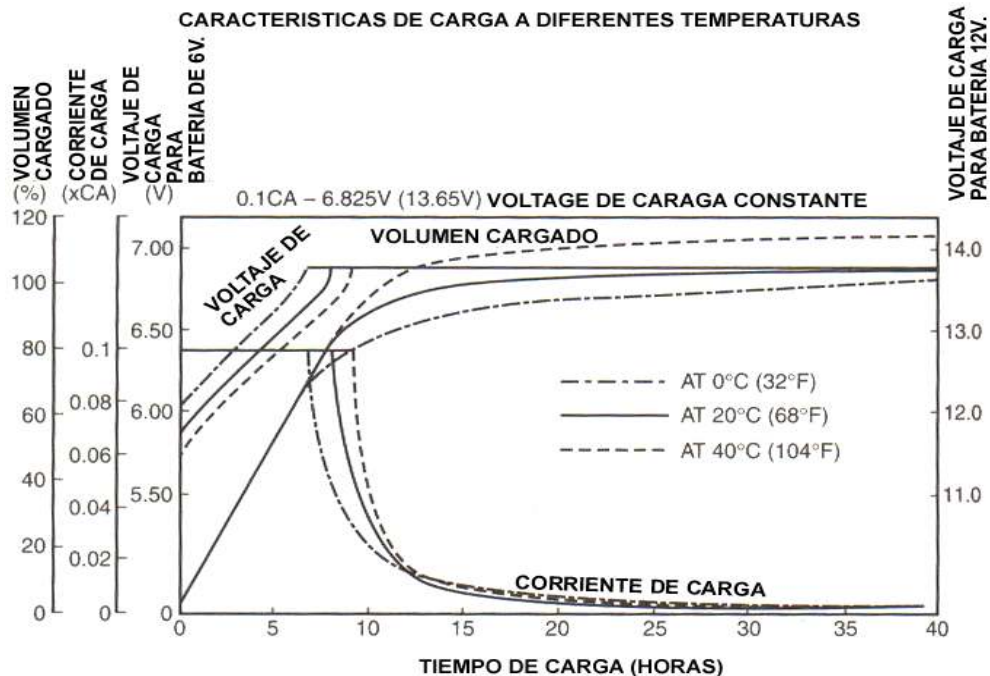
Figura 21. Horas de recarga frente a voltaje y corriente



Fuente: Uninterruptible power supplies. Pág.197



Figura 22. Características de carga a diferentes temperaturas



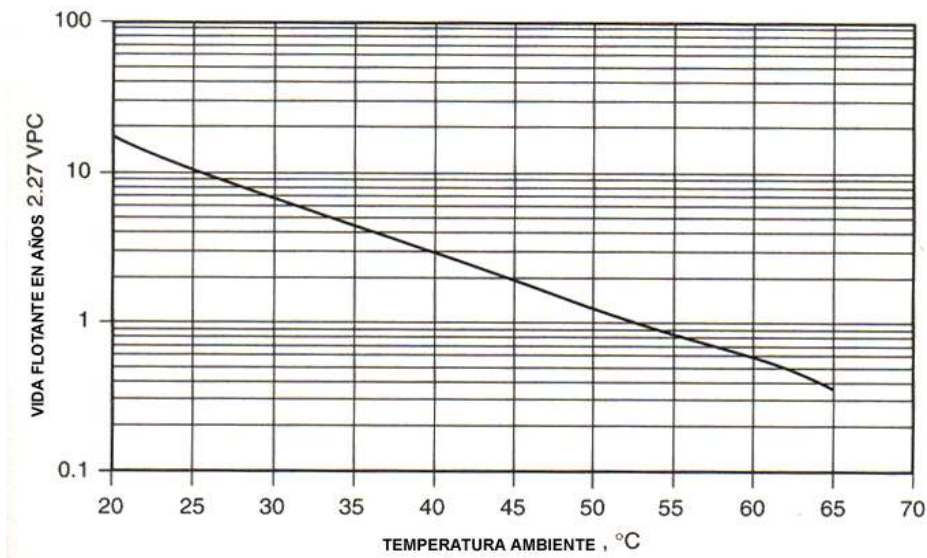
Fuente: Uninterruptible power supplies. Pag. 198

En un intermitente régimen de carga, es demanda de los beneficios de VRLA, consistente en regímenes de ciclos de carga dos a tres días en carga flotante seguido por dos o tres semanas ociosos, este sistema intermitente de carga reduce gradualmente la capacidad de las baterías y también decremento el tiempo de vida de la celda. Este conflicto sin embargo es también eficiencia en el sistema. Otros varios ciclos de cargas son inicialmente probados, la mayoría de variaciones de tiempo en un régimen de ciclo. Algunos reportes experimentales son a favor, otros indican una aceleración en pérdidas de hidrogeno. Recientes desarrollos muestran que pulsos altos de carga y cortos tienen un efecto restaurativo en el ácido. Tal pulso destruye la sulfatación en las placas. Esto asegura que la batería regresa muy cerca al funcionamiento original. Este tratamiento puede ser repetido durante la vida de la celda, pero este tratamiento podría no ser considerado como evento cíclico.

La temperatura ambiente tiene un efecto significativo en la vida de la celda. En la figura 23 se muestra una publicación de Eurobatt 10 años de vida a 20 grados centígrados se reduce a 5 años a una temperatura ambiente de 30 grados centígrados.

La temperatura ambiente también tiene un efecto significante en el funcionamiento de la celda, en tabla II se muestra datos de los fabricantes unos en 20 o 25 grados centígrados. En europa esta tendencia es basada en 20 grados centígrados

Figura 23. Efecto de la temperatura en la vida de las baterías



Fuente: Uninterruptible power supplies. Pág. 199



Tabla II. Factor de corrección carga de batería frente a temperatura batería

FACTOR DE CORRECCION CARGA BATERIAS VRS.TEMPERATURA BATERIAS

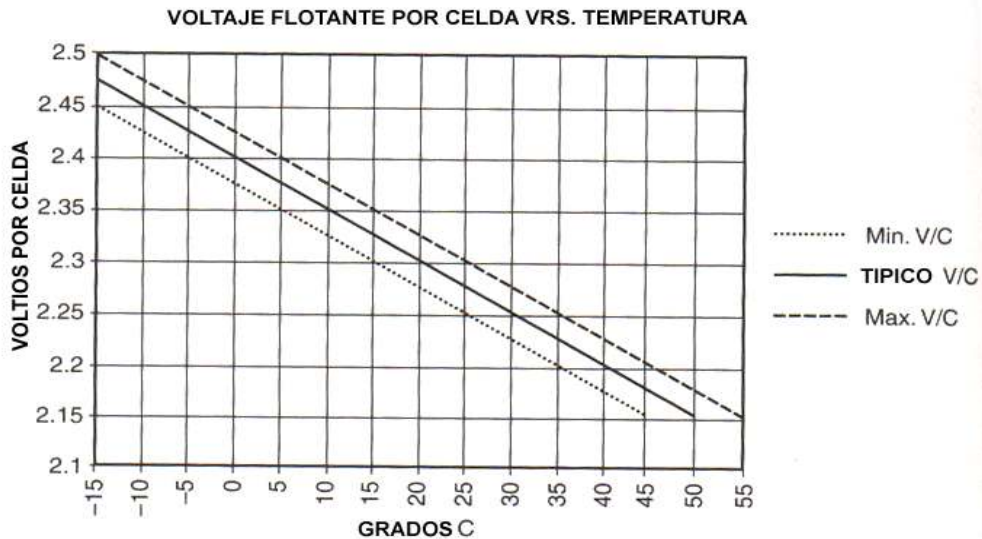
TEMPERATURA BATERIAS		FACTOR DE CORRECCION CARGA BATERIAS				
C°	F°	15 min. rate	1 HORA	5 HORAS	8 HORAS	20 HORAS
-9.4	15	.550	.580	.650	.705	.735
-6.7	20	.600	.630	.690	.735	.765
-3.9	25	.650	.680	.735	.765	.790
-1.1	30	.700	.725	.765	.790	.815
1.7	35	.740	.765	.800	.820	.840
4.4	40	.780	.800	.830	.845	.865
7.2	45	.820	.840	.855	.870	.890
10.0	50	.860	.865	.880	.895	.910
12.8	55	.875	.890	.910	.920	.930
15.8	60	.920	.930	.940	.945	.950
18.3	65	.940	.950	.955	.960	.965
21.1	70	.960	.970	.975	.975	.980
25.0	75	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
26.7	80	1.010	1.005	1.003	1.002	1.001
29.4	85	1.030	1.020	1.015	1.010	1.005
32.2	90	1.040	1.025	1.020	1.015	1.010
35.0	95	1.050	1.030	1.025	1.020	1.015
37.8	100	1.060	1.040	1.030	1.025	1.020

EFICIENCIA DE BATERIAS VRLA VRS. TEMPERATURA Y PROPORCION DE DESCARGA

Fuente: Uninterruptible power supplies. Pág. 199

Cada vez mas, fabricantes de SAI están variando el voltaje de carga con la temperatura ambiente, la formula básica es 0.003 V/C por grado centígrado. Este mecanismo de compensación de la temperatura alcanza ayudar el tiempo de vida de las baterías, como se muestra en la figura 24 para proyectos que requieran ciclaje de celdas tal como energía solar o del viento, puede ser necesario usan un cargador mayor constante. La carga de las celdas requiere un control cercano que almacene los resultados máximos-mínimos y usualmente controlar el sistema de rectificación.

Figura 24. Voltaje flotante por celda frente a temperatura

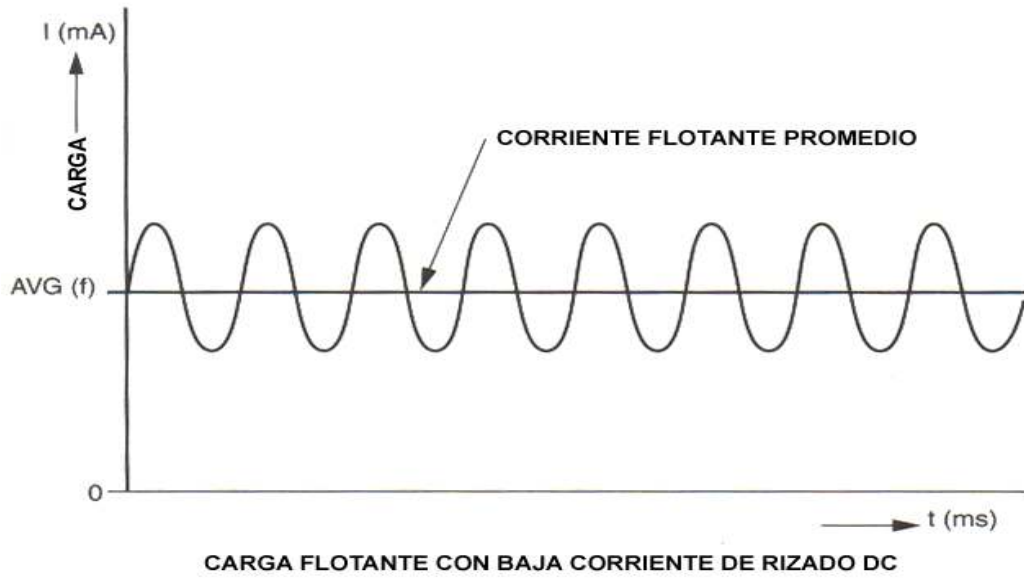


Fuente: Uninterruptible power supplies. Pág. 200

Claramente cualquier rectificación produce un rizo en la salida de DC y este debe ser atenuado a 0.5% del voltaje de DC flotante y 0.5 amperios rms (5 amperios rms por 100 A/h de capacidad) máxima. El rizo también es afectado por la frecuencia el cual se maximiza aproximadamente de 100 a 250 Hz. El efecto del rizo causa calor en la celda, y el máximo efecto del calor no debe ser mayor que cinco grados centígrados.

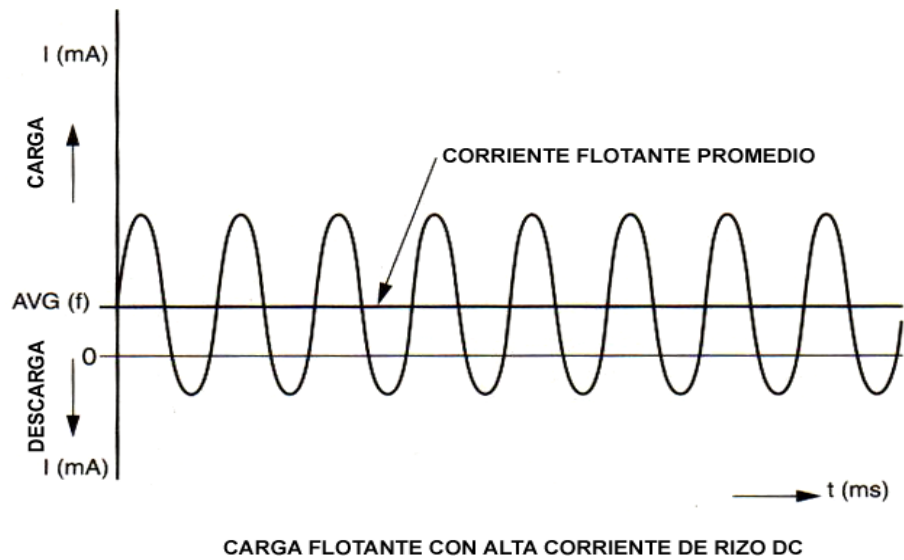
El inversor claramente también induce un rizo en las baterías. Sin embargo, la frecuencia de conmutación del inversor es mucho más alta y un simple choque es suficiente para solucionar el problema. En la figura 25 se ilustra, la carga correctamente alimentada por el sistema del cargador y en la figura 26 cuando ocurre alguna carga reversa, esto debe ser evitado. Pudiendo resultar dañadas las placas de la celda. Este problema puede ser resultado de un diseño o ajuste incorrecto en el sistema de carga.

Figura 25. Carga flotante con baja corriente de rizo dc



Fuente: Uninterruptible power supplies. Pág. 201

Figura 26. Carga flotante con alta corriente de rizo dc

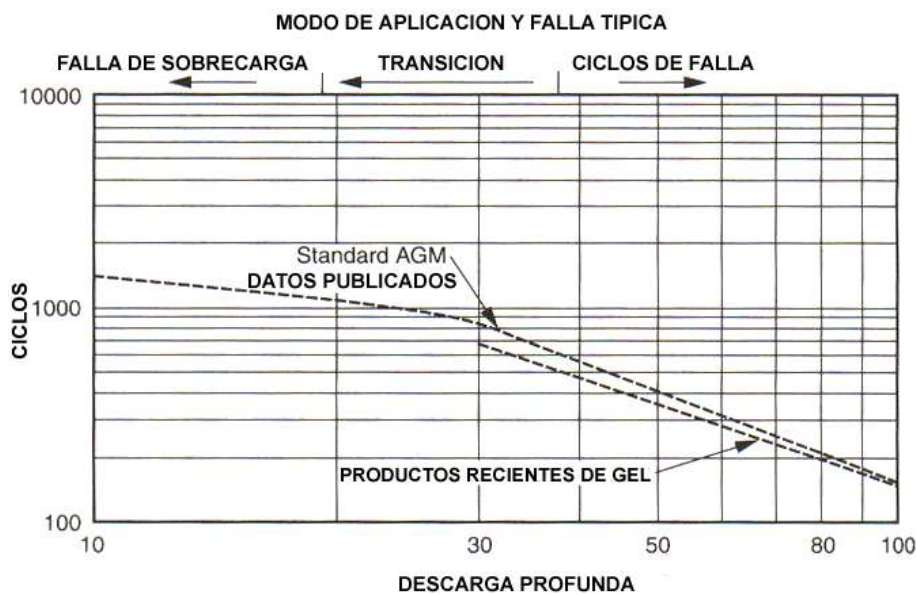


Fuente: Uninterruptible power supplies. Pág. 201

La mayoría de sistemas de carga son diseñados para dar una corriente limite con voltaje constante, las celdas se recargan inicialmente con una corriente alta a un voltaje considerablemente abajo del voltaje normal flotante.

La carga continua, el voltaje se elevara hasta el nivel del voltaje flotante normal y la corriente disminuirá hasta un valor constante. También se nota que la eficiencia electroquímica de carga es alta, arriba del 80% de carga aproximadamente. Después de esto la eficiencia cae y la electrolisis ocurre, resultando en hidrogeno y oxigeno esto se muestra en la figura 27.

Figura 27. **Modo de aplicación y falla típica**



Fuente: Uninterruptible power supplies. Pág. 202

La vida de las celdas VRLA es afectada por el número de descargas (ciclos) y las descargas profundas. El ciclaje de las celdas también se ve afectada por el método de carga.

Las cargas intermitentes de celdas VRLA inicia con el objeto de reducir las perdidas de hidrogeno (perdida de agua).

Un ejemplo es dejando las baterías con carga flotante durante dos a tres días y entonces dejar que las baterías en condiciones abiertas por dos o tres semanas, el ciclo de este modo provee un voltaje inaceptable. Con celdas VRLA hay peligro térmico de fuga. Esta condición es el resultado del calor generado por la celda y resulta en la aceleración fuera del electrolito y también, en casos extremos, la fundición o distorsión a causa del plástico. Esta condición es causada de ineficiencia en la celda debido a las pérdidas  $I^2R$  y a la recombinación del ciclo de oxígeno exotérmico. Para evitar estos problemas se pueden considerar los siguientes puntos:

1. Corriente alta de carga.
2. Ilimitado o alta corriente del cargador.
3. Elevada corriente flotante.
4. Alta operación de temperatura ambiente.
5. Baterías enclaustradas, no-ventiladas.
6. Tiempo de vida no relista.

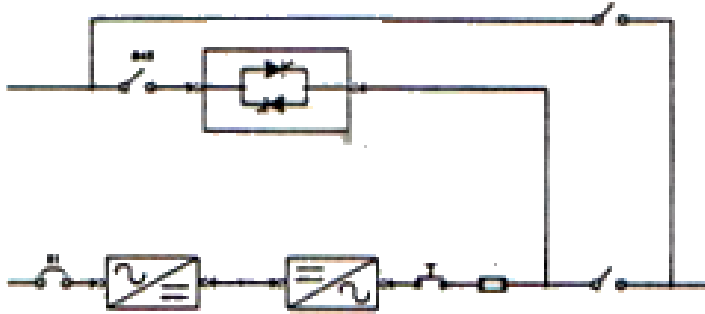
## **1.8 Interruptor estático**

El interruptor estático consiste en dos SCRs por fase (total de seis) conectados en antiparalelo. Los SCRs se accionan uno a la vez dependiendo si es el semiciclo positivo o negativo. El interruptor estático es usado para aplicar o desconecta energía de AC por las puertas de encendido o apagado consecutivamente. Dos diseños de interruptor estático son los más usados:

### **1.8.1 En línea:**

Este interruptor estático es ensamblado e instalado en serie con la línea de potencia principal. Al aplicarle potencia, los SCR se habilitan continuamente. El diseño típicamente es usado en SAI en 150KVA para abajo como se muestra en la figura 28.

Figura 28. Interruptor estático en línea

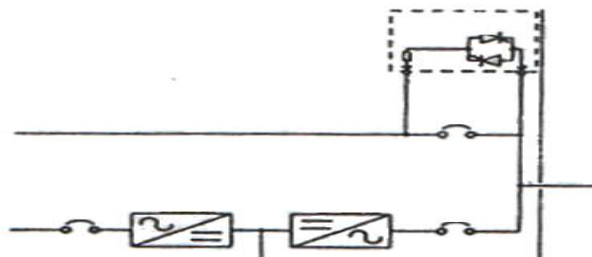


Fuente: Manual ups galaxy 3000. Pág 7

### 1.8.2 Interruptor estático envolvente (wrap around):

Para SAI de 200 KVA en adelante, el interruptor tipo envolvente (Wrap-around) es usado. En esta configuración el interruptor estático es instalado en paralelo con el cortacircuito (Breaker), como se muestra en la figura 29. La operación de este interruptor estático es el mismo que en línea excepto que momentáneamente el triggered (arriba de 10 segundos) permitiendo bastante tiempo en que el cortacircuito (breaker) se abra o cierre sumando potencia a la carga.

Figura 29. Interruptor estático wrap



Fuente: Manual ups galaxy 3000. Pág.7

## **2. SELECCIÓN DEL SAI SEGÚN LA CARGA A PROTEGER**

Antes de iniciar el proceso de planificar el tamaño y tipo del SAI requerido, es necesario identificar las cargas esenciales (el cual recibe alimentación del generador stand-by y SAI) y carga no esencial que se desconectara en el momento de un corte de energía eléctrica, desde el punto de vista de tableros eléctricos de distribución.

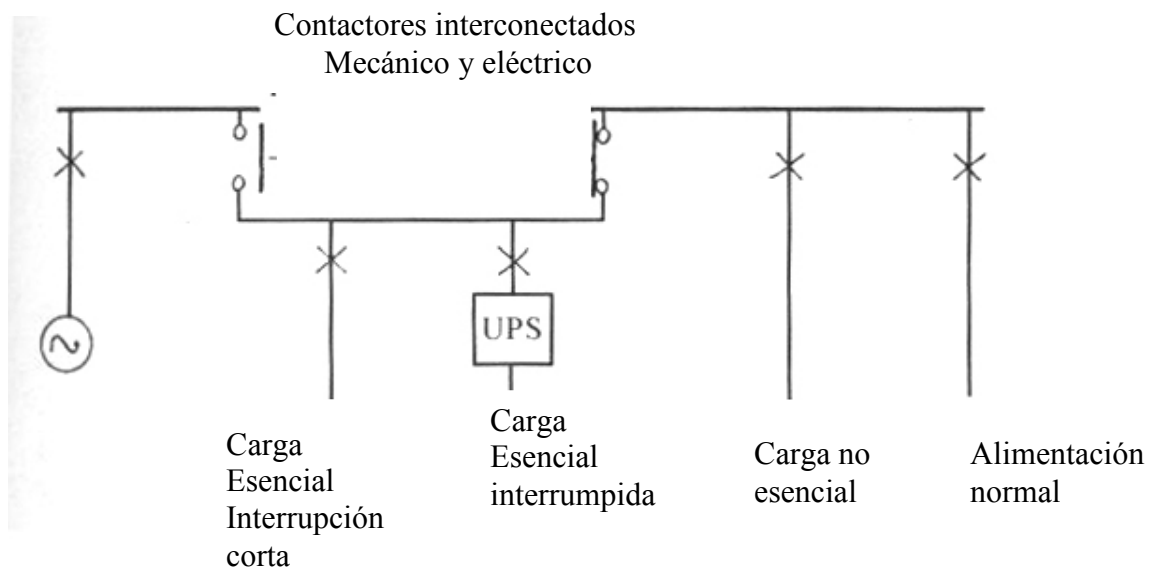
Si la alimentación stand-by esta incluida dentro de una nueva instalación, el procedimiento de diseño para el interruptor principal consta de dos secciones en la barra de buses: una alimentación normal, alimentando la carga no esencial y la otra alimentación standby, alimentación de la carga esencial. Las dos secciones del bus de barras son conectadas a través de circuitos disyuntores (breakers) el cual son eléctricamente anclados, con los circuitos disyuntores de la alimentación standby y actúan difundiéndose en la carga, cuando la alimentación standby esta en uso. Cuando es necesaria la alimentación standby el conjunto es arrancado para suplir energía y cuando esta listo acepta la carga, la sección del bus de breaker es alimentada y después de un corto retardo, el disyuntor de la alimentación standby se cierra. La figura 30 indica como es el sistema; para instalaciones pequeñas se puede usar contactores anclados de cambio completo.

Para instalaciones grandes cuando son muchas las distribuciones de tableros eléctricos, quizá es conveniente, otros tableros con bus de barras y circuitos disyuntores como se muestra en la figura, y proveen una alimentación del generador standby. Esto podría complicar la adición de un tablero de distribución para la alimentación standby.

Si el número de cargas individuales distribuidas dentro de la construcción son clasificadas como esencial y son suplidas desde el alimentador standby, el procedimiento simplemente es el de instalar un contactor changeover para cada una de las las cargas pero esta decisión depende en donde se encuentren disponibles la alimentación normal y stand by. El circuito de control del contactor puede ser autónomo o puede recibir señales del panel de control del generador. Si es autónomo este podría inclinarse a usar la alimentación normal siempre que este disponible, la alimentación standby es usada únicamente cuando la alimentación normal no esta disponible. Para el control autónomo pueden ser usados dos timers, uno para el retardo del cerrado del contactor de la alimentación standby el cual pueda ser aplicado a la carga en el periodo de generación y el otro retardo al retornar la alimentación normal para tener tiempo suficiente para probar su confiabilidad.

En la figura 30 y 31 se muestra métodos típicos de conexión de un solo generador, figura 30 es aplicado a pequeñas instalaciones eléctricas y anclado mecánicamente por un contactor de cambio completo (changeover) o circuito disyuntor, y la figura 31 es aplicado para ser usado en circuitos disyuntores anclados.

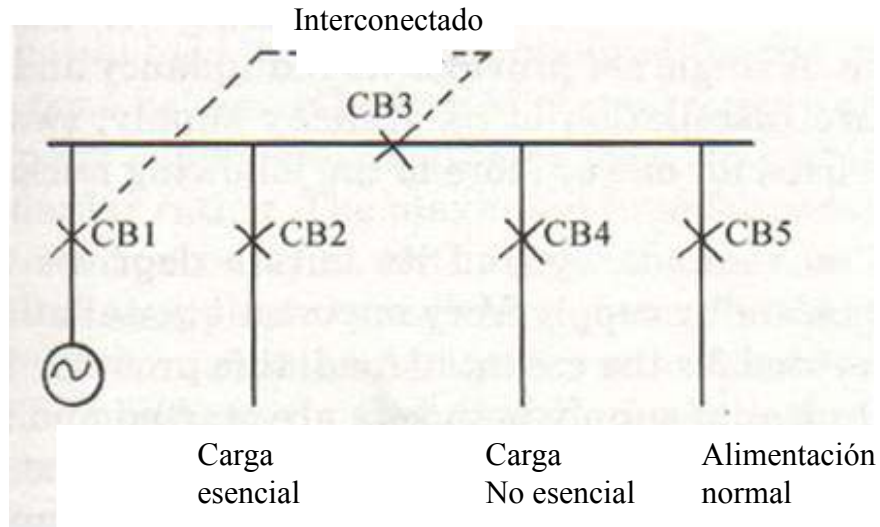
Figura 30. **Diagrama unifilar de una instalación eléctrica típica pequeña**



Fuente: Uninterruptible power supplies. Pág. 51



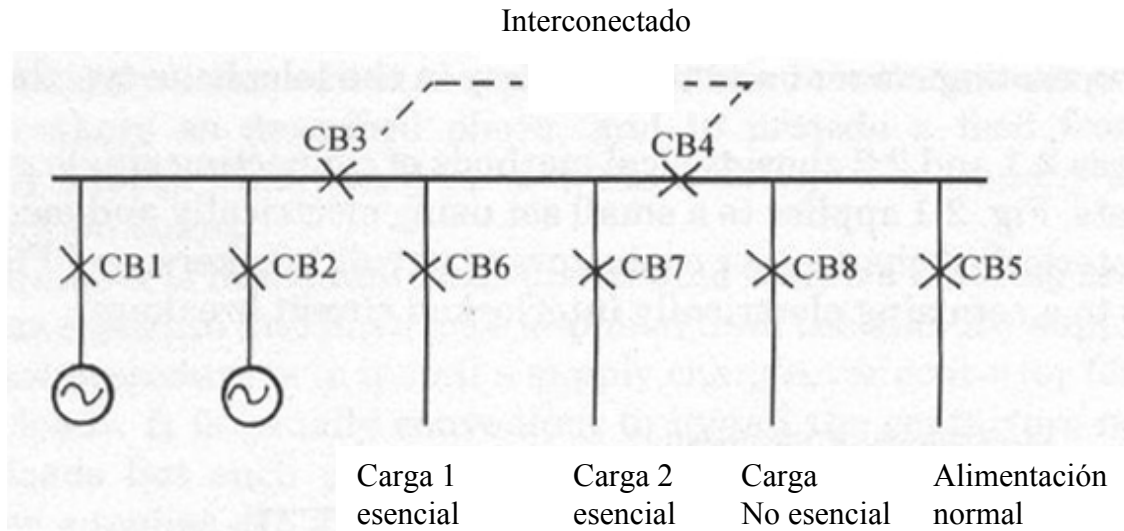
Figura 31. Diagrama unifilar método de conexión



Fuente: Uninterruptible power supplies. Pág. 51

Cuando se instalan dos generadores que trabajan en paralelo, la carga puede ser esparcida con tal que, la carga esencial sea dividida en dos partes que pueden ser llamadas carga esencial uno y carga esencial dos. Una falla de la alimentación normal, la carga no-esencial es esparcida y la carga esencial uno y dos son alimentadas de la alimentación standby, y si uno de los conjuntos falla la carga esencial dos es esparcida dejando la carga esencial uno sea alimentada del conjunto sano. La figura 32 indica un arreglo típico de este tipo de instalación eléctrica.

Figura 32. Diagrama unifilar típico de instalación de dos generadores



Fuente: Uninterruptible Power Supplies. Pág.52

## 2.1 Topologías de SAI

Los SAI son clasificados en tres tipos generales: Estáticos, rotatorios y los híbridos estáticos /rotatorios. En esta sección se explicaran, las tres categorías con sus topologías mas usadas.

### 2.1.1 SAI estático

El SAI de sistema Estático es él mas comúnmente usado para SAI. Este tipo tiene una variedad muy grande de aplicaciones de baja potencia para computadoras personales y sistemas de telecomunicaciones, mediana potencia para sistemas médicos y alta potencia. La principal ventaja es la alta eficiencia, alta confiabilidad y bajo TDH. Los problemas inherentes relacionados con el SAI estático son su pobre desempeño con cargas no lineales y no balanceadas y alto costo para una muy alta confiabilidad.

Las topologías más importantes para el tipo de SAI estático son: En línea, Off-line y línea interactiva.

#### **2.1.1.1 SAI en línea**

Esto tipo de SAI consiste de un rectificador /cargador, un banco de baterías, un inversor y un interruptor estático (bypass). Otros nombres para esta configuración son invert-preferred y SAI doble conversión. En la figura 33 se muestra un diagrama en bloques de un SAI típico en línea.

El rectificador /cargador supe continuamente potencia al bus de DC. La proporción de potencia requerida para satisfacer el 100% de demanda de potencia de la carga y también por la potencia demandada para cargar el banco de baterías. Las baterías son usualmente del tipo ácido. Estas dan proporcionalmente la potencia suplementaria durante el tiempo de respaldo, cuando la línea de AC no esta disponible. La duración de este tiempo varía en diferentes aplicaciones y depende del nivel de carga conectado.

El inversor proporciona el 100% de la potencia de la carga desde la alimentación de la carga durante su operación normal o bien durante el tiempo de respaldo de las baterías. Siempre esta encendido, por lo que no tiene tiempo de transferencia asociado con la transición de modo normal a modo de energía almacenada. Esta es la principal ventaja de los SAI en línea. El interruptor estático provee redundancia de la fuente de potencia en el caso de un mal funcionamiento del SAI o una sobrecarga entrando automáticamente. La línea AC y el voltaje de la carga deben estar en fase a fin de usar el interruptor estático. Esto puede ser guardado fácilmente mediante un control PLL (Phase Locked Loop).

Hay tres modos de operación relacionados con esta topología: modo normal, modo de energía almacenada y modo bypass.

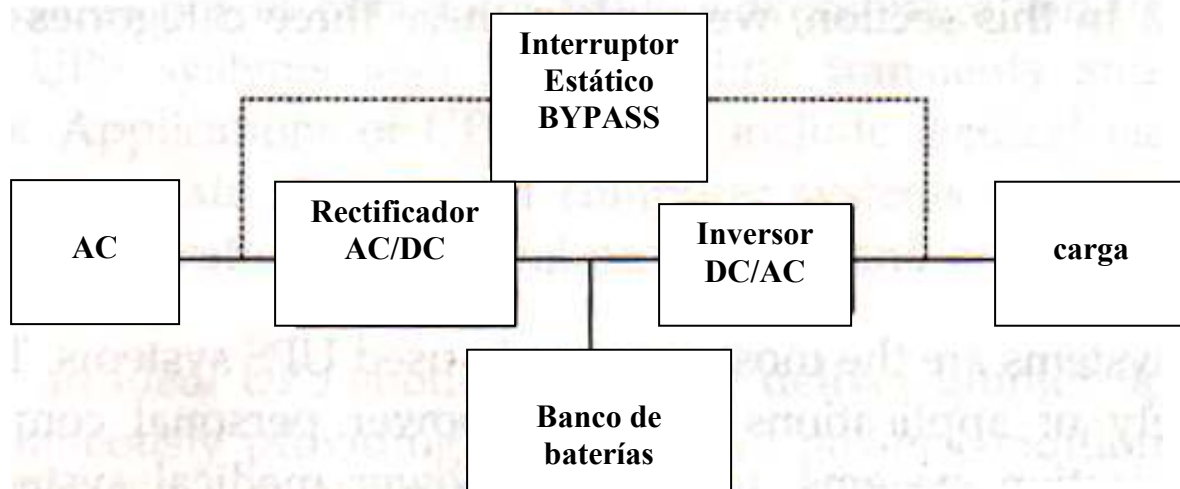
La principal ventaja de un SAI en línea es el ancho rango de variación de tolerancia del voltaje de entrada y la buena precisión de regulación del voltaje de salida.

Adicionalmente, es que no hay tiempo de transferencia durante la transición del modo normal al de energía almacenada. En este tipo de topología también es posible el regular o cambiar la frecuencia de salida.

Las principales desventajas de esta topología son el bajo factor de potencia, alta THD en la entrada y baja eficiencia. La corriente de entrada es distorsionada por el rectificador a menos que pueda agregarse un circuito extra de corrección de factor de potencia (PFC); pero, esto incrementa el costo del SAI. Por eso el factor de potencia es inherentemente bajo así como su baja eficiencia a causa de la doble conversión. El flujo de potencia a través del rectificador e inversor durante la operación normal tiene altas pérdidas y baja eficiencia comparado con los SAI fuera de línea y el interactivo.

A pesar de estas desventajas, el SAI de doble conversión es la topología mas preferida en desempeño, acondicionamiento de potencia y protección de la carga. Estas es la razón del porque tiene un rango muy amplio de aplicaciones desde unos cuantos KVA hasta muchos MVA. Este amplio rango de aplicaciones brinda una gran diversidad de topologías en SAI en línea

Figura 33. Diagrama en bloque SAI en línea



Fuente: Uninterruptible power supplies. Pag. 4

### 2.1.1.2 SAI Off - line

Esta topología es también conocida como SAI standby o SAI preferido-línea. Como se muestra en la figura 34, este consiste de un convertidor AC /DC, un banco de baterías, un inversor DC /AC y un interruptor estático. Un filtro puede ser usado en la salida del SAI o en el inversor para mejorar la calidad del voltaje de salida. El interruptor estático esta encendido durante el modo de operación normal cuando la línea de AC esta activa. Por eso, la carga es alimentada con la potencia directamente de la línea de AC sin acondicionamiento de potencia. La conversión de AC /DC carga el banco de baterías. La proporción de potencia es mas baja que el rectificador /cargador en un SAI en línea que no requiere la demanda de potencia de la carga. Esto hace que el SAI Off-line más razonable que el SAI en línea.

El inversor es proporcionado al 100% de la demanda de la carga. Esta es conectada en paralelo con la carga y su modo de operación normal es en espera standby.

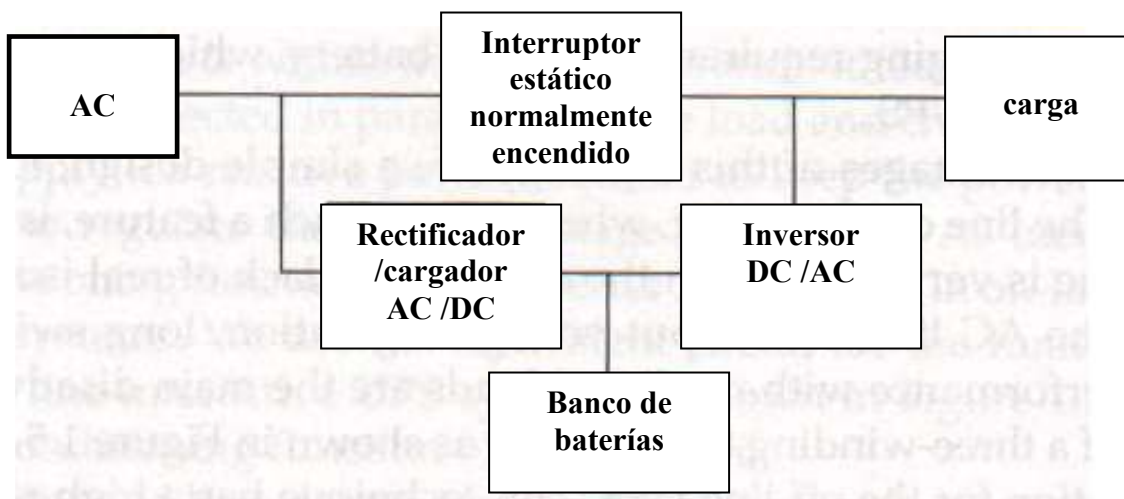
Se enciende únicamente cuando la potencia del primario esta fuera de tolerancia o no esta disponible del todo. Durante este modo de operación, la potencia de la carga es suplida por las baterías vía el inversor con tiempo de duración del backup y cuando regrese la línea de AC nuevamente. La duración del tiempo de interrupción depende del tiempo de inicio del inversor. Este tiempo de transferencia es usualmente acerca de  $\frac{1}{4}$  del ciclo de línea, el cual es suficiente para la mayoría de aplicaciones de computadoras personales.

El inversor DC /AC es convencionalmente en modo fuera de línea. Por eso, un SAI fuera de línea usualmente no corrige el factor de potencia. Sin embargo, en el modo de operación normal, el Inversor DC /AC puede ser usado con un filtro activo para reducir los armónicos contenidos en la línea de corriente o mejorar el factor de potencia de la carga.

Modificaciones pueden también hacer que se reduzca el contenido de armónicas de la sumergida en la corriente por la conversión de AC /DC cuando carga las baterías. Esto incrementa la complejidad del sistema.

Esta topología tiene dos modos de operación: modo normal y modo de energía almacenada.

Figura 34. Diagrama en bloque del SAI off line

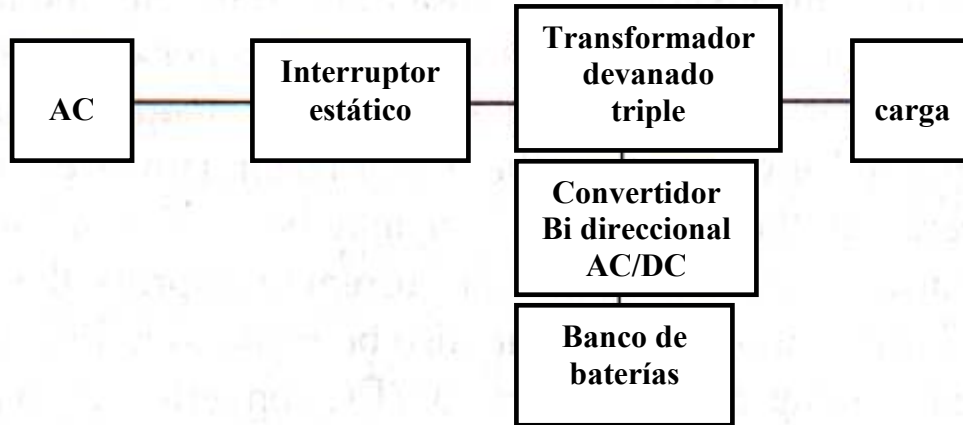


Fuente: Uninterruptible power supplies. Pág. 7

La principal ventaja de esta topología es lo simple del diseño, bajo costo y su pequeño tamaño. El acondicionamiento de línea es pasivo y de técnica muy robusta. Por otro lado, es deficiente de aislamiento real entre la carga y la línea de AC, no tiene regulación de voltaje de salida, tiempo de interrupción largo, y pobre desempeño con cargas no lineales es la principal desventaja.

Al usar un transformador de devanado triple, como se muestra en la figura 35, puede proveer de aislamiento eléctrico para el SAI Off-line. Esta técnica tiene alta confiabilidad a un costo moderado. El transformador permite acondicionar la potencia limitando el voltaje de salida. El uso de transformadores ferro resonante lleva a una baja eficiencia del SAI. Las desventajas de SAI Off-line son sus limitadas aplicaciones menores que 2 KVA.

Figura 35. Diagrama en bloque de SAI off line usando un transformador de aislamiento



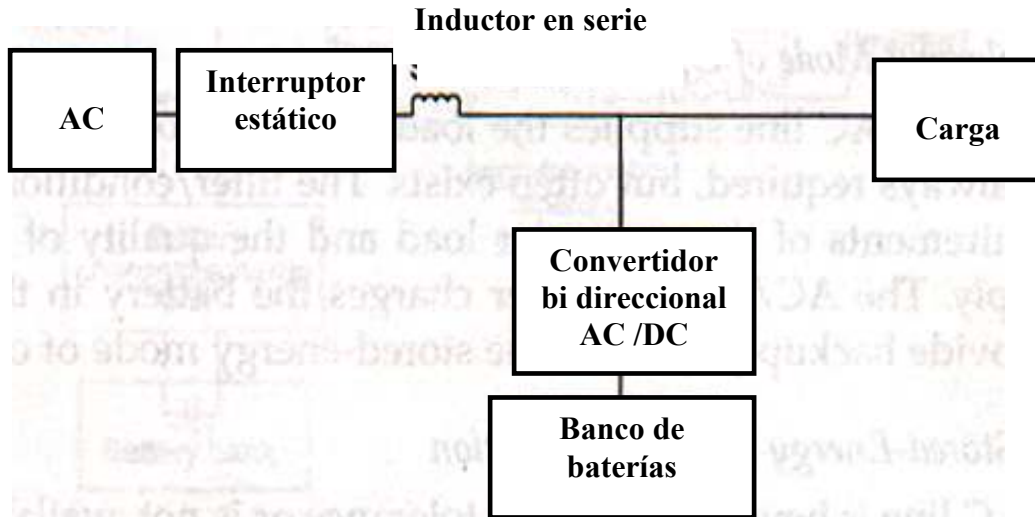
Fuente: Uninterruptible power supplies. Pág. 8

### 2.1.1.3 SAI línea interactivo

En los años 90, el SAI de línea interactivo hizo aparición. Se muestra en la figura 36 el SAI interactivo consiste en un interruptor estático, inductor en serie, un convertidor bidireccional y un banco de baterías.

El SAI interactivo puede operar como un SAI en línea y como un SAI Off-line. Pero un SAI Off-line interactivo, el inductor en serie no es requerido. Sin embargo, la mayoría de SAI en línea-interactivos opera en línea mejorando el factor de potencia de la carga o regulando el voltaje de salida para la carga.

Figura 36. Diagrama en bloque del SAI interactivo

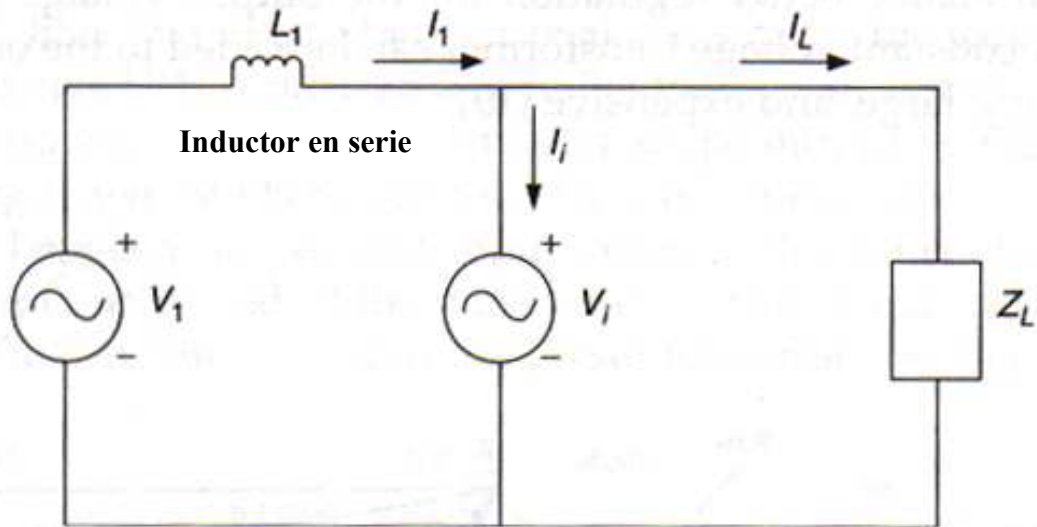


Fuente: Uninterruptible power supplies. Pág. 8

Cuando la línea de AC esta dentro del rango de tolerancia, la alimentación va directamente a la carga. El inversor y el cargador de baterías son conectados en paralelo con la carga. Esta también puede suplir potencia reactiva requerida para mantener el factor de potencia cerca de la unidad o regular el voltaje de salida. La función de acondicionamiento de potencia proveniente del inversor, es usada únicamente para SAI en línea e interactivo, en la figura 37, se explica mediante un circuito equivalente eléctrico la función de acondicionamiento de potencia del inversor.



Figura 37. Circuito equivalente para frecuencia fundamental de 1 SAI línea interactiva



Fuente: Uninterruptible power supplies. Pág. 9

La amplitud de  $V_i$  es determinada por el voltaje de batería y el índice de modulación  $m$  del convertidor PWM. Por lo tanto, puede ser ajustada independientemente el voltaje de línea AC. Cambiando el ángulo  $\delta$  entre  $V_1$  y  $V_i$ , puede ser variado también. Del diagrama esquemático de la figura 37 vamos a deducir la potencia del circuito, de la resolución del circuito obtendremos el diagrama fasorial que posteriormente será de gran utilidad para entender como regula el voltaje, este tipo de SAI según su diagrama fasorial.

La corriente que circula por la bobina  $L_1$  viene dada por:

$$(V_1 - V_i \div X_L) = I_1 \text{ ecuación 1}$$

De la ley de voltajes de Kirchhoff tenemos:

$$V_1 = V_L + V_i \text{ despejando } V_L \text{ obtenemos:}$$

$$V_L = V_1 - V_i$$

Sustituyendo  $V_l$  en la ecuación 1 obtenemos:

$$I_l = V_l \div X_l \text{ pero } X_l = j\omega L$$

$$I_l = V_l \div j\omega L$$

Recordando del triangulo de potencias tenemos que la potencia reactiva viene dada por:

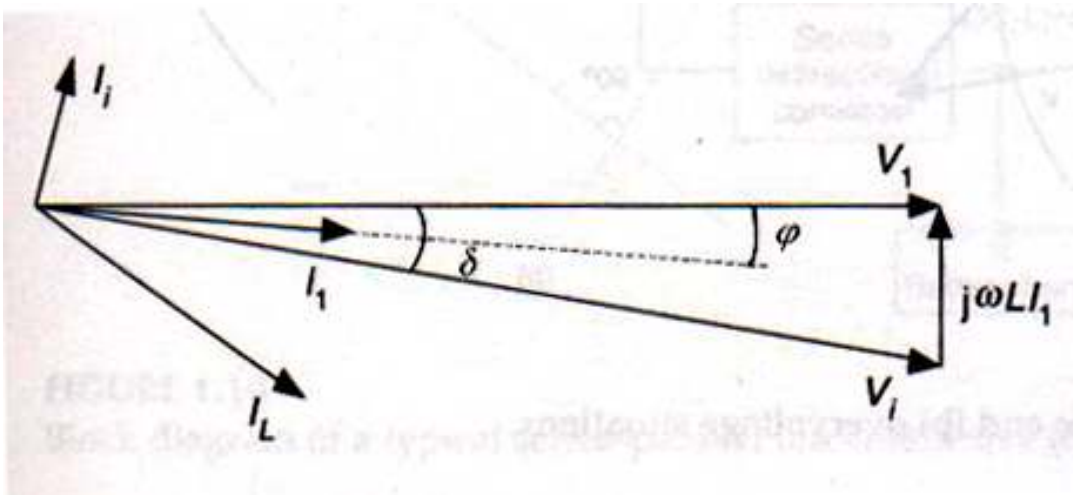
$$P = V * I * \text{sen} \delta$$

Sustituyendo la corriente  $I_l$  que la total y asumiendo que el voltaje de línea AC  $V_l$  es 100% nominal, y el voltaje de salida  $V_i$  es también 100% nominal. El ángulo  $\delta$  es determinado por la potencia real demandada por la carga que es:

$$\text{Potencia} = \{(V_i * I_i) * \text{sen} \delta\} \div j\omega L$$

El inductor en serie, esta diseñado para que bajo condiciones normales el voltaje decaiga usualmente  $\delta = 15$ . Por lo tanto, el factor de potencia es muy cercano a la unidad bajo estas condiciones:  $\cos \phi = \cos (\delta/2)$ , el diagrama fasorial para este caso se muestra en la figura 38

Figura 38. Diagrama fasorial del circuito equivalente de la fig. 37



Fuente: Uninterruptible power supplies. Pág. 9

Asumiendo, una carga puramente resistiva, el inversor alimenta únicamente la potencia reactiva necesaria para compensar la reacción a través de la caída de voltaje del inductor en serie.

Cuando la carga tiene una parte reactiva, el inversor también la compensa. Cuando la corriente de la línea de AC se apaga que es siempre senoidal y guardando la fase con el voltaje de la línea AC.

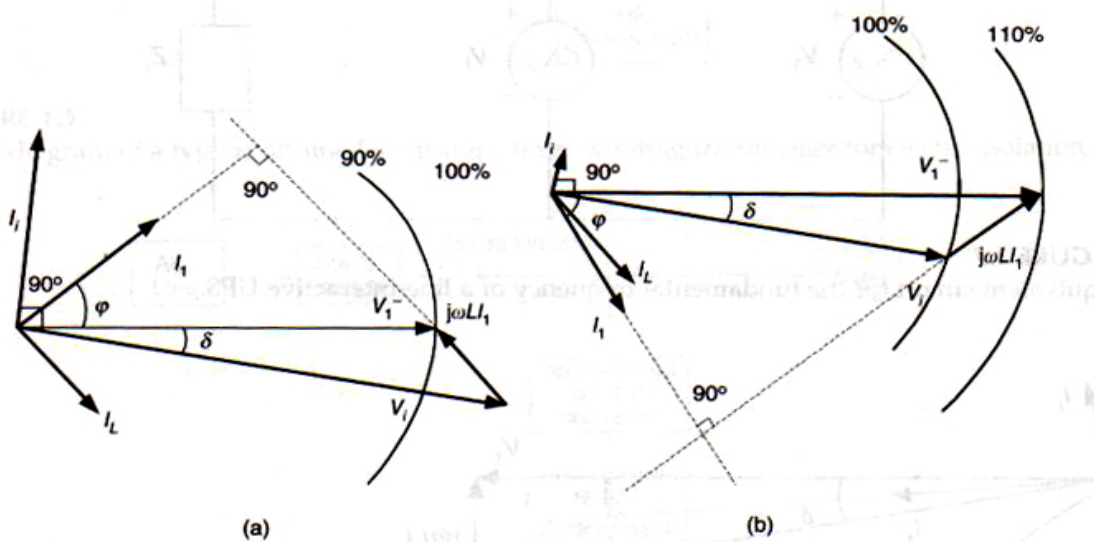
El principio de regulación de voltaje puede ser fácilmente entendido con la ayuda del diagrama fasorial en la figura 39. El inversor supe potencia reactiva para bajo voltaje y consumo potencia reactiva para situación de sobrevoltaje. Es deseable que la potencia reactiva sea trazada únicamente desde el inversor, es obvio que el factor de potencia es deteriorado cuando el regulador de voltaje es implementado.

Cuando la línea de AC no esta disponible o esta fuera de tolerancia, el inversor supe a la carga con energía del banco de baterías.

Como resultado, el 100% de proporción conocida, de la potencia demandada por la carga y la potencia demandada por el cargador del banco de baterías. El interruptor estático es apagado para prevenir la alimentación de regreso a la línea de AC. Este SAI de línea interactivo tiene dos modos de operación: normal y energía almacenada.

Las principales ventajas del SAI de Línea interactivo son: diseño simple y como resultado alta confiabilidad y bajo costo comparado con el SAI en Línea. Este también tiene una buena supresión de armónicos para la corriente de entrada. En esta topología la conversión de una sola etapa, es más eficiente que el SAI de doble conversión.

Figura 39. Diagrama fasorial a) bajo voltaje b) situación sobre voltaje



Fuente: Uninterruptible Power Supplies. Pág. 10

Una de las principales desventajas es el deficiente aislamiento de la carga de la línea de AC.

El uso de transformador en la salida elimina esto; pero, incrementa el costo, tamaño y el peso del SAI. Además, la condición de voltaje de salida no es buena porque el inversor no está conectado en serie con la carga.

A eso se le suma, desde que la línea de alimentación de AC alimenta directamente a la carga durante el modo de operación normal, esto imposibilita la regulación de la frecuencia de salida.

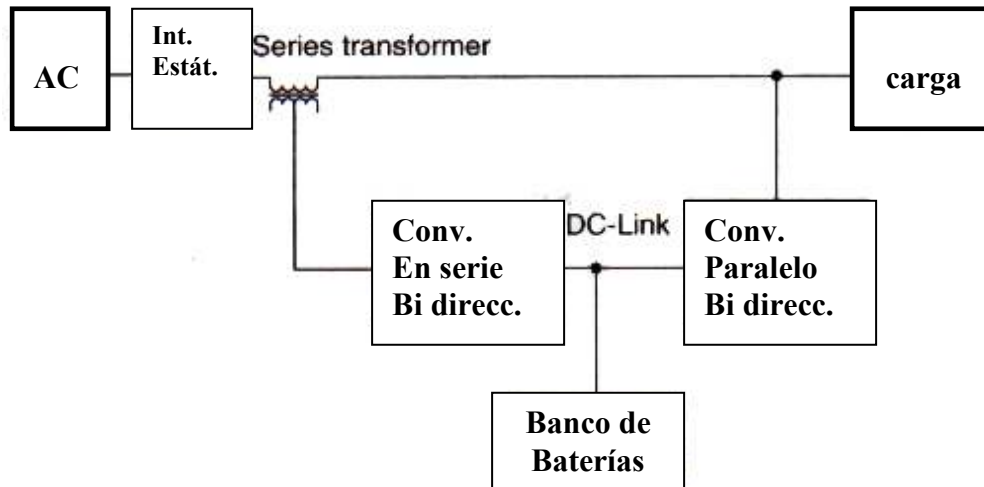
La nueva topología en línea-interactivo serie-paralelo, llamada SAI conversión delta, puede simultáneamente tener el factor de potencia en la unidad y precisión en la regulación del voltaje de salida, el cual no es posible con el SAI convencional de línea interactivo. Esta configuración se muestra en la figura 40. Este consiste en dos convertidores bi-direccionales conectados a un banco de baterías común, interruptor estático y transformador en serie.

El convertidor bidireccional en serie es proporcionado al 20% de la potencia de salida del SAI y es conectado mediante el transformador en serie con la línea de AC. El segundo convertidor bidireccional es un inversor usual para SAI de línea interactivo conectado en paralelo con la carga y proporcionado al 100% de la potencia de salida. El convertidor paralelo conserva el voltaje de salida estable y regula de forma precisa por control PWM. El convertidor en serie compensa cualquier diferencia entre el voltaje de salida y entrada. También controla el factor de potencia de entrada en la unidad y al mismo tiempo, controla la carga de las baterías.

Cuando la línea de AC esta dentro del rango de tolerancia, la mayoría de la potencia esta suplida por la línea de AC a la carga. Únicamente una pequeña parte del total de la potencia, usualmente arriba de 15% flota a través de los convertidores serie y paralelo.

Esta potencia es necesaria para compensar cualquier diferencia entre los voltajes de entrada y salida y hacer que el factor de potencia sea uno. Una importante porción de potencia (alrededor 85%) flota sin ninguna conversión de la línea de AC a la carga, la eficiencia de este SAI es relativamente alta. Por eso, el SAI conversión-delta es usado en aplicaciones de altas potencias, donde la eficiencia es el factor clave. Sin embargo, es complicado el control de esta topología limita sus aplicaciones. Otra desventaja es el deficiente aislamiento de la carga de la línea de AC.

Figura 40. Diagrama en bloques típico serie paralelo interactivo (conversión delta)

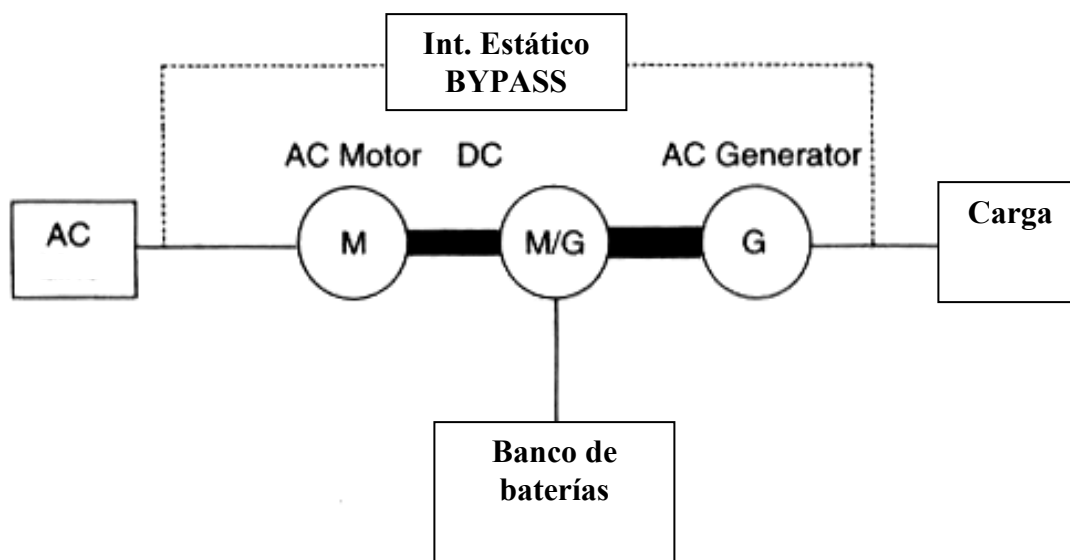


Fuente: Uninterruptible power supplies. Pág. 11

### 2.1.2 SAI rotatorios

En la figura 41 se muestra un SAI rotatorio típico. Este consiste en un motor de AC, una máquina de DC, un generador y un banco de baterías. Las máquinas eléctricas son acopladas mecánicamente. Tiene dos modos de operación: normal y energía almacenada. Durante la operación normal, la línea de AC alimenta al motor de AC, el cual maneja la máquina de DC. La máquina de DC maneja el generador de AC, el cual alimenta a la carga. Durante el modo de operación de energía almacenada, el banco de baterías alimenta la máquina de DC, el cual gira los manejadores del generador AC. El generador AC alimenta la carga.

Figura 41. Diagrama en bloques SAI rotatorio



Fuente: Uninterruptible power supplies. Pág. 12

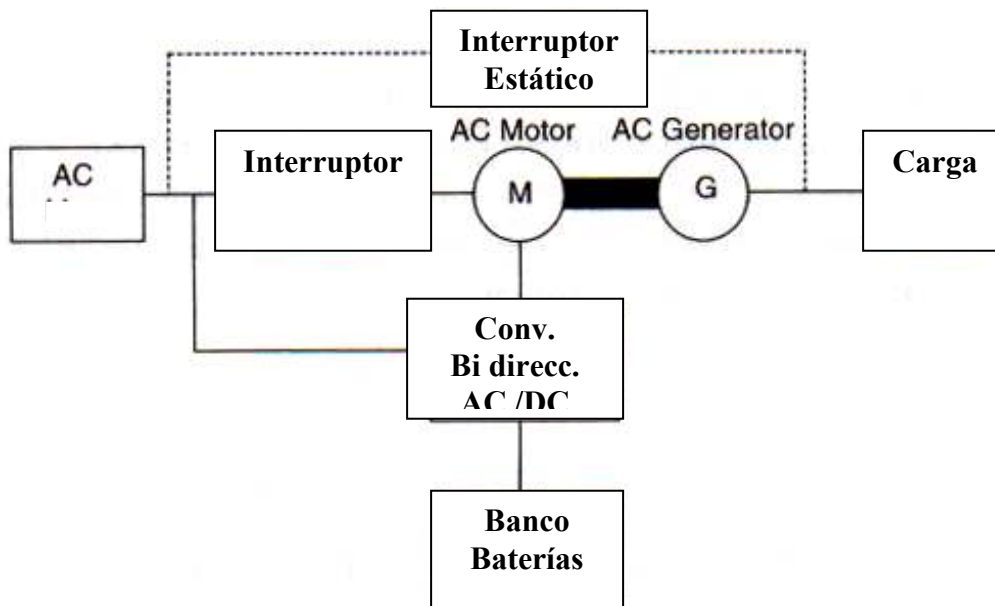
El SAI rotarios son más confiables que los SAI estáticos. Sin embargo, requieren más mantenimiento y tiene un gran tamaño y peso. Pero, tienen muchas ventajas haciéndolo más deseables en aplicaciones de altas potencias. Una de las ventajas del SAI rotario es que la capacidad de transientes de sobrecarga es 300% a 600% del total de la carga para la rápida restauración de la falla. La capacidad de transientes de sobrecargas para un SAI estático típico es de 150% para periodos cortos. El desempeño de los SAI rotarios con cargas no lineales es bueno a causa de la baja impedancia de salida. El TDH de la corriente de entrada es bastante bajo, típicamente 3% o menos. La interferencia electromagnética EMI es también baja. La eficiencia es usualmente 85% o más alta.

### 2.1.3 SAI híbrido estático /rotatorio

El SAI híbrido estático /rotario combina las principales características de ambos SAI.

Este tiene baja impedancia de salida, alta confiabilidad, excelente estabilidad de frecuencia y bajo costo de mantenimiento. Esto es debido a eliminar el conmutador mecánico. En la figura 42 se muestra un SAI típico estático /rotario. Este consiste en un convertidor bidireccional AC /DC, un motor AC, un generador AC, Banco de baterías y un interruptor estático.

Figura 42. Diagrama en bloques del SAI híbrido estático / rotatorio



Fuente: Uninterruptible power supplies. Pág. 13

Durante el modo de operación normal, el motor de AC es alimentado de la línea de AC y el manejador del generador. El generador de AC alimenta la carga. El convertidor bidireccional, lleva un rectificador, cargador de baterías.

Durante el modo de operación de energía almacenada, el inversor alimenta al generador de AC desde el banco de baterías a través del motor de AC. El motor de AC y el generador alimenta la carga.



Cuando ocurre un mal funcionamiento del SAI el interruptor estático (bypass) se enciende y la carga es alimentada directamente desde la línea de AC. Sin embargo, la línea de AC voltaje de salida no es sincronizada, la transición no esta libre de transientes.

El generador de AC arranca con la potencia utilitaria para evitar sobrecarga de corriente en el inicio permitiendo al inversor ser proporcionado para operación normal. Después el generador de AC se enciende, la línea de AC es desconectada y la alimentación del generador de AC esta dada por el inversor. Esta relativa facilidad es a causa de la gran inercia del generador de AC. Esta configuración tiene la ventaja que la transferencia de línea AC al inversor toma lugar bajo condiciones controladas en vez de bajo condiciones de falla no deseadas puede influencia la transferencia. Otro punto importante es que el inversor esta siempre encendido, por lo que no tiene tiempo de transferencia en el modo de energía almacenada.

La principal ventaja de este SAI sobre el estático es que incluye baja impedancia de salida, baja THD con cargas no lineales, alta confiabilidad y mejor aislamiento. El SAI híbrido es usado en aplicaciones de muy altas potencias, muchos cientos de KVAs.

## **2.2 Cálculo de los KVA de la carga crítica**

La pregunta fundamental en la planificación del requerimiento de potencia del centro de procesamiento de datos o carga crítica a proteger, concierne a encontrar el tamaño del sistema SAI requerido presente y futuro de las necesidades del procesamiento de datos y cargas críticas a proteger.

A lo largo de esta sección nos estaremos refiriendo al centro de datos para el cálculo de los KVA pero este cálculo también se extiende a las cargas críticas que se deseen proteger mediante el sistema SAI.

## Requerimientos presentes

La capacidad eléctrica del equipo del centro de datos puede ser obtenida de muchas maneras; El sitio de instalación/ planificación, las placas del equipo, o por el fabricante del equipo. Dependiendo de la fuente de la cual es obtenida, la información básica requerida para la estimación del tamaño (capacidad) del sistema puede existir de cualquier número de formas. Es necesario que los cálculos sean efectuados o convertidos de la información básica, en Kilovoltios-Amperios, esta unidad puede ser la capacidad del acondicionador de potencia o el sistema SAI medido, interesándonos en especial el último.

Son muchos los métodos de calcular los KVA presentes del sistema requeridos de diversos tipos de información básica. Abajo se muestran una lista de símbolos la cual será usada en las fórmulas y ejemplos en el cálculo del sistema.

**V = Voltios**      **Kw = Kilowatts**      **KVA = Kilovolts – amperios**  
**A = Amperios**      **pf = factor de potencia**      **⇒ = Por lo tanto**

### 2.2.1 Determinación de los KVA a partir de los kilowatts & el factor de potencia

Si el total del sistema esta dado en KW, el tamaño del sistema de acondicionamiento de potencia en KVA puede ser calculado, mediante la relación básica entre KW y KVA que es:

$$Kva = Kwatts \div fp$$

(Si el factor de potencia no esta dado, el factor de potencia puede ser asumido de 0.8 para sistemas de 50 Hz o 60 Hz. Un factor de potencia de 0.90 puede ser asumido para sistemas de 400 Hz.)

**Ejemplo:** El total de carga conectada es de 100 kW. Asumiendo que el factor de potencia sea 0.80, insertando los valores en la fórmula

$$Kva = 100Kwatts \div 0.8 \Rightarrow Kva = 125$$

Nota: La carga conectada (calculada) es la carga máxima en estado estable. La carga trabajando (medida) puede ser menor que la carga conectada para la mayoría de sistemas de potencia prácticos. El transformador debe ser del tamaño de la carga conectada. El transformador debe ser dimensionado por la carga conectada, no por la carga trabajando.

### **2.2.2 Determinación de los KVA de la especificación de los amperios del alimentador de potencia ( interruptor principal) para servicio.**

Cuando el tamaño del SAI es basado en los amperios de servicio, la suposición es hecha de que el servicio presente es el tamaño correcto para los requerimientos presentes y futuros del equipo y que la carga completa de la línea del SAI debe ser el tamaño del servicio.

Para determinar el orden de los KVA de la entrada de amperios de servicio, debe ser conocido el sistema del voltaje. Generalmente, equipo de centro de datos utiliza potencia de 208 / 120 voltios, sistema trifásico, conectado en estrella.

La formula para calcular los KVA de esta información es:

$$Kva = \sqrt{3} * VI * A \div 1000$$

Siendo VI el voltaje de línea.

$$Kva = (V * A * 1.732) \div 1000$$

Nota: V es el voltaje entre línea y línea (208 voltios para servicio 208 / 120 V.)

**Ejemplo:** Asumiendo un servicio trifásico 208 / 120 voltios especificados a 200 amperios. Para calcular los KVA, insertamos en la formula anterior y resolvemos:

$$Kva = \sqrt{3}VI * A \div 1000$$

$$Kva = (208 * 200A * 1.1732) \div 1000 \Rightarrow Kva = 72$$

**Nota:** En la mayoría de instalaciones, el tamaño de la salida del acondicionar de potencia a la existencia el tamaño pudiera ser requerido un servicio más grande para la entrada al acondicionador. Esto es debido a la suma de la carga del acondicionador y que la NEC (National Electric Code) requiere que la potencia del alimentador sea de 125% de tamaño de la carga conectada.

### 2.2.3 Determinación de los KVA de las especificaciones de los BTU/hr. de equipo conectado

La estimación del requerimiento del tamaño del SAI en KVA puede ser hecha por el calor de cada equipo conectado conocido. El calor generado en BTU/hr para cada aparato puede ser sumado presidiendo de la operación del voltaje del equipo.

Los BTU/hr pueden ser convertidos a KW usando la siguiente fórmula:

$$Kwatts = (BTUs \div hr) \div 3414 \quad \text{ó} \quad Kwatts = (Kcal \div hr) \div 860$$

Junto con la fórmula del factor de potencia:

$$Kva = Kwatts \div fp$$

Ejemplo: Asumiendo la generación de calor de los siguientes equipos:

Equipo	Voltaje/ fases	BTU/ hr	Total BTU/hr
1 CPU	208, 3 $\phi$	37,4000	37,4000
1 Controlador	208, 3 $\phi$	14,600	14,600
4 discos	208, 3 $\phi$	3,050	3,050
1 Impresora	208, 3 $\phi$	1,800	1,800
6 Terminales	102, 1 $\phi$	800	4,800
<b>TOTAL</b>			<b>70,800</b>

Insertando el total de BTU/hr dentro de la formula:

$$Kwatts = 70,800 \div 3,414 \Rightarrow Kwatts = 20.7$$

Los 20.7 Kw se insertan en la fórmula del factor de potencia y se obtiene el valor de KVA (asumiendo pf = 0.80)

$$Kva = 20.7 \div 0.8 \Rightarrow Kva = 25.9$$

#### **2.2.4 Determinación del los KVA de la potencia de los equipos**

La estimación de los KVA de la carga puede ser hecha sumando las especificaciones de las cargas individuales. (La potencia puede ser usualmente obtenida del fabricante de equipo de cómputo).

Las especificaciones de los equipos están dadas en amperios, los KVA pueden ser calculados usando una de las siguientes formulas. (La corriente es usada en la ecuación es la corriente del equipo trabajando en forma estable, no de corrientes pico o del circuito disyuntor)

Para sistema trifásico:

$$Kva = (V * A * 1.732) \div 1,000 \quad \text{Nota: V voltaje entre línea y línea}$$

Para sistema monofásico:

$$Kva = (V * A) \div 1,000$$

Nota: Simplemente sumando el valor de los KVA puede resultar en un error conservativo del total de KVA del sistema. Para mayor precisión en la estimación de los KVA requeridos para el acondicionador de potencia se debe hacer balanceando los equipos en las tres fases, ellos determinaran los KVA requeridos del sistema de las fases con gran parte por la carga. Ejemplo: Las siguientes potencias de equipos serán usadas para los cálculos.

Equipo	Voltaje / fase	Carga
1 CPU	208 3φ	11.0 KVA
1 Controlador	208 3φ	12 amperios
4 discos	208 3φ	6 amperios cada uno
1 impresora	208 3φ	5 amperios
6 terminales	120 1φ	4 amperios cada uno

### Método 1:

Calculando el valor de los KVA para cada uno de los equipos:

<u>Equipo</u>	<u>Cálculo</u>	<u>Carga individual KVA</u>
CPU	No requiere cálculo	KVA = 11.0
Controlador	$Kva = (V * A * 1.732) \div 1,000$	KVA= 4.3
Discos	$Kva = (V * A) \div 1,000$	Kva=1.25
Impresora	$Kva = (V * A) \div 1,000$	Kva= 1.0
Terminales	$Kva = (V * A) \div 1,000$	Kva = 0.48

El total del valor de Kva: 24.2 Kva

### 2.3 Consideraciones económicas, sistemas centralizados u distribuidos, en los SAI

El verdadero costo de implementar una infraestructura de protección de potencia es medido sobre la vida útil del equipo y basado en varios campos de la instalación.

Hoy en día mucho de los sistemas de tecnología de información (IT) usan arquitecturas distribuidas, frecuentemente se asume que la infraestructura del soporte de potencia crítica debería estar bien distribuida. Análisis reales del costo total en empresas muestra que de diversas perspectivas, la solución de potencia centralizadas es muchas veces es la mejor manera de aprovechar el costo con el agregado de beneficios del incremento de la confiabilidad y la simplificación del monitoreo.

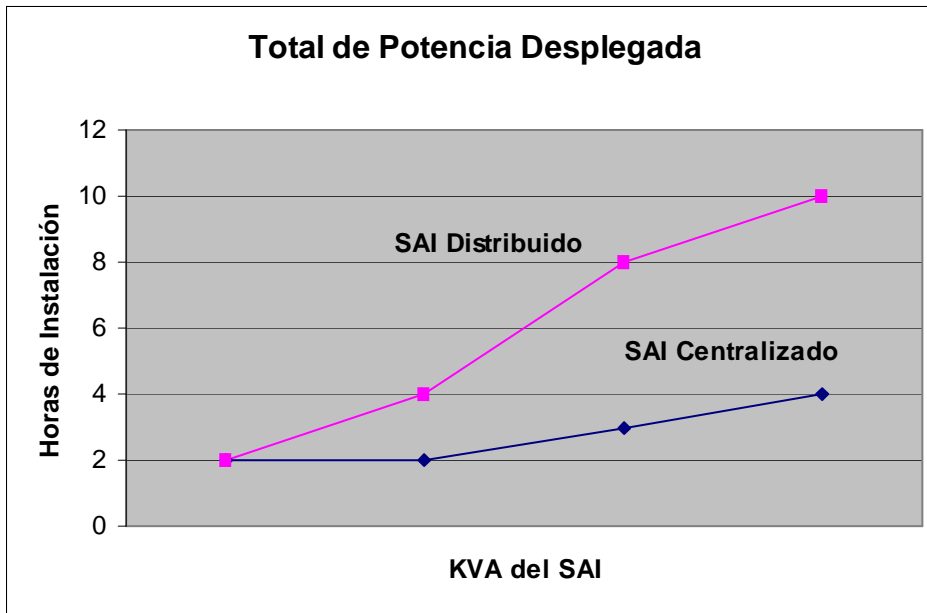
### **2.3.1 Despliegue del sistema de potencia**

Cualquier instalación pequeña de hardware en un ambiente informático, cualquier operación puede ser crítica, especialmente en las instalaciones que involucran potencia. En muchas instalaciones aparecen grupos de SAI o un sistema de SAI en la base del rack de cada equipo podría ser fácilmente aprovechado. Sin embargo, para la mayoría de despliegues de equipos que involucran a más, que un par de racks de equipos, se aprovecha mejor el sistema centralizado para los requerimientos de IT personales, esto elimina interrupciones de toda la operación.

La configuración de SAI centralizada, toda la instalación eléctrica de potencia es desarrollada por el instalador del SAI. Por eso la instalación completa es independiente del departamento de informática. Con esto se logra aprovechar el tiempo del personal de informática para otras funciones IT.

Típicamente el sistema distribuido toma cerca de un día por rack para desarrollar la mayoría de trabajo desarrollado por personal informático quien generalmente no está familiarizado con potencia. Ya que el proceso natural del trabajo, en múltiples sistemas puede frecuentemente estar abajo durante muchos días por diferentes aparatos que son encendidos y apagados. En la figura 43 se muestra el tiempo requerido del staff para desarrollar o realizar el sistema de potencia centralizado y distribuido.

Figura 43. Tiempo requerido para desarrollo sistema centralizado frente a distribuido.



Fuente: [www.mgeups.com](http://www.mgeups.com) Pág. 2

### 2.3.2 Densidad de potencia & utilización de espacio

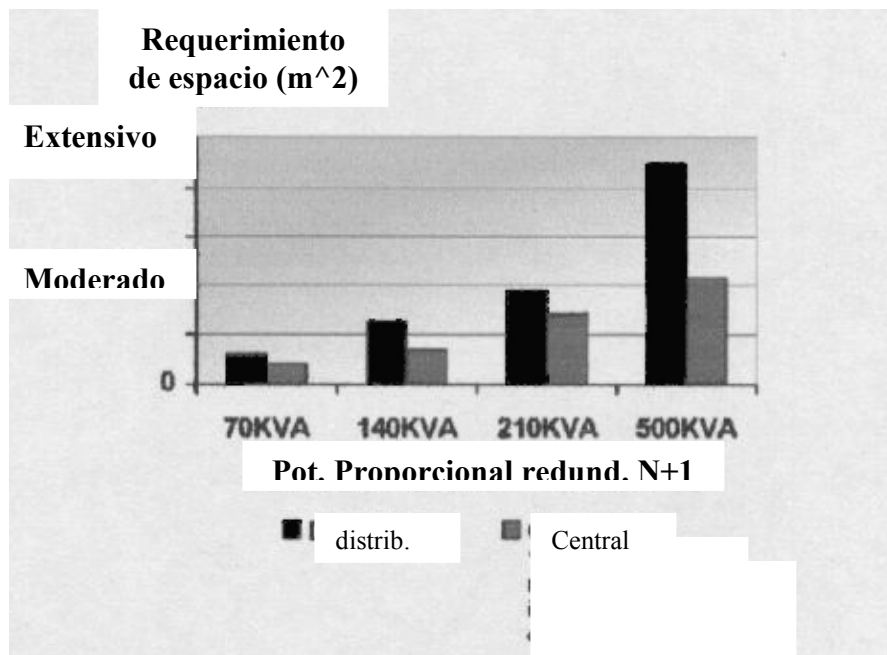
El CPU de la computadora principal y mini computadoras están dadas a estar distribuidas en arquitectura de red, los diseños de racks están optimizados para acomodar una alta densidad de computadoras. El mayor costo efectivo del uso del espacio del rack es con las computadoras y el núcleo de periféricos. Porque el equipo de potencia no requiere frecuentemente el acceso o el acceso posterior que otros equipos necesitan, puede fácilmente ser localizado en menos área costosa.

En realidad, la potencia puede ser más segura localizada lejos de las áreas mas frecuentemente accesada, removiendo posibilidades de accidentes o intrusiones intencionales.



Un SAI centralizado puede ser ubicado lejos del área de tráfico, en un cuarto separado o en una esquina, reduciendo el espacio total requerido para toda la instalación, eliminando la necesidad de acceder en la parte posterior o bien como un uso ineficiente del espacio del rack. Poniendo el SAI en un cuarto separado, tomando el calor generado por el SAI fuera del centro de datos. El SAI centralizado puede parecer grande, pero el conjunto de espacio requerido para el sistema distribuido, típicamente termina siendo igual de grande y ocupando considerablemente más espacio. Ver la figura 44. El requerimiento de acceso posterior, comúnmente en las mayorías de sistemas distribuidos, actualmente puede triplicar el espacio necesario para la instalación. Cuando este espacio es localizado en las áreas principales IT, el costo real de la instalación puede incrementarse rápidamente.

Figura 44. **Requerimiento de espacio para ubicación del SAI**



Fuente: [www.mgeups.com](http://www.mgeups.com) Pág. 3

Otro costo oculto involucrado con la instalación distribuida es el cableado de interconexión.

En un ambiente controlado, muchos usuarios encuentran una sola fuente de alimentación para el propietario de la interconexión de cables. Mientras que en comparación con el tamaño de la instalación centralizada, el instalador generalmente instala los cables según los estándares del Código Nacional Eléctrico (NEC) ofreciendo un costo competitivo para una efectiva instalación, después de todo el proceso.

### **2.3.3 Expansibilidad y mito del tamaño correcto**

Una instalación de potencia distribuida es más costosa por Kilowatt que una instalación centralizada.

Al mismo tiempo que una instalación de SAI centralizada fraccionada puede ser más costosa para construir, sobre dimensionado para permitir el futuro crecimiento, en la expansión de un sistema de SAI distribuido puede ser extremadamente costosa en términos de comprar equipos o bien el tiempo fuera y la interrupción de la potencia durante las subsecuentes instalaciones. En una instalación distribuida con docenas, quizá cientos de sistemas de SAI individuales, los usuarios han pagado para que cantidades que se duplican o multiplica las interfaces de usuarios, se agreguen principalmente cableado y trabajo mecánico pero no-confiabilidad.

La planificación es esencial para cualquier instalación grande. En el caso de infraestructura de potencia, este incluye hacer acomodamiento propio para cables, distribución y circuitos disyuntores que son extremadamente caros para agregarlos después.

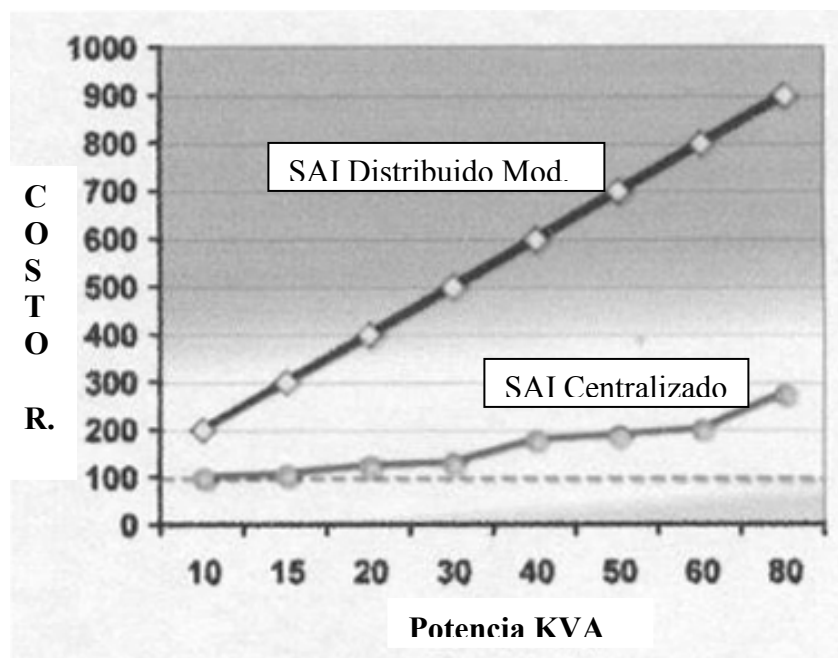
Si la instalación implica un SAI de 200 KVA o un sistema de cientos de 2 KVA, el servicio eléctrico del área debe ser mayor tamaño para el total de corriente requerida. Claramente, no es práctico el incrementar sobre todo el servicio para la facilidad en crecimiento de 2 KVA y en la mayoría de los casos, ninguno es práctico o efectivo el costo para agregar SAI al sistema en partes.

Agregando equipos de potencia a los racks según la potencia necesitada invariablemente produce resultados en tiempo fuera según los equipos conectados deben ser apagados. El tamaño correcto en potencia centraliza desde el inicio facilita el plug and play en instalaciones IT. Ver figura 45.

En algunos casos estableciendo el requerimiento, es similar a determinar los minutos de teléfonos celulares usados en una organización. Una central dividida en partes potencia (minutos) los recursos tienden a usarse mas efectivamente cuando los usuarios más fuertes y los usuarios más ligeros se compensan unos con otros.

Si cada rack contiene un SAI de 3 KVA con cada rack usando 1.5 a 2.5 KVA de estado constante de potencia y no más de 3 KVA de pico de potencia durante el arranque, fácilmente se puede ver que, un exceso de potencia es malgastado. Cuando un equipo se agrega al rack, causa que la potencia total requerida excede los 3 KVA, la configuración debe ser completamente re diseñada para acomodar un pequeño incremento en la potencia.

Figura 45. Costo por KW de potencia requerida



Fuente: [www.mgeups.com](http://www.mgeups.com) Pág. 4

### **2.3.4 Eficiencia**

La eficiencia del sistema de potencia es casi invisible para el usuario, pero el costo de operación se diferencia el usar SAI altamente eficientes, pudiendo igualar al costo entero de un SAI central al distribuido en tres o cinco años.

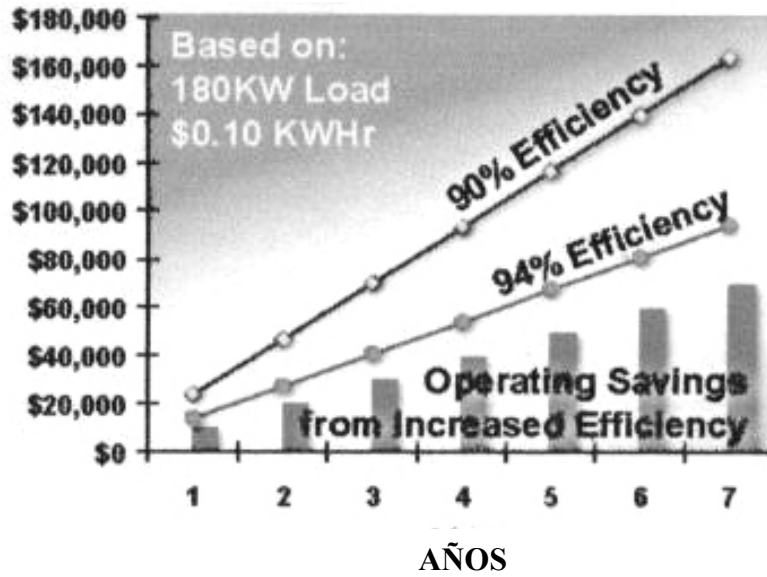
No solamente la baja eficiencia incrementa el costo, también el desperdicio de potencia sube en forma de calor que requiere agregar aire acondicionado que incrementa el costo de infraestructura y como resultado incremento de los costos.

La eficiencia de la Energía de un SAI es la diferencia entre la cantidad de energía que va hacia el SAI versus la cantidad de energía usada que es la cantidad de potencia disponible para la conexión de equipos. Al mismo tiempo que todos los SAI pierden alguna energía en la forma de calor cuando es pasado a través de los componentes internos del SAI, sistemas centralizados con su diseño optimizado y reducción de partes, típicamente tiene de 2 a 10% de eficiencia de ventaja comparada con el sistema distribuido.

Adicionalmente, los SAI centralizado son diseñados para mantener la eficiencia con diferentes tipos de carga (equipos conectados) y varios niveles de carga. El sistema distribuido muchas veces especificado para alta eficiencia cuando esta completamente cargado pero típicamente operando a una fracción proporcional abajo de su capacidad por lo que su eficiencia es considerablemente baja.

Figura 46. Operación de eficiencia en centralizado frente a distribuido

### Costo de Operación / ahorrado



Fuente: [www.mgeups.com](http://www.mgeups.com) Pág. 5

### **3. AGENTES EXTERNOS PARA LA INSTALACION DEL SAI**

#### **3.1 Cálculo de calibre de cable y dispositivos de protección**

##### **3.1.1 Dispositivos de protección**

Los dispositivos de protección tienen como objetivo resguardar la seguridad de la instalación y del edificio en el caso de sobre tensiones, sobrecargas y cortocircuitos, que pudieran causar incendios u otros daños. En todo circuito, la corriente máxima que puede circular debe quedar limitada de acuerdo al diseño y capacidad de conducción de corriente de los conductores, en función de la intensidad y del tiempo, ya que el incremento de la temperatura es función de estos dos factores.

Los principales dispositivos de protección son: fusibles, cortacircuitos (flip-on) y pararrayos. Pero básicamente veremos los fusibles y cortacircuitos, estos se caracterizan principalmente por: Intensidad nominal (corriente que puede pasar indefinidamente), voltaje máximo del circuito, curva de operación y capacidad de interrupción.

##### **3.1.1.1 Fusibles**

Consiste en un elemento metálico que tiene una baja temperatura de fusión, y que al ser atravesado por la corriente, desarrolla una cantidad de calor de acuerdo a la ley de Joule, ocasionando la elevación de temperatura, y finalmente la fusión del propio elemento, interrumpiendo así el circuito. Los fusibles se fabrican en muy diversos tipos desde pequeños fusibles hasta los de potencia y alta tensión.

Los fusibles son de bajo costo, razón por la que muchas veces se prefiere su uso.

Sin embargo se tiene el inconveniente de que son estrictamente monofásicos, y por lo tanto permiten la interrupción en una sola fase, dejando a los motores conectados en el circuito trabajando monofásicamente.

Los fusibles se dividen en dos clases: limitadores y no limitadores de corriente. Los fusibles limitadores actúan en forma extremadamente rápida, limitando la corriente de cortocircuito, y por lo tanto el daño ocasionado al equipo, por lo que se utilizan bastante en la protección de circuitos ramales.

### **3.1.1.2 Cortacircuitos**

Estos se caracterizan por mecanismos de disparo que pueden ser solamente térmico, termo-magnético y también electrónico. Los cortacircuitos pequeños usualmente son solamente térmicos, mientras los grandes incluyen también un disparo magnético ajustable.

Se explicara su funcionamiento de forma muy básica. La corriente pasa por un conductor paralelo a una tira bí-metálica, calentándola en función de  $I^2t$  y el tiempo, así como a la disipación de calor del mecanismo. Al calentarse, la tira bí-metálica se encorva, empujando una palanquita del mecanismo de disparo, con la que los contactos se abren rápidamente por la acción de un resorte tensado. Al dispararse, la palanca externa queda en una posición intermedia, indicando así el disparo. Para reponer el cortacircuito, una vez pasada la sobre corriente, primero se tiene que bajar la palanca para reponer el mecanismo de disparo, y luego subirla, para cerrarse nuevamente el circuito.

El disparo magnético se utiliza para la protección más rápida en caso de un cortocircuito. Consiste en una bobina conectada en serie con la corriente, que al sobrepasar esta un cierto valor, atrae su armadura, que esta interconectada mecánicamente en el mecanismo de disparo. El elemento magnético generalmente es ajustable en cuanto a la corriente de disparo: el tiempo es fijo, casi instantáneo (del orden de centésima de segundo).

Para calcular el cortacircuito necesario para alimentar el SAI, se debe considerar dos factores el tipo de servicio monofásico o trifásico y la capacidad del SAI. Si el servicio es monofásico.

$$P = V \times I$$

Donde V es el valor del voltaje del servicio de alimentación pudiendo ser 120, 240 o 208 voltios y P es la potencia en KVA del SAI. En el caso del servicio trifásico la ecuación es la siguiente:

$$P = \sqrt{3} \times v \times I \times f.p.$$

Donde v es el valor del voltaje del servicio, f.p. el factor de potencia del SAI y la potencia es en KVA del SAI trifásico. Ese valor de la corriente ya sea para monofásica o trifásica obtenido del despeje de las anteriores ecuaciones es el valor del cortacircuito a usar.

### **3.1.2 Cálculo de calibre de cable**

En las instalaciones eléctricas interiores se utiliza prácticamente solo conductores de cobre. El aluminio, de mucha aplicación en redes exteriores, tiene el problema de dificultar las conexiones y derivaciones, lo que da lugar a malos contactos.

Los conductores pueden ser desnudos o aislados. Los primeros se han utilizado en Guatemala como conductor neutral, confundiendo con el de tierra, lo cual es prohibido por el NEC.

El conductor neutral de un sistema siempre debe estar aislado, distinguiéndolo con un forro color blanco.

El conductor de puesta a tierra sí puede ser desnudo, o llevar un aislamiento color verde. El aislamiento más común es el TW, siguiéndole el THW que permite una temperatura de trabajo un poco mayor. Los cables de hule se utilizan principalmente por su mayor flexibilidad. La capacidad de conducción de un conductor o ampacidad es función de la temperatura de trabajo admisible para cada



tipo de aislamiento y de las condiciones de su instalación. En la tabla III se muestra la capacidad en amperios de cada conductor que es estrictamente para no más de tres conductores en un tubo, y para temperatura ambiente de no más de 30°. Si estas condiciones no se cumplen, se deben aplicar los siguientes factores de reducción como se muestra en las tablas IV.

Tabla III. Capacidad en amperios de los conductores de cobre aislados

Calibre AWG	Temperatura máxima			Calibre AWG	Temperatura máxima		
	60°	75°	90°		60°	75°	90°
14	15	15	25	1/0	125	150	155
12	20	20	30	2/0	135	175	185
10	30	30	40	3/0	165	200	210
8	40	45	50	4/0	195	230	235
6	55	65	70	250	215	255	270
4	70	85	90	300	240	285	300
3	80	100	105	350	260	310	325
2	95	115	120	400	280	335	360
1	110	130	140	500	320	380	405

Fuente: Ing. Rodolfo Koenigsberger. Instalaciones eléctricas 1. Pág. 103

Tabla IV. Factores de reducción para conductores

Número de conductores en el tubo	Capacidad a aplicar	Temperatura ambiente	Temperatura máxima	
			60°	75°
4 a 6	80%	40°	0.82	0.88
7 a 24	70%	45°	0.71	0.82
25 a 42	60%	50°	0.58	0.75
Más de 42	50%			

Fuente: Ing. Rodolfo Koenigsberger. Instalaciones eléctricas 1. Pág. 104

### 3.2 Consideraciones sobre la tierra física

Se tratará el tema de tierras de forma básica y estará enfocado a la instalación para los SAI y el sistema regulado que protege, el objetivo de la puesta a tierra según el reglamento electrotécnico para baja tensión, en las Normas Tecnológicas de la Edificaciones del M.O.P.U. en las recomendaciones UNESA. Es:

“Las puestas a tierra se establecen con el objeto principal de limitar la tensión que con respecto a tierra pueden representar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en el material utilizado”.

La puesta a tierra se plantea como una instalación paralela a la instalación eléctrica, como un circuito de protección, que tiene que proteger a las personas, a las instalaciones eléctricas y a los receptores a ellos conectados.

Si el objetivo de la puesta a tierra es limitar la tensión, el límite de tensión admisible entre una masa cualquiera con relación a tierra, o entre masas distintas:

- Lugares húmedos: 24 voltios.
- Lugares secos: 50 voltios

Estos valores son los máximos que se supone soporta el cuerpo humano sin alteraciones significativas. La definición sobre puestas a tierra es:

“La denominación puesta a tierra, comprende toda la ligazón metálica directa, sin fusibles ni protección alguna, de sección suficiente entre determinados elementos o partes de una instalación y un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo, con objeto de conseguir que el conjunto de instalaciones, edificio y superficie próxima al terreno, no exista diferencias de potencial peligrosas y que al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de falta o de descarga de origen atmosférico.

La instalación de puesta a tierra, se convierte en una especie de embudo sumidero que manda a tierra toda corriente eléctrica que se salda de su camino normal y también enviara a tierra corrientes o descargas de origen atmosférico o procedente de otras fuentes.

### **3.2.1 Partes que comprende la puesta a tierra**

Los elementos fundamentales que intervienen en un circuito de puesta a tierra son los encargados de captar y canalizar las corrientes de defecto o descargas atmosféricas, estos elementos son:

1. El terreno.
2. Tomas de tierra.
3. Línea principal de tierra.
4. Derivaciones de la línea principal de tierra.
5. Conductores de protección.

#### **3.2.1.1 El terreno**

Desde el punto de vista eléctrico, es el encargado de disipar corrientes de defecto o descargas de origen atmosférico. Este comportamiento eléctrico viene definido por la resistividad, por los de una resistividad baja, dejan pasar fácilmente la corriente eléctrica. La resistividad depende de cada terreno y se mide en ohmios por metro.

Como los terrenos no suelen ser uniformes en cuanto a su composición, un terreno determinado tendrá una resistividad aparente que promedia los efectos de las diferentes capas que componen el terreno. Todo terreno esta definido eléctricamente por su resistividad aparente. Este valor no es constante en el tiempo y se ve afectado por varios factores, siendo los principales:

- Naturaleza del terreno
- Humedad.
- Temperatura
- Salinidad
- Estratigrafía
- Variaciones estacionales
- Factores de naturaleza eléctrica.

Como orientación, se incluye una tabla V con valores de resistividades de los materiales más normales.

Tabla V. Resistividad de los materiales

MATERIALES	Resistividad en Ohm × m
Sal gema	$10^{13}$
Cuarzo	$10^9$
Arenisca, guijarros de río, piedra triturada	$10^7$
Granitos compactos	$10^6 - 10^7$
Rocas compactas, cemento ordinario, esquistos	$10^6$
Carbón	$10^5 - 10^6$
Rocas madres, basaltos, diabases, cascajos y granitos antiguos (secos)	$10^4$
Guijarros de río y cascajo piedra triturada húmedos	$5 \times 10^3$
Terrenos rocosos, calizos (jurásico) secos	$3 \times 10^3$
Granitos antiguos (húmedos)	$1,5 \text{ a } 2 \times 10^3$
Yeso seco	$10^3$
Arena fina y guijarros (secos)	$10^3$
Grava y arena gruesa (seca)	$10^2 - 10^3$
Arena arcillosa, grava y arena gruesa húmeda	$5 \times 10^2$
Suelos calcáreos y rocas aluvionarias	$3 \text{ a } 4 \times 10^2$
Tierra arenosa con humedad	$2 \times 10^2$
Barro arenoso	$1,5 \times 10^2$
Margas turbas, humus muy secos	$10^2$
Margas y humos secos	50
Arcillas (secas)	30
Margas, arcillas y humus húmedos	10
Arcillas ferrosas, piritosas	10
Esquistos grafiticos (húmedos y secos)	menos de 5
Agua de mar	1
Soluciones salinas	0,1 — 0,001
Minerales conductores	0,01
Grafitos	0,0001

Fuente: Curso de puestas a tierra. Pág. 15

### **3.2.1.2 Tomas de tierra**

La toma de tierra es el elemento de unión entre el terreno y el circuito instalado en el interior del edificio. La toma a tierra consta de tres elementos fundamentales:

- Electrodo
- Línea de enlace con tierra
- Puntos de puesta a tierra.

#### **3.2.1.2.1 Electrodo**

El electrodo es el elemento de la puesta a tierra, encargado de introducir en el terreno las corrientes de falta o de origen atmosférico. Se define como toda masa metálica que introducida en el terreno y en permanente contacto con él, facilita el paso a tierra de cualquier carga eléctrica. Con la puesta a tierra, se pretende que todo el circuito de protección este a potencial 0 (potencial de la tierra) y, por lo tanto, que el electrodo este también a potencial 0. El que el electrodo tenga siempre este potencial, depende única y exclusivamente del contacto electrodo-terreno, y es lo que técnicamente se denomina “Resistencia de paso a tierra”.

Los electrodos mas utilizados suelen ser de varillas, tubos, flejes, cables, placas, pilares, armaduras metálicas, etc. Esta completamente prohibido utilizar como electrodo las conducciones de gas, depósitos o conducciones de liquido inflamable, circuitos de agua caliente etc.

Lo que mejor define la bondad del electrodo y su resistencia a la propagación de las intensidades de corriente eléctrica, es su densidad de corriente durante el paso a tierra de las corrientes de defecto. Esta densidad de corriente, debe ser lo más pequeña posible, viene definida por la relación que existe entre la longitud del electrodo introducido en el terreno en comparación con su anchura o diámetro.

### 3.2.1.2.2 Picas

Son electrodos artificiales alargados, que se introducen en el terreno de forma vertical. Se suelen fabricar de: Acero galvanizado (25mm de diámetro exterior mínimo), perfiles de acero galvanizado (60, de lado como mínimo) y barras de cobre o acero recubierto de cobre (14mm de diámetro como mínimo). La longitud que en cualquiera de los casos anteriores, no será inferior a dos metros.

El valor de la resistencia de paso a tierra que ofrecen estos electrodos, esta en relación directa a la resistividad aparente del terreno y en relación inversa a la longitud del mismo.

$$R = \rho * a \div l$$

Existen dos formas distintas de diseñar una puesta a tierra con picas: una colocando picas en profundidad y otra colocando picas en paralelo.

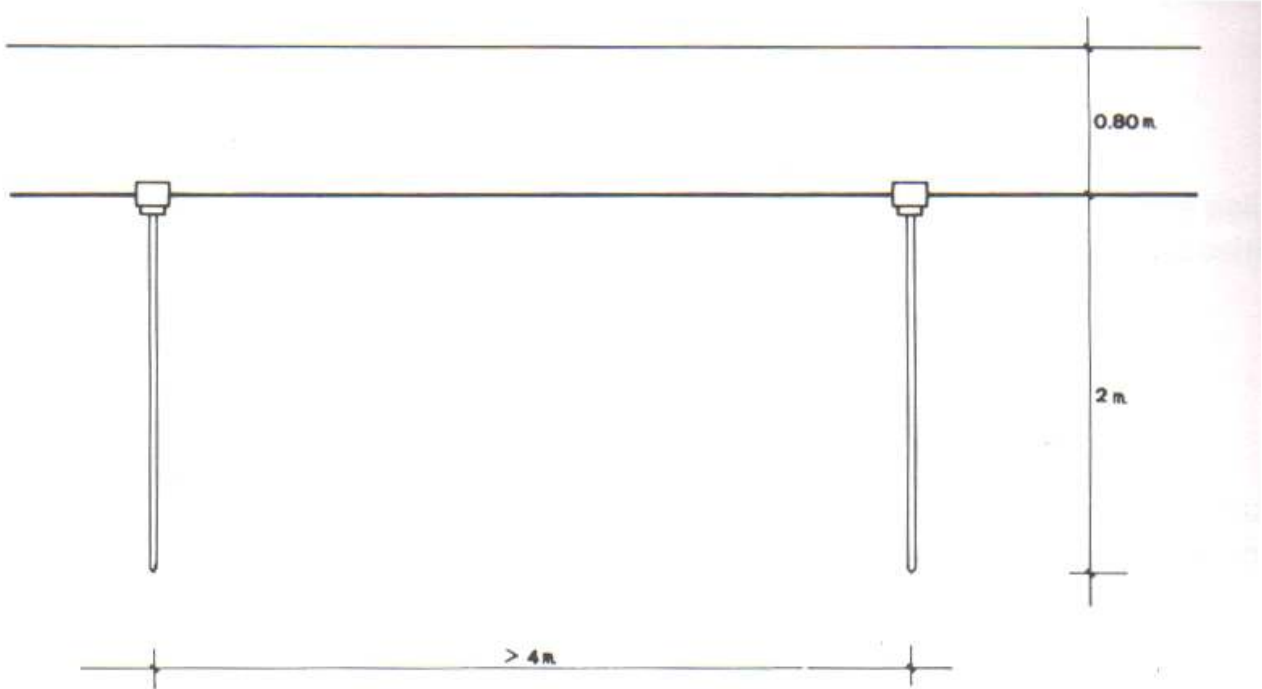
La primera más costosa, consiste en ir introduciendo en el terreno una pica encima de otra, previamente empalmada, hasta conseguir profundidades de 6, 8, 10,12 metros.

A partir de la segunda pica, por lo general es necesaria la utilización de maquinaria especial, por lo que el costo de instalación se eleva considerablemente.

El segundo sistema, la colocación de picas en paralelo como se muestra en la figura 47, es él más recomendado y utilizado normalmente para hacer la puesta a tierras en edificios. Este sistema tiene la ventaja de que es fácilmente instalable y no requiere maquinaria especial.

Una vez introducida una pica en el terreno, se mide su resistencia de paso a tierra con el meyer y no da idea del orden de magnitud que tenemos. Con este valor se sabe él numero de picas aproximada que hay que colocar para obtener el valor prefijado.

Figura 47. Picas en paralelo



Fuente: Curso de puestas a tierra. Pág. 24

La única precaución que hay que tener es que las picas tengan una separación como mínimo igual a la longitud enterrada, y después eléctricamente con cable de cobre desnudo de 35 mm<sup>2</sup>, que se enterrara. Constituido de esta manera el electrodo, experimentalmente se puede demostrar que cuando se colocan dos picas en paralelo, la resistencia de paso es la mitad de la resistencia de una pica. Si colocamos tres picas en paralelo, la resistencia se reduce a la tercera parte, etc.

### 3.3.1.2.3 Placas

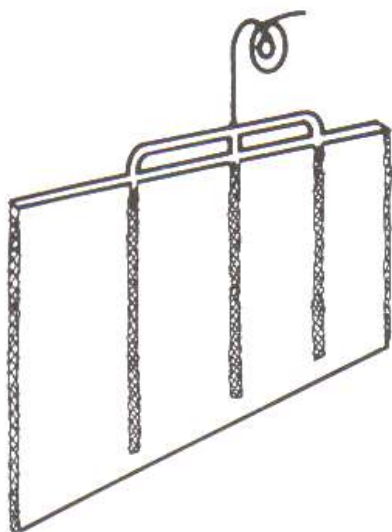
En un electrodo de forma rectangular, que ofrece una gran superficie de contacto con el terreno, en relación con su grosor, como se muestra en la figura 48. Las placas mas utilizadas suelen ser de cobre (2 mm. espesor mínimo) o de hierro galvanizado (2.5 mm espesor mínimo). En cualquiera de los casos, la superficie útil no será inferior a 0.5 m. La resistencia de paso a tierra de este electrodo es directamente proporcional a la resistividad aparente del terreno e inversamente proporcional al perímetro de la placa.

$$R = 0.8 * \rho * a \div P$$

Las placas mas utilizadas son rectangulares de 0.5X1 o de 1X1 m.

La placa debe quedar horizontal y que al rellenar el hoyo que utilice tierra arcillosa para mejorar la resistencia de paso a tierra. Si es necesario colocar más de una placa, se separaran como mínimo 3 metros. La forma de conexión de las placas con la línea de enlace con tierra, se hará con soldadura de alto punto de fusión a lo ancho de la placa, como se indica en el dibujo.

Figura 48. Electrodo de placa rectangular



Fuente: Curso de puestas a tierra. Pág. 25



### 3.2.1.3. Línea principal de tierra

Es la parte del circuito de puesta a tierra, que esta formado por conductores de cobre, que partiendo de los puntos de puesta a tierra, conecta con las derivaciones necesarias para la puesta a tierra de todas las masas o elementos necesarios. Al igual que las líneas de enlace de enlace con tierra, serán de cobre y se dimensionaran con la máxima corriente de falta que se prevé, siendo como mínimo de 16 mm. de sección. El recorrido será lo mas corto posible y sin cambio brusco de dirección; serán protegidos contra la corrosión y el desgaste mecánico.

### 3.2.1.4 Conductores de protección

Son los conductores de cobre, encargados de unir eléctricamente las masas de una instalación y de los aparatos eléctricos, con las derivaciones de la línea principal de tierra, con el fin de asegurar la protección contra los contactos indirectos. El dimensionado de estos conductores, viene dado en función de la sección del conductor de fase de la instalación que protege y que se puede resumir en la siguiente tabla VI:

Tabla VI. Diámetro de los conductores de protección

Conductor de fase (mm <sup>2</sup> )	Conductor de protección (mm <sup>2</sup> )
S ≤ 16	S *
16 < S ≤ 35	16
S > 35	S/2

\* Secciones mínimas: 2,5 mm<sup>2</sup>, si no forman parte de la canalización de alimentación y tienen protección mecánica; 4 mm<sup>2</sup> si no tienen protección mecánica.

Fuente: Curso de puestas a tierra. Pág. 31

Estas secciones se pueden mantener siempre y cuando se instale un dispositivo de corte, que garantice que en caso de defecto franco los conductores de protección no alcancen un incremento de temperatura de 100 grados centígrados en conductor aislado y 150 en conductor desnudo. El color del cable de protección para su perfecta identificación, será verde-amarillo a rayas.

### 3.2.2 Cálculo de la puesta a tierra

La bondad de la puesta a tierra viene determinada por el valor de la resistencia de paso a tierra de la puesta a tierra del edificio en conjunto. Este valor, depende del terreno, de los electrodos utilizados y del contacto terreno-electrodo.

Existen valores máximos, que nos garantizan la seguridad de las personas en caso de corriente de defecto.

- Edificios destinados principalmente a viviendas: 80 Ohmios máximo.
- Edificios con pararrayos. 15 Ohmios máximos.
- Instalaciones de máxima seguridad 2-5 Ohmios
- Instalaciones de Computadoras 1-2 Ohmios.

Para obtener estos valores, una vez conocido el terreno, se van introduciendo los electrodos y efectuando medidas periódicas hasta alcanzar el valor deseado.

### 3.3 Consideraciones en la conexión de plantas eléctricas, voltaje y frecuencia

En esta sección se describirá, las consideraciones más importantes en generadores diesel, debajo de 500 KW. La necesidad de generación standby se incrementa a consecuencia de la falla o interrupción de la alimentación normal que no es aceptable. Las instalaciones de generadores básicamente constan de cuatro razones:

- **Seguridad** Cuando hay un riesgo de vida o salud en el control del tráfico aéreo, luces de tierra para aviación, equipo medico en hospitales, instalaciones nucleares, refinerías de petróleo, etc.
- **Seguridad contra vandalismo, violencia** áreas de luces, sistemas de comunicación, instalaciones militares, bancos, etc.
- **Perdidas de Datos** Situaciones en el cual las perdidas de datos pueden ser catastróficas e irreversibles en el procesamiento de datos, prueba de experimentos, laboratorios.
- **Perdidas Financieras** Procesos críticos industriales, grandes instituciones financieras, etc.

El generador standby es muchas veces instalado para proveer un largo respaldo de potencia de alimentación de energía ininterrumpida y por las razones antes mencionada, al igual que el SAI que proporciona respaldo pero con menor tiempo, donde este tiempo de respaldo esta en función de la carga conectada y el tamaño del SAI, sirviendo como una verdadera fuente interrumpida en la transición mientras la planta eléctrica entra a funcionar para volver el SAI nuevamente a su estado de operación normal.

### 3.3.1 Generadores diesel

El desarrollo de las máquinas diesel ha progresado durante muchos años debido a nuevas técnicas y conocimiento de las máquina, lubricación, metalurgia, combustión y control en el ruido y vibración.

Los generadores están disponibles desde unos cuantos kilowatts con velocidades arriba de 750, 1000 y 1500 r.p.m. para alimentaciones de 50 Hz y 900, 1200 y 1800 rpm para alimentaciones de 60 Hz. La confiabilidad y el costo se reducen al incrementar la velocidad. Al poner un generador stand by alrededor de 1.5 MVA puede correr a 1500 rpm proveyendo que un periodo largo basado en el tipo de carga de operación si no es visualizada. Algunas instalaciones pueden requerir continuidad para periodos largos después que la energía normal haya fallado (instalaciones militares) y en muchos casos mototes de 1000 r.p.m. podrían ser considerados aproximadamente arriba de 1 MW. Muchas máquinas diesel en uso son del tipo four stroke, pero las máquinas de two stroke ocasionalmente pueden ser encontradas. Las máquinas diesel son diseñadas para trabajar en clase A combustible BS2869 el cual tiene un valor calorífico cerca de 42.7 MJ/Kg: trabajando antes con cualquier otro combustible, el aviso puede ser obtenido del fabricante de la máquina. La eficiencia de las máquinas modernas turbo cargadas pueden ser cerca del 40% pero esto no toma en cuenta las pérdidas en manejadoras auxiliares del generador.

La energía útil producida por la máquina es pasada a través del generador, dependiendo del arreglo establecido, no siempre es posible usar toda la energía para alimentar la carga. Al usar arriba de unos cuantos cientos de KVA son usualmente auto contenido pero pueden requerir de potencia auxiliar para como enfriamiento y aire de ventiladores. El requerimiento puede ser pequeño. También puede agregarse en el cuarto de máquinas luces y una pequeña bomba de combustible.

Naturalmente la aspiración en una máquina diesel, es que sea capaz de aceptar la carga completa en un solo paso, para reducir el tamaño y el costo, muchas modernas máquinas son turbo cargadas. Estas máquinas aceptan únicamente 60% o 70% del incremento de carga en un solo paso. Para la mayoría de instalaciones de estas máquinas turbo cargadas, la carga se va conecta teniendo una secuencia después del procedimiento de arranque.

En la fabricación de generadores se reconocen cuatro categorías de aceptación de cantidad de la carga en un solo paso, las categorías 1,2 y3 son típicamente usados para generación standby.

Categoría 1 100%

Categoría 2 80%

Categoría 3 60%

Categoría 4 25%

La aceptación de la carga está estrechamente relacionada con la presión efectiva del medio de frenado del motor (BMEP). El BMEP es derivado de la potencia mecánica desarrollada por el motor, velocidad, número de cilindros, el volumen del cilindro, se relacionan:

$$\text{BMEP} = \frac{\text{Engine brake power}}{\text{Volumen de cada cilindro} * \text{firing strokes por segundo}}$$

Esta fórmula del cálculo del BMEP está relacionada con la proporción de compresión y el grado del turbo cargador. La ISO 8528-5 incluye una guía de valores para el tamaño del incremento de la carga en función del BMEP.

El generador diesel debe estar listo para aceptar la carga dentro de 10 a 15 segundos para recibir la señal de entrada. Para asegurarse que el ajuste este listo para su inmediato arranque, se incluye usualmente precalentadores que asegure los agujeros de los cilindros no estén indebidamente fríos, el aceite durante el arranque y en el arranque inicial. En invierno el calor introducido en el generador de estos calentadores reduce el calor requerido para el mantenimiento de la temperatura del cuarto de máquinas.

Las condiciones estándar para máquinas diesel son especificados en la ISO 8528-1 y ISO 3046-1 es:

- Presión total barométrica                      100 Kpa (1 bar)
- Temperatura del aire                              25° C
- Temperatura de aire forzado                      25° C
- Humedad relativa                                  30%

La presión barométrica de 100 Kpa. es equivalente a una altitud de 150 metros arriba del nivel del mar. La altitud en cualquier máquina diesel trabajando tiene un importante efecto en el desempeño de la máquina. Para grandes altitudes la masa de aire es pequeña en cada cilindro, menos combustible puede ser quemado y menos potencia producida.

La temperatura ambiente de 25 ° C impone alguna limitación moderada en la salida y climas cálidos. Es usualmente permitido cerca de 10° C en el cuarto de motores con ventilación de aire y si la temperatura ambiente afuera excede los 15° C la temperatura dentro del cuarto de máquinas es probablemente excede 25° C y en algunos casos reducir la proporción de energía eléctrica cuando sea necesario.

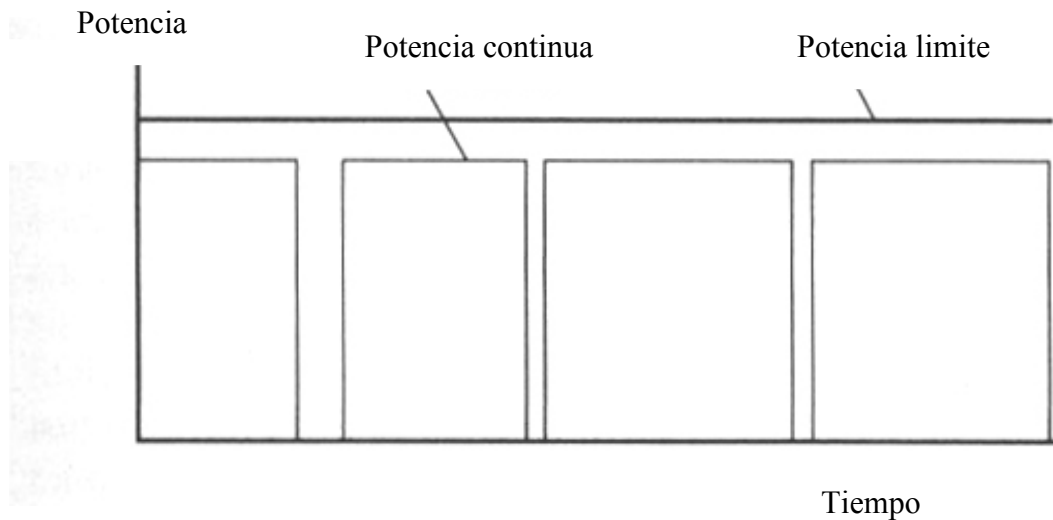
### 3.3.2 Clasificación de las categorías de potencia de los equipos de generación movidos por motores diesel.

El tamaño de motores diesel se describe en la norma ISO 8528 y se discute en los siguientes párrafos. El tamaño no incluye cualquier capacidad de sobrecarga.

#### 3.3.2.2 Potencia Continua (COP)

EL concepto de potencia continua se visualiza en la figura 49. Esta ajustada para entregar potencia continua por un número ilimitado de hora por año entre los intervalos de mantenimiento.

Figura 40. Potencia continua



Fuente: Uninterruptible Power Supplies. Pág. 3

### **3.3.2.2 Potencia primaria (PRP)**

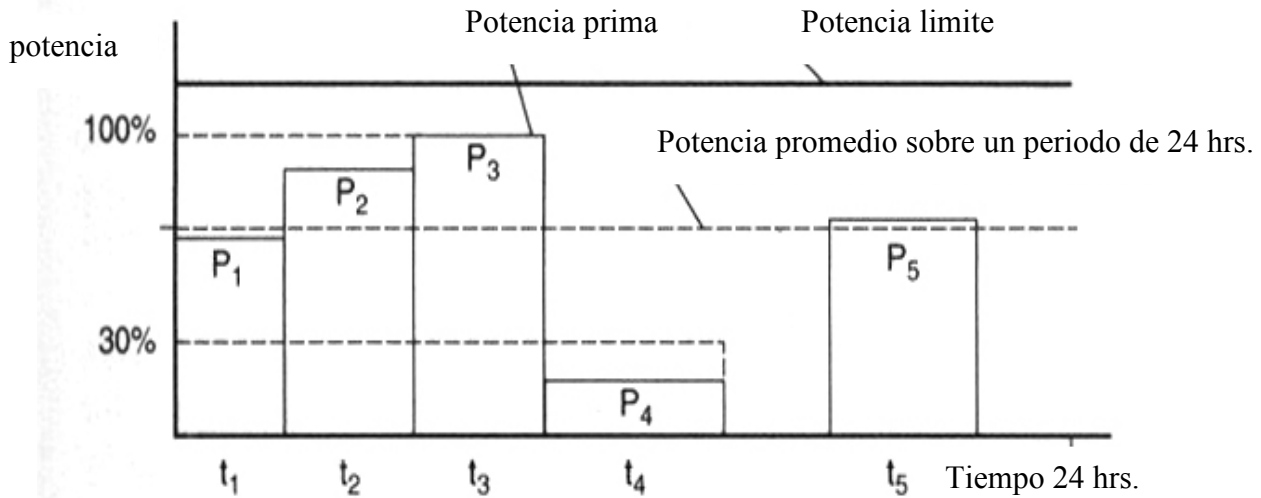
Este tamaño es aplicable para establecer la ecuación a una secuencia variable de potencia. La secuencia puede correr para un ilimitado número de horas por año entre los intervalos de mantenimiento. La potencia primaria es la máxima potencia generada durante la secuencia y el promedio de potencia sobre cualquier periodo que no exceda 24 horas del estado de porcentaje de la potencia prima. En el cálculo de la potencia promedio, la potencia de menos que el 30% será tomada como el 30% y en cualquier tiempo de parada no será contada.

Cuando la potencia promedio en 24 horas de PRP se incrementa, y se acerca bastante al tamaño de COP; si la potencia promedio es igual a la potencia prima el ajuste podría tener un efecto de tamaño para potencia continua.

Este tamaño es adecuado para un generador standby. Esta potencia primaria esta disponible para picos de la carga el cual ocurre en el arranque de motores y carga de baterías del SAI. Después la carga se reduce, permaneciendo estable ver la figura 50. Las 24 horas promedio de toda esta carga es calculada y no debe de exceder de acuerdo al porcentaje de potencia prima cargada, si el pico de la carga ocurre en cada arranque.



Figura 50. Proporción de potencia prima



Fuente: Uninterruptible Power Supplies. Pág. 3

Él la ilustración de potencia promedio sobre un periodo de 24 horas puede ser calculada de la formula:

### 3.3.3 Tamaño del generador

Los factores a ser considerados en el tamaño del generador son:

- La máxima carga (kWm) que es alimentada.
- Los máximos crecimientos de carga (kWm) aplicada.
- La frecuencia de desempeño clase G1, G2, G3, G4, u otra como se mencionan en la sección 3.3.1 en categorías.

La mayor parte de generadores son capaces de suplir el total de carga mecánica de la carga al generador. Esta será mayor que la carga eléctrica el cual es pensado en suplir, la carga adicional, sé considerada como sigue:

- Las perdidas mismas del generador, pueden ser del orden de 5% o 6 %.

- El ventilador del radiador.
- Cualquier manejador eléctrico de ventilación, luces del cuarto de motores, etc. Que no sean incluidas en la carga a ser alimentada.
- Cualquier motor auxiliar o bomba que maneje un motor eléctrico.
- Switchgear y distribución de pérdidas, el cual son pequeñas (probablemente menor que 0.5%)

### 3.3.3.1 Dimensión del los KVA del generador

Los factores que deben ser considerados para el tamaño del generador son:

- La clase de potencia proporcionado especificada para el generador (potencia continua, potencia primaria, o potencia limitada en tiempo)
- El desempeño de la clase de voltaje G1, G2, G3, G4.
- La máxima carga (Kwe) a ser alimentada.
- La máxima carga reactiva (KVAr) a ser alimentada.
- El máximo crecimiento de carga reactiva (KVAr) a ser aplicada.

La mayoría de generadores deben ser capaces de suplir el total de carga eléctrica requerida al sistema de distribución. Esto debe ser igual a la proporción de potencia del motor que es derivado abajo menor de las pérdidas en el generador (5 o 6 %).

El motor básico es expresado en KWm y el generador básico es proporcionado en KVA, el cual es una suma de fasores de Kwe y KVAr. Esta relación es definida por la conocida ecuación:

$$Kwatts = Kva * \cos \phi$$

$$Kva = Kwatts * \sec \phi$$

### **3.3.4. Características del generador**

#### **3.3.4.1 Efectos de la carga del SAI, en los KVA del Generador**

La mayoría de generadores de potencia standby proveen potencia para uno o más sistemas de potencia de alimentación interrumpida el cual puede usar 6 pulsos para los rectificadores, generando corrientes armónicas del orden 5,7,11,13 etc. El total teórico de distorsión armónica es de 30%. En la práctica es usualmente mayor. Pasando a través del generador las corrientes armónicas pueden causar distorsión del voltaje el cual no es deseable por muchas razones. Si el total de distorsión de armónicos del generador de voltaje es limitado por el 10%, el total de 6 pulsos del rectificador de carga en el generador no debería exceder el 30 o 40% de los KVA, dependiendo si se tiene un mayor o menor reactancia transiente. El cálculo preciso requiere el uso de datos, el cual están disponibles por el fabricante del generador.

#### **3.3.4.2 Habilidad del motor en el crecimiento de la carga**

Los generadores diesel son capaces de aceptar la carga mecánica en un solo paso, muchos de los generadores modernos son turbo cargados. La máxima aceptación del escalonamiento de carga es muy dependiente de la presión efectiva del medio de frenado y debe solicitarse las recomendaciones del fabricante. La norma ISO 8528 incluye una guía de valores. Típicamente, en plantas modernas, es aceptable el 60% de incremento del total de la carga que puede ser separado y la potencia alimentada es retardada para mantener dentro de los límites.

Cuando la carga es aplicada a la planta esta inmediatamente se desacelera y el gobernador se habilita para responder, alguna energía es extraída de la inercia del motor, flywheel, sistema de rotación del generador. El gobernador responde por el movimiento del combustible incrementado la potencia y restaurando la velocidad normal.

### 3.3.4.3 Habilidad del generador en el crecimiento de la carga

Experimentalmente los generadores no tienen dificultad en aceptar incrementos de carga arriba del 100%. Resultando la caída del voltaje transiente, sin embargo, tiene que ser considerado que las mayorías son limitados, definidos por la clase de voltaje de desempeño (G1, G2, G3 o G4.)

Cuando la carga es aplicada al generador, es inmediata la caída del voltaje debido a que la reactancia del subtransiente del estator ( $X''$ ) y la resistencia  $R$ . El regulador de voltaje responde rápidamente, pero el excitador y el campo del rotor son altamente inductivos debido a su tiempo constante, este es el retardo en crecimiento de la excitación de la máquina. El rotor del generador también sufre una pérdida de velocidad el cual reduce el voltaje. Para máquinas auto excitadas (en el cual el campo del excitador es energizado por la salida del generador) El voltaje cae en las terminales del generador es transferido al campo de excitación, además incrementado la caída. Es probable que el voltaje de salida caiga, incrementado por la reacción de la armadura antes excitación iniciando a incrementarse. Se puede observar que el control del voltaje del generador es un círculo complejo y el cálculo del voltaje depende de la aplicación de la carga, que es la mejor manera de diseñar la máquina. La caída no debe ser menor que el producto del impacto de KVAR y la reactancia de subtransientes.

La reactancia de subtransientes ( $X''$ ) es debida al flujo de escape del estator, en otras palabras, la parte del flujo del estator el cual no enlaza con las vueltas del rotor. El escape del flujo origina en el estator vueltas sobre suspendidas y en el slot del estator mismo. Las vueltas del estator también tienen alguna resistencia el cual es inseparable de la reactancia pero el valor es bajo comparado con la reactancia y tiene un efecto menor.

#### **3.3.4.5 Caída de voltaje causada por el incremento de carga**

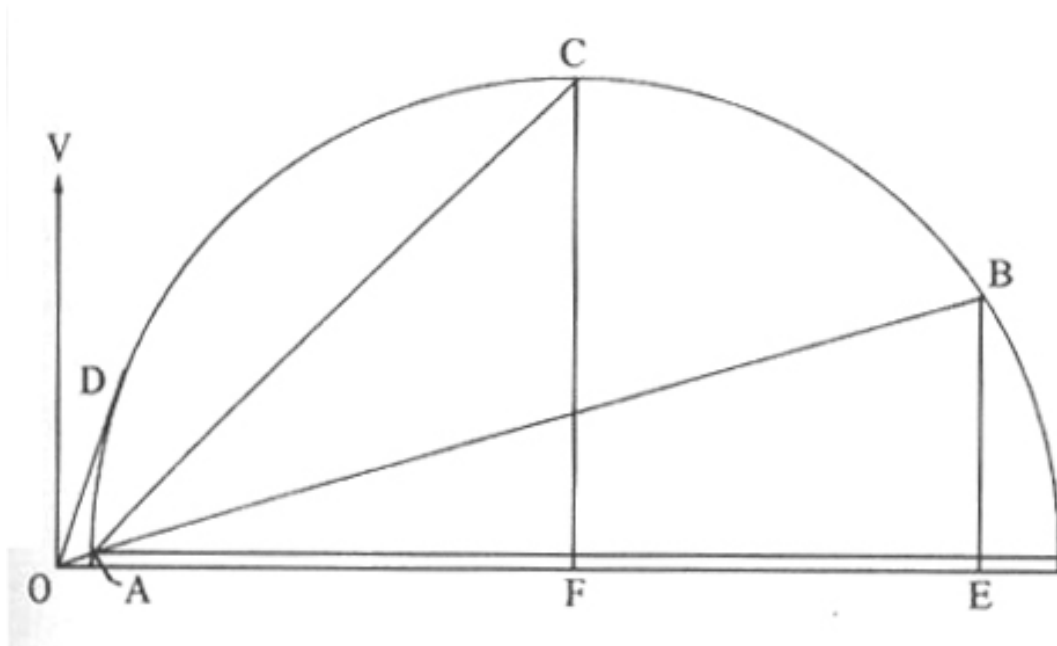
Para cargas normales se tiene un factor de potencia de 0.8. La caída de voltaje en aplicaciones de generadores dimensionados en KVA puede ser de 14 a 16 % para una maquina auto excitada (en el cual el campo del excitador es energizado de la salida del generador) y 11% a 13% para máquinas que tiene un excitador de magneto permanente. La limitación de incremento de carga en el motor usualmente impide la aplicación total de KVA del generador pero la caída de voltaje puede ser asumida siendo proporcional a los KVA aplicados.

#### **3.3.4.5 Caída del voltaje causado por el arranque del motor**

El arranque de motores de inducción de jaula de ardilla comúnmente causa una caída de voltaje y los métodos comúnmente usados para arrancarlos es conectándolos directamente en la línea. La corriente en la línea probablemente es siete veces la corriente nominal para motores arriba de 200KWm y 6 veces la corriente para motores grandes, siendo una ancha variación. El factor de potencia es muy bajo, en el orden de 0.15. La caída de voltaje en aplicaciones de generadores proporcionados en KVA es alrededor de 18 a 20% para maquinas auto excitadas, y 14 a 16% para maquinas que tienen magneto permanente. El impacto de Kwe típicamente es del orden de 120% de las Kwe cuando esta trabajando, pero para motores especiales el cual está diseñado para altos torques el arranque puede tener alto impacto de Kwe.

Cuando se acelera el motor la corriente se reduce y el factor de potencia se incrementa. La línea del fasor de corriente se muestra en el semicírculo de la figura 51.

Figura 51. Diagrama típico del círculo de un motor de inducción jaula de ardilla



**V** Voltaje del fasor

**OC** Corriente a máxima aceleración  $kWe$

**OA** Corriente de magnetización del estator

**OD** Corriente proporcional corriendo

**OB** Corriente de arranque (impacto)

**EB**  $kWe$  de arranque (impacto)

**FC** Aceleración máxima entrada  $kWe$

Fuente: Uninterruptible Power Supplies. Pág. 93

Durante la aceleración la demanda de  $kWe$  asciende al máximo y entonces reduce la potencia cuando esta corriendo. Con tal que el motor no este acoplado a la alta inercia de la carga el pico de potencia es un transiente de corta duración. Para bajar los costos de instalación, se usa algunas veces tener una reserva para estos propósitos, pero esta potencia no es destinada para este propósito y en la practica no es recomendable. El pico de potencia ( $kWe$ ) requerido dependerá del diseño del motor pero serán diversos tiempos para la potencia de salida.

Para el arranque en delta las consideraciones son similares se aplica directamente en la línea de arranque pero el voltaje aplicado y la corriente son efectivamente reducidas por un factor de  $1/\sqrt{3}$  y el factor de potencia de  $1/3$ . Esto será menor que el escape de flujo y el impacto del factor de potencia será mas alto es decir de 0.4 Esto creará dos impactos en la carga, el primero determinado por las características de los motores, el segundo por el ajuste de tiempo para el arranque de delta al terminar el cambio. El auto transformado arranca de forma similar.

### **3.4 Consideración de los componentes armónicos en la red eléctrica del sistema**

Como vimos anteriormente en el capítulo uno, en la sección de filtros los armónicos son definidos como: Una componente senoidal, de periodo de onda o cantidad que tiene una frecuencia que es múltiplo de la frecuencia fundamental. Están presentes en el voltaje y la corriente.

Para la medición y comparación del contenido de armónicos de una forma de onda, se define un parámetro como el total de distorsión armónico (THD). El THD es definido por ambas corrientes y voltajes como sigue:

$$\text{Para voltaje } THD_v = 100 * V_h \div V_1$$

$$\text{Para corriente } THD_i = I_h \div I_1$$

Donde  $I_h$  y  $V_h$  son las corrientes y voltajes armónicos, respectivamente.

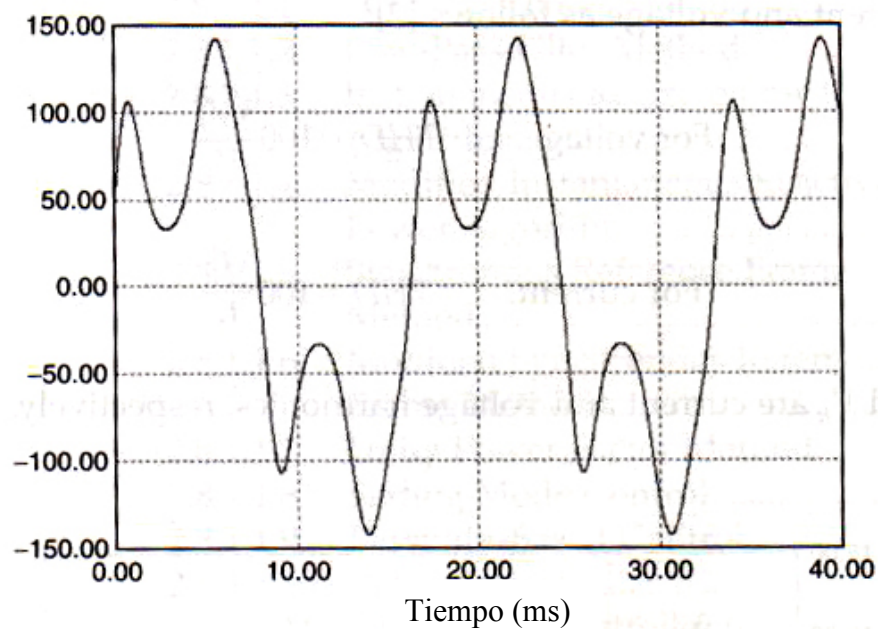
#### **3.4.1 Fuentes de armónicos en sistemas eléctricos**

Son muchas las cargas no lineales, corrientes no senoidales de sistemas eléctricos de potencia. Estas corrientes no senoidales pasan a través de diferente impedancia en los sistemas de potencia y producen voltajes armónicos. Estos voltajes armónicos se propagan en el sistema de potencia y afectan a todo los componentes del sistema. Estas fuentes de armónicos son clasificadas de la siguiente forma.

### 3.4.1 Lámparas fluorescentes

En la figura 52 se muestra con corriente de entrada típica para una lámpara fluorescente. La cantidad de armónicos número tres, cinco, siete y nueve son altos

Figura 52. **Harmónicos producido por una lámpara fluorescente**



Fuente: Uninterruptible Power Supplies And Active Filtres. Pag. 66

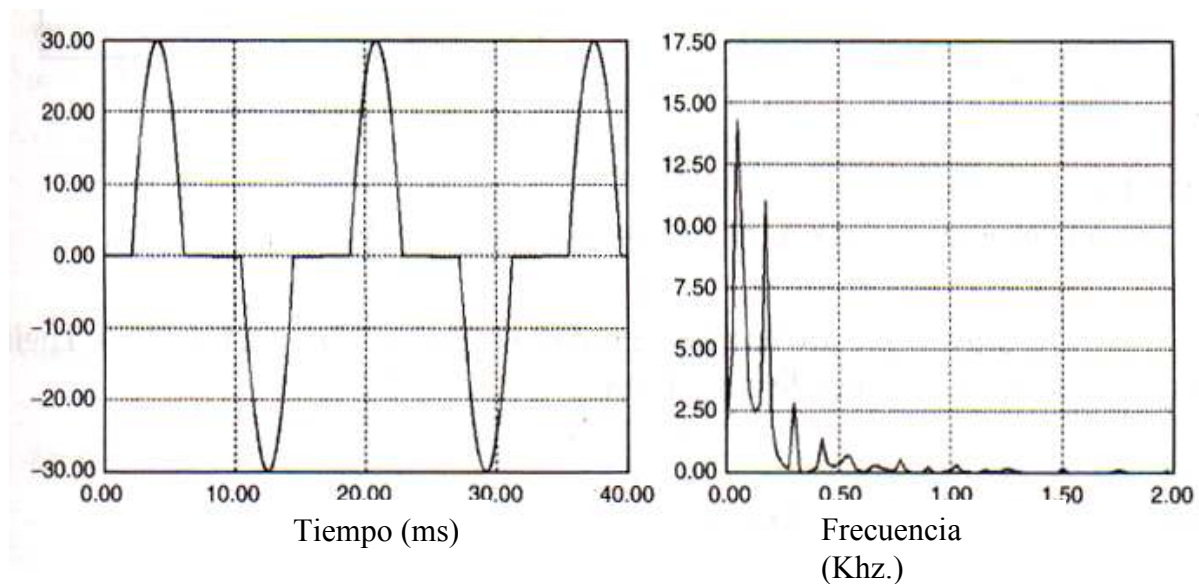
#### 3.4.1.2 Switcheo de Fuentes de Poder

En la figura 53 se muestra una entrada típica de corriente de la fuente de alimentación de una computadora y el espectro de armónicas. Otros pequeños aparatos tal como televisiones, aires acondicionados, impresoras Láser, y maquinas Xerox tiene una forma de onda de entrada similar.



Si bien la corriente de entrada y la potencia para este sistema son pequeñas comparados con el sistema de potencia, estos son usados extensivamente y pueden encontrarse en todas partes; por consiguiente, la suma de todos estos armónicos resulta en una alta distorsión de armónicas en la línea de corriente.

Figura 53. **Harmónico producido por el switcheo de fuentes de poder**

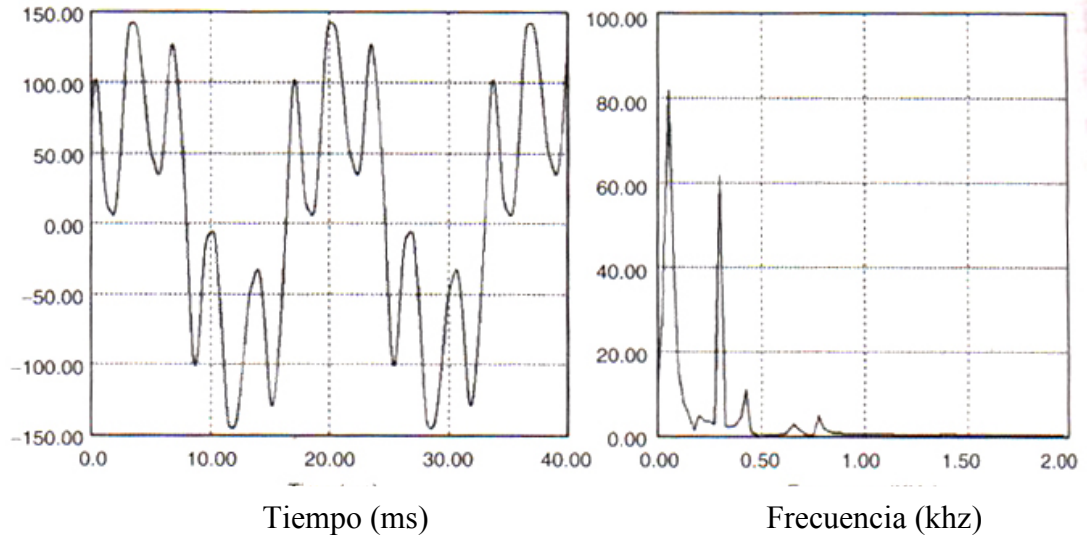


Fuente: Uninterruptible Power Supplies and Active Filters. Pag. 67

## Horno eléctrico

El horno eléctrico es un aparato de alta potencia y con alta distorsión de armónica en el sistema de potencia eléctrico. En realidad, que cuando el horno esta fundiendo acero, la corriente no es periódica. La figura 54 muestra una corriente de entrada típica de un horno eléctrico y el espectro armónico. Los armónicos quince y diecisiete son altos a causa de la distorsión de la corriente de entrada. Por eso, los aparatos de mitigación son usados del lado de la entrada para estos sistemas.

Figura 54. **Harmónicos producido por horno eléctrico**



Fuente: Uninterruptible Power Supplies and Active Filters

#### 3.4.1.4 Sistemas de alto voltaje dc

El alto voltaje DC (HVDC) es usado para largas distancias de transmisión de alta potencia. Usualmente, en sistemas de HVDC, los rectificadores de 12-pulsos son usados para convertidores AC/DC. Pero usando un inversor de 12 pulsos en el lado de AC, se tienen armónicos del orden  $12+1(n=1, 2, 3, \dots)$ , El principal componente armónico son del orden 11 y 13. La tabla VII muestra la corriente armónica contenida en el lado de AC en el sistema de transmisión Dickinson +400KV, 1000MW HVDC.

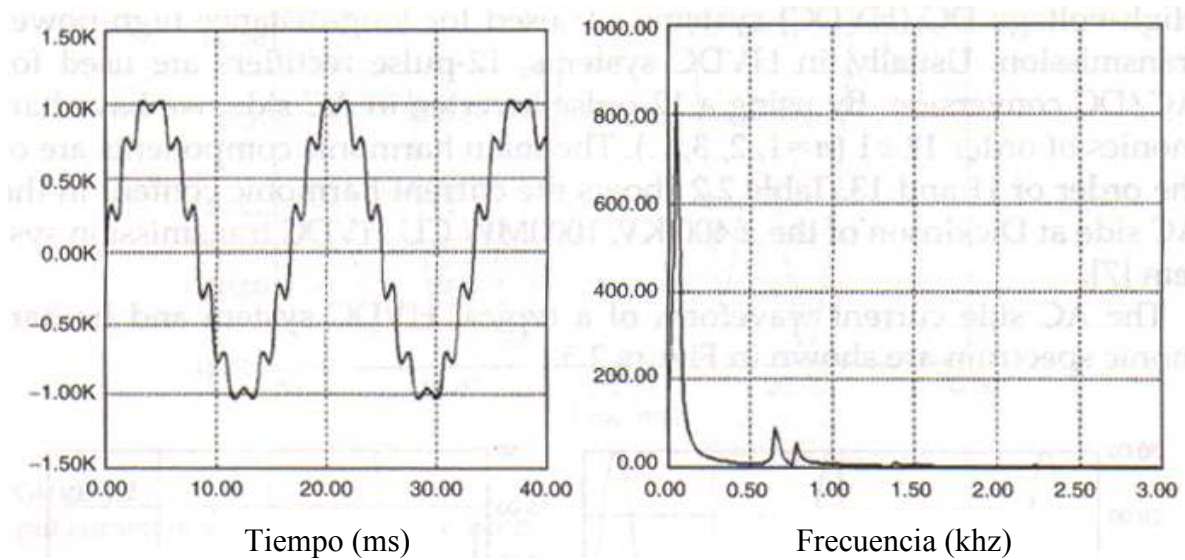
La forma de onda del lado de AC de un sistema típico de HVDC y el componente armónicos se muestran en la figura 55 y los componentes armónicos se tabulan en la tabla VII.

Tabla VII. Contenido de armónicos en el sistema Dickinson HVDC

O.Harmónico	11	13	23	25	35	37	47	49
Corriente	119	70	18	13	7	6	4	4

Fuente: Uninterruptible Power Supplies and Active Filters. Pág. 68

Figura 55. Corriente típica de un sistema HVDC y espectro de armónicos

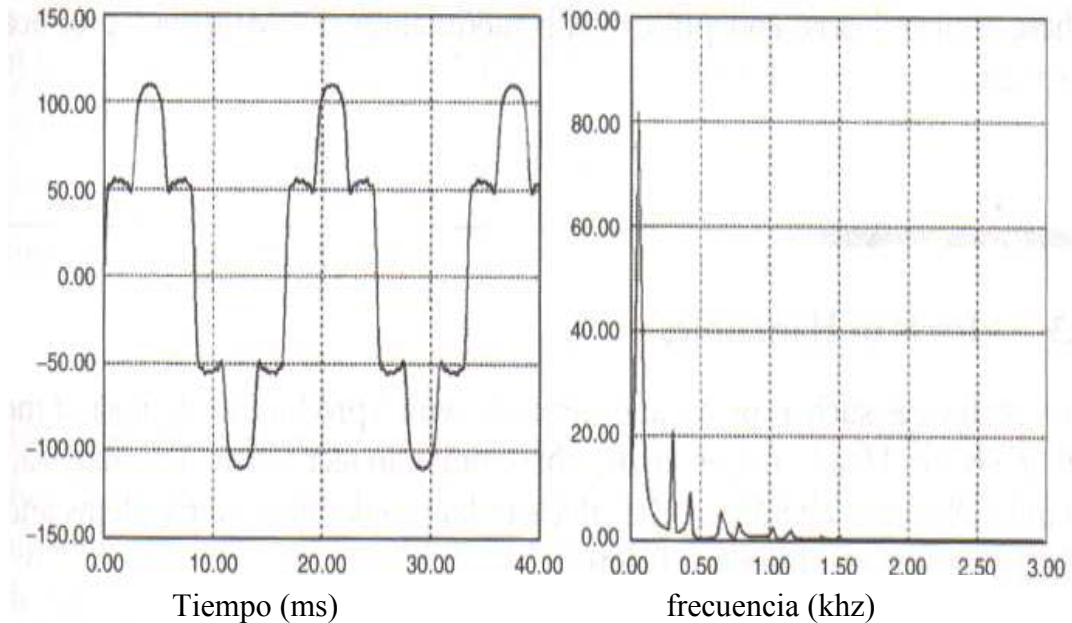


Fuente: Uninterruptible Power Supplies and Active Filters. Pag. 68

### 3.4.1.5 Controladores de velocidad ajustables

Con el incremento de los controladores de velocidad (ASD) en los sistemas eléctricos de potencia, se tienen muchos problemas de calidad de potencia. En la figura 56 muestra la corriente de entrada de una típico ASD y el espectro armónico. Los armónicos del orden quinto y séptimo son considerablemente altos.

Figura 56. **Harmónicos producidos por controladores de velocidad ajustables**

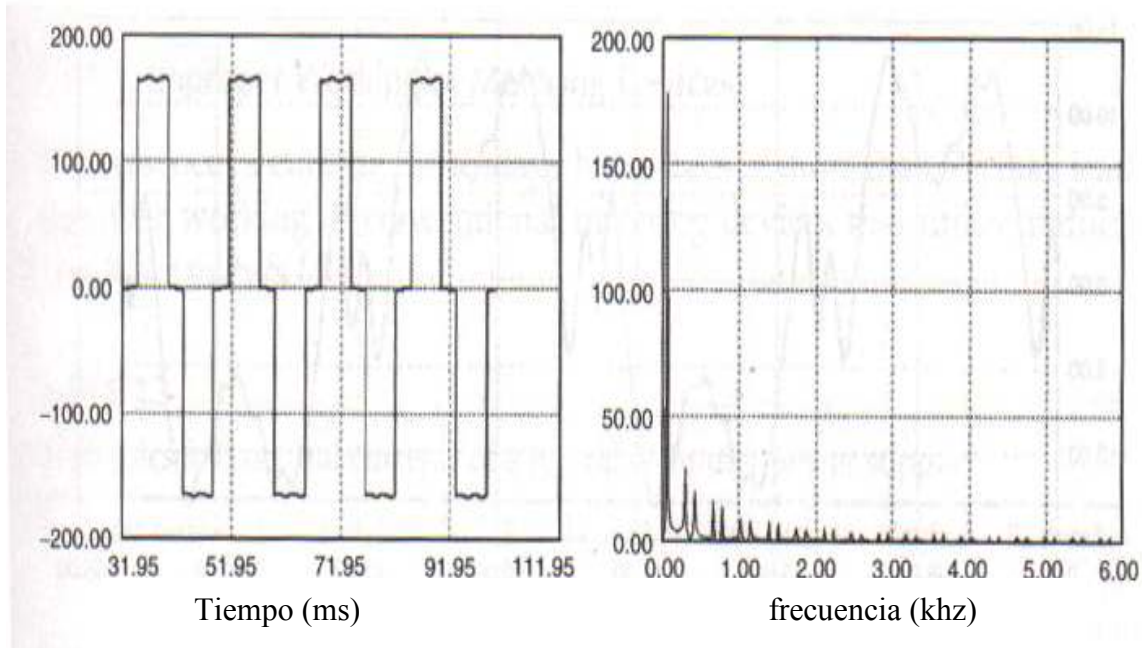


Fuente: Uninterruptible Power Supplies and Active Filtres. Pag. 69

### 3.4.1.6 Convertidores / inversores AC/DC

Muchas potencias bajas monofásicas convertidores / inversores y de alta potencia trifásica son usadas en sistemas de potencia eléctrica. Si el número de pulsos convertidores / inversores es  $p$ , entonces el orden de la corriente armónica en lado de AC está dado por  $np+(n=1, 2, 3, \dots)$  en la figura 57 se muestra la corriente de entrada de un convertidor típico de seis pulsos y el espectro armónico.

Figura 57. **Harmónicos producidos por inversores**



Fuente: Uninterruptible Power Supplies and Active Filtrés. Pag. 69

### **3.4.2 Efecto de los harmónicos**

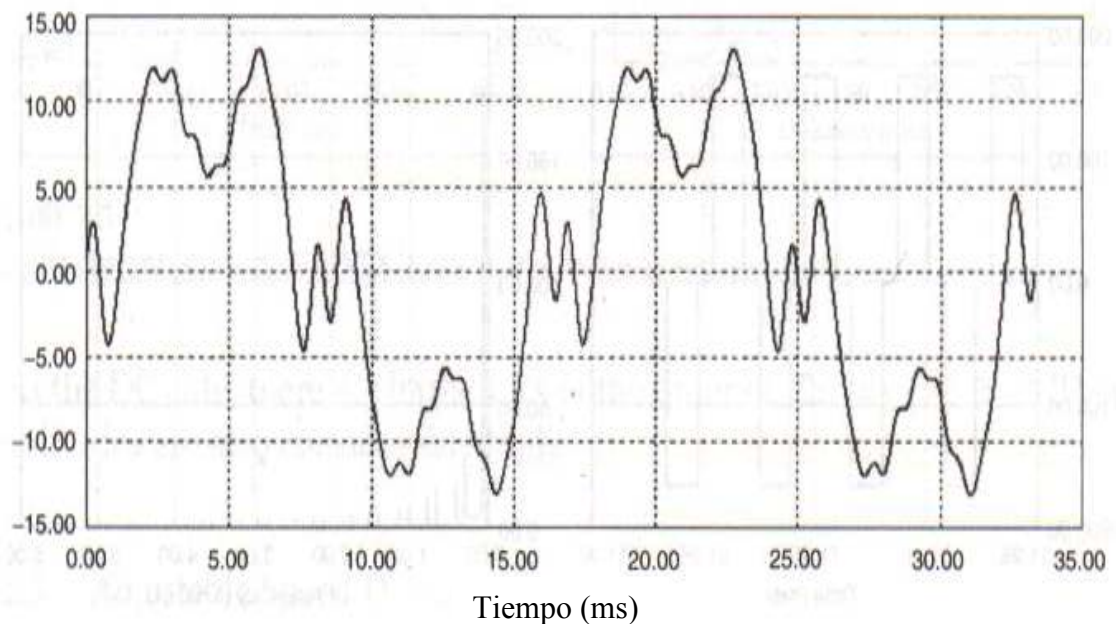
La mayoría de las descargas eléctricas son sensibles a los armónicos, llevando a una operación impropia. Los efectos más importantes de los armónicos en los sistemas de potencia y cargas eléctricas se describen en las siguientes secciones.

#### **3.4.2.1 Disturbios en aparatos eléctricos y electrónicos**

Los armónicos de corriente que pasan a través de la línea de transmisión causan interferencia con los circuitos de comunicación cerca de la línea de transmisión y puede causar un mal funcionamiento en este circuito. Por otra parte, los armónicos causan disturbios en cargas sensibles en sistemas de potencia tal como aparatos médicos, circuitos de control y computadoras.

Los circuitos de control que trabajan con corriente o voltaje de cruce por cero tienen una sensibilidad alta a los armónicos y pueden no trabajar apropiadamente en la presencia de armónicos. Figura 58 se muestra como los armónicos causan disturbio en esta carga. El cruce por cero son cinco veces más que la situación sin armónicos,

Figura 58. Efectos de los armónicos en el paso a cero



Fuente: Uninterruptible Power Supplies and Active Filters. Pag. 70

### 3.4.2.2 Pérdidas Altas

Las pérdidas en la línea de transmisión de potencia pueden ser expresadas como

$$P_{pérdidas} = R * I^2$$

Donde R es la resistencia de AC en la línea de transmisión e I es el valor RMS de la línea de corriente. Si la corriente incluye armónicos, tenemos.

$$I_2 = I_1^2 + I_h^2$$

$$P_{p\acute{e}rdida - h} = R * I_h^2$$

Aunque la corriente de armónicos no aplica a la potencia activa hacia la carga, esta causa altas pérdidas en la línea de transmisión. Los armónicos también causan altas pérdidas en los transformadores de potencia, el cual es proporcional al cuadrado de la amplitud del armónico.

Excesivas pérdidas y fluctuación de torque también aparecen en motores eléctricos en presencia de armónicos porque únicamente la componente fundamental produce un torque promedio en motores y los armónicos producen pérdidas en el núcleo y fluctuación de torque.

### 3.4.2.3 Corriente neutral extra

La presencia de corriente de armónicos en los sistemas eléctricos de potencia incrementa la corriente de neutral. En este caso, la parte más importante de la corriente de neutral es el tercer armónico. En la ley experimental de Liew se muestra que un circuito de lámparas fluorescentes, la corriente del neutral es el 30% de la línea de corriente. En otras cargas no lineales tal como los controladores de velocidad ajustable, este porcentaje es mayor. El componente de corriente armónico y corriente neutral de una fuente de alimentación de una computadora típica se muestra en la tabla VIII.

Tabla VIII. **Armónicos y corriente neutral de una fuente de alimentación, computadora típica**

<b>Harmónicos</b>	1	3	5	7	9	11	13	Total corriente	Corriente neutral	Prop. neutral
<b>Corriente</b>	.65	.52	.42	.29	.13	.12	.098	1.00	1.61	1.61

Fuente: Uninterruptible Power and Active Filtres. Pag. 71

La tabla muestra que la cantidad de corriente neutral es 1.61 veces más grande que la cantidad de corriente de una fase.

La alta corriente de neutral, en cuatro cables, sistema trifásico, incrementa el tamaño del cable del neutral, pudiendo causar sobrecarga en los alimentadores de potencia, sobrecarga en los transformadores, distorsión de voltaje y ruido.

#### **3.4.2.4 Inapropiado funcionamiento de los aparatos de medición**

La presencia de armónicos en el voltaje y corriente por mas que el 5% puede llevar a un funcionamiento inapropiado de las mediciones convencionales que utilizan medición de inducción watt-hora.

#### **3.4.2.5 Desproporción del equipo de distribución**

La presencia de armónicos incrementa el valor RMS de la corriente de fase y neutral. Por eso, es necesario un calibre grueso en la presencia de armónicos. La ANSI/IEEE C57.110-1986 recomienda la siguiente ecuación de desproporción del transformador con potencias en el rango entre 15 y 225 KVA:

$$De-rating = \sqrt{\frac{1 + P_{EC-R}}{1 + (\sum I_h^2 / \sum I_h^2) P_{EC-R}}}$$

Donde  $P_{ec-r}$  es la corriente de pérdida de Eddy de la proporción de potencia.

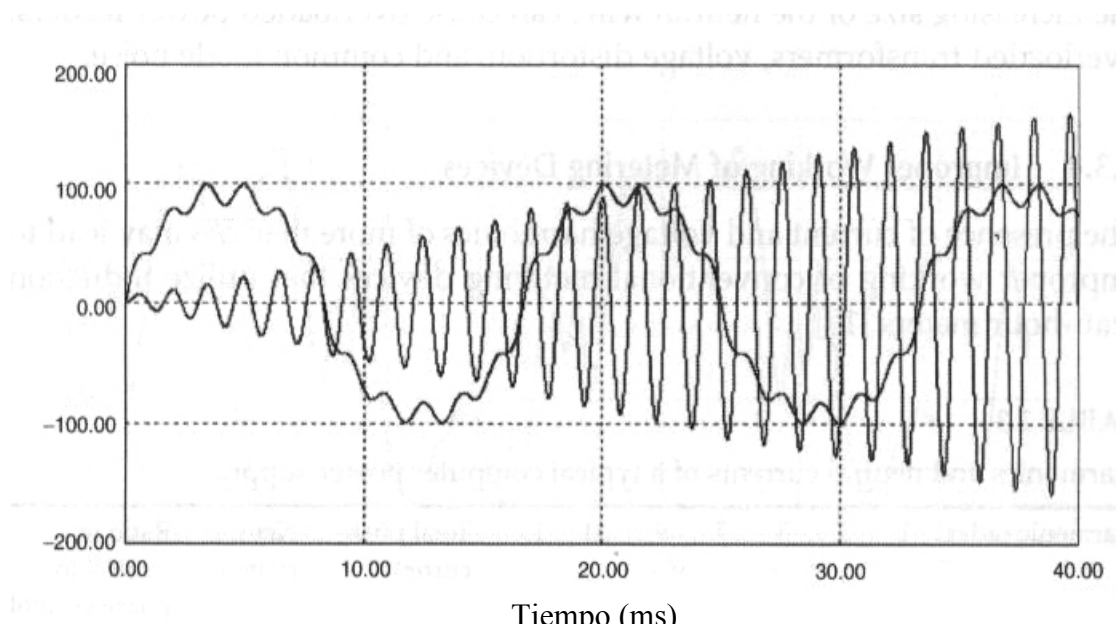
#### **3.4.2.6 Problema de resonancia**

Uno de los problemas causados por los armónicos es la resonancia en los circuitos de potencia.



Las corrientes y voltajes armónicos, es producido por cargas no lineales cuando pasan a través del sistema de potencia u otra carga, pueden causar problemas de resonancia. En la figura 59 muestra una resonancia donde la carga tiene resonancia con la frecuencia cerca del 15vo. armónico. Cuando esta cantidad en el 15vo. Harmónico es pequeña en la línea de voltaje, el 17vo armónico de corriente trazado por la carga es demasiado alto.

Figura 59. Frecuencia de resonancia a causa del 15vo armónico



Fuente: Uninterruptible Power Supplies and Active Filters. Pag. 72

### **3.5 Cálculo del sistema de enfriamiento o ventilación según su generación de calor**

La carga de enfriamiento en el equipo de refrigeración pocas veces resulta de una sola fuente de calor. Rara vez, es la suma del calor comúnmente proviene de varias fuentes diferentes algunas cargas a considerar en el equipo de refrigeración son: Calor que se filtra al espacio de aire acondicionado a través de las paredes, calor que se introduce al espacio por radiación directa, calor que entra al espacio con aire exterior a través de puertas entre abiertas o rendijas en ventanas y puertas, calor entregado por el SAI y servidores que generalmente están compartiendo el mismo espacio donde se encuentra la unidad de aire acondicionado y calor entregado por cualquier equipo que produzca calor y localizado dentro del espacio, tal como motores eléctricos, luces, equipo electrónico adicional etc.

La importancia de cualquiera de estas fuentes de calor con la relación a la carga total del equipo de aire acondicionado, varía con la aplicación en nuestro caso concreto es de considerar todas estas fuentes de calor y la que genera el SAI. Las capacidades de calor normalmente están dadas en Calorías ó BTU. Para simplificar los cálculos de carga de enfriamiento, se divide la carga de enfriamiento total entre varias cargas individuales, de acuerdo con las fuentes de calor que suministran la carga. La suma de estas cargas individuales es la carga total del enfriamiento del equipo. En aire acondicionado comercial, la carga total de enfriamiento se divide en cuatro cargas separadas: La carga de ganancia de pared, la carga de cambio de aire, la carga del producto y la carga miscelánea o suplementaria.

Siempre que sea posible, debe determinarse la carga de enfriamiento, usando procedimientos más precisos en la carga del producto, sin embargo, cuando se utilizan enfriadores pequeños (de menos de 45 metros cúbicos) para enfriar productos como SAI o servidores que varían de un día a otro, de manera que no es posible calcular la carga del producto con verdadera precisión.

En tales casos, puede, emplearse el método aproximado, la carga de enfriamiento total puede dividirse en dos parte: La carga de ganancia de la pared y la carga de uso o de servicio.

La carga de ganancia de pared a través de las mismas, incluyendo piso y techo. Cuando las diferentes paredes o partes de paredes son de construcción diferentes y tienen factores U diferentes, la filtración de calor a través de las diferentes partes, se calculan separadamente. Las paredes que tienen factores U idénticos, pueden considerarse juntas, siempre y cuando la diferencial de temperatura a través sea la misma. También, cuando la diferencia en el valor U es ligera y/o el área de la pared es pequeña, la diferencia en el factor U se puede ignorar, agrupando juntas las paredes para su cálculo.

La carga de servicio se calcula de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\text{Carga de servicio} = \text{volumen interior} * \text{factor de utilización}$$

Nótese que los factores de utilización empleados en la tabla IX varían con el volumen inferior del enfriador y con la diferencia de temperatura entre el interior y el exterior del enfriador. Por otra parte, se deja un margen para tomar en cuenta el uso normal y pesado. Los usos normales y pesados, no se usa el factor de seguridad cuando se usa el método aproximado. La carga total de enfriamiento se divide por el tiempo de operación deseado para el equipo, para encontrar la carga horaria media usada en la selección del equipo.

Tabla IX. Ganancia de calor de utilización

Sistema inglés

**GANANCIA DE CALOR DE UTILIZACION, BTU POR 24 H  
PARA UN PIE<sup>3</sup> DE CAPACIDAD INTERIOR**

Reducción de Temperatura en °F  
(Temperatura exterior menos Temperatura de almacenamiento)

Volumen pies <sup>3</sup>	Servicio	Reducción de Temperatura en °F (Temperatura exterior menos Temperatura de almacenamiento)									
		40°	45°	50°	55°	60°	65°	70°	75°	80°	
15	Normal	108	122	135	149	162	176	189	203	216	
	Intenso	134	151	168	184	201	218	235	251	268	
50	Normal	97	109	121	133	145	157	169	182	194	
	Intenso	124	140	155	171	186	202	217	233	248	
100	Normal	85	96	107	117	128	138	149	160	170	
	Intenso	114	128	143	157	171	185	200	214	228	
200	Normal	74	83	93	102	111	120	130	139	148	
	Intenso	104	117	130	143	156	169	182	195	208	
300	Normal	68	77	85	94	102	111	119	128	136	
	Intenso	98	110	123	135	147	159	172	184	196	
400	Normal	65	73	81	89	97	105	113	122	130	
	Intenso	95	107	119	130	142	154	166	178	190	
600	Normal	61	68	76	84	91	99	106	114	122	
	Intenso	91	103	114	125	137	148	160	171	182	
800	Normal	59	67	74	81	89	96	104	111	118	
	Intenso	89	100	112	123	134	145	156	167	178	
1000	Normal	57	64	72	79	86	93	100	107	114	
	Intenso	86	97	108	119	130	140	151	162	173	
1200	Normal	55	62	69	76	83	90	97	104	110	
	Intenso	84	95	105	116	126	137	147	158	168	
1600	Normal	51	58	64	70	77	83	90	96	102	
	Intenso	79	89	99	108	118	128	138	148	158	

De ASRE Data Book, Design Volume, Edición 1949, con permiso de la American Society of Heating, Refrigerating, and Air-Conditioning Engineers.



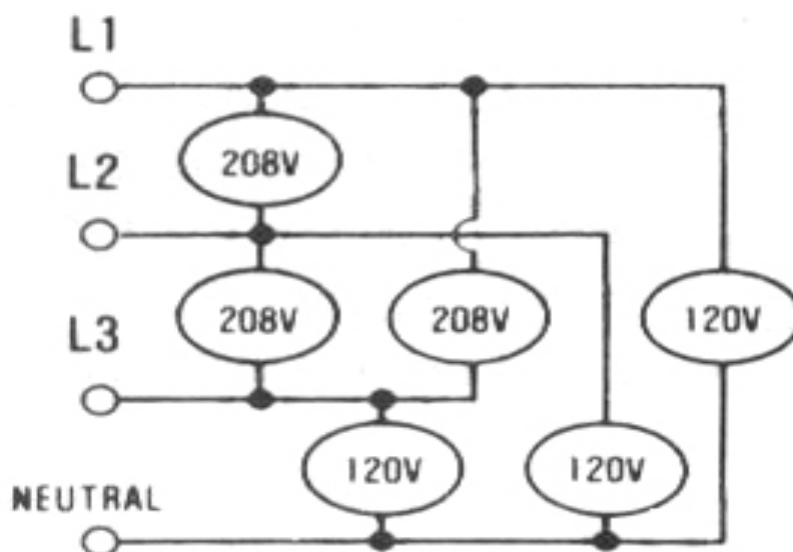
Fuente: Principios de refrigeración, Pág. 280

### 3.6 Cálculo y uso del bypass externo en el sistema de protección SAI

La apropiada especificación del SAI y el interruptor by-pass de servicio van acompañados, requieren tener una atención adecuada primeramente en los requerimientos de voltaje de entrada y salida. Para entender los diferentes problemas que se encuentran, primeramente debe entenderse el término monofásico y trifásico. En la mayoría de servicios eléctricos industriales es trifásico 277V /480 V o 120V /208V. En servicio residencial típicamente es monofásico 120V /240 V. Este también esta en 120V /208V de potencia monofásica.

Trifásico quiere decir que son tres fases separadas o líneas de potencia. En el caso de 120V /208 V trifásicas, las líneas de entrada están arregladas en tres diferentes fases de 120 V y 208 V, como se muestra en la figura 60. Cada línea alimenta 120 voltios estando separados 120 grados de fase con el otro. Esto es porque es 208 voltios entre las fases y porque están separadas las tres fases en 208 voltios.

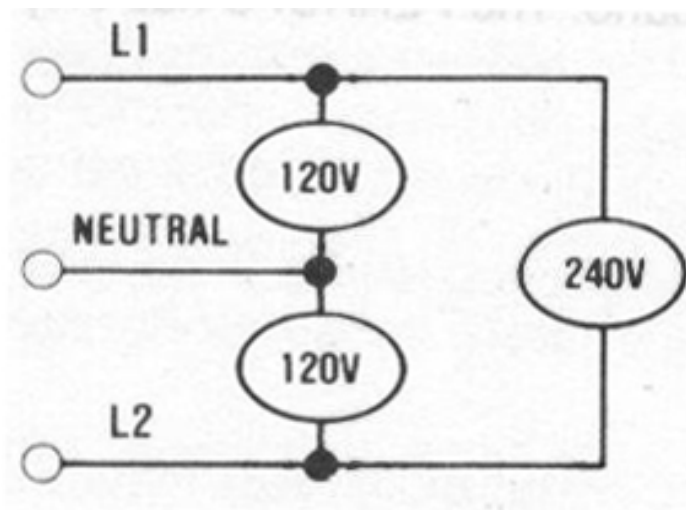
Figura 60. Sistema de servicio trifásico



Fuente: Manual de Usuario SAI, modelo FC2, 3,5 KVA Besp Power. Pág.77

Monofásico quiere decir que únicamente es una la fase de potencia. Como se muestra en la figura 61. Se nota que hay 2 líneas de 120 voltios y que están desfasados 180 grados respecto a la neutral. Sin embargo, este camino únicamente desarrolla una fuente de 240 voltios y es decir 120 voltios entre la salida, esto únicamente una salida de fase 240 voltios. Por eso se tiene 120V /240V monofásico.

Figura 61. Sistema de servicio monofásico



Fuente: Manual de Usuario SAI, modelos FC2, 3,5 KVA, Besp Power. Pág. 77

Nótese que en todos los sistemas de AC, la neutral o línea común está al potencial de tierra porque el cable de neutral está tirado a tierra en el servicio de entrada. Este cable de neutral es blanco por el código de cables en el sistema. Algunas veces adicionalmente el cable de tierra es agregado al sistema. Este cable de tierra es un cable de seguridad y normalmente NO es pensado para llevar corriente como el cable de línea neutra. Este agregado del cable de tierra es siempre verde. Por eso, se pueden tener tres o cuatro cables 120V / 240V en sistemas monofásicos dependiendo en si el cable de tierra es usado.

Todos los SAI con entrada de AC y receptores de salida no equipados con interruptor de by-pass de servicio deben de instalarse para poder tener potencia que alimente la carga si el SAI está apagado.

### **3.6.1 Interruptor externo de servicio bypass**

El interruptor de servicio externo bypass (también conocido como bypass de mantenimiento o interruptor de transferencia) es requerido en la mayoría de los SAI hablando de 5 KVA para arriba. Esto es por protección, precaución y conveniencia de los usuarios. Si el SAI es necesario que este fuera de servicio, esto debe hacerse rápido y seguro mediante la unidad de by-pass tal que la carga pueda ser conectada a línea de potencia directamente mientras el SAI está en servicio. Todos los fabricantes de SAI recomiendan la instalación de un interruptor manual externo by-pass. Esto es el porqué los SAI tradicionales (equipados con interruptor estático de transferencia automático) usualmente tiene un by-pass manual separado alrededor del sistema, incluyendo el interruptor estático de transferencia. El interruptor estático de transferencia es el mismo by-pass el cual cambia la potencia de línea utilitaria a SAI pero esto incrementa el costo.

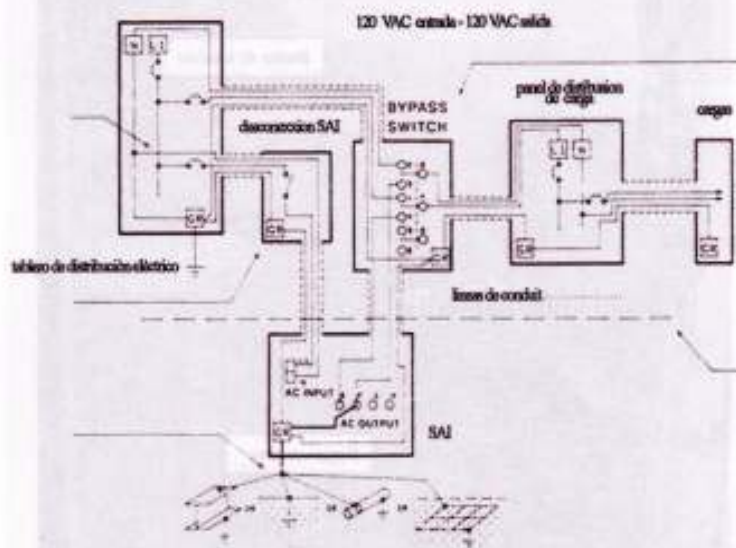
Dentro de la instalación eléctrica del by-pass de servicio para el SAI puede haber dos tipos importantes de by-pass externos. Esto es de apagado antes de la transferencia es decir de apagar la carga antes de efectuar el cambio del by-pass pues en el momento de la transferencia se interrumpe la potencia a la carga y el interruptor que mantiene la carga es decir que puede efectuarse la transferencia sin dejar de alimentar de potencia a la carga.

Este último sistema de by-pass externo tiene algunas desventajas que es necesario considerarlas antes de especificarlo para aplicaciones particulares. Primero, a causa de sobre lapado de la potencia entre la fuente uno y la fuente dos (haciendo o conectando la salida de la fuente dos antes del rompimiento o el desconectado de la potencia de la fuente uno), ambas fuentes de AC están en la misma fase.

La tercera desventaja de este by-pass sin interrumpir la energía a la carga es que en algunos SAI como los del tipo ferro resonante para toda las instalaciones de 208 Voltios a 120V /240 V es necesario ajustar el transformador para la instalación.

En la figura 62 se muestra un diagrama típico de instalación de bypass externo, en la figura se ve que es necesario asignar 2 cortacircuitos o fusibles separados y deben ser calculados como se mencionó en el capítulo 2 en la sección de cortacircuitos. Se recomienda efectuar la conexión entre gabinetes con conduit, el diámetro estará en función del calibre y número de conductores que lo atraviese, en el caso de un SAI trifásico el bypass deberá ser trifásico y de la capacidad del SAI.

Figura 62. Diagrama de conexión eléctrico para bypass externo para SAI monofásico

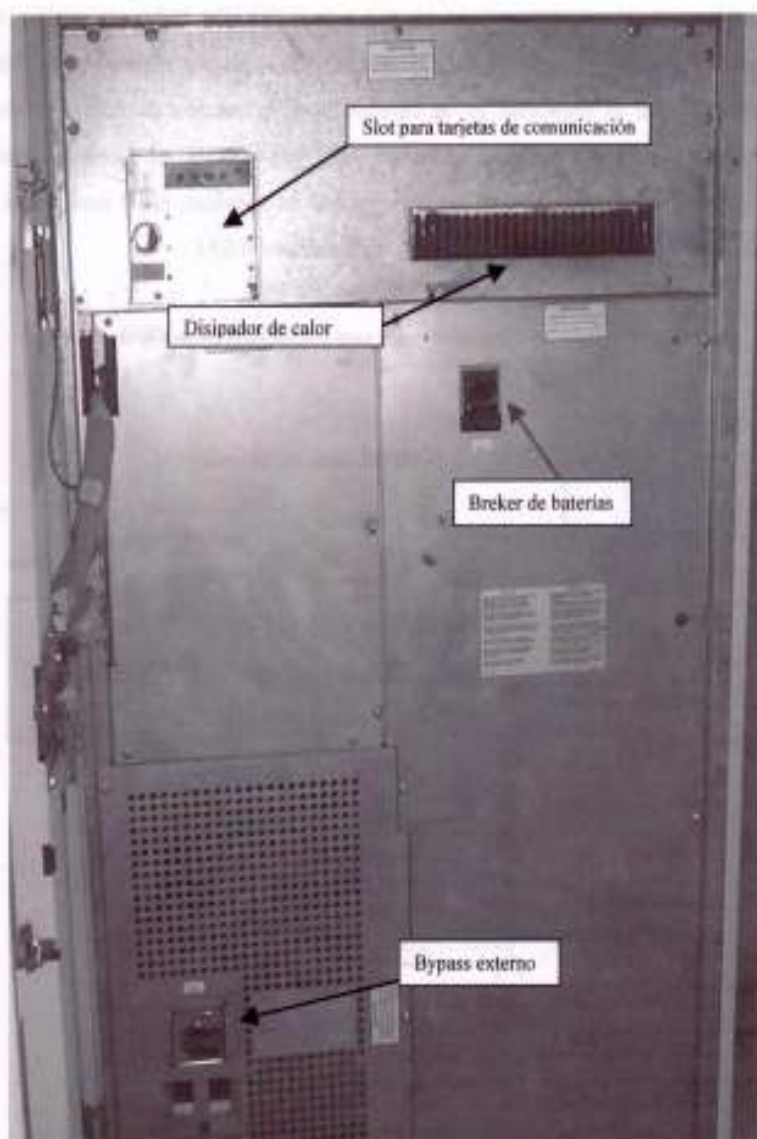


Fuente: Manual de usuario SAI, modelos PC2, 3,5 KVA, Besp. Power. Pág. 28



En la figura 63 se muestra una fotografías de bypass externo incorporado al SAI.

Figura 63. Fotografía de Bypass incorporado al SAI



Fuente: Embajada de México en Guatemala

## **4. ANÁLISIS DE CONEXIÓN DEL SAI EN MODO REDUNDANTE AISLADO MGE EN CENTROS DE CÒMPUTO EN GUATEMALA**

### **4.1 Topología de SAI en redundancia, más usados**

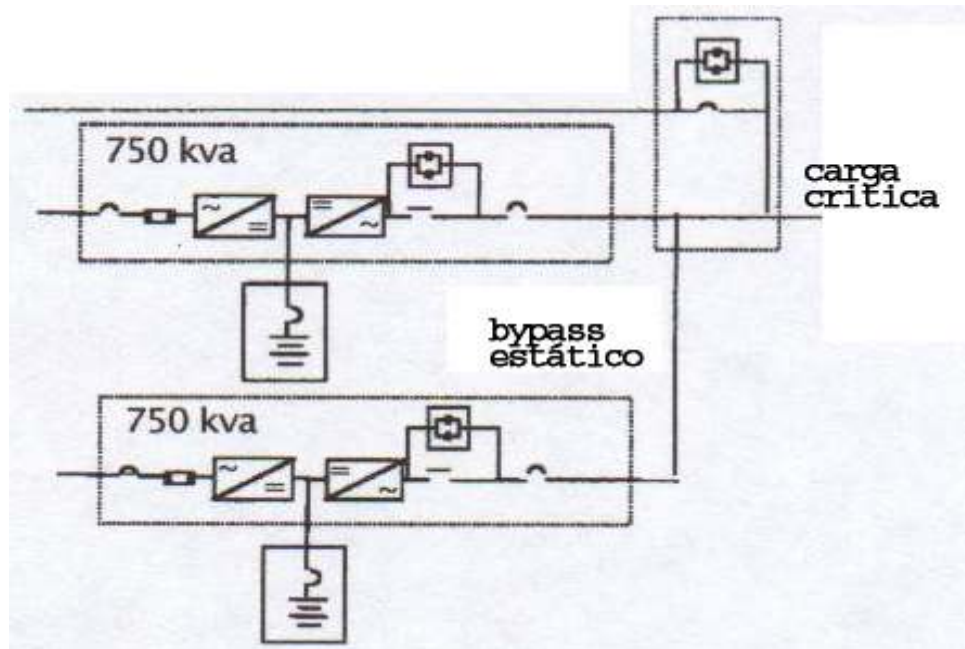
La confiabilidad es uno de los factores más importante en la configuración de los SAI, la mejor manera de incrementar la confiabilidad de los SAI es con la redundancia. Se van a describir dos de las topologías más populares en redundancia, como lo son la redundancia aislada y la redundancia paralela, se compararan aspectos como su mantenibilidad y la más importante la confiabilidad de la configuración. Luego se estudiara mas a fondo la redundancia aislada que es el objetivo de la tesis, ampliándola con diagramas de conexión, fotos internas del SAI, las dos últimas secciones de relación de costos de equipos y estudio de factibilidad económica para implementar el sistema en redundancia aislada se basarán con entrevistas, efectuadas a Ingenieros gerentes de informática en Guatemala.

Ambas configuraciones tienen beneficios específicos e inconvenientes. Dependiendo del tamaño, cable run, requerimiento de mantenimiento, distribución de salida (centralizado frente a carga distribuida) o la configuración que prefiera el usuario más conveniente para aplicaciones específicas. La teoría de operación de ambas configuraciones se basa en dos módulos, usa un módulo para capacidad de la carga y el segundo módulo para la redundancia.

### 4.1.1 Teoría de operación del redundante paralelo

El sistema redundante paralelo consiste básicamente como su nombre lo indica, en un arreglo de SAI en paralelo, conectados mediante un gabinete separado de interruptor estático (SSC), como se muestra en la figura 64. En esta topología el SAI está también diseñado para operar como “Sistemas de transferencia en línea reversa”, el modo de operación es el siguiente:

Figura 64- Configuración SAI redundante en paralelo



Fuente: Manual SAI Galaxy 3000. Pág. 20

#### 4.1.1.1 Operación normal

Cada módulo de SAI soporta una porción igual de la carga total, durante la operación normal, emergencia u operación de recarga. En el momento de fallo de un SAI, el módulo que falla automáticamente se desconecta y aísla la carga del sistema.

Los SAI en paralelo también alimentan la salida, no hay interrupción de la potencia a la carga crítica en una falla de un SAI.

En el sistema no redundante paralelo (La potencia de la carga es mayor que la potencia del módulo del SAI redundante), la función del módulo del SAI es de separar la carga crítica bajo condiciones de una sobrecarga, en el punto que el sistema lo transfiriera a bypass.

#### **4.1.1.2 Condición de Emergencia**

En caso de falla de la energía de AC, el inversor obtiene energía de las baterías que supe de potencia a la carga crítica.

#### **4.1.1.3 Bypass**

El sistema del interruptor estático es para transferir la carga al sistema bypass (Típicamente alimentado de la potencia del suministro eléctrico), sin interrupción a la carga crítica. Esto automáticamente apaga el inversor. La retransferencia es automática de la carga, que es realizada por el encendido del inversor.

#### **4.1.1.4 Bypass en mantenimiento/ modo de prueba**

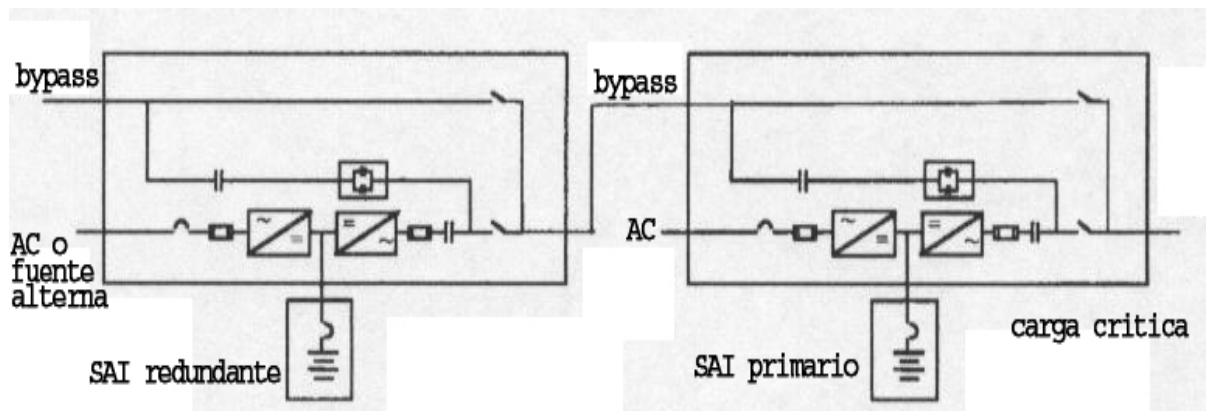
Antes de efectuar un corte del bypass manual, es necesario aislar la salida del SAI y el sistema del interruptor estático para mantenimiento. Esto permite que cada módulo del SAI o el SSC deba ser probado o reparado sin afectar la operación de la carga.

#### 4.1.2 Teoría de operación del redundante aislado

El sistema redundante aislado fue desarrollado por MGE, este puede ser usado en SAI iguales o diferentes capacidades, conectados en arreglo aislado. La salida del SAI redundante alimenta directamente hacia el bypass del SAI primario. El SAI primario es configurado para operar en línea sistema de transferencia reversa con lo cual en el caso de una falla, el SAI redundante asumiría la carga crítica.

Los SAI primario y redundante pueden consistir en múltiples módulos (segmentos de carga) para la capacidad requerida. A causa de que la carga es dividida, segmentos aislados, la falla de un segmento no afectaría la operación del otro segmento de carga.

Figura 65. Configuración redundante aislada



Fuente: Manual SAI Galaxy 3000. Pág. 22

#### **4.1.2.1 Operación normal**

Bajo operación normal el módulo primario, supe o alimenta de potencia a la carga crítica y el módulo redundante está en operación completa y normal, alimentando la entrada del bypass del módulo primario. Como resultado es que la potencia de la carga crítica estará siempre sincronizada a la salida del SAI redundante permitiendo una suave juntura en la transferencia de fase.

#### **4.1.2.2 Condición de emergencia**

En condición de emergencia, en una falla la potencia usada (blackout o brownout) ambos rectificadores/cargadores de baterías se apaga y el inversor, usará la potencia de la carga de las baterías, dando continuidad de potencia a la carga crítica.

Cuando la potencia de entrada regresa o se activa el generador, el sistema es restablecido (La prioridad es completar la descarga de las baterías), el rectificador automáticamente enciende proveyendo de potencia al inversor y simultáneamente cargando el banco de baterías. En el caso que la potencia de entrada estuviera fuera por mucho tiempo y se descargue el banco de baterías del primer módulo del SAI, la carga crítica será transferida al módulo redundante, el cual tiene el banco de baterías completamente cargado.

#### **4.1.2.3 Bypass**

Si el módulo del SAI primario se apaga por cualquier razón. La potencia de la carga crítica se transfiere automáticamente (vía el interruptor interno de transferencia estático) al bypass, en el sistema redundante aislado, el bypass alimenta la salida del módulo SAI redundante. Esto asegura que la carga se mantenga continuamente alimentada, potencia interrumpida.

Porque, el interruptor de transferencia estático instantáneamente switchea entre el primario y la salida del SAI redundante, esto no interrumpe la potencia a la carga.

#### **4.1.2.4 Bypass de mantenimiento /modo de prueba**

Si el SAI del módulo primario se apaga para mantenimiento o reparación, el bypass de mantenimiento aísla completamente el SAI primario. Desde que el módulo del SAI redundante es alimentado por la entrada del bypass del módulo primario, la carga crítica se mantiene protegida durante el mantenimiento. Del mismo modo el módulo redundante se apaga, la carga se mantiene protegida por el SAI primario.

#### **4.1.2.5 Requerimientos del SAI para la configuración redundante aislado**

La capacidad del SAI al ser conectados en configuración redundante aislado, se basa en una verdadera modulación del ancho de pulso (PWM), tecnología usada en el switcheo del inversor. La ventaja de esta tecnología (Utilizada en SAI MGE) permite que módulo supla hasta un cambio del 100% de cambio en la carga (0 a 100% proporcional a la potencia instantánea). La regulación del voltaje de salida se mantiene dentro de la tolerancia permitida (máximo de +/- 3.5% a 4% de transiente en el voltaje de salida con un factor de cresta de 3.5 hasta 16 milisegundos). Este tipo de alta demanda en la salida no es bien controlada con inversores convencionales, disponibles en el mercado.

Para implementar efectivamente el sistema redundante aislado el inversor debe ser capaz de tener o seguir los siguientes requerimientos:

- Respuesta dinámica alta: +/- 5% de la desviación de voltaje de salida para cambios del 100% de la carga y recuperación del 1% del voltaje de regulación en menos de 16 milisegundos (menos que 1 ciclo).

- Pulso variable, frecuencia alta en la modulación de ancho de pulso (PWM) tecnología de switcheo del inversor.
- Rápida respuesta de feedback, el cual habilita al inversor a reaccionar rápidamente a los cambios de la carga, manteniendo el voltaje de regulación.

A continuación se muestran fotografías de dos SAI conectados en redundancia aislada marca MGE, de 15 KVA de capacidad cada uno, trifásico, en la fotografía 66 se muestran los SAI y el espacio físico para instalarlo, nótese que debe dejar libre los espacios laterales y frontales para mantenimientos y reparaciones, la alimentación eléctrica fue tomada de la parte superior de los SAI con un cortacircuito (broker) de 1X70 amperios, calibre número 4 que consta de : tres línea viva, un neutral y la tierra física.

En la figura 67 se muestra el detalle de la conexión interna de los SAI, bypass, la AC utilitaria y la salida del SAI.



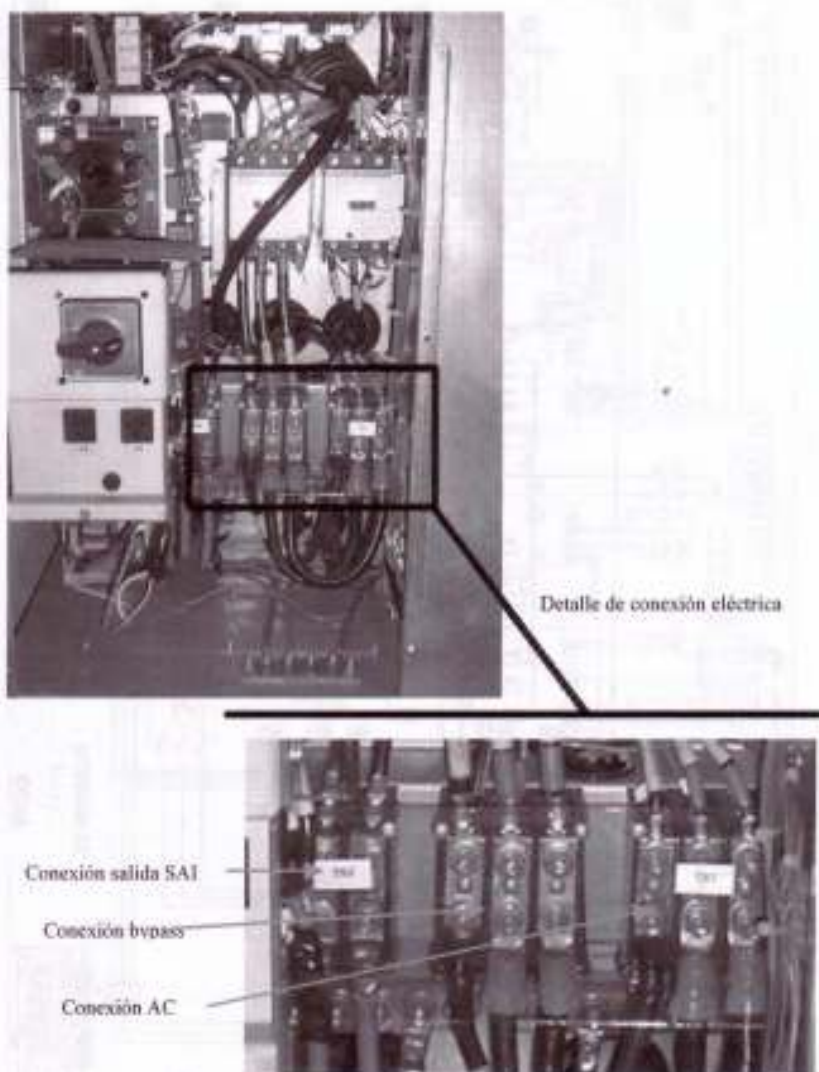
Figura 66. Fotografía de dos SAI conectados en redundancia aislada



Conexión de la redundancia

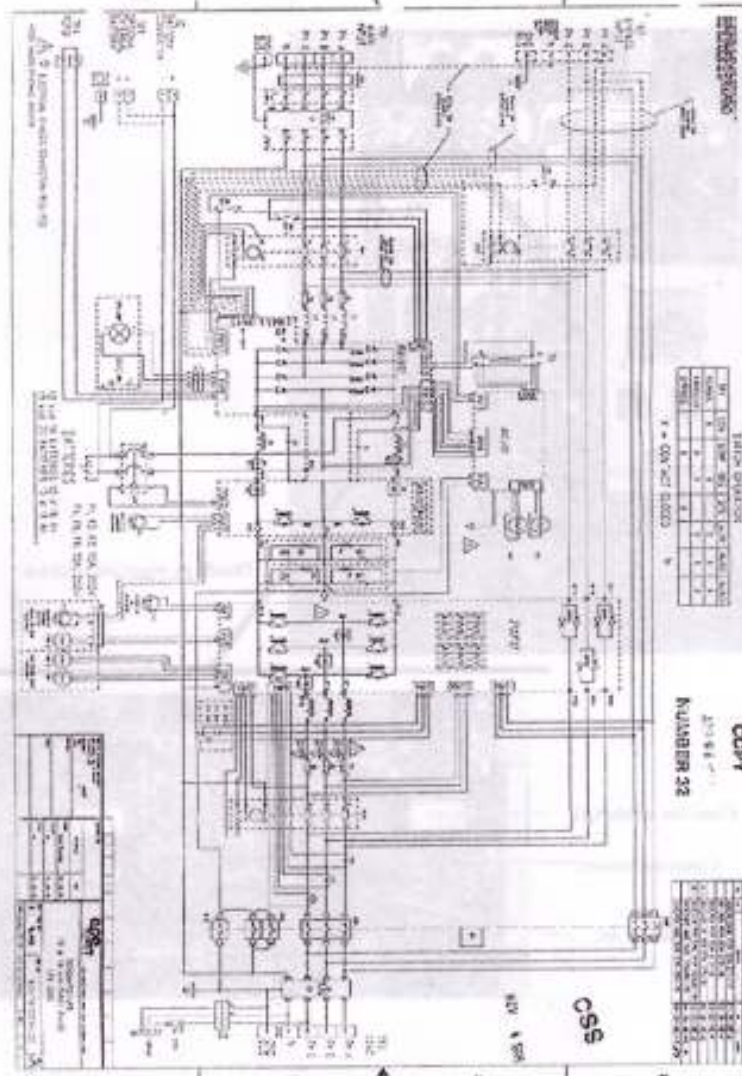
Fuente: Embajada de México en Guatemala

Figura 67. Fotografía interna del SAI mostrando el detalle de conexión eléctrica



Fuente: Embajada de México en Guatemala

Figura 68. Diagrama interno de un SAI trifásico MGE



Fuente: Manual MGE EPS 3000. Pág 10

## 4.2 Beneficios e inconvenientes de SAI en redundancia aislada

### 4.2.1 Comparación del redundante aislado y paralelo redundante

La teoría de operación de ambos sistemas indica que ambos responden a unos requerimientos básicos de operación y redundancia. Sin embargo, son notables las diferencias entre los dos sistemas.

Tabla X. Comparación del SAI redundante aislado y paralelo

	<b>Redundante aislado</b>	<b>Paralelo redundante</b>
Numero de gabinetes	5 gabinetes mínimo	6 gabinetes mínimo
Espacio	Pequeño debido a que no tiene gabinete del interruptor.	Grande debido a un extra SSC
Carga protegida durante el mantenimiento	Siempre	Deben de utilizar un switch SSC durante el mantenimiento
Topología del SAI y tecnología	Mezcla el módulo primario de cualquier rango y cualquier fabricante	Todos los módulos deben de ser del mismo rango y el mismo fabricante
Requerimientos para el desempeño del SAI	Cambio de la carga en 100% con 1% regulación de voltaje	Desempeño no critico
Confiabilidad (MTBF)	498,000 horas	380,000 horas
Disponibilidad	0.9999919 %	0.9999768 %
Eficiencia de operación	Típicamente maximizada	Típicamente basada en 50% de eficiencia de la carga o más bajo.

Fuente: Manual SAI Galaxy 3,000. Pág. 25

El numero de gabinetes y la huella del equipo, en el sistema de redundante aislado de MGE usa dos módulos de SAI, dos bancos de baterías (con sus circuitos breakers) y gabinete de bypass de mantenimiento. El sistema paralelo requiere de un gabinete adicional de interruptor estático.

El mantenimiento en el sistema redundante en paralelo, el gabinete de interruptor estático contiene el circuito breaker de bypass y algunos controlan y monitorean los circuitos electrónicos. La sección de mantenimiento de la teoría de operación del sistema en paralelo indica que uno de los módulos puede ser mantenido sin shutting down la potencia de la carga. Sin embargo, si se requiere dar mantenimiento al gabinete de SSC, La potencia de la carga debe ser transferida a bypass. En algunos casos esto no es aceptable ya que la carga no esta protegida.

En el sistema redundante aislado el SSC no existe. Por eso no es requerido el mantenimiento. Cada módulo puede ser mantenido sin transferir la carga a bypass.

#### **4.2.2 Topología y tecnología**

La teoría de operación en paralelo, de ambos módulos debe ser del mismo rango, mismo diseño, el mismo fabricante, misma tecnología y topología. La razón para que ambos módulos sean iguales es para repartir la carga. En el sistema de redundante aislado los módulos del SAI son aislados y ellos no se comunican. Como resultado, esto hace posible el usar módulos de diferentes tamaños, diferentes tecnologías y topologías y de diferentes fabricantes.

La confiabilidad de algunos fabricantes demanda sobre 1, 000,000 horas. El tiempo entre fallas medio (MTBF) usado en la industria estándar MIL-HDBK-217D formula para MTBF. Este estándar es basado en fallas de componentes electrónicos observados en el campo durante muchos años.

Bajo estos cálculos de altos MTBF la configuración más confiable es el redundante aislado con un MTBF de 498,00 hora versus 380,000 horas en sistema paralelo.

La disponibilidad de un sistema SAI es función del MTBF y el tiempo promedio de reparación (MTTR). El MTTR es basado en la complejidad del sistema SAI y típicamente esta en el rango de ½ hora a 24 horas.

Disponibilidad =  $MTBF / (MTBF + MTTR)$ . La no-disponibilidad (1-disponibilidad) indica el porcentaje del tiempo fuera sobre un cierto periodo.

El tiempo fuera sobre cinco años en un sistema redundante paralelo esta terminado en una hora frente a en un sistema redundante aislado con 0.35 horas de tiempo fuera que es él mas bajo de cualquiera de las configuraciones disponibles. Teniendo en mente que con el sistema propiamente mantenido, el tiempo fuera o abajo no indica que la potencia este fuera, si no cuanto tiempo la carga puede estar corriendo en potencia utilitaria, desprotegiendo durante un periodo de cinco años. Además, dejando por un estricto mantenimiento e inspección shedule puede prácticamente eliminarse el tiempo en la configuración redundante estando corriendo, en potencia desprotegida.

Tabla XI. **Confiabilidad y disponibilidad de diferentes topologías de redundancia en SAI**

Configuración	Confiabilidad	Disponibilidad	No-disponibilidad	Tiempo fuera en 5 años
1 módulo w/o bypass estático	27,400	0.9997813	0.0002187	9.58 horas
1 módulo w/ bypass estático	250,000	0.9999760	0.0000240	1.05 horas
Repartición de la capacidad en paralelo 2 módulos	185,000	0.9999567	0.0000433	1.90 horas
Paralelo convencional para capacidad 2 módulos	135,210	0.9999408	0.0000591	2.59 horas
Paralelo redundante compartido 2 mod.	380,000	0.9999789	0.0000210	0.92 horas
Redundante paralelo conv. 2 módulos	345,000	0.9999768	0.0000231	1.01 horas
Sync-enlazado vía paralelo compartido 4 mod.	190,000	0.9999368	0.0000631	2.76 horas
Sync-enlazado vía paralelo conv.	172,000	0.9999304	0.0000695	3.05 horas

Fuente: Manual SAI Galaxy 3000. Pág. 27

La eficiencia de operación en el sistema redundante paralelo en cada módulo de SAI comparte en igual proporción la carga. Esto causa que los módulos operen a menos que 50% de sus respectivas capacidades durante la operación normal, debajo de la óptima eficiencia de operación. En la configuración aislada, el módulo primario asume la carga. Con los módulos de potencia de carga, el SAI primario opera muy cerca de la eficiencia óptima. El módulo redundante tiene mínimas pérdidas durante la operación normal. La diferencia de eficiencias entre las dos configuraciones puede fácilmente ser mayores a 4%, con la configuración aislada ahorrando arriba de 10,000 dólares por año en costo de utilidades y aire acondicionado.

#### **4.2.3 Ventajas del sistema SAI redundante aislado**

De la confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad, el sistema redundante aislado provee una buena configuración a continuación se describen las ventajas:

- Sin inversiones iniciales, en el sistema redundante aislado no requiere de un sistema de gabinetes que corrientemente no comparten los módulos del SAI. Removiendo el sistema reduciendo gabinetes la inversión inicial y sobre todo el tamaño del sistema.
- Sin punto único de falla, la configuración clásica en paralelo usa el sistema de gabinetes esta vinculado al punto que conectan todo los módulos del SAI y bypass a la carga crítica. Este punto vinculado es considerado como un punto único de falla y la falla en el sistema de gabinetes puede causar interrupción en la potencia a la carga. En la configuración redundante aislada todas las salidas están aisladas y el punto de falla único es eliminado.
- Nivel de redundancia múltiple: El sistema redundante aislado tiene tres niveles de redundancia. En el primer nivel él modulo primario con bypass interno, en el segundo nivel es aislado (redundante) con un bypass interno y el nivel tres es el sistema de bypass (potencia utilitaria)

- Requerimiento de banco de carga pequeño: Pruebas de máximo desempeño de capacidad de un sistema aislado requiere de la mitad o menor del banco de carga que el tamaño que pudiera ser requerido con la mayoría de sistemas en paralelo.
- Los módulos pueden estar en cuartos separados: La única conexión requerida para la unión en aislado es los cables de salida de los SAIs y los cables de la energía utilitaria. Esto permite que los SAIs puedan ser ubicados en cuartos diferentes.
- Protección contra errores del operador: no solo el operador puede inducir un error dejando la carga desprotegida.
- Potencia del SAI durante el mantenimiento o sea carga protegida.
- Alta eficiencia de operación.
- Bajo costo de operación.
- Flexibilidad en la planificación del lugar.
- Menos componentes.
- Costo del sistema bajo.
- Máxima confiabilidad/ bajo MTBF
- Flexibilidad en la elección de productos.
- Espacio pequeño.
- Mejor confiabilidad en la existencia de un solo módulo.



### **4.3 Situaciones de fallo en sistemas de redundante**

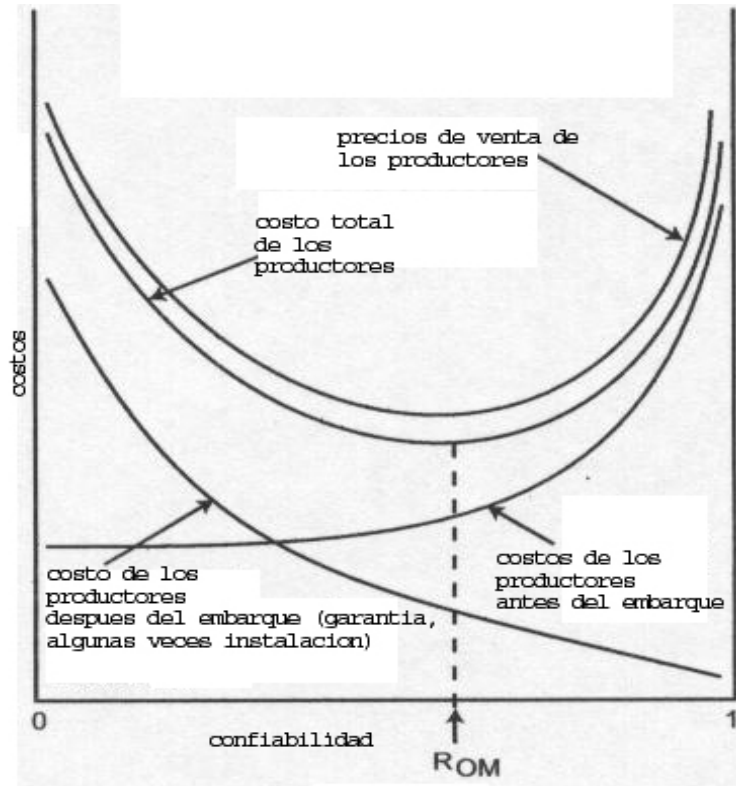
#### **4.3.1 Costo del SAI y confiabilidad**

La maximización del tiempo en funcionamiento es esencial para la provechosa operación de cualquier corporación. De todos los elementos que soportan una gran aplicación de procesos de datos, el SAI es probablemente el menos entendido en términos de confiabilidad y disponibilidad.

La primera razón para comprar un sistema SAI es para mejorar dramáticamente la confiabilidad y la calidad de la potencia eléctrica a la carga crítica. Por eso es importante el estudio de la confiabilidad de los SAI mismos, y escoger el sistema de configuración encontrando las necesidades para cargas particulares el cual el SAI protegerá.

Algunos usuarios les interesan primordialmente solo el costo inicial del sistema solo y no ponen atención a la instalación, mantenimiento y costo del servicio. Lo más importante, en muchos casos, es el costo incurrido debido al costo, tiempo fuera de la carga crítica que es pasado por alto. El desarrollo de un sistema teniendo en mente la confiabilidad, no tiene únicamente la confiabilidad óptima para el usuario, pero también el bajo costo del fabricante de los sistemas de SAI. Como se ve en la figura 69. Es importante reconocer que los más exóticos sistemas no necesariamente son los más confiables y costo efectivo. El precio en términos de confiabilidad que puede ser pagado cuando es lo principal y funciones extras para hacer el sistema único. El estudio de la confiabilidad no concierne únicamente al hardware, pero la confiabilidad es asociada con escenarios operacionales y características de operación.

Figura 69. Costo del producto frente a confiabilidad



Fuente: Boletín informativo MGE, [www.mgeups.com](http://www.mgeups.com) Pag.2

Otra consideración en la selección adecuada del sistema está en entender claramente la diferencia entre confiabilidad y flexibilidad. La flexibilidad en todos los casos no compra la confiabilidad y viceversa. Un conocimiento detallado: del tipo de carga, demanda de potencia de la carga, nivel de protección deseada y el grado de flexibilidad necesario para cargas individuales o grupo de cargas podrían ser hechos antes de decidir el tipo de SAI a usar.

### **4.3.2 Conceptos básicos de confiabilidad, disponibilidad y curva de la bañera para SAI**

Antes de iniciar el estudio de la confiabilidad y disponibilidad de los SAI se describirán y explicaran estos términos y la aplicación propiamente en los SAI, por último se estudiará la confiabilidad y disponibilidad en redundancia aislada para que posteriormente se pueda determinar la probabilidad de fallo del sistema.

El término ininterrumpible en el SAI implica que el sistema nunca fallará. Sin embargo, del mismo modo que en cualquier sistema eléctrico, la falla ocurrirá en algún punto en tiempo. La confiabilidad de los sistemas es función de los componentes seleccionados, el ambiente del SAI y la apropiada operación y mantenimiento del SAI.

#### **4.3.2.1 Confiabilidad**

La confiabilidad de un sistema es la probabilidad que el sistema cumpla una tarea bajo ciertas condiciones dadas para un periodo de tiempo predeterminado.

**Proporción de falla instantánea** Es la probabilidad que el sistema opere arriba del tiempo “t” experimentando una falla durante el subsiguiente intervalo “dt” siguiente.

#### **El tiempo medio entre fallas (MTBF):**

El tiempo promedio entre fallas (MTBF) el MTBF es el tiempo (en promedio estadístico) que pasa entre dos sucesivas fallas de componentes o sistemas. El MTBF es representado por la ecuación:

$$MTBF = 1/\lambda$$

El MTBF puede ser calculado de dos maneras:

1. Teórico: Calculado usando la confiabilidad de los datos disponibles para los componentes individuales.
2. Empírico: Basado en fallas reportadas en instalación del equipo operando con un medio ambiente normal. El último método refleja la calidad del material en un ambiente controlado.

**Tiempo promedio de reparación-** (MTTR), el promedio MTTR es el tiempo necesario para re establecer la operación normal del sistema de la incidencia de una falla.

#### **4.3.2.2 Disponibilidad:**

La disponibilidad es definida como:

$$A = \text{MTBF} / \text{MTBF} + \text{MTTR}$$

La definición de disponibilidad no toma en cuenta los tiempos fuera debido a los mantenimientos preventivos y otras razones administrativas.

#### **4.3.2.3 Curva de la bañera**

Esta curva representa muy cercanamente la proporción de fallas de la mayoría de componentes electrónicos, eléctricos y sistemas. Se identifican tiene tres distintas etapas en que se encuentra la vida del producto. Como se muestra en la figura 70. Estos pueden ser representados por tres distribuciones de probabilidad distintas. Para aplicaciones generales, la distribución de Poisons es usada para representar la curva enteramente por simplicidad. Siguiendo estas relaciones el cual describen la distribución de Poisons tenemos.

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t}$$

$$F(t) = 1 - e^{-\lambda t}$$

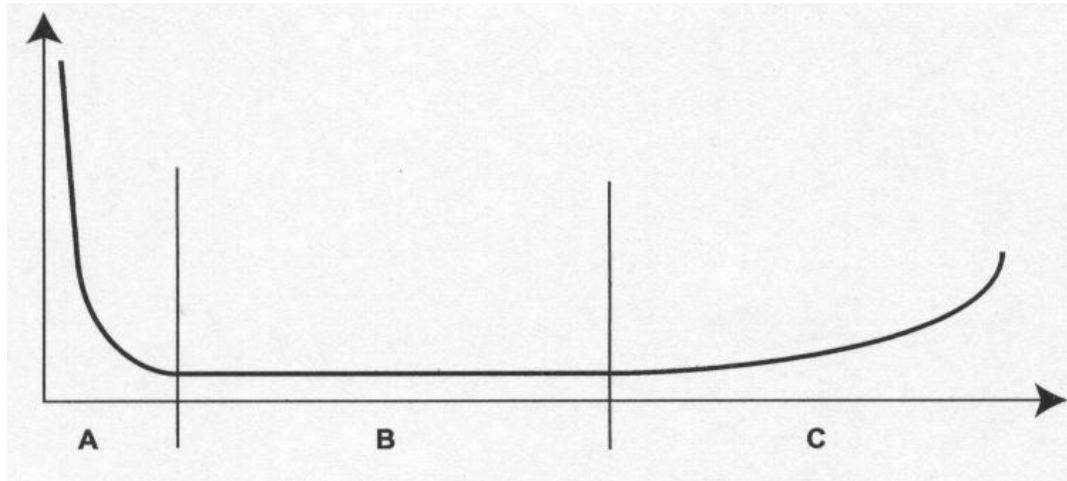
$$R(t) = e^{-\lambda t}$$

$$h(t) = \lambda$$

$$MTBF = 1/\lambda$$

La mortalidad infantil ocurre debido a la falla de componentes, métodos pobres de ensamblaje y pobre control de calidad. La mayoría de estas fallas pueden ser eliminadas y propiamente probadas cuando nacen en el sistema de SAI en la planta. La sección media de la curva representa la vida útil del sistema y puede ser considerablemente incrementada por los mantenimientos correctivos y preventivos. La última fase de desgaste donde la tasa de fallas se incrementa a causa de nuevo por los componentes. Las fallas típicamente se incrementan exponencialmente con el tiempo.

Figura 70. Curva de la bañera



**A: Mortalidad infantil B: Fallas al azar C: Fallas de desgaste**

Fuente: Boletín informativo MGE, [www.mgeups.com](http://www.mgeups.com) Pág. 3

Resumiendo la curva puede ser considerada en tres distintos periodos:

- Periodo A: Mortalidad Infantil- Este periodo corresponde las fallas al inicio de los componentes.
- Periodo B: Tramo de vida normal- Durante este periodo, la tasa de falla es bajo y estable.
- Periodo C: Vejez- Durante este periodo, los componentes están envejecidos y las fallas son normales debido a desgaste y rompimiento.

#### **4.3.3 Estudio de la confiabilidad:**

Un método que comprobado en el estudio de la confiabilidad es el uso de los diagramas de confiabilidad. El punto de inicio del proceso viene con los diagramas físicos y eléctricos. Estos diagramas pueden ser convertidos en diagrama en bloques de confiabilidad por el uso de la simple lógica.

Circuitos complicados pueden ser evaluados, y construir sistemáticamente los diagramas de confiabilidad, por la aplicación de conceptos y técnicas disponibles en la teoría, teoría de probabilidades y análisis de red. Una vez que los diagramas sean construidos y los datos de la confiabilidad para los bloques individuales estén disponibles, la confiabilidad total del sistema puede ser determinada.

Los siguientes métodos son usados para encontrar la confiabilidad para los componentes individuales o bloques del diagrama de la confiabilidad:

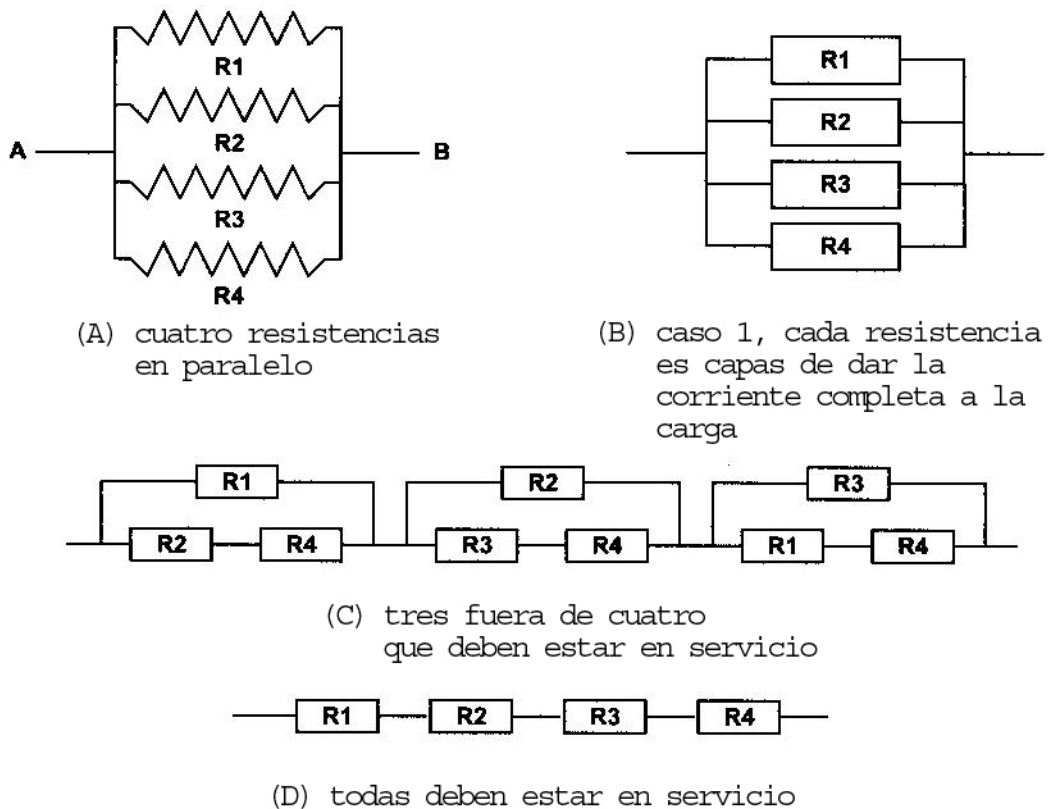
1. Método por contero de partes: Este método implica la categorización de los componentes, en varios grupos o sub. ensamblados, agregando a ellos la tasa de fallas atribuibles al ensamblado a un mismo tiempo y la combinación de la tasa de fallas viene dado con la falla sobre todo el sistema.
2. Método de Laboratorio: Este método toma en cuenta la confiabilidad en las predicciones del laboratorio y los combina con la tasa de falla de los componentes asignando un peso promedio como base.
3. Método de campo: Este método realiza observaciones hechas en el campo con tasa de fallas actuales. Este método puede ser exitoso si es usado un buen diseño de campo, el cual pueda distinguir entre diversos modos de fallas y analizar estos modos en detalle.

Antes de estudiar la confiabilidad de los SAI, es necesario entender bien como estudiar la confiabilidad y para eso se ilustrara construyendo la confiabilidad de un diagrama esquemático eléctrico, el ejemplo consta simplemente de cuatro resistores en paralelo como se muestra en la figura 71. El objetivo es conseguir que el flujo de corriente del punto A al punto B sin sobrecargar los resistores.

**Caso 1:** En este caso los resistores se asumen que son tal que uno de ellos puede tomar la carga completa de la carga sin sobrecalentarse y finalmente fallar. Para esta situación el diagrama de confiabilidad puede ser exactamente el mismo que el diagrama eléctrico.

Es importante notara que a causa de la redundancia de resistores, hay cuatro patrones disponibles para ir del punto A al punto B en el diagrama de redundancia.

Figura 71. Diagramas de confiabilidad para resistores en paralelo



Fuente: Boletín informativo MGE, [www.mgeups.com](http://www.mgeups.com) Pág. 5

**Caso 2:** En este caso se asume que las falla de mas de un de los resistores puede causar una sobrecarga en el resto de los resistores. En esta situación el diagrama es construido por la evaluación de las diferentes posibilidades de fallas de resistores y como estos afectan el flujo. La combinación de los bloques, representan estas posibilidades.



**Caso 3:** Esta vez la falla de cualquiera de los resistores causa una sobrecarga. El diagrama resultante de confiabilidad consta de cuatro elementos en serie, el hecho es que significativamente la falla de una podría prevenir el flujo del punto A al punto B.

Se puede deducir que el incremento de más componentes en la trayectoria del flujo de corriente (bloques en serie en el diagrama de confiabilidad) tiene un efecto de decrecimiento de la confiabilidad del sistema, a menos que la confiabilidad de los componentes agregados se aproxime a infinito.

#### **4.3.4 Diseño del sistema de evaluación**

La optimización de la confiabilidad para cualquier sistema complejo como un SAI, requiere de la cuidada consideración de una variedad de factores. No es menor importancia que los conceptos fundamentales del sistema anteriormente mencionado, ya que todos estos elementos deben ser mantenidos de la manera más simple posible para encontrar el desempeño de un criterio específico. Se necesitan muchas repeticiones para sistemas complejos, con un gran número de componentes críticos.

Tabla XII. **Relación de sistemas entre confiabilidad de componentes críticos**

numero de componentes críticos	confiabilidad de los componentes individuales			
	99.999%	99.99%	99.9%	99.0%
	confiabilidad del sistema			
10	99.99%	99.99%	99.00%	90.44%
100	99.90%	99.01%	90.48%	36.60%
250	99.75%	97.53%	77.87%	8.11%
500	99.50%	95.12%	60.64%	0.66%
1000	99.01%	90.48%	36.77%	<0.1%
10,000	99.48%	36.79%	<0.1%	<0.1%
100,000	36.79%	<0.1%	<0.1%	<0.1%

Fuente: Boletín Informativo MGE, [www.mgeups.com](http://www.mgeups.com) Pág. 6

En resumen, se enlista de los factores más importantes a considerar para una óptima confiabilidad en SAI:

1. Complejidad del sistema, Guardando el diseño del SAI lo más simple posible, no solamente pagando menos del costo del producto, sino manteniendo una buena confiabilidad. A sistemas más complejos, la confiabilidad baja.
2. Estándar frente a costumbre de diseño. Los fabricantes de SAI emplean años optimizando los diseños estándar para maximizar la confiabilidad. La realidad es que con cualquier sistema complejo, usando los diseños estándar suman la complejidad al producto y afectan negativamente la confiabilidad. Beneficios y requerimientos de los productos usados deben ser considerados cuidadosamente.

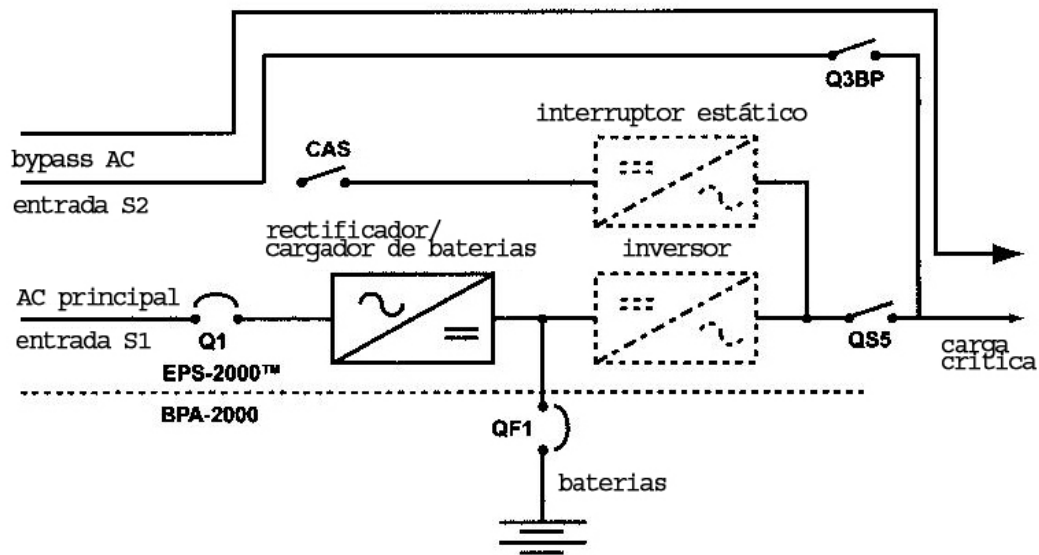
3. Fácil operación. Un buen diseño de SAI es fácil de operar y trabajar automáticamente en uso normal. Los arreglos de switch complicados con muchos controles manuales no son deseables para aplicaciones críticas donde el riesgo de error del operador es inaceptable.
4. Condiciones Ambientales. El cuidado y planificación del sistema de instalación del SAI conforme los requisitos del fabricante como: temperatura, humedad son extremadamente importantes. Las fallas se presentan de forma prematura a causa de la falta de estos requerimientos del SAI.
5. Mantenibilidad del sistema. La mayoría de los SAI deben ser diseñados para un fácil mantenimiento, para maximizar la disponibilidad y por lo tanto consiguiendo alta confiabilidad. Los estándares en que los SAI diseñados deberían de incluir aislamiento total, switch de bypass de mantenimiento, módulos reemplazables con rápida facilidad de reparación y fácil acceso a todo el equipo.
6. Especificación del funcionamiento y coordinación del sistema. Planificación completa del sistema de potencia del cual el SAI es la parte que incluye mas coordinación de detalles como: capacidad de interrupción, fuentes de potencia stand-by, armónicos en la corriente, etc. El estrés innecesario en el sistema regulado puede resultar en muchos casos debido a errores cuando estos detalles de coordinación no son atendidos cuidadosamente.
7. Control manual frente a automático. El control manual es siempre menos deseable que el control automático como se mencionó en el punto tres. Sin embargo, hay que tener precaución cuando los controles automáticos son usados en exceso. La planificación cuidadosa puede reducir el número de controles agrupando controles en el sistema siempre que sea posible, reduciendo así el número de componentes críticos y mejorar la confiabilidad del sistema.

### 4.3.5 Flexibilidad y confiabilidad

La flexibilidad, es definida como la habilidad de llevar a cabo la re-configuración del SAI de mantenimiento a bypass. No siempre mejora la confiabilidad. La clave para el mejoramiento de la confiabilidad en el SAI no necesariamente lo hace más flexible, pero es mejora la disponibilidad del sistema. En el caso del SAI, la disponibilidad únicamente puede ser mejorada por una transferencia automática ininterrumpida a otra fuente. Cualquier sistema de SAI que es flexible con múltiples configuraciones ligando al cortacircuito (breaker) manual y switches no son inherentemente más confiables que uno, el cual no tiene flexibilidad.

Considerando el simple caso de un SAI monofásico con un interruptor estático bypass y un bypass de mantenimiento ver la figura 72. El interruptor estático provee la flexibilidad para re-configurar el flujo de potencia a través del circuito bypass para alimentar la carga crítica en un evento de falla interna o condición de sobrecarga. Desde que esta operación es automática y transparente para el bus crítico, tiene el efecto de probar la disponibilidad del sistema y por consiguiente la confiabilidad. El bypass de mantenimiento ejecuta casi la misma función. Sin embargo, este circuito es manual y así no mejora la disponibilidad y confiabilidad del sistema. Por supuesto, el circuito de bypass de mantenimiento es crítico para su fácil mantenimiento, pero el circuito de potencia no mejorará la confiabilidad.

Figura 72. SAI de un módulo con Interruptor estático y bypass de mantenimiento



Fuente: Boletín informativo MGE, [www.mgeups.com](http://www.mgeups.com) Pág. 7

#### 4.3.6 Confiabilidad de SAI (algunos ejemplos específicos)

Para entender mejor los principios enumerados anteriormente, se verán algunos ejemplos específicos de confiabilidad y disponibilidad en SAI. Para los siguientes ejercicios posteriores se tomarán como datos estadísticas de fallas en laboratorios como se muestra en la tabla XIII.

Tabla XIII. MTBF típicos para diferentes etapas del SAI

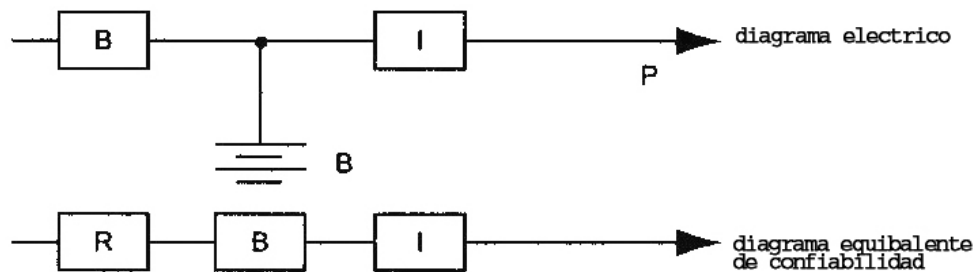
Función	MTBF	Valores(1/λ)
Rectificador cargador	MTBFR	100,000 h
Baterías	MTBFB	120,000 h
Inversor	MTBFi	70,000 h
Switch Acción rápida (FAS)	MTBFfas	500,000 h
Interruptor estático Princ.. 2	MTBFs/s	500,000
Calidad alta utilitaria	MTBFutil	100 h
Calidad media utilitaria	MTBFutil	50 h
Tiempo medio para reparar	MTTR	6 h

Fuente: Boletín informativo MGE, [www.mgeups.com](http://www.mgeups.com) Pág. 8

#### 4.3.6.1 Caso uno SAI sin bypass estático

En este tipo de ejemplo se muestra los cálculos para el tren de potencia, para la mayoría de SAI estáticos en línea. El diagrama de confiabilidad se ilustra en la figura 73 con los elementos principales del SAI conectados en serie. Usando las relaciones de distribución de Poisons, la confiabilidad es calculada como se muestra. La debilidad en el diagrama tiene mayor impacto en la confiabilidad.

Figura 73. SAI sin bypass Estático



Fuente: Boletín informativo MGE, [www.mgeups.com](http://www.mgeups.com) Pág. 9

$$1/MTBF_{total} = total = 1/MTBF_r + 1/MTBF_b + 1/MTBF_i$$

$$Total = 1/100000 + 1/120000 + 1/70000 + 1/31000$$

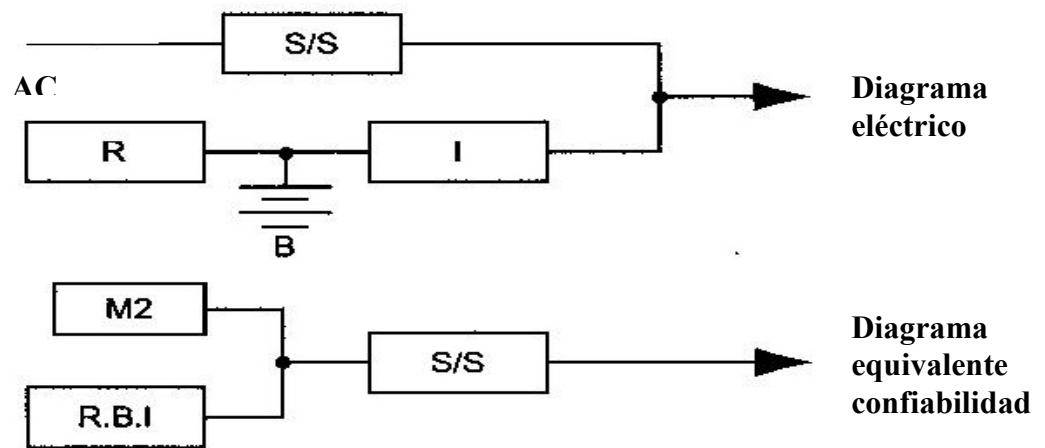
$$MTBF_{total} = 31,000 \text{ horas}$$

#### 4.3.6.2 Caso dos SAI con bypass estático

La adición del bypass estático en el SAI introduce confiabilidad de ambas fuentes de bypass y el interruptor estático sobre todo los cálculos de confiabilidad. El diagrama equivalente de confiabilidad se ilustra en la figura 74 que tiene do fuentes en paralelo de potencia disponible para la carga crítica.

La disponibilidad del bypass son las fuentes en paralelo se ilustra en el diagrama equivalente de confiabilidad como bloques en paralelo. El interruptor estático es un elemento en serie, porque implica a ambos bloques del SAI. El bloque RBI representa la combinación de la confiabilidad del rectificador, baterías e inversor. Dependiendo de la la calidad de la fuente del bypass, la confiabilidad es afectada en los cálculos.

Figura 74. SAI con bypass estático



Fuente: Boletín informativo MGE, [www.mgeups.com](http://www.mgeups.com) Pág. 10

El MTBF total puede ser calculado usando la fórmula:

$$1/\text{MTBF}_{\text{total}} = \lambda_{\text{total}} = (1/\text{MTBF}_{\text{us}} + \text{MTBF}_{\text{futil}} + (\text{MTBF}_{\text{fus}} * \text{MTBF}_{\text{futil}}/\text{MTTR})) + 1/\text{MTBF}_{\text{f/s}}$$

- Con una alta calidad de potencia utilitaria: MTBF total = 100 h

$$\lambda_{\text{total}} = (1/3100 + 100 + 31000*100/6) + 1/500000 + 1/500000 = 1/261000$$

$$\text{MTBF}_{\text{total}} = 261,000 \text{ horas}$$

Con una calidad mediana de potencia utilitaria:  $MTBF_{total} = 50 \text{ h}$

$$\lambda_{total} = (1/31000 + 50 + 31000*50/6) + 1/500000 + 1/183000$$

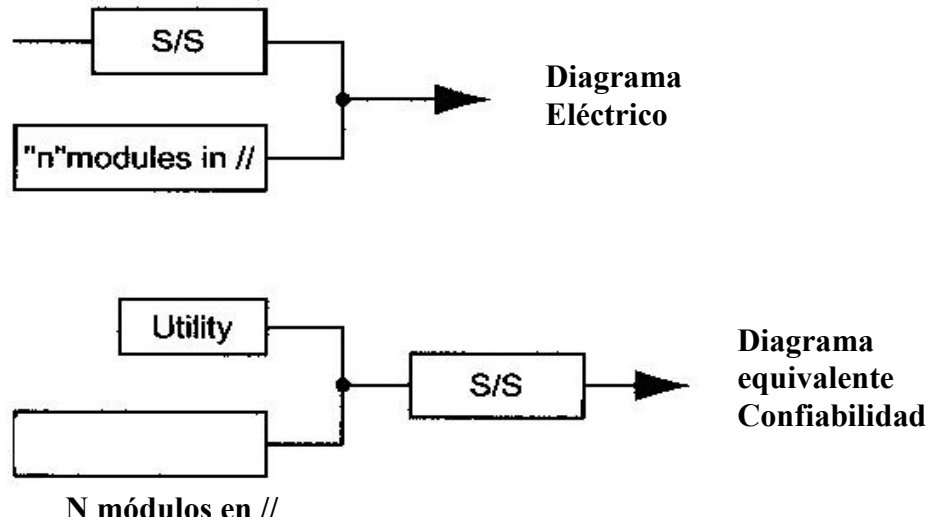
$$MTBF_{total} = 183,000 \text{ horas}$$

#### **4.3.6.3 Caso tres SAI con muchas unidades en paralelo**

En este caso describe de forma general los sistemas de SAI donde hay muchos módulos en paralelo alimentando un bus de salida común, y con alimentación de bypass e interruptor estático proporcional a la alimentación entera del sistema. El diagrama de confiabilidad equivalente es similar al del caso dos, excepto que los módulos de SAI representados en un bloque en paralelo en el diagrama, como se muestra en la figura 75. La confiabilidad del bloque en paralelo es calculada separadamente dependiendo del número de módulos de SAI en paralelo y el número de módulos SAI redundantes. En este ejemplo el diagrama de confiabilidad equivalente y las matemáticas son únicamente para el caso donde cada módulo puede alimentar completamente la carga y cada SAI es alimentado en paralelo.



Figura 75. SAI con muchas unidades en paralelo



Fuente: Boletín informativo MGE, [www.mgeups.com](http://www.mgeups.com) Pág. 11

El MTBF total puede ser calculado usando la siguiente formula:

$$1/\text{MTBF}_{\text{total}} = \lambda_{\text{total}} = (1/\text{MTBF}_n + \text{MTBF}_{\text{util}} + \text{MTBF}_n * \text{MTBF}_{\text{util}} / \text{MTTR}) + 1/\text{MTBF}_s/s$$

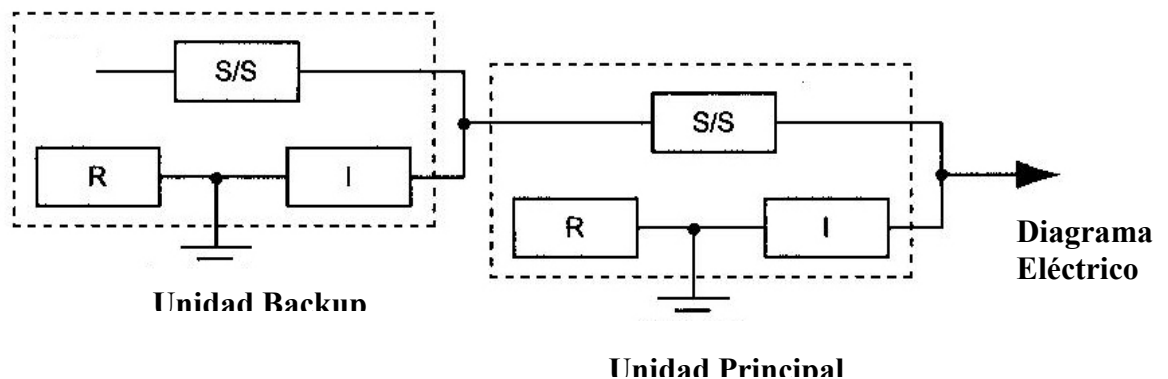
El cual  $\text{MTBF}_n$  representa el MTBF de la n líneas en paralelo.

#### 4.3.6.4 Caso cuatro SAI en configuración redundante aislado

En este ejemplo se detalla el uso de un SAI con bypass de alimentación de potencia para otro SAI, comúnmente referido como una configuración en redundancia aislada. El diagrama equivalente de confiabilidad muestra la unidad de backup forma un bloque paralelo para la alimentación de bypass, se muestra en la figura 76. La matemática aplicada en este caso es el mismo que el usado en el caso dos, con la confiabilidad de la unidad de back up substituido por la confiabilidad de la potencia utilitaria.

Los resultados se muestran con lo cual se eleva la disponibilidad para ambas fuentes en paralelo, la confiabilidad de todo el sistema es únicamente limitado por el bypass del interruptor estático.

Figura 76. SAI en configuración redundante aislado



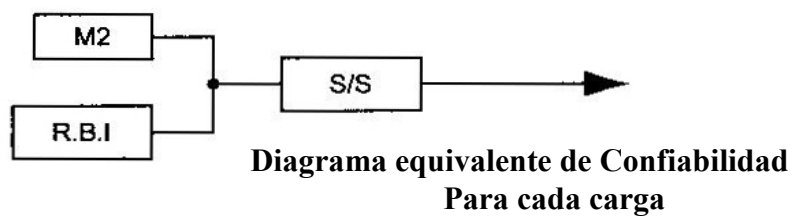
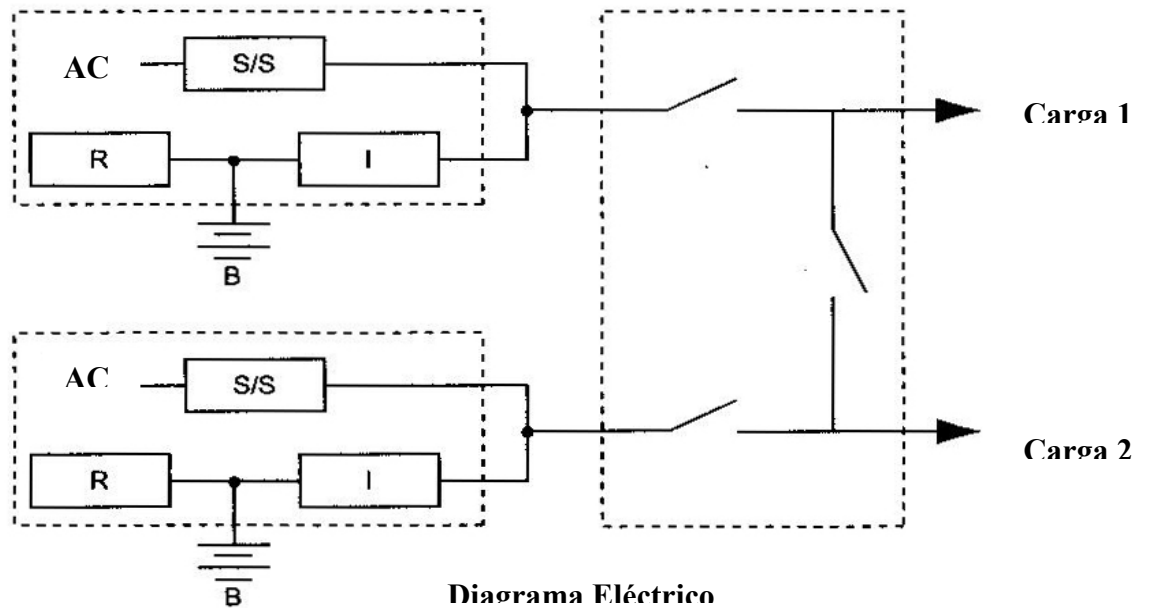
Fuente: Boletín informativo MGE, [www.mgeups.com](http://www.mgeups.com) Pág. 12

#### 4.3.6.5 Caso cinco SAI configurado con una matriz de interruptores

En este caso de dos sistemas paralelos independientes son enlazados usando un interruptor tipo matriz, como se muestra en la figura 77. La introducción del interruptor de matriz no mejora la confiabilidad de todo el sistema es usado regularmente para propósitos de mantenimiento únicamente. La operación del interruptor matriz es completamente manual, los mejores semiautomáticos aún requieren de intervención manual. Este no tiene el beneficio en operación normal y puede ser como consecuencia si no se toman para minimizar los errores relacionados con el operador. Este es un buen ejemplo de cómo la introducción de elementos adicionales en el sistema para mejorar la flexibilidad no mejora la confiabilidad. La realidad es que cuando inapropiadamente se agregan elementos en serie (error operador) decrece la confiabilidad.

Esto no toma en cuenta la complejidad introducida por agregar tarjetas lógicas y de control el cual también forman elementos en serie en el diagrama en bloques de la confiabilidad. En el mejor caso, el diagrama equivalente de la confiabilidad es un solo módulo para cada carga. El cálculo de la confiabilidad esto de un solo módulo como el presentado en el caso dos.

Figura 77. SAI en configuración con interruptores de matriz



Fuente: Boletín informativo MGE, [www.mgeups.com](http://www.mgeups.com) Pág. 13

$$1/\text{MTBF}_{\text{total}} = \lambda_{\text{total}} = (1/\text{MTBF}_{\text{fus}} + \text{MTBF}_{\text{futil}} + \text{MTBF}_{\text{fus}} * \text{MTBF}_{\text{futil}} / \text{MTTR}) + 1/\text{MTBF}_{\text{s/s}}$$

El MTBF de la configuración con una calidad media de potencia utilitaria 50 horas

$$\lambda_{\text{total}} = (1/3100 + 183000 + 31000 * 183000 / 6) + 1/500000 + 1/500000$$

$$\text{MTBF}_{\text{total}} = 500,000 \text{ horas}$$

### Resumen de resultados

Tabla XIV. MTBF en horas de diferentes configuraciones de SAI

Configuración del sistema	Sin Backup utilitaria	Calidad media U.	Calidad alta utilitaria	SAI de Backup redundante aislado
Sistema unitario	31,000	183,000	261,000	500,000
2 líneas entrada sin redundancia.	15,500	112,000	177,000	
2 líneas de entrada con redundancia 1/2	250,000	411,000	450,000	
3 líneas de entrada con redundancia 1/3	166,000	380,000	430,000	
2 rectificadores /cargador 1 banco de baterías 2 inversores 1/2	185,000	387,000	433,000	

Fuente: Boletín informativo MGE, [www.mgeups.com](http://www.mgeups.com) Pág. 14

## CONCLUSIONES

1. El diseño del SAI debe ser lo más simple posible. A sistemas más complejos, la confiabilidad baja.
2. Los fabricantes de SAI emplean años optimizando los diseños estándar para maximizar la confiabilidad. Pero la realidad es que con cualquier sistema complejo, usando los diseños estándar le suman la complejidad al producto y afectan negativamente la confiabilidad. Beneficios y requerimientos de los productos usados deben ser considerados cuidadosamente.
3. Fácil operación. Un buen diseño de SAI es fácil de operar y trabajar automáticamente en uso normal. Los arreglos de switch complicados con muchos controles manuales no son deseables para aplicaciones críticas donde el riesgo de error del operador es inaceptable.
4. Condiciones ambientales. El cuidado y planificación del sistema de instalación del SAI conforme con el fabricante recomendado para temperatura, humedad y espacio, son extremadamente importantes. Las fallas se presentan de forma prematura a causa de la falta de estos requerimientos del SAI.
5. La solución del SAI centralizado es muchas veces la mejor manera de aprovechar el costo agregado del equipo, beneficiando el incremento en la confiabilidad y la simplificación del monitoreo.

6. El costo por Kilovatio se incrementa a medida que el requerimiento de potencia se incrementa en un sistema distribuido, mientras que el costo por kilovatio decrece en una instalación centralizada, esto a partir de 10 kilovatios en adelante.
7. Comparando dos de las topologías de SAI redundantes más usadas, el tiempo fuera sobre cinco años, en un sistema redundante paralelo es de una hora frente a un sistema redundante aislado con 0.35 horas.
8. El sistema redundante aislado tiene tres niveles de redundancia, en el primer nivel el módulo primario con bypass interno, en el segundo nivel aislado (redundante) con bypass interno y el nivel tres es el sistema de bypass (potencia utilitaria).
9. Los beneficios más importantes en SAI conectados en redundancia aislada son su alta confiabilidad, protección de la carga crítica durante el mantenimiento y la conexión de diferentes capacidades de potencia en SAI MGE.

## RECOMENDACIONES

1. Es importante conocer el funcionamiento interno de las tres diferentes topologías más usadas en los SAI, con el fin de determinar qué tipo de SAI es el más apropiado a usar en la carga crítica a proteger.
2. Con el fin de proteger a los SAI, la carga crítica y lo más importante, las personas, la instalación eléctrica debe estar aterrizada adecuadamente a tierra, el límite de tensión admisible entre una masa cualquiera en relación a tierra, o entre masas distintas: lugares húmedo 24 voltios y 50 voltios lugares secos, estos son los valores máximos que se supone soporta el cuerpo humano sin alteraciones significativas.
3. El aire acondicionado para los SAI es un agente necesario para el buen funcionamiento de las tarjetas electrónicas y semiconductores de potencia, pero lo más importante son las baterías que deben estar dentro de un rango entre 20° a 25° centígrados, ya que el tiempo de vida es afectada considerablemente.
4. Para minimizar los riesgos de falla en los SAI conectados en redundancia, es necesario un elaborado programa de mantenimiento preventivo y una adecuada capacitación de los operarios o administradores del SAI.
5. Debe tenerse un conocimiento detallado del tipo de carga, demanda de potencia de la carga, nivel de protección deseada y grado de flexibilidad antes de decidir qué tipo de SAI se usará.

6. Es necesaria una planificación completa del sistema de potencia del cual el SAI, es la parte que necesita más coordinación de detalles como: capacidad de interrupción, fuentes de potencia stand by, armónicos en la corriente, etc. El estrés innecesario en el sistema regulado puede resultar en muchos casos debido a errores, cuando estos detalles de coordinación no son atendidos cuidadosamente.
  
7. El control manual es siempre menos deseable que el control automático. Sin embargo, debe tenerse precaución cuando los controles automáticos son usados en exceso. Una planificación cuidadosa en el sistema de bypass mediante agrupación de controles, reduce el número de componentes críticos y mejorando la confiabilidad del sistema.
  
8. Mantenibilidad del sistema. La mayoría de los SAI deben ser diseñados para un fácil mantenimiento, para maximizar la disponibilidad y por lo tanto consiguiendo alta confiabilidad. Los SAI diseñados deben incluir aislamiento total, switch de bypass de mantenimiento, módulos reemplazables con rápida facilidad y fácil acceso a todo el equipo.



## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Kamaran, F. and Habetler, T.G., "A novel on-line UPS with universal filtering capabilities", **IEEE Transactions on Power Electronics**, 13 (2):366-371. 1998.
2. Ho. W.J., Lio, J.B. and Feng, W.S., "Economic UPS structure with phase- controlled battery charger and input-power-factor improvement", **IEEE Proceedings of Electric Power Applications**, 144 (4):221-226. 1997.
3. Krishnan, R. and Srinivasan, S., "Topologies for uninterruptible power supplies", in **Proceedings of the IEEE International Symposium on Industrial Electronics**, 1993.
4. Karve, S., "Three of a Kind", **IEEE Review**, 46 (2):27-31. 2000.
5. Yamato, I., Tokunaga, N., Matsuda, Y., Amano, H. and Suzuki, Y., "New conversion system for UPS using high frequency link", in **Proceedings of the 19 Th. IEEE Power Electronics Specialists Conference**, 658-663. 1988.
6. Mohan, N., Undeland, T.M. and Robbins, W.P. **Power Electronics: Converters, applications, and Design**. 2a. Edicion; New York: Editorial John Wiley & Sons, 1995.
7. Berndt, D. **Maintenance-Free Batteries: Lead-Acid, Nickel/Cadmium, Nickel/Metal Hydride: A Handbook of Battery Technology**. New York: Editorial Wiley, 1997.
8. Compton, T.R. **Battery Reference Book**. 2da. Edición; New York: Editorial Butterworth-Heinemann, 1995.
9. Linden, D., and Reddy, T.B. **Handbook of Batteries**. 2da. Edición; New York: editorial McGraw-Hill, 1999
10. Windhorn, A., "A hybrid static/rotary UPS system", **IEEE Transitions on Industry Applications**, 28 (3):541-545. 1992.
11. Hung, W.W. and McDowell, G.W.A., "Hybrid UPS for standby power systems", **Power Engineering Journal**, 4 (6):281-291. 1990.

12. Cougla, D., Heiberger, E.L., & Koop **the Backup Book**. 3ra. Edición; Chicago: Editorial Shaser-Vartan, 2003.
13. EPRI. **Life Cycle cost Analysis of Power Quality Mitigation Devices No. 1001674: Electric Power Research Institute**. (2003)
14. Miseta, E., “Protect Entire Data Center with Single Power Supply”, **Business Solutions**. 19(4):80-81. 2004.
15. Baranescu, R., and B. Challen **Diesel Engine Reference Book**. 2da. Edición; Reino Unido: Editorial Butterworth-Heinemann, 1999.
16. Sharland, I. **Woods Practical Guide to Noise Control, Woods of Colchester Ltd**. Reino Unido: Editorial Essex.
17. Liew, A.C., “Excessive neutral current in three-phase fluorescent lighting circuits”, **IEEE Transactions on Industry Applications**, 25(4):776-782. 1989.
18. Subjak, J.S. and Mcquilin, J.S., “Harmonics-causes and effects, measurements and analysis”, **IEEE Transactions on Industry Applications**, 26(6):1034-1042. 1990.
19. Wong, C. and Mohan, N., “Feasibility study of AC and DC side active filters for HVDC converter terminals”, **IEEE Transactions on Power Delivery**. 4: 2067-2075. 1989.
20. Frank, T.M. and Divan, D.M., “Active filter system implementation”, **IEEE Industry Applications Magazine**, (4): 1998.
21. Dhillon, Balbir S. **System Reliability Maintainability & Management**. Editorial Petrocelli Books, 1983.
22. Fiorina, Jean-Noel; Chevalier, Marcel **A Simple Approach to the Reliability of UPS Architectures, Power Quality Paris**. 1990.
23. Ireson, W. **Handbook of Reliability Engineering & Management** U.S.A.:Editorial McGraw Hill, 1998.
24. Kececioglu, Dimitri **Reliability Engineering Handbook**. U.S.A.: Editorial Prentice Hall, 1991.

## BIBLIOGRAFÍA

1. **Advanced on-line uninterruptible power system.** U.S.A.: s.e. 1998. 90 pp.
2. **Curso de puesta a tierra.** 4ª Ed. España: Editorial Paraninfo, 1992. 96 pp.
3. Dossat, Roy J. **Principios de refrigeración.** 16ª ed. México: Editorial Continental, 1979. 968 pp.
4. Emadi, Alí y otros. **Uninterruptible power supplies and active filtros.** Power electronics and applications series. U.S.A.: Editorial CRC press, 2005. 276 pp.
5. King, Alexander G. y William Knigth. **Uninterrumptible Power Supplies.** Professional engineering. U.S.A.: Editorial McGraw-Hill, 2003. 262 pp.
6. Koenigsberger, Rodolfo. **Instalaciones eléctricas.** 2ª ed. Guatemala: s.e. 1994. 157 pp.
7. **MGE ups system Galaxy 3000, 10-30 kva.** U.S.A.: s.e. 2001. 300 pp.
8. **MGEUPS.** [www.mgeups.com](http://www.mgeups.com) 2005.