



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

**GUÍA PARA LA INTEGRACIÓN DE SISTEMAS EN ISLA PARA GENERACIÓN
DISTRIBUIDA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Oscar Armando Rizzo Hernández

Asesorado por el Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez

Guatemala, abril de 2017

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**GUÍA PARA LA INTEGRACIÓN DE SISTEMAS EN ISLA PARA GENERACIÓN
DISTRIBUIDA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

OSCAR ARMANDO RIZZO HERNÁNDEZ

ASESORADO POR EL ING. GUSTAVO BENIGNO OROZCO GODÍNEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, ABRIL DE 2017

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Jurgen Andoni Ramírez Ramírez
VOCAL V	Br. Oscar Humberto Galicia Nuñez
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Ramos
EXAMINADOR	Ing. Carlos Fernando Rodas
EXAMINADOR	Ing. Otto Fernando Andrino Godínez
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

GUÍA PARA LA INTEGRACIÓN DE SISTEMAS EN ISLA PARA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 4 de noviembre de 2016.

Oscar Armando Rizzo Hernández

Guatemala, 23 de enero de 2017.

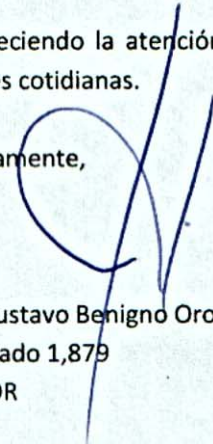
Ingeniero
Coordinador Área de Potencia
Escuela Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
USAC.

Estimado Ingeniero:

De acuerdo con la designación efectuada por la Dirección de Escuela, me permito informarle que he procedido a asesorar el Trabajo de Graduación titulado: **GUIA PARA LA INTEGRACION DE SISTEMAS EN ISLA PARA GENERACION DISTRIBUIDA EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA**, desarrollado por el estudiante OSCAR ARMANDO RIZZO HERNANDEZ, carne 2014-12893 y, encontrándolo satisfactorio en su contenido y resultados, me permito dar aprobación al mismo, remitiéndolo a esa Coordinación para el tramite pertinente, en el entendido que el Autor y este Asesor somos responsables del contenido y conclusiones del Trabajo.

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

Atentamente,


Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez.
Colegiado 1,879
ASESOR

ING. GUSTAVO B. OROZCO
COLEGIADO 1879



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 08 2017.
Guatemala, 24 de ENERO 2017.

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

Señor Director:

**Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
GUÍA PARA LA INTEGRACIÓN DE SISTEMAS EN ISLA
PARA GENERACIÓN DISTRIBUÍDA EN SISTEMAS
ELÉCTRICOS DE POTENCIA, del estudiante Oscar
Armando Rizzo Hernández, que cumple con los requisitos
establecidos para tal fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
DIRECCIÓN Y ENSEÑANZA A TODOS

Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
Coordinador Área Potencia



SFO

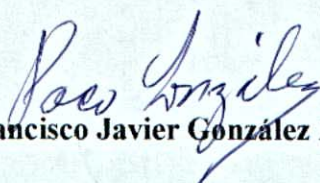
UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 08. 2017.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; OSCAR ARMANDO RIZZO HERNÁNDEZ, titulado: GUÍA PARA LA INTEGRACIÓN DE SISTEMAS EN ISLA PARA GENERACIÓN DISTRIBUÍDA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA, procede a la autorización del mismo.


Ing. Francisco Javier González López



GUATEMALA, 7 DE MARZO 2,017.

Universidad de San Carlos
De Guatemala



Facultad de Ingeniería
Decanato

Ref. DTG.D.169.2017

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica al trabajo de graduación titulado: **GUÍA PARA LA INTEGRACIÓN DE SISTEMAS EN ISLA PARA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**, presentado por el estudiante universitario: **Oscar Armando Rizzo Hernández**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, se autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano



Guatemala, abril de 2017

/cc

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por darme la sabiduría y la capacidad para poder realizar esta meta y seguir luchando para ser mejor día a día.
Mis padres	Por todo ese cariño y el apoyo que me brindaron para poder realizar este sueño.
Mis hermanas	Por las muestras de ánimo, palabras de aliento y motivación.
Mi familia en general	Que me dieron la confianza para hacerme saber que podía contar con ellos.
Todas esas personas especiales	Que siempre me han deseado lo mejor y me apoyaron de una u otra manera haciéndome sentir alguien extraordinario.

AGRADECIMIENTOS A:

Mis padres	María Lourdes y Álvaro Rizzo, por el apoyo incondicional durante todos estos años dándome el ejemplo de dedicación y perseverancia.
Mi asesor	Ing. Gustavo Orozco, el cual en todo momento estuvo dispuesto apoyarme y guiarme en la elaboración de este trabajo de graduación.
Todos mis compañeros de estudio	A todos los ingenieros que se esfuerzan por la formación de personas de bien.
Mis amigos	Que me aconsejaron me brindaron su aprecio en todo momento dándome ánimos para seguir y culminar mis estudios.
Facultad de Ingeniería	Por brindarme la oportunidad de crecer a nivel personal y profesional y así poder ejercer la carrera de ingeniería eléctrica.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	VII
LISTA DE SÍMBOLOS	IX
GLOSARIO	XI
RESUMEN.....	XV
OBJETIVOS.....	XVII
INTRODUCCIÓN.....	XIX
1. SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	1
1.1. Consideraciones específicas para la Generación Distribuida....	1
1.2. GD en Sistemas de Islas que incluyen una porción de área del SEP.....	3
1.3. Configuraciones de Generación Distribuida en Isla.....	4
1.3.1. Isla Local (Isla Simple).....	5
1.3.2. Isla Secundaria	8
1.3.3. Isla Lateral	9
1.3.4. Isla de Circuito	10
1.3.5. Isla de Barra de Subestación.....	10
1.3.6. Isla Subestación	11
1.3.7. Isla de Circuito Adyacente	13
1.4. Funcionalidad de Generación Distribuida en Sistemas en Isla.....	14
1.4.1. Modalidad de conexión al SEP (Funcionamiento en paralelo).....	14
1.4.2. Transferencia a Modo de Isla	15
1.4.3. Modo de Isla	16

1.4.4.	Modo de Reconexión	18
2.	SISTEMAS EN ISLA	21
2.1.	Clasificación	21
2.2.	Detección Remota: Establecidas en comunicaciones	21
2.3.	Mediciones locales	22
2.3.1.	Técnicas pasivas	22
2.3.2.	Técnicas activas	26
2.4.	Protección en Isla	27
2.4.1.	Sobrecorriente	28
2.4.2.	Sobrecorriente Direccional	31
2.4.3.	Diferencial	34
2.5.	Sistemas de Protección	36
2.5.1.	Protección Primaria	37
2.5.2.	Protección de Respaldo	37
2.5.3.	Protección Direccional	38
2.5.4.	Tiempos de Eliminación de Fallas	38
2.5.5.	Consideraciones adicionales	39
2.6.	Protección del Sistema Durante la Isla	39
2.6.1.	Aislamiento de la Sección de Falla	40
2.6.2.	Resistencia a una Falla	45
2.6.3.	Protección ante Fallas en la Red en Isla con GD	46
2.7.	Rearmado del Sistema	47
3.	FUNCIONAMIENTO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE SISTEMA EN ISLA	49
3.1.	Administración en Generación Distribuida	49
3.2.	Transferencia en Generación Distribuida en Isla	50
3.2.1.	Transferencia Manual / Activado por eventos	51

3.2.2.	Transferencia Automática / Activada por Sucesos.....	51
3.2.3.	Trasferencia Manual o Automática Programada.....	52
3.3.	Control Estratégico de GD en Isla	52
3.4.	Consideraciones de Seguridad.....	53
3.5.	Revisión Periódica, Mantenimiento y Pruebas	54
3.6.	Consideraciones de Protección	54
3.7.	Monitoreo, Información de Intercambio y Control	55
3.7.1.	Desempeño	58
3.7.2.	Enfoque de Sistemas Abiertos.....	60
3.7.3.	Definiciones de Clases de Calificación de Instalación de GD	60
3.7.4.	Protocolos.....	62
3.8.	Calidad de Potencia	65
3.8.1.	Limitación de la inyección de DC.....	65
3.8.2.	Limitación de <i>flicker</i> inducido por la GD.....	67
3.8.3.	Armónicos.....	69
3.8.4.	Límites de Armónicos Recomendados	70
4.	PLANIFICACIÓN E INGENIERÍA DE LA GD EN SISTEMAS EN ISLA	73
4.1.	Requerimientos de Carga y Planeación	75
4.1.1.	Consideraciones Sobre la Carga	75
4.1.2.	Consideraciones de Potencia Reactiva	77
4.1.3.	Transformadores	78
4.1.4.	Iluminación.....	78
4.1.5.	Cargas Sensibles.....	79
4.1.6.	Calidad de la Energía de Carga.....	80

4.2.	Requerimientos y Planeación en Sistemas Eléctricos de Potencia	81
4.2.1.	Compatibilidad de Puesta a Tierra entre la GD, Transformador y de SEP	82
4.2.2.	Regulación de voltaje	84
4.2.3.	Regulación de frecuencia	86
4.2.4.	Dispositivo de interconexión de Isla	87
4.2.5.	Calidad de la Energía en el SEP	88
4.2.6.	Coordinación de la Protección.....	88
4.2.7.	Esquemas de automatización de la distribución.....	91
4.3.	Requerimientos y planeación en generación distribuida	91
4.3.1.	Planificación para la operación de la GD.....	91
4.3.2.	La Incorporación de Múltiples GD	92
4.3.3.	Ajustes a la configuración de la GD	93
4.3.4.	Control de Voltaje y Frecuencia con carga compartida en una GD	94
4.3.4.1.	Ajuste de Caída de Tensión	94
4.3.4.2.	Distribución de potencia reactiva.....	95
4.3.5.	Control de Frecuencia	95
4.4.	Estudios de SEP	96
4.4.1.	Planificación de la Capacidad de Generación	97
4.4.2.	Estudios de Flujo de Carga	97
4.4.3.	Estudios de coordinación de protección y cortocircuito	98
4.4.4.	Estabilidad de un Sistema de Islas.....	100
4.4.5.	Estudios de Estabilidad Transitoria	101
4.5.	Estudios de Arranque del Motor	103
4.5.1.	Consideraciones de Arranque del Motor	105
4.6.	Consideraciones Adicionales de Planificación	106

4.7.	Pruebas y Puesta en Marcha	106
4.7.1.	Pruebas	106
4.7.2.	Puesta en Marcha.....	107
5.	INTEGRACIÓN DE ISLAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.....	111
5.1.	Tipos de Conexión.....	111
5.1.1.	Conexión sin tensión en al menos uno de lo sistemas	111
5.1.2.	Conexión síncrona de dos sistemas	111
5.1.3.	Conexión asíncrona de dos sistemas	113
5.2.	Sincronización	114
5.2.1.	Verificación de sincronismo	115
5.2.2.	Sincronoscopio	116
5.2.3.	Relé de Sincronización	117
5.3.	Sincronización Activa y Pasiva	118
5.3.1.	Sistemas de sincronización pasivos	118
5.3.2.	Sincronización activa	120
5.4.	Reconexión.....	121
5.5.	Restauración Después de Disturbios	123
5.5.1.	Papel de los Operadores del Sistema	124
5.5.2.	Coordinación y comunicación para la interoperabilidad de la red	124
5.5.3.	Lineamientos	125
	CONCLUSIONES	127
	RECOMENDACIONES	129
	BIBLIOGRAFÍA.....	131

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Ejemplos de GD en Isla.....	5
2.	Esquema para una Isla Simple	6
3.	Sistema de GD en Isla	7
4.	Isla Secundaria	8
5.	Isla Lateral.....	9
6.	Isla de Circuito	10
7.	Isla Barra de Subestación	11
8.	Isla Subestación.....	12
9.	Isla Circuito Adyacente.....	13
10.	Zonas de baja/sobre frecuencia y baja/sobre tensión	23
11.	Vector Surge	25
12.	Curvas IEC 60255.....	29
13.	Diagrama de vector direccional.....	32
14.	Circuito y red de secuencia	33
15.	Zona de operación y restricción	35
16.	Cortocircuito sin GD	41
17.	Cortocircuito en red bidireccional	42
18.	Cortocircuito en red bidireccional 2	43
19.	Diagrama de referencia para el intercambio de información	56
20.	Corriente de excitación transformador	66
21.	Componente armónico para una inyección de 1 %.....	67
22.	Estabilidad de un sistema eléctrico antes de adición de una unidad de generación	102

23.	Resultado de estabilidad con la conexión de una unidad de generación	103
24.	Conexión de dos subsistemas	112
25.	Conexión Síncrona	113
26.	Conexión Sincronoscopio	117
27.	Comportamiento de onda antes de sincronizar	121

TABLAS

I.	Rangos de voltaje con base de 120V y valores p.u.	16
II.	Limites sobre los parámetros para interconexión IEEE 1542	19
III.	Constantes para la curva IEC	30
IV.	Constantes para las curva IEEE	30
V.	Clases de Instalación.....	60
VI.	Limites por cambio relativo de potencia en relación del número de cambios por minuto (IEC61000-3-7)	68
VII.	Porcentaje de armónicos	69
VIII.	Límites de armónicos.....	71
IX.	Tiempos de sobrevoltajes	85

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
IA	Acuerdos de interconexión
AC	Corriente alterna
DC	Corriente directa
DII	Dispositivo de interconexión en Isla
GD	Generación distribuida
PID	Proporcional, integral, derivado
PCC	Punto común de conexión
SEP	Sistema eléctrico de potencia
CT	Transformador de corriente
SLTG	Una línea a tierra
VAR	Voltamperios reactivos

GLOSARIO

Aguas abajo	Indica un punto de referencia conforme a todas las conexiones, por debajo de ese punto eléctricamente y no físicamente.
Aguas arriba	Indica un punto de referencia conforme a todas las conexiones, por arriba de ese punto eléctricamente y no físicamente.
ANSI	Instituto Nacional Estadounidense de Estándares.
Arranque autónomo	La capacidad para iniciar la generación local sin fuente de energía exterior.
Dispositivo de interconexión en Isla	Permite la separación de una GD en Isla del sistema que eléctrico de potencia. Este mismo puede proveer la función de dispositivo paralelo que vuelva a conectar el sistema en Isla, al sistema eléctrico de potencia.
Dispositivo paralelo	Un dispositivo (por ejemplo, un disyuntor o interruptor) que opera bajo el control de una función de sincronización (manual o automática) para conectar eléctricamente dos fuentes de energía activados.

Funcionamiento en Isla	Se puede definir como una condición en la que una parte del sistema de potencia que tiene, tanto carga como generación; permanece energizada aislada del resto del sistema.
GD en Isla	Son partes de sistemas de energía eléctrica que tienen una GD y una carga; tienen la capacidad de desconectarse del sistema eléctrico de potencia y son intencionales y planificadas.
Generación distribuida	Fuente de energía eléctrica que no está conectada directamente a un sistema de transmisión de potencia mayor. GD incluye tanto los generadores como las tecnologías de almacenamiento de energía.
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.
Islas intencionadas	Se forma de manera controlada y sus consecuencias están previstas y si se lleva a cabo es porque será positiva para todas las partes involucradas.
Islas no intencionadas	Se considera no intencional cuando la Isla se produce de forma no planificada, constituye una situación no deseada que puede traer consecuencias negativas para los clientes, para el sistema eléctrico o para los propios generadores.

LGIP	Procedimiento de Interconexión de Grandes Generadores.
LVRT	Low-voltage ride-through.
MIC	Monitoreo, Intercambio de Información y Control.
NEMA	Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos Estadunidense.
Participantes en GD	Son los que están en el sistema de GD en Isla y se encuentran bajo el control de las operaciones en Isla.
Punto de conexión de la GD	Es el punto en el que una unidad de GD está conectada eléctricamente en un sistema de energía eléctrica (SEP).
SCADA	Control de Supervisión y Adquisición de Datos.
SEP Local	Son todos aquellos dispositivos que quedan dentro de la Isla intencionada, en la cual estaba previsto o planeado.
SGIP	Procedimiento de Interconexión para Pequeño Generador.

**Sistema de
distribución**

Parte de un sistema eléctrico que suministra energía eléctrica a partir de puntos de transformación en el sistema de transmisión de potencia hacia los consumidores.

**Transiciones
Programadas**

Eventos deliberados para que el tiempo y duración de la Isla intencionada sean acordados por todas las partes involucradas.

RESUMEN

En este trabajo se da una guía, en la cual se trata de abarcar algunos criterios para la interconexión de generación distribuida establecidos en estándares internacionales, al igual que se trata de ejemplificar y de implementar la práctica de los mismos, de los cuales se destacan las consideraciones específicas, las configuraciones, las funcionalidades de la generación distribuida en Isla, los parámetros en los cuales se contempla una reconexión con el sistema eléctrico de potencia.

Se da una serie de requisitos técnicos, como la regulación de voltaje y de frecuencia, funcionamientos de las Islas intencionales y no intencionales, a fin de tener una operación eficiente y segura, tanto en los sistemas eléctricos en modo Isla o conectado a una zona del sistema eléctrico de potencia.

También se trata sobre las protecciones eléctricas, las cuales son muy importantes ya que, operando de manera paralela con el SEP, contiene ciertas características eléctricas, las cuales pueden cambiar en cuanto trabaja con la configuración en Isla, ya sea intencional o no. Se dan consideraciones de cargas, potencia reactiva, conexiones de sistemas de puesta a tierra.

Por último, se proponen las especificaciones para la integración de Islas en el sistema eléctrico de potencia, parámetros de sincronización, tipos de sincronización y criterios a la hora de restaurar el sistema.

OBJETIVOS

General

Dar una referencia sobre la integración de sistemas en Isla para generación distribuida en sistemas eléctricos de potencia, basados en normas internacionales, para dar a conocer términos generales, configuraciones, funcionalidades, requerimientos, criterios de seguridad, ventajas y desventajas, así como conceptos respectivos, tratando de mostrar lo antes descrito de una forma clara.

Específicos

1. Establecer la integración de sistemas en Isla para generación distribuida en base a las normas respectivas que se apliquen.
2. Conocer los procedimientos en la coordinación de aislamiento en sistemas de generación distribuida en Isla.
3. Determinar las ventajas y desventajas de los sistemas de generación distribuidos en Isla.
4. Conocer los criterios en las diferentes definiciones que se involucran para un óptimo funcionamiento de los sistemas de generación distribuida, así como las limitantes que presentan.
5. Identificar procedimientos sobre control estratégico de GD, de

mantenimiento, consideraciones de seguridad y protección.

6. Dar un mayor entendimiento en las definiciones que se plantean en base a la generación distribuida en Isla para los SEP

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de graduación se realiza tomando en cuenta la diversificación y expansión de la matriz energética, ya que actualmente fuentes renovables tienen una penetración significativa y está dando lugar a cambios estructurales en el sistema eléctrico de potencia; debido a esto se plantea el tema sobre Integración de Sistemas en Isla para Generación Distribuida. Por lo cual, este documento proporciona criterios para la interconexión de Islas con generación distribuida en sistemas de energía eléctrica, también se trata de proporcionar requisitos relevantes para el desempeño, funcionamiento, pruebas, consideraciones de seguridad y el mantenimiento de las mismas.

Las especificaciones y requisitos contenidos, son universalmente necesarios para la interconexión de la generación distribuida, incluyendo máquinas síncronas, máquinas de inducción, inversores de potencia o convertidores, y serán suficientes para la mayoría de las instalaciones. También se advierte que los criterios y requisitos establecidos en las normas, las cuales se tomaron como base, son aplicables a todas las tecnologías de generación distribuida, con una capacidad de referencia total de 10 MVA en el punto de conexión común, interconectado a los sistemas de energía eléctrica. Sin embargo, en este documento no se define una capacidad máxima de generación, ni se ocupa de la planificación, diseño, operación y mantenimiento del SEP.

También se intentará proporcionar una introducción y visión general de las preocupaciones y direcciones de ingeniería, relacionadas con los sistemas insulares de generación distribuida, así también estudiar los pasos y

precauciones requeridos para la transferencia desde la operación normal con alimentación desde el sistema a Isla y de regreso al sistema

1. SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La generación distribuida se refiere a las fuentes de energía pequeñas que se pueden agregar para proporcionar la energía necesaria para satisfacer la demanda regular a medida que la red eléctrica se reestablece a su normalidad.

La implementación de una generación distribuida de una manera generalizada, eficiente y rentable, requiere integración compleja con la red eléctrica existente. La investigación puede identificar y resolver los desafíos de la integración, lo que facilita una transición más suave para la industria eléctrica y de sus clientes en la próxima era de la infraestructura eléctrica. Por lo que esta guía proporciona criterios y buenas prácticas para el diseño, la operación y la integración de los sistemas en Isla con generación distribuida en sistemas eléctricos de potencia. Esto incluye la capacidad de separarse y volver a integrarse a una parte del SEP, al tiempo que proporciona energía a los sistemas en Isla.

1.1. Consideraciones específicas para la Generación Distribuida

Al diseñar un sistema de generación distribuida (GD) en Isla que proporcione energía a partes del sistema eléctrico durante una interrupción en cierta zona, las unidades de generación tendrán que ser fiables y será necesaria una cuidadosa coordinación con el sistema eléctrico de potencia (SEP) y los equipos de protección. En esta parte se enumeran los problemas que son de particular interés cuando se considera la implementación de un sistema de generación en Isla. Con el fin de proporcionar una planificación adecuada, es importante entender las consideraciones, tipos de Islas, y las

condiciones de funcionamiento previstas. Las importantes consideraciones se incluyen a continuación:

- Los cambios en la magnitud de flujo de potencia y la dirección
- El control apropiado de tensión, frecuencia y calidad de la energía
- Sobre la existencia de un único o múltiples puntos de conexión común (PCC).
- Los esquemas de protección y modificaciones.
- Monitoreo, intercambio de información y de control (MIC).
- Los requisitos de carga de la zona o SEP locales que estarán en la Isla.
- Características y funcionalidad de la GD.
- Condiciones de estado estacionario y transitorio.
- Las interacciones entre las fuentes de energía eléctrica.
- Los márgenes de reserva, la desconexión de carga y la respuesta de la demanda.
- Picos de carga en frío o de arranque.

El funcionamiento de un sistema de GD en Isla también plantea preocupaciones. Estas incluyen las siguientes:

- Un riesgo de reconexión fuera de fase en todos los puntos abiertos no designados y diseño para la conexión sincronizada.
- Posibles daños al equipo debido a las anomalías de tensión y frecuencia.
- Seguridad para público en general, el personal de emergencia y los operadores.
- Posible reducción de la calidad de la energía.
- Los cambios significativos de fallos entre los modos normal y de la Isla.
- Coordinación de la protección del sistema.

- Coordinación con los sistemas restrictivos de la carga.
- La regulación de voltaje y frecuencia.
- Desbalance de carga.
- Combinación de carga y la generación.

1.2. GD en Sistemas de Islas que incluyen una porción de área del SEP

Las consideraciones específicas necesitan ser tomadas en cuenta cuando el sistema de GD en Isla incluye una porción de área del SEP. El siguiente criterio y requerimientos son aplicables a la GD y la porción de esta área del SEP que será incorporado dentro de la Isla programada.

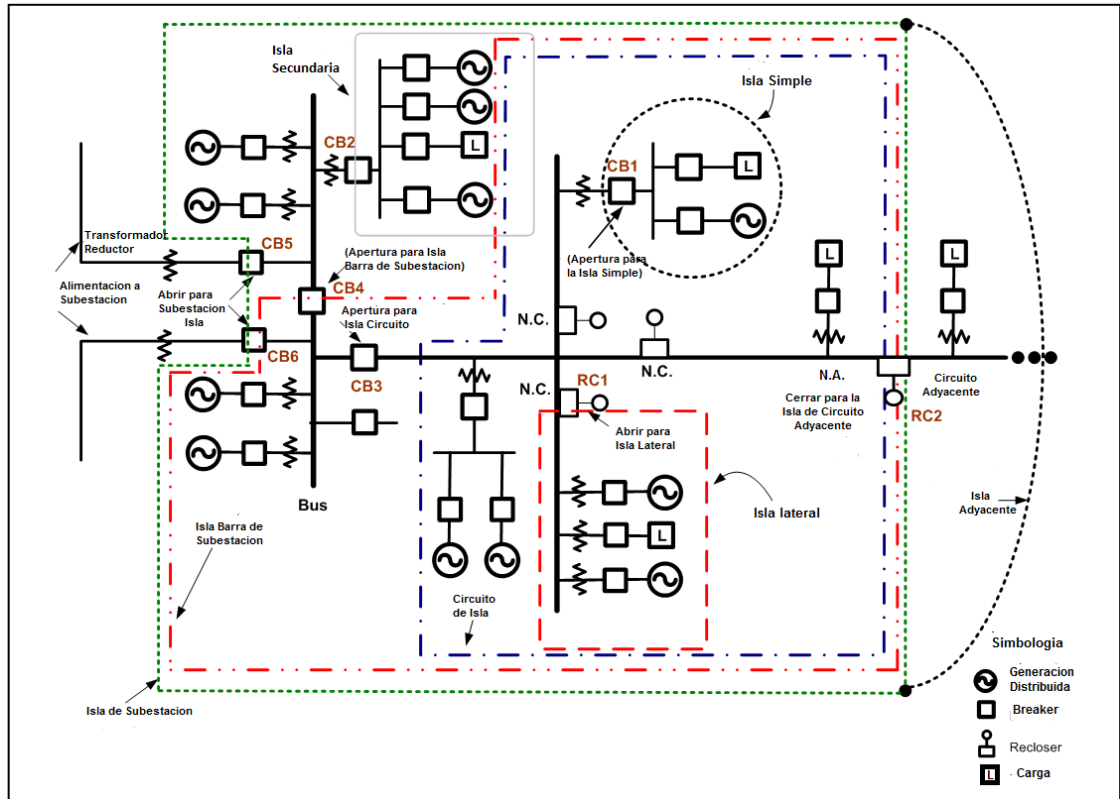
- Tendrá que haber un acuerdo con el operador de la zona del SEP para operar el sistema de GD en Isla.
- Los participantes y no participantes de la GD necesitan ser identificados.
- Se deben realizar estudios del sistema, para apoyar el establecimiento de la Isla que estaba previsto.
- El área del SEP será modificada para operar en el modo de Isla planificada.
- En la iniciación de Isla planificada, se deberá de determinar que la capacidad de generación sea suficiente para la capacidad que necesita en modo Isla.

- La generación en la Isla planificada que no esté participando o no tenga la necesidad de operar en ese momento con el área del SEP, deberá permitir la continua operación en cumplimiento de normas establecidas. Esto será necesario para conducir el flujo de carga y estudios de estabilidad para identificar cualquier riesgo de operación de los generadores no participantes que puedan comprometerse o comprometer los equipos del sistema Isla.
- Las Islas planificadas en el sistema Isla deberán mantener el voltaje y frecuencia para todo el sistema Isla incluyendo los equipos no participantes.
- En una Isla planificada, debe considerarse la posibilidad de lograr la generación y el equilibrio de carga para cada fase.

1.3. Configuraciones de Generación Distribuida en Isla

Hay una variedad de configuraciones de funcionamiento para las Islas intencionales que incorpora la GD. La figura 1 muestra ejemplos de configuraciones de Islas previstas en el SEP. Los sistemas de GD en Isla prevista en la figura son: Isla local (Isla Simple), Isla Secundaria, Isla Lateral, Isla de Circuito, Isla Barra de Subestación, Isla de Subestación e Isla de Circuito Adyacente.

Figura 1. Ejemplos de GD en Isla

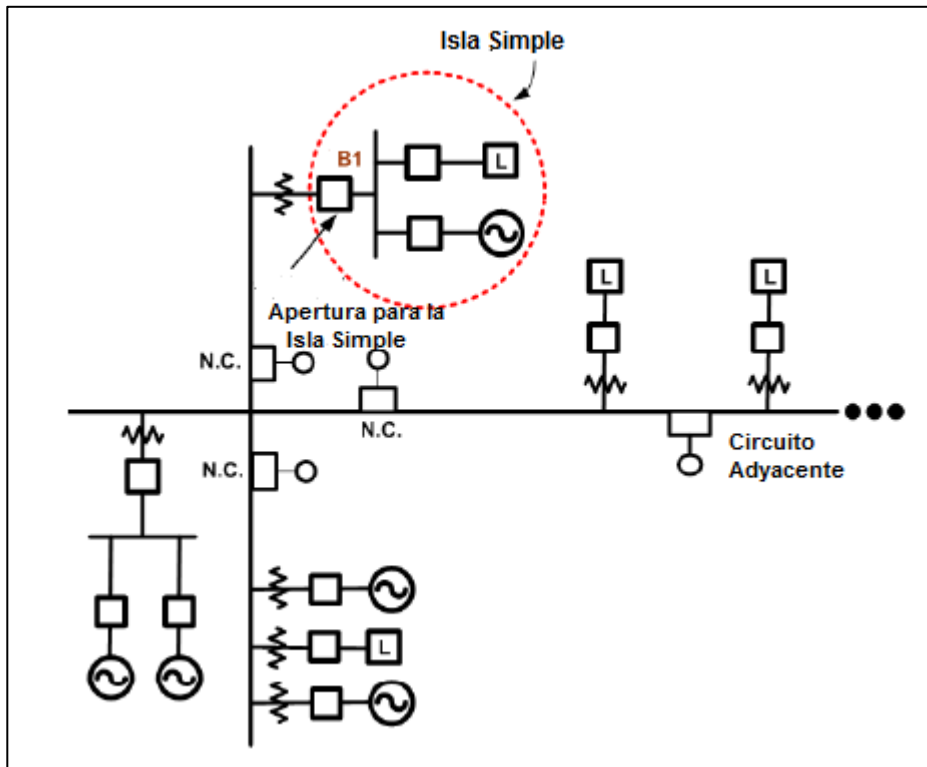


Fuente: IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems. Norma IEEE 1547.4-2011.

1.3.1. Isla Local (Isla Simple)

En una Isla local o Isla simple, en la figura 2 el sistema de GD está constituido por un generador y una carga que normalmente sirven dentro de una instalación a un consumidor. Este sistema de GD en Islas tiene un solo punto común de conexión (B1) con el SEP del área. La GD simple puede ser operada para servir a una carga simple, cuando hay una pérdida en la zona total del SEP.

Figura 2. Esquema para una Isla Simple

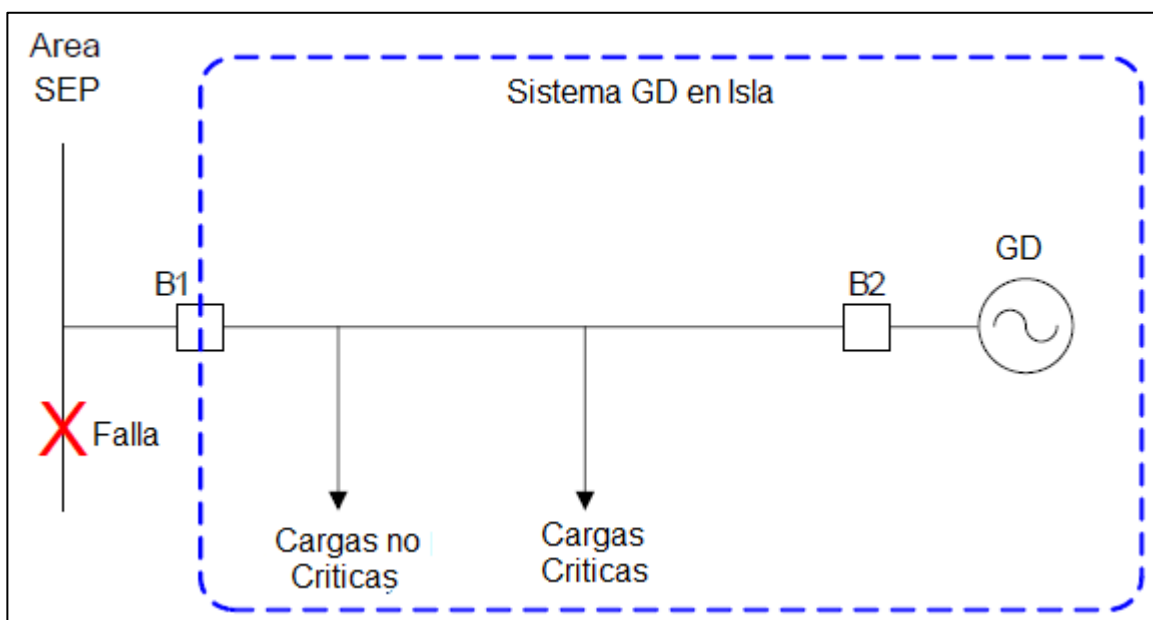


Fuente: IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems. Norma IEEE 1547.4-2011.

Si se decide crear una Isla intencional, el operador necesita ser consciente de este método de operación. Para una condición de fallo externo a la Isla intencionada, el operador del área tendrá que esperar a que sea desconectada del SEP. La figura 3 muestra que, en el caso de funcionamiento en Isla intencional, el interruptor B1 se abrirá para el fallo, este se encuentra antes que el interruptor del generador B2. Esto dejará que la generación opere con la carga local. Para tener el máximo beneficio para este tipo de operación, el sistema de generación distribuida en Isla debería de operar de manera similar al sistema eléctrico de potencia de la zona, sin necesidad de apagar el

generador. Posterior a estos condicionamientos el interruptor B2 quedará operando de manera similar a como estaba operando el interruptor B1 (desconectando en caso de una falla) correspondiendo a la carga como al SEP.

Figura 3. Sistema de GD en Isla



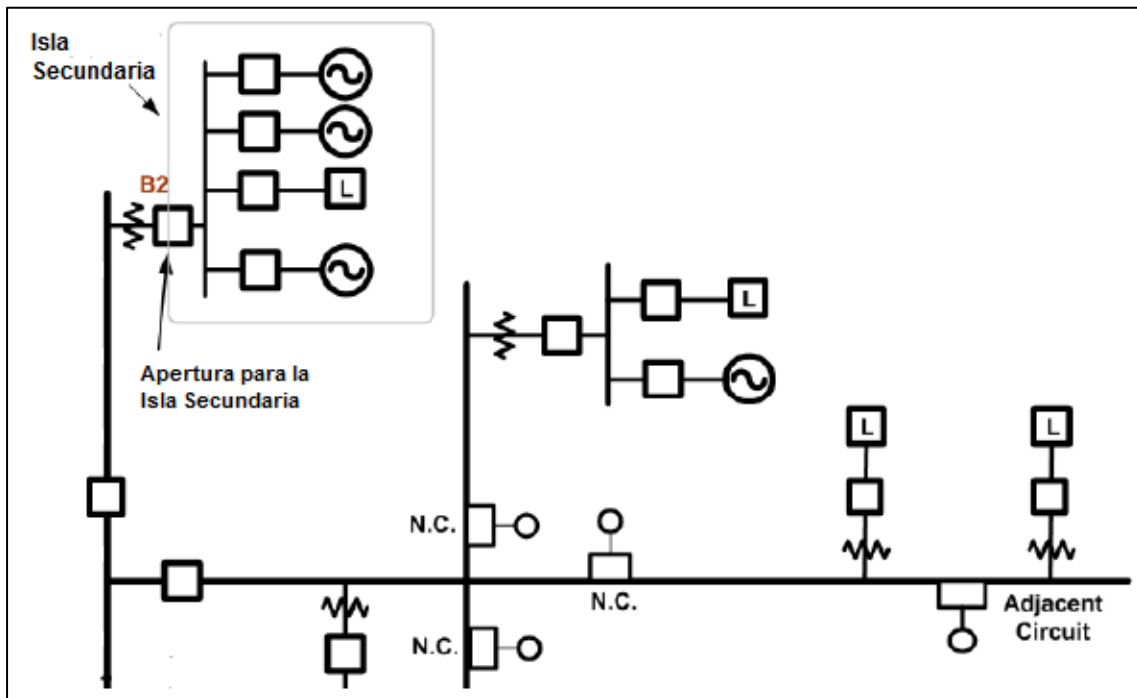
Fuente: IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems. Norma IEEE 1547.4-2011.

Para operación de la Isla y del SEP se deberá de discutir sobre los *interlocks* o enclavamientos y los métodos de operación sobre la Isla intencional. Será necesaria una comprobación de sincronización en B1 para garantizar la reconexión adecuada.

1.3.2. Isla Secundaria

Una Isla secundaria (figura 4) es uno o más generadores y múltiples cargas conectados al lado secundario de un transformador de distribución. Puede haber múltiples Islas secundarias en un solo lado de distribución. Por ejemplo, las unidades de almacenamiento de energía del área pueden ser desplegadas en las Islas secundarias. En estos sistemas, un dispositivo de almacenamiento del propio SEP está conectado en el lado secundario del transformador de distribución con múltiples cargas conectadas al secundario.

Figura 4. Isla Secundaria

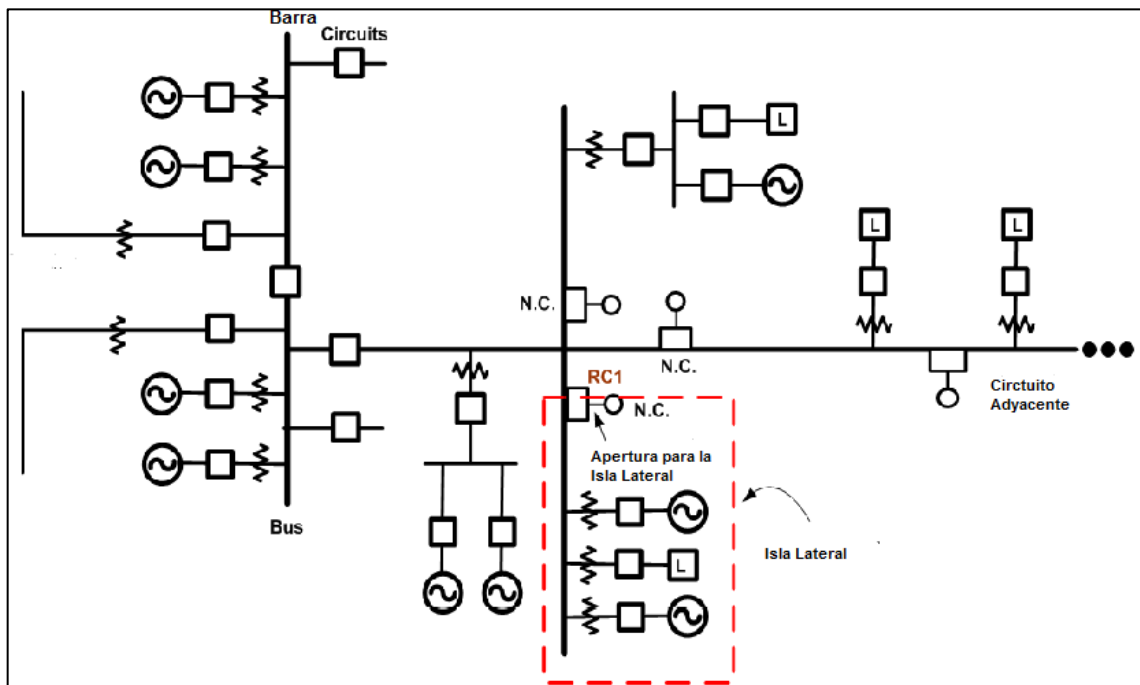


Fuente: IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems. Norma IEEE 1547.4-2011.

1.3.3. Isla Lateral

La Isla lateral (figura 5), se forma a partir de carga normalmente alimentada desde la parte lateral al circuito de distribución. La generación puede ser operada para alimentar una carga de la Isla cuando el dispositivo de conmutación lateral (por ejemplo, el interruptor, recloser o seccionador) se abre (RC1).

Figura 5. Isla Lateral

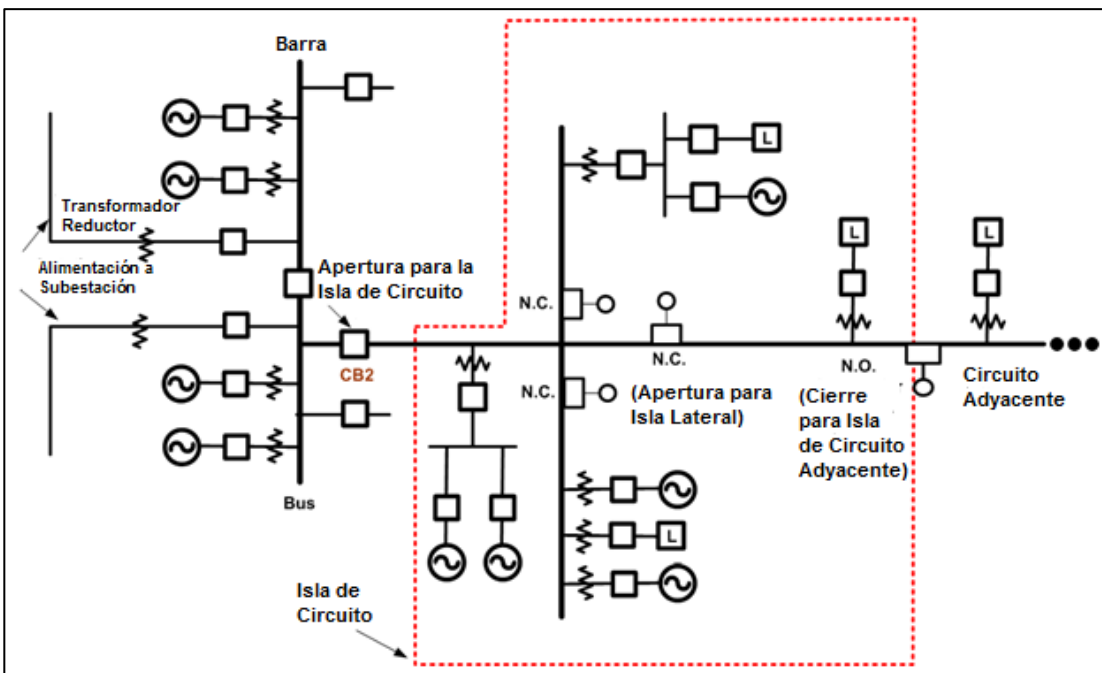


Fuente: IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems. Norma IEEE 1547.4-2011.

1.3.4. Isla de Circuito

Una Isla de circuito (figura 6), se forma a partir de carga que normalmente se alimenta de un único circuito de distribución. Ya sea por la pérdida de la alimentación de la subestación, transformador, o barra, la generación puede ser operada para alimentar a la carga del circuito abriendo CB2.

Figura 6. Isla de Circuito



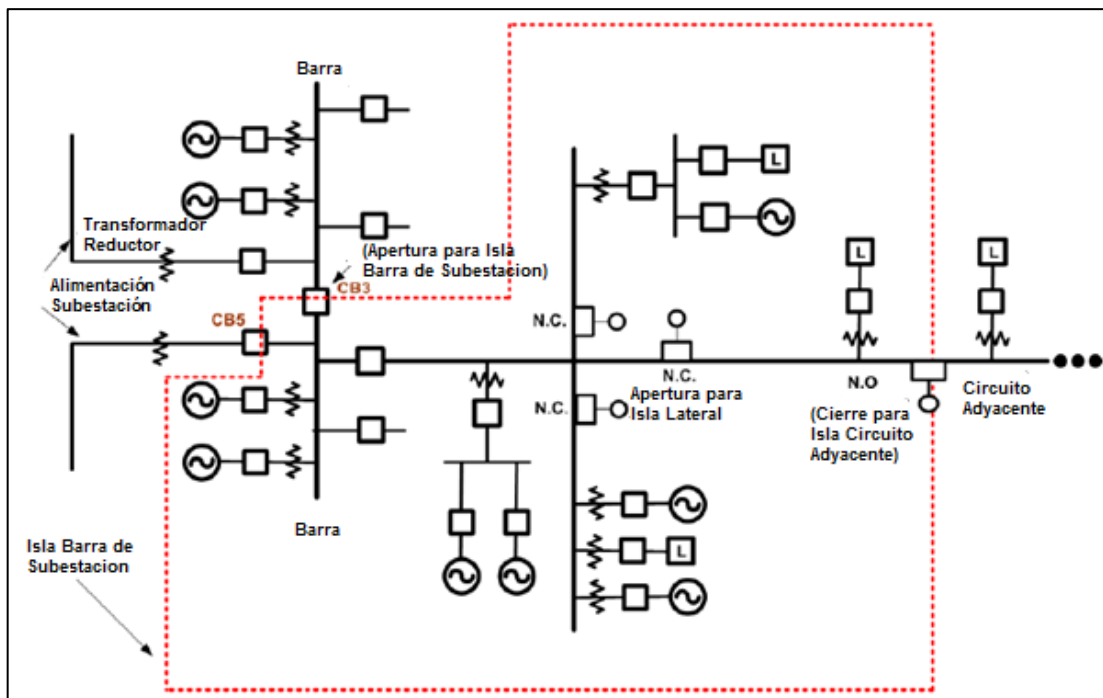
Fuente: IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems. Norma IEEE 1547.4-2011.

1.3.5. Isla de Barra de Subestación

La Isla de barra de subestación (figura 7), se forma a partir de carga que normalmente se alimenta a partir de una barra dentro de una subestación,

aunque varias barras puedan ser utilizadas para alimentar las cargas desde la subestación. La generación distribuida puede operar en una barra específica si hay una pérdida de alimentación de la subestación o transformador de subestación. Esta operación implica la apertura del interruptor secundario del transformador (lado de bajo voltaje) (CB5) y la operación del interruptor de la sección (CB3) ya sea abierto o cerrado.

Figura 7. **Isla Barra de Subestación**



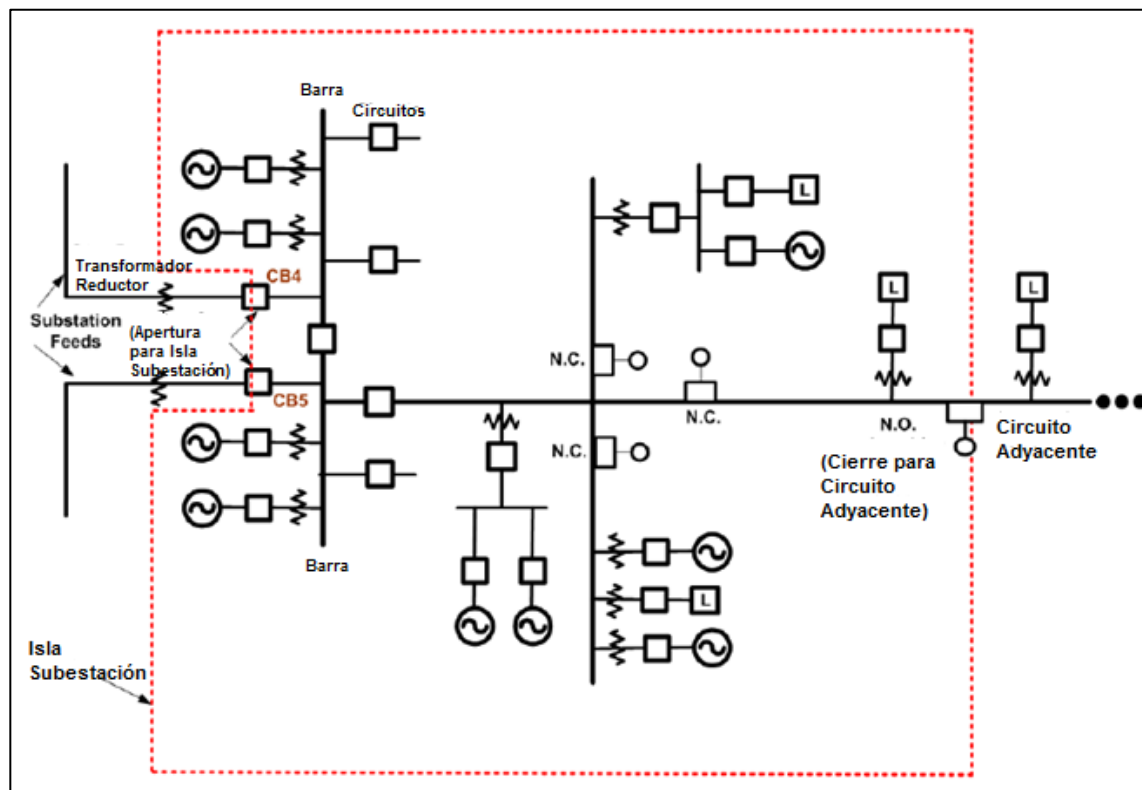
Fuente: IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems. Norma IEEE 1547.4-2011.

1.3.6. **Isla Subestación**

La Isla de subestación (figura 8), es una Isla formada a partir de carga que normalmente se alimenta de una única subestación. Esta Isla puede ser usada

cuando la subestación de distribución está fuera de operación o cuando un transformador está fuera de servicio y el transformador restante no es capaz de suministrar toda la carga de la subestación. Esta Isla se puede utilizar para aliviar una sobrecarga térmica, problema de alimentación de voltaje en la subestación o un problema de sobrecarga en los transformadores reductores. La ejecución de la GD en ambas barras reduce la carga sobre los transformadores y puede mejorar los niveles de tensión. Interruptores secundarios del transformador de la subestación (Lado de baja tensión) (CB4 y CB5) tendrán que aperturarse para crear el sistema de Islas.

Figura 8. **Isla Subestación**

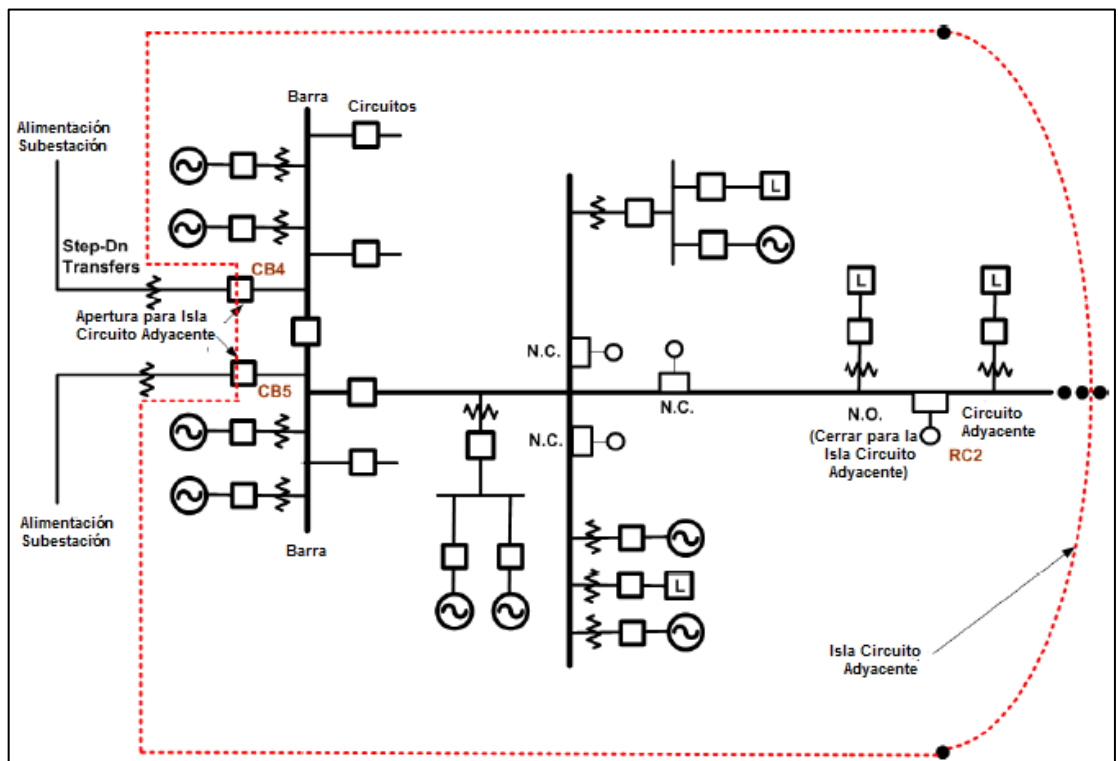


Fuente: IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems. Norma IEEE 1547.4-2011.

1.3.7. Isla de Circuito Adyacente

En la Isla de circuito adyacente (figura 9), la carga de un circuito adyacente puede ser alimentada de la Isla de circuito. Esto proporciona el servicio en el caso de la pérdida de la alimentación del circuito adyacente y la pérdida de alimentación principal en la subestación. Aquí, la GD en la barra de la subestación, y en el circuito, se podría ejecutar mediante la apertura de CB4 y CB5 y cerrar RC2.

Figura 9. Isla Circuito Adyacente



Fuente: IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems. Norma IEEE 1547.4-2011.

1.4. Funcionalidad de Generación Distribuida en Sistemas en Isla

En esta parte se explican los modos normales de operación del sistema de GD en Isla. En la mayoría de los casos, esta guía debe ser seguida por estrategias para mantener el funcionamiento deseable del sistema en los modos paralelos e insulares normales de operación. Algún tipo de monitoreo (tensión, frecuencia, entre otros) y los equipos de control, serán necesarios para controlar el funcionamiento en Isla y para poner en práctica la transición del modo normal al modo de Isla y de retorno. Dependiendo del grado de funciones de supervisión y de control necesarias, este controlador puede necesitar ser muy sofisticado.

1.4.1. Modalidad de conexión al SEP (Funcionamiento en paralelo)

Durante el funcionamiento normal paralelo con el SEP del área, toda la GD en el sistema de Islas previsto operará de conformidad con los límites que se presentan en este trabajo, a menos que se acuerde alguna otra operación con el operador del área.

El equipo MIC (Monitoreo, Intercambio de Información y Control) será necesario para el funcionamiento de la Isla debe estar en operación durante el modo paralelo. Es necesario poner esta información a disposición del esquema de control de la Isla, de tal manera que una transición se pueda planificar con antelación. Esto debe incluir información sobre el estado del dispositivo de protección, los niveles de generación, los niveles de carga, y las tensiones del sistema.

1.4.2. Transferencia a Modo de Isla

A modo de transferencia a Isla puede ser el resultado de eventos programados o no programados. Las transferencias programadas son eventos intencionales para los que el tiempo y la duración prevista de la Isla estén acordados por todas las partes implicadas. Las transferencias no programadas son sucesos accidentales que por lo general se inician por la pérdida de alimentación en el SEP del área o un fallo del equipo, y el sistema de GD en Islas puede ser seccionado de forma automática.

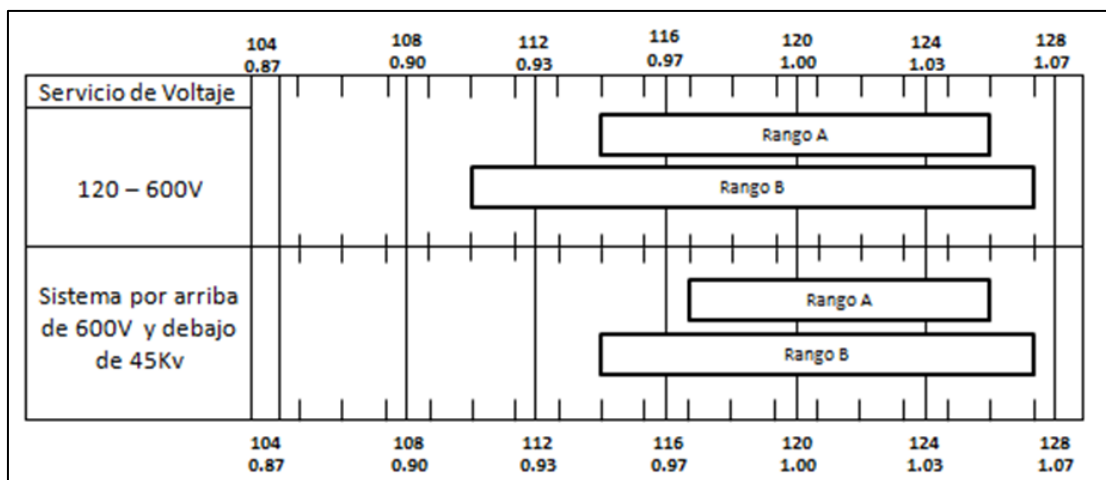
El conocimiento de las condiciones de operación del sistema antes de la formación de Islas y el control de las condiciones de funcionamiento facilitará la transferencia suave a una Isla intencional, en particular en respuesta a los eventos anormales y cuando una porción de área del SEP se incluye en la Isla.

Durante la transición a Isla, tiene que estar disponible la suficiente generación y del tipo correcto (por ejemplo, generación de calidad, incluyendo planificación, diseño, instalación y mantenimiento) para soportar la tensión y la frecuencia del sistema durante la perturbación de la red o pronosticar el acontecimiento que provocó la Isla, para cualquier momento en el que el dispositivo de interconexión a Isla (DII) y *relés* de protección tengan que operar, para efectuar una transición exitosa. Un equipo adicional puede ser añadido como complemento a la funcionalidad de la GD. Este equipo adicional también debería ser suficiente para amortiguar cualquier transitorio producido en la Isla por esta transición y lo suficientemente rápido como para evitar que los *relés* de protección en la Isla actúen. Si no hay suficiente generación o del tipo adecuado, entonces la capacidad de arranque debe ser proporcionada dentro de la Isla.

1.4.3. Modo de Isla

El sistema de GD en Isla tiene que ser diseñado para proporcionar los requisitos de potencia real y reactiva de las cargas dentro de la Isla y servir a la gama de condiciones de operación de carga. El sistema de GD en Isla debe ser capaz de regular activamente la tensión y la frecuencia dentro de los rangos definidos (por ejemplo, la norma ANSI / NEMA C84.1 para los sistemas insulares con GD que incluyen el SEP del área). La tabla 1. ANSI C84.1 especifica las tolerancias de tensión en estado estacionario para un sistema de energía eléctrica. La norma divide en dos rangos de tensiones. Rango A es el intervalo óptimo de tensión. Rango B es aceptable, pero no óptimo. El equipo de regulación de voltaje puede ser modificado dentro del sistema de Isla para satisfacer las necesidades dentro del sistema. Se debe tener siempre la precaución de que en las operaciones de la GD también pueden verse afectados los equipos no participantes por el funcionamiento en modo Isla.

Tabla I. Rangos de voltaje con base de 120V y valores p.u.



Fuente: *Voltage Ratings for Electric Power Systems and Equipment*. ANSI C84.1

La Norma ANSI C84.1 especifica las tolerancias de tensión en estado estacionario para un sistema de energía eléctrica. La norma divide en dos rangos las tensiones. Rango A es el intervalo óptimo de tensión. Rango B es aceptable, pero no óptimo. Y para estos se define de la siguiente manera:

Para sistemas de 120V – 600V

- Rango A, voltaje mínimo es de 95 % de la tensión nominal
- Rango A, voltaje máximo es 105 % de la tensión nominal
- Rango B, voltaje mínimo es del 91,7 % de la tensión nominal
- Rango B, voltaje máximo es de 105,8 % de la tensión nominal

Para instalaciones mayores de 600 V

- Rango A, voltaje mínimo es de 90 % de la tensión nominal
- Rango A, voltaje máximo es 105 % de la tensión nominal
- Rango B, voltaje mínimo es del 86,7 % de la tensión nominal
- Rango B, voltaje máximo es de 105,8 % de la tensión nominal

También debe haber un margen de reserva adecuado que es una función del factor de carga, la magnitud de la carga, la forma de la carga, los requisitos de confiabilidad de la carga, y la disponibilidad de la GD. Para equilibrar la carga y la generación dentro de la Isla, pueden ser utilizadas diversas técnicas (por ejemplo, seguimiento de carga, gestión de la carga, y la desconexión de la misma). En el modo de Isla, hay una necesidad de proporcionar una respuesta dinámica de la GD que puede no haber sido necesario en el modo normal paralelo. Las fuentes de generación deben tener características de capacidad de respuesta con potencia activa y potencia reactiva adecuados. Por ejemplo, si un arranque del motor requiere una gran cantidad de potencia reactiva, debe

haber suficiente capacidad de potencia reactiva para mantener correctamente el voltaje y la frecuencia o deberá de instalarse un equipo de limitación de corriente.

Durante la condición modo de Isla, la estabilidad transitoria debe mantenerse durante las fases de carga, corte de la unidad de generación, y fallos de la Isla. La coordinación de los dispositivos de protección debe mantenerse, tanto en la zona de operación conectados con el SEP como en el sistema Isla. Si todos los fallos potenciales fueron detectados y corregidos cuando se encontraba en la zona conectada del SEP también debería detectarse y corregirse estos fallos durante el modo de Isla. También se podrá implementar retrasmisión para una adecuada protección en una variedad en la operación del sistema.

Debe haber un control suficiente para operar y comprender el estado de la Isla. Si hay varias unidades de generación en el sistema de Islas, su funcionamiento debe ser gestionado y coordinado para responder eficazmente a las necesidades de la Isla.

1.4.4. Modo de Reconexión

Para la reconexión del sistema de generación en Islas al SEP, el seguimiento debe indicar que existen las condiciones adecuadas para la sincronización de la Isla, cuando los parámetros se cumplan según como lo indica la tabla II. Después de una perturbación en el área del SEP, la reconexión tendrá lugar hasta que la tensión en la zona del SEP esté dentro del alcance de la norma ANSI B/NEMA C84.1, tabla 1. El rango de frecuencia deberá estar entre 59,3 Hz y 60,5 Hz, y la rotación de fases correcta. El ángulo

de voltaje, frecuencia y fase entre los dos sistemas debe estar dentro de límites aceptables, con el fin de iniciar una reconexión.

Tabla II. **Limites sobre los parámetros para interconexión IEEE 1542**

Valor Total de Unidades de GD (KVA)	Diferencia de Frecuencia (Δf , Hz)	Diferencia de Voltaje (ΔV , %)	Diferencia de Ángulo de fase ($\Delta \Phi$, °)
0-500	0,3	10	20
500 – 1 500	0,2	5	15
1 500 – 10 000	0,1	3	10

Fuente: *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.*
Norma IEEE 1547-2003.

El dispositivo de interconexión Isla puede retrasar la reconexión durante un máximo de cinco minutos después de que el voltaje de estado estacionario en la zona del SEP y la frecuencia se restaura a los rangos identificados anteriormente. Si un evento no programado provocó la desconexión del SEP de la zona, el tiempo antes de la reconexión puede ampliarse para garantizar que el sistema de potencia sea estable. Si existen varias Islas, una estrategia puede ser adoptada para escalonar intencionadamente el regreso de las Islas.

Hay varias maneras para volver a conectar el sistema de GD en Islas de nuevo al SEP:

- En la sincronización activa, hay un mecanismo de control que se puede utilizar para que coincida con el ángulo de voltaje, frecuencia y fase del sistema de GD en Isla y los del SEP de la zona, antes de iniciar una reconexión. Esta técnica requiere de detección de las condiciones del

SEP y las condiciones del sistema de GD en Isla, así mismo esta información se comunica al mecanismo de control.

- La sincronización pasiva emplea un control de sincronización para el dispositivo de sistema de Islas en paralelo, que solo se vuelve a conectar a los sistemas dentro de límites aceptables. Este dispositivo solo se volverá a conectar si los requisitos de sincronización de tensión, frecuencia y ángulo de fase se encuentran dentro de un rango determinado para asegurar una mínima perturbación.
- El equipo de transición a abierto de la transferencia entre el sistema de Isla y el SEP supondrá una interrupción de las cargas alimentadas dentro del sistema de Isla. En esta estrategia de reconexión, la carga y la GD son desenergizadas antes de la reconexión al SEP. Los sensores de sincronización no son requeridos para el sistema de Isla.

2. SISTEMAS EN ISLA

Para poder tomar alguna acción sobre un sistema eléctrico con un sistema en Isla hay que tener la certeza del estado del sistema eléctrico y la condición de la Isla, por lo que es necesario conocer los sistemas de detección y las magnitudes con las cuales se ven involucrados.

2.1. Clasificación

La clasificación para detectar la formación de Islas en el SEP con GD es un inconveniente que aún no tiene una solución satisfactoria y sencilla en todos los casos. Por eso existen múltiples métodos de detección. Una clasificación de estas técnicas es la siguiente:

- Remotas: Establecidas en comunicación
- Locales: Establecidas en medidas locales
- Pasivas: Medida de magnitudes eléctricas existentes
- Mixtas: Tiene elementos de las anteriores

2.2. Detección Remota: Establecidas en comunicaciones

Los sistemas de Detección Remota se establecen en sistemas de comunicaciones. Son idealmente simples pero necesitan una buena infraestructura de comunicación, que puede llegar a elevar el costo de la solución. Un diseño muy esencial es monitorear el estado de los interruptores que lograrán realizar la situación de Isla, transmitiendo una señal a los extremos remotos; asemejar una protección a distancia, con el fin de que estos

ejecuten las acciones previstas para pasar a operar en forma de Isla o garantizar las conexiones de los GD, según corresponda.

Dentro de la categoría de detección remota existen también sistemas más diversos, que emplean un emisor para enviar en forma permanente y a través del sistema de transmisión, una señal. Esta es recibida por receptores situados en los generadores o en los puntos en donde es preciso conocer la incidencia de la Isla, por ejemplo en lugares donde se debe ejercer una orden para el disparo automático de carga (DAC). Al realizar la operación de apertura del interruptor se deja de percibir la señal por parte de los receptores y así se advierte que está funcionando en Isla.

2.3. Mediciones locales

La medición para la detección local se basa en la medida de uno o varios parámetros locales como la frecuencia, tensión, distorsión armónica, etc., en la localidad en que se pretende detectar el funcionamiento en Isla.

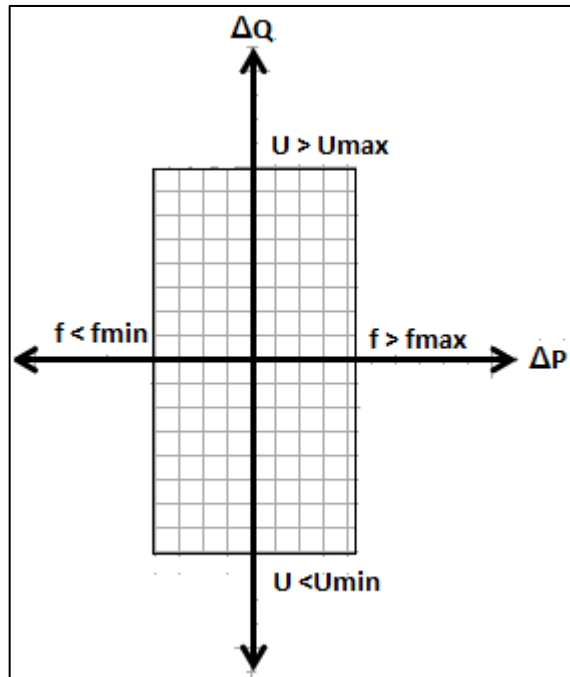
Se puede establecer dos tipos: en activas y pasivas, según si se basan o no en la perturbación adjunta que facilita la detección de la Isla.

2.3.1. Técnicas pasivas

Los procedimientos más sencillos se basan en la incapacidad de la GD de responder a un cambio repentino en la carga, sin que la tensión y frecuencia se vean afectadas. Cuando el desbalance es grande en potencia reactiva, la afectación fundamental es sobre la tensión y cuando el desbalance es de potencia activa la variable afectada es la frecuencia.

Así pueden establecerse límites de tensión y frecuencia, estando estos fuera de ser considerados que están ante una Isla. Estos límites son monitoreados por protecciones de baja tensión (27), sobretensión (59), baja frecuencia y sobre frecuencia (81). Estos límites se pueden interpretar en la figura 10

Figura 10. **Zonas de baja/sobre frecuencia y baja/sobre tensión**



Fuente: Woodward manual MRG2. *Generator main monitor/ Vector Surge Relay*. p. 2.

Los sistemas basados en tensión y frecuencia son los más sencillos de implementar, no introducen perturbación al sistema y son rápidos. Como inconveniente, tiene una zona de no detección, en el cual no es posible determinar el funcionamiento de Isla.

Existen otros sistemas de sistemas de técnicas pasivas, de las cuales se pueden mencionar:

- Derivada de Potencia
- Derivada de Frecuencia
- Variación de Frecuencia respecto a la Potencia
- Cambio de Impedancia
- Desequilibrio de Tensión
- Distorsión Armónica
- Vector *Surge Relay*
- Sincrofasores.

El sistema de la derivada de potencia dP/dt está basado en que la potencia que está siendo entregada por la GD tendrá un cambio mayor luego de estar establecida la Isla.

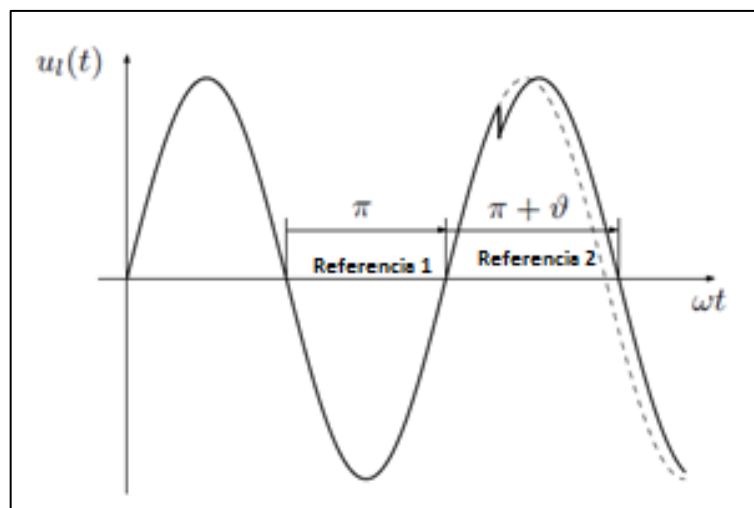
La derivada de frecuencia es una técnica conocida como ROCOF (*Rate of change of frequency*) y mide la velocidad de cambio de la frecuencia df/dt , la cual en una Isla cambiará rápidamente debido al desequilibrio de potencia activa. La pendiente de frecuencia correspondiente se puede utilizar para detectar la pérdida de la red eléctrica. Siempre que un valor determinado supere un cierto límite, los *relés* se disparan. Un problema con la protección ROCOF es de disparos no deseados como resultado de variaciones de frecuencias debido a la pérdida de cargas, disparos de barras o fallas en la red de transporte. Otra de las razones por las averías causadas es desfases de otras perturbaciones en la red.

La técnica basada en el cambio de impedancia, es cuando la impedancia se incrementa o cuando una parte de la red se desconecta por lo que, monitoreando la impedancia, puede utilizarse para detectar las Islas.

La técnica basada en el desequilibrio de tensión y distorsión armónica, se vincula a los cambios y configuración de la carga que se produce durante la transición al cambio de Isla y esta da lugar a distorsiones en magnitud de ángulo, de frecuencia y contenido armónico de la tensión.

La técnica VSR (*Vector Surge*) que también se conoce como Desplazamiento de Fase mide la duración en cada ciclo eléctrico de una tensión fase-neutro o fase-fase, detectando los pasos por cero. El último valor obtenido es verificado con el anterior adoptado como referencia. Cuando la diferencia supera un valor predeterminado se cataloga como Isla. En la figura 11 se explica de manera sencilla la analogía que se hace.

Figura 11. **Vector Surge**



Fuente: Woodward manual MRG2. *Generator main monitor/ Vector Surge Relay*. p. 3.

2.3.2. Técnicas activas

Con el monitoreo pasivo, existen métodos activos de detección de Islas, se describen algunos de los esquemas de este tipo:

- Detección de error de exportación de potencia reactiva: para este método, el generador es controlado en una determinada producción de potencia reactiva. Siempre que se produce en Isla, se supone que no es posible entregar la cantidad específica de potencia reactiva a la red local, ya que no hay carga correspondiente. Este error de exportación reactiva se toma como un indicador de formación de Isla. Así mismo, se le incluye un tiempo establecido para evitar el tiempo no esencial, dándole un *set* al tiempo que sea mayor a las probables fluctuaciones que se dan en el sistema. Esta es una protección relativamente lenta ya que se fijan valores de 2 a 5 segundos y normalmente se realiza una copia de respaldo para las otras protecciones que son más rápidas.
- Medición de impedancia este es un método que mantiene una vigilancia activa de la impedancia del sistema. Se debe a una fuente de alta frecuencia (unos pocos voltios a una frecuencia de unos pocos kHz) está conectado a través de un condensador de acoplamiento en el punto de interconexión, en donde el condensador está en serie con la impedancia de la red equivalente, calculando la impedancia de la fuente con la tensión y corriente medida, ya que la impedancia varia si la SEP local está en Isla.
- Medición cambio de fase (o frecuencia): este método se basa en la introducción de una pequeña perturbación que ligeramente desplaza la fase. Si la GD está conectada al SEP la frecuencia tenderá a

estabilizarse de manera inmediata y cuando se encuentra en Isla, la variación de frecuencia se manifiesta por un tiempo relativamente más largo.

2.4. Protección en Isla

La intención de las Islas tiene como función esencial proteger distintas áreas de los efectos adversos de las contingencias extremas que ocurran en el resto del sistema eléctrico de potencia. Ante la detección de las condiciones eléctricas causantes de un previsible colapso, debe actuar un sistema de protecciones que desconecte al área del resto del sistema eléctrico; y para que la Isla subsista, debe actuar sobre cargas, generadores y reconfigurar las redes. Adicional a esto, durante la condición en Isla, se debe mantener la condición de los dispositivos de protección, de forma que aquellas fallas que se pueden detectar y subsanar en el modo paralelo normal, también se detecten y subsanen en el modo de funcionamiento en Isla.

En los sistemas de protección se deben de tomar en consideración dos aspectos que hacen su seguridad: Seguridad y Dependabilidad. Dependabilidad se designa como la característica que tiene la protección eléctrica que opere cada vez que corresponda, y tener la capacidad de detectar y desconectar todos los fallos dentro de la zona protegida. Seguridad, es la cualidad de que no opere cuando no debe hacerlo y de rechazar todos los eventos del sistema de potencia y transitorios que no son averías, de modo que las partes sanas del sistema de potencia no se desconecten innecesariamente, cuidando que entre estos dos aspectos tendrá que existir un diseño para el sistema de protección y así aislar siempre la fracción de red en falla y hacerlo en el menor tiempo posible. A continuación se establecen algunos principios de protección eléctrica:

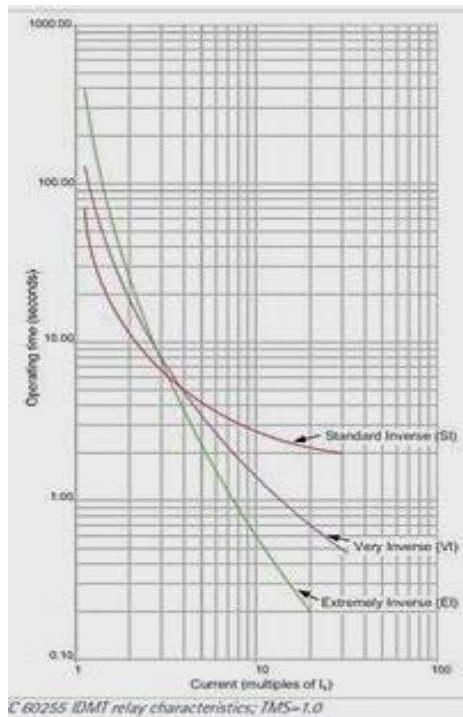
2.4.1. Sobrecorriente

Sobrecorriente se trata de un principio de protección sencillo, económico y relativamente confiable. Su parámetro de operación corresponde a una sobrecorriente que pasa por el equipo protegido, de forma tal que el objetivo primario de la protección es operar cuando la corriente supera un valor de ajuste.

Esta corresponde a una protección de selectividad relativa, protección que obedece a la medición de cantidades eléctricas en cada extremo de la sección protegida. Es apropiado brindar respaldo a los equipos eléctricos anexos. Se emplea especialmente en circuitos radiales, para protección de fase y de tierra. La protección por sobrecorriente se puede coordinar por tiempo, ajustando la protección principal y la de respaldo, para que ambas sean sensibles a la falla. Estos deben de operar con tiempos diferentes; esto puede concluir en tiempos relativamente altos de despeje de fallas por sobrecorrientes.

Existe una característica donde el tiempo de operación de la protección es independiente a la corriente y se denomina como Tiempo Definido (DMT *definite minimum time*). También existe la modalidad de operación en donde el tiempo de operación es menor cuanto mayor sea la corriente de falla y a esta se denomina de Tiempo Inverso (IDMT *inverse definite minimum time*). Las IDMT o de tiempo inverso presentan ciertas características según el tipo de curva que aplique, donde estas curvas pertenecen a la familia de curvas IEC *Standard Inverse* (SI) *Very Inverse* (VI) *Extremely Inverse* (EI), que se determinan a partir de la ecuación:

Figura 12. Curvas IEC 60255



Fuente: Woodward manual MRG2. Generator main monitor/ Vector Surge Relay. p. 4.

$$t = \frac{K}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha - 1} \times TMS$$

Donde

t = Tiempo de disparo en (s)

I = Corriente de falla (actual) en el secundario del CT (A)

I_s = Ajuste de corriente del relé

TMS = Set multiplicador de tiempo

Tabla III. **Constantes para la curva IEC**

Características	A	K
Standard Inverse	0,02	0,14
Very Inverse	1,0	13,5
Extremely Inverse	2,0	80,0
Long-time Inverse	1,0	120,0

Fuente: elaboración propia.

Mientras que para IEEE son IEEE *Moderately Inverse*, IEEE *Very Inverse*, *Extremely Inverse*, definidos por la siguiente ecuación:

$$t = \frac{TD}{7} \times \left(\frac{K}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha - 1} + \beta \right)$$

Donde

t = Tiempo de disparo en (s)

I = Corriente de falla (actual) en el secundario del CT (A)

I_s = Ajuste de corriente del relé

TD= multiplicador del tiempo

Tabla IV. **Constantes para las curva IEEE**

Características	A	B	K
IEEE Moderately Inverse	0,02	0,4910	0,0515
IEEE Very Inverse	2,0	0,1217	19,61
Extremely Inverse	2,0	0,18	28,2
US CO8 Inverse	2,0	0,01694	5,95

Fuente: elaboración propia.

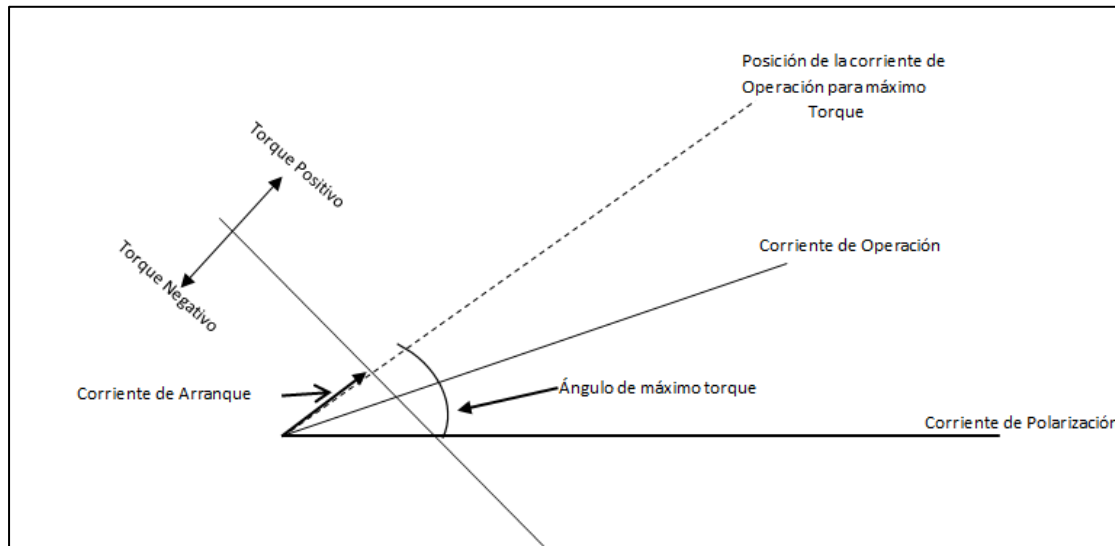
2.4.2. Sobrecorriente Direccional

Para las operaciones con redes anilladas no será suficiente las protecciones de sobrecorrientes, ya que cada extremo puede manifestarse como una fuente; por ello es esencial que existan otros tipos de protección y que proporcionen la selectividad en estas circunstancias.

En la protección de sobrecorriente se puede dar la característica direccional mediante la adición de un elemento direccional en el sistema de protección. La protección direccional de sobrecorriente responde a corrientes altas para una dirección de flujo en particular. Si el flujo de potencia es en la dirección opuesta, la protección direccional de sobrecorriente de corriente operará. El principio de la protección de direccional se basa en comparar el ángulo del fasor de la corriente del sistema y otro fasor que sea independiente del punto de la falla, al cual se le da el nombre de Magnitud de Polarización, y cuando esta el ángulo de la corriente del sistema son similares al ángulo característico, se dará la máxima sensibilidad o máximo torque. Se le da este nombre ya que inicialmente se trabajaba con *relés* electromecánicos. Normalmente se toma la tensión para elegir la magnitud de polarización, pero se debe tener en cuenta que esta tiende a cero en el punto de falla; sin embargo la corriente estará atrasada 90° de la tensión, por lo que se usara una magnitud de 90° para obtener una alta sensibilidad.

En la figura 13 se observa la relación entre corriente de operación y magnitud de polarización.

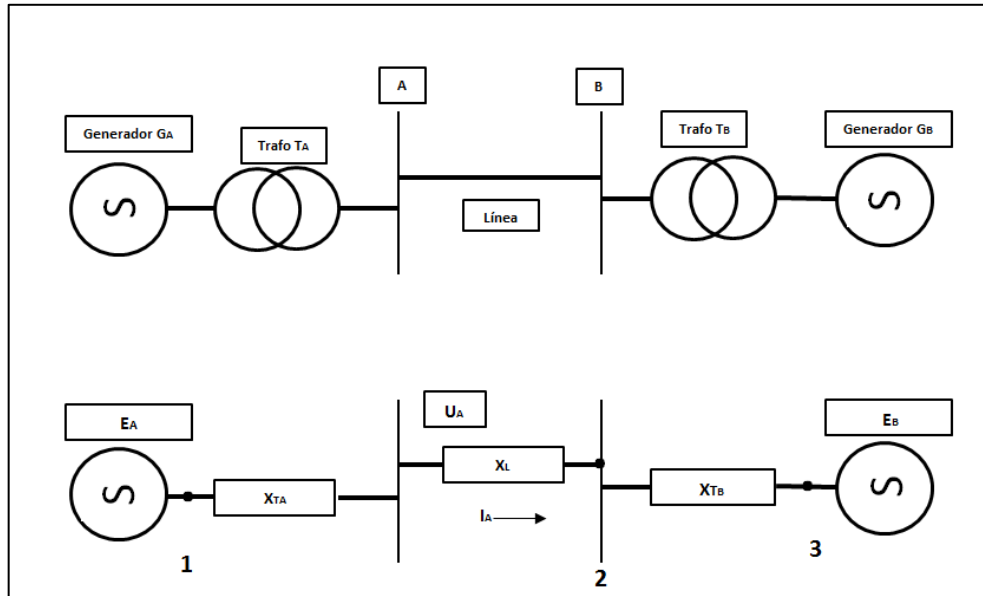
Figura 13. Diagrama de vector direccional



Fuente: Power Tech, 2007 IEEE *Lausanne. Coordinated synchronism check settings for optimal use of critical transmission network corridors*. 10.1109/PCT.2007.4538311.

En la figura 14 se da un ejemplo de un circuito con su red de secuencia positiva. Se toman en consideración fallas en tres puntos del sistema y se determina la dirección en base a cálculos, en cada uno de los casos:

Figura 14. Circuito y red de secuencia



Fuente: *Directional Overcurrent Protection*. <www.nptel.ac >. Consulta: 11 de abril de 2011.

En el punto 3, la salida de E_B es:

$$U_A = I_A \cdot jX_L + I_A \cdot jX_{TB}$$

$$U_A = (X_{TB} + X_L) \cdot jI_A$$

$$\text{Arg}(U_A/I_A) = 90^\circ$$

$$f = |U_A| \cdot |I_A| \text{sen Arg}(U_A/I_A) = k_3 > 0$$

En el punto 2, la salida de T_B es

$$U_A = I_A \cdot jX_L$$

$$\text{Arg}(U_A/I_A) = 90^\circ$$

$$f = |U_A| \cdot |I_A| \text{sen Arg}(U_A/I_A) = k_2 > 0$$

En el punto 1, la salida de EA es

$$U_A = - I_A \cdot jX_{TA}$$

$$\text{Arg}(U_A/I_A) = -90^\circ$$

$$f = |U_A| \cdot |I_A| \text{sen Arg}(U_A/I_A) = k1 < 0$$

En el último caso “f” invierte el signo dependiendo de si la falla se encuentra en un lado u otro del punto de referencia de donde se toma la medición de corriente y tensión. Al implementar este principio en un *relé* este podrá discriminar la dirección en la que se encuentra la falla.

2.4.3. Diferencial

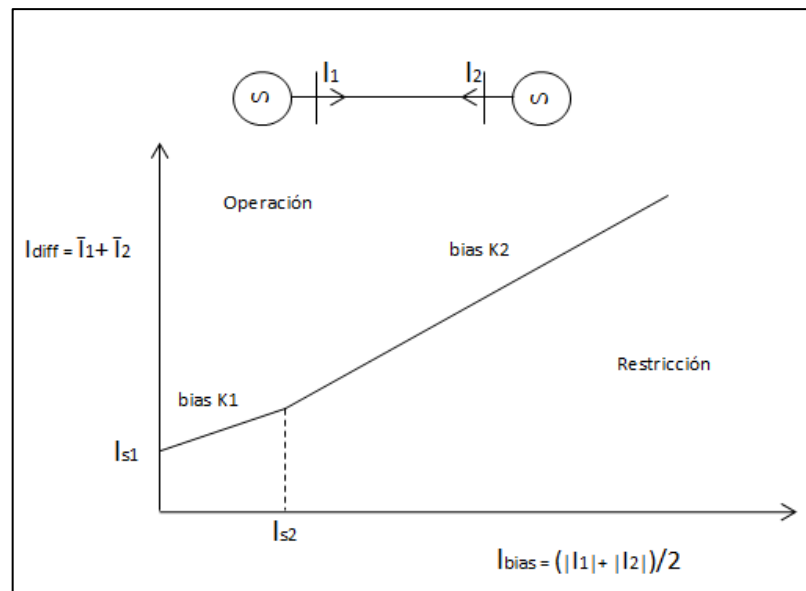
La característica de la protección diferencial es que es de selectividad absoluta. Para que opere depende de mediciones eléctricas. Los *relés* utilizados para esta protección son muy sensibles a las fallas que ocurren dentro de la zona de protección, y deberán de ignorar las fallas que se producen fuera de la zona protegida. La mayoría de *relés* operan cuando una cantidad medida, excede más allá de un valor predeterminado; sin embargo, el principio de *relé* diferencial es algo diferente, opera en función de la diferencia entre dos o más cantidades eléctricas similares y esta diferencia supera un valor predeterminado.

El *relé* diferencial opera cuando hay una diferencia entre dos o más cantidades eléctricas similares, que superan un valor predeterminado. El *relé* toma dos corrientes que provienen de dos partes de un circuito. Si no hay una anomalía fuera de la zona vigilada, la suma de corrientes es cero, si existe una falla dentro de esta misma zona protegida, la corriente de falla no estará siendo adicionada a las otras corrientes; entonces la suma de las corrientes calculadas será diferente a cero. Este tipo de protección no contiene respaldo y

requiere de comunicación entre cada parte sensada. Siempre hay que tener en cuenta que existe una corriente diferencial introducido por los CT's. Esta corriente tiende a ser proporcional a la corriente medida.

En la figura 15 se podrá observar la corriente diferencial denotada como I_{diff} , en relación a la corriente, proporcional a la que pasa por la línea (I_{bias}) en operación normal o durante fallas externas. Se puede observar que cuando la corriente de operación aumenta, aumenta la corriente que circula en el equipo que se está protegiendo y las pendientes de restricción conceden mayor estabilidad para corrientes más grandes de carga.

Figura 15. **Zona de operación y restricción**



Fuente: FUENTES, Guillermo. *Fundamentos, protecciones, transformadores*. p. 2.

2.5. Sistemas de Protección

Un sistema de suministro y transporte de energía eléctrica debe cumplir con varios requisitos indispensables para prestar un servicio con niveles altos de calidad y seguridad. Ante la ocurrencia de una falla o de una condición anormal, el sistema de protección debe ser capaz de detectar el problema inmediatamente y aislar la sección afectada, permitiendo así que el resto del sistema de potencia permanezca en servicio, y limitar la posibilidad de daño a los otros equipos, en donde las funciones generales de un sistema de protección se resumen así:

- Aislar las fallas permanentes
- Minimizar el número de salidas y de fallas permanentes
- Minimizar el tiempo de localización de las fallas
- Prevenir daños a los equipos
- Minimizar la probabilidad de rotura de conductores
- Minimizar la probabilidad de falla disruptiva
- Minimizar los riesgos

Todos los elementos de un sistema de potencia deben estar correctamente protegidos, de tal forma que los relevadores solamente operen ante la ocurrencia de fallas. Algunos *relés* operan solo para fallas que ocurren dentro de su zona de protección; esto es llamado “protección tipo unitaria”.

Otros relevadores son capaces de detectar fallas dentro de una zona particular y fuera de ella, usualmente en zonas adyacentes, y pueden usarse como respaldo de la protección primaria, como una segunda línea de defensa. Es esencial que cualquier falla sea aislada, aún si la protección principal

asociada no opera. Por lo tanto, en lo posible, cada elemento en el sistema de potencia, debe estar protegido por los relevadores primarios y de respaldo.

2.5.1. Protección Primaria

Un sistema de protección primaria debe operar cada vez que uno de sus elementos detecte una falla. Ella cubre una zona de protección conformada por uno o más elementos del sistema de potencia, tales como máquinas eléctricas, líneas y barras. Es posible que para un elemento del sistema de potencia se tengan varios dispositivos de protección primaria. Sin embargo, esto no implica que estos operarán todos para la misma falla.

Debe notarse que la protección primaria de un componente o de un equipo del sistema, puede no necesariamente estar instalado en el mismo punto de ubicación del equipo; en algunos casos puede estar ubicado en una subestación adyacente.

2.5.2. Protección de Respaldo

La protección de respaldo es instalada para operar cuando por cualquier razón, la protección primaria no opera. Para obtener esto, el *relé* de protección de respaldo tiene un elemento de detección que puede ser o no similar al usado por el sistema de protección primaria, pero que también incluye un circuito de tiempo diferido que hace lenta la operación del relevador y permite el tiempo necesario para que la protección primaria opere primero. Un relevador puede proporcionar protección de respaldo, simultáneamente a diferentes componentes del equipo del sistema; e igualmente el mismo equipo puede tener varios relevadores de protección de respaldo diferentes. En efecto, es

muy común que un relevador actúe como protección primaria para un componente de equipo y como respaldo para otro.

2.5.3. Protección Direccional

Una característica importante de algunos tipos de protección, es su capacidad para determinar la dirección del flujo de potencia y, por este medio, su capacidad para inhibir la apertura de los interruptores asociados, cuando la corriente de falla fluye en la dirección opuesta al ajuste del relevador. Los *relés* que tienen esta característica son importantes en la protección de circuitos enmallados, o donde existen varias fuentes de generación, cuando las corrientes de falla pueden circular en ambas direcciones en torno a la malla. En estos casos, la protección direccional previene la apertura innecesaria del equipo de interrupción y así mejora la seguridad del suministro de electricidad. En los diagramas esquemáticos de protección, la protección direccional está usualmente representada por una flecha debajo del símbolo apropiado, indicando la dirección del flujo de corriente para la operación del relevador.

2.5.4. Tiempos de Eliminación de Fallas

Los tiempos de eliminación de las fallas varían de acuerdo con la tecnología utilizada. Para la protección de sistemas eléctricos, el tiempo total de despeje debe ser menor a 100 ms incluyendo el tiempo requerido por el relevador (10 a 40 ms) según ANSI C 37.9. Cuando hay sistemas de protección remota hay que agregar de 10 a 30 ms. Los sistemas modernos emplean máximo 50 ms (De 8 a 10 ms para relevadores y 2 ciclos para apertura del interruptor).

2.5.5. Consideraciones adicionales

Ya que se debe cumplir ciertos requisitos, tanto de los parámetros eléctricos de la Isla como del SEP, también hay que tomar ciertos criterios para la seguridad de los dispositivos y las personas, las cuales pueden ser:

- El sistema de interconexión no debe permitir la energización del SEP cuando este se encuentre desenergizado.
- El sistema de interconexión debe detectar fallas en el SEP y aislar la GD: Si estas son tales que no causen significantes variaciones de corriente, tensión o frecuencia en el PCC no hay razón técnica para la desconexión.
- El sistema de interconexión debe coordinar con cualquier cierre en el área del SEP que pueda aislar el alimentador que conecta la generación con el sistema.
- Las funciones de protección pueden estar integradas al sistema de control del GD. Si se trata de un inversor, tales funciones de protección pueden encontrarse en el *software* de control del mismo.

2.6. Protección del Sistema Durante la Isla

A continuación, se analizan 3 consideraciones sobre funcionamiento y protección de las GD y en situaciones en Isla:

- Aislamiento la sección de falla más pequeña permisible.

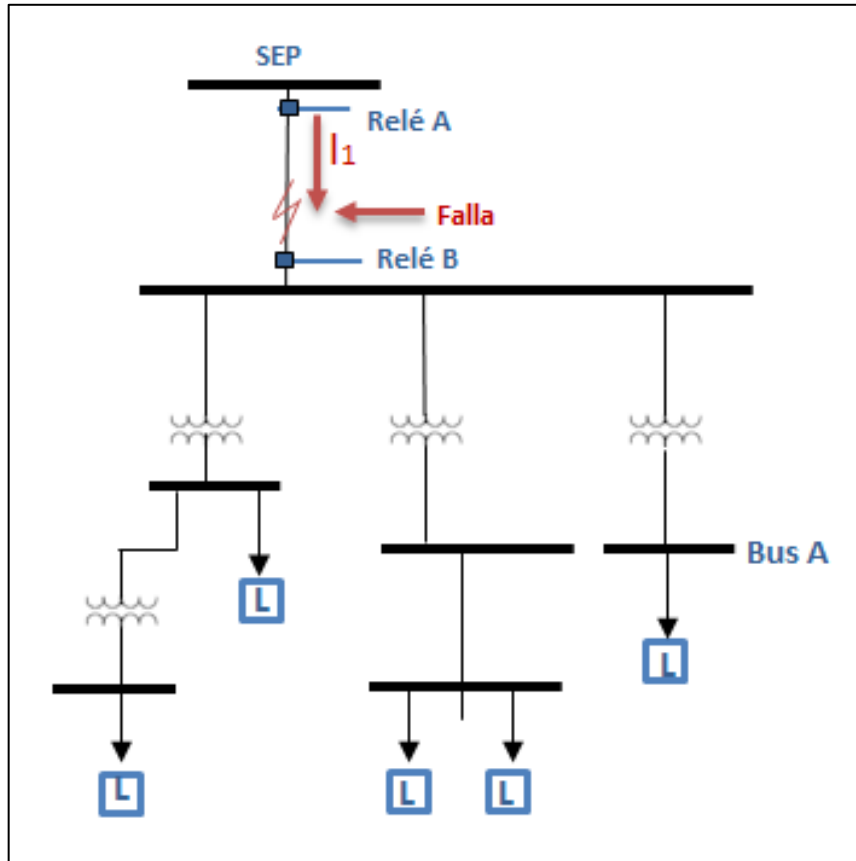
- *Fault ride-through*, capacidad de la GD de permanecer conectada por un periodo de tiempo específico de la falla.
- Protección ante fallas en la red en Isla con GD.

2.6.1. Alislamiento de la Sección de Falla

En un sistema eléctrico existen ciertas fallas, teniendo las tres más comunes como la falla trifásica que corresponde a una falla en las tres fases en un mismo punto, también están las fallas bifásicas que es una falla de dos fases entre si y la falla monofásica que es cuando una fase se pone en contacto con tierra.

La falla más común que se da es la falla monofásica y podría decirse, en términos generales, que el más grave es la falla trifásica; por lo que se los siguientes análisis se tomaran como fallas trifásicas ya que suelen ser las más severas para el sistema. Cuando ocurre una falla en sus sistema eléctrico que tiene una configuración radial y sin generación distribuida, asumiendo una falla como se indica en la figura 16, las protecciones alslarán el sistema, abriendo el interruptor aguas arriba de esta falla; en este caso podemos observar que la alimentación de energía eléctrica surge de un solo sentido.

Figura 16. Cortocircuito sin GD



Fuente: MCDONALD, John D.; WOJSZCZYK, Bartosz; FLYNN, Byron and VOLOH, Iliia.

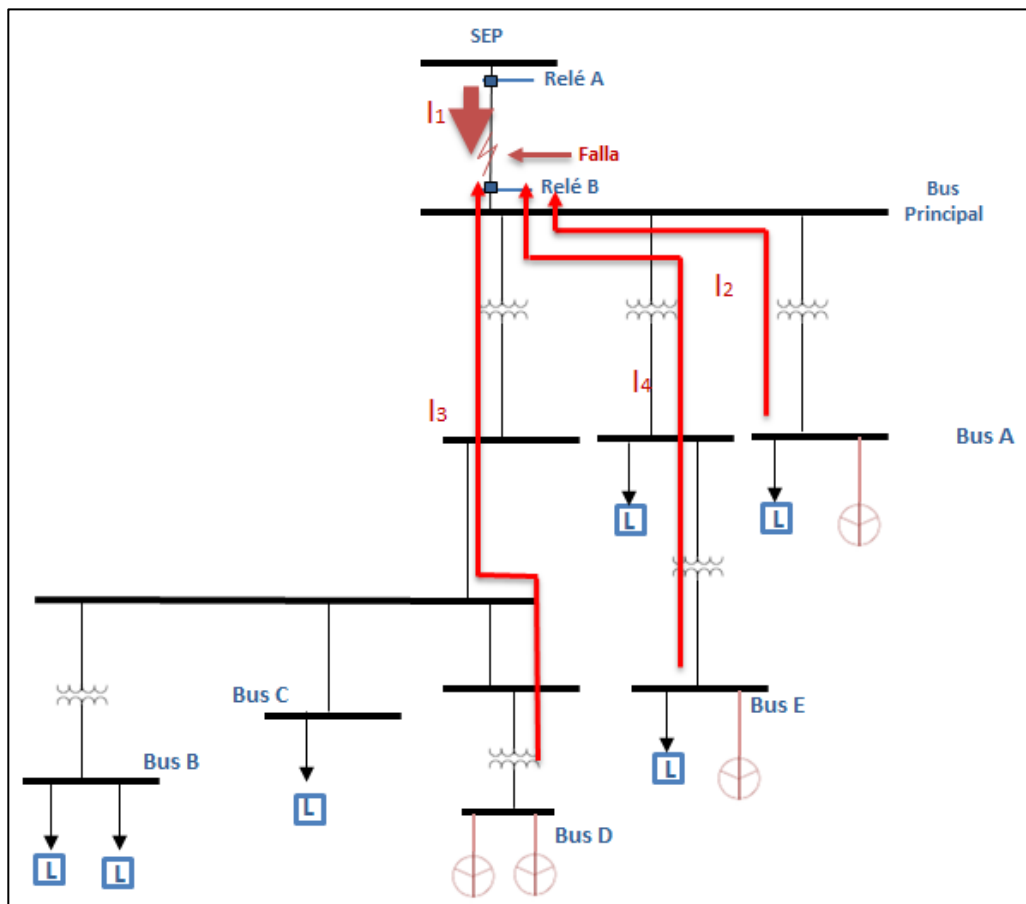
Distribution Systems, Substations, and Integration of Distributed Generation.

<http://juanribon.com>. Consulta: 11 de abril de 2011.

Cuando un circuito es alimentado solamente de una fuente, la coordinación de las protecciones será relativamente más sencilla, así como la coordinación de los tiempos y así tener una excelente selectividad; también no habrá problemas en volver a re-energizar debido a que no sucederá alguna falla por sincronismo a la hora de interconectar, ya que se hará a una línea muerta.

La gran desventaja de esta configuración es que aislando la falla se producirá la suspensión de alimentación de energía eléctrica hacia las cargas, aguas abajo.

Figura 17. Cortocircuito en red bidireccional



Fuente: MCDONALD, John D.; WOJSZCZYK, Bartosz; FLYNN, Byron and VOLOH, Iliia.

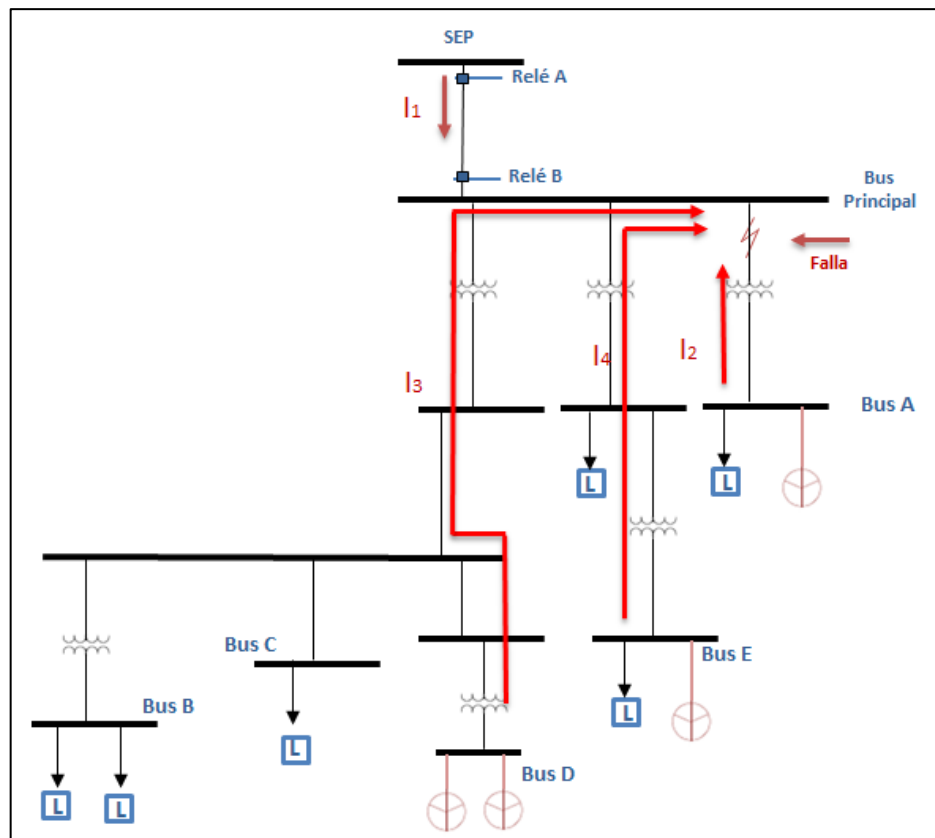
Distribution Systems, Substations, and Integration of Distributed Generation.

<http://juanribon.com>. Consulta: 11 de abril de 2011.

Para el caso que se muestra en la figura 17, que corresponde a una falla en un circuito solo que ahora con GD, se puede observar que para las cargas que se encuentran en las barras B y C se podrá minimizar la interrupción de

alimentación, ya que ahora se tiene el suministro de GD para los segmentos de la red en los cuales no existan fallas; para lograr esto se tiene que restaurar o aislar dicha falla, teniendo interruptores en ambos lados de la línea, en donde el *relé* denominado como A detectará la corriente de falla proporcionada por la red, mientras el *relé* denominado como B estará sensando la corriente que es proporcionada por las GDs, aguas abajo.

Figura 18. Cortocircuito en red bidireccional 2



Fuente: MCDONALD, John D.; WOJSZCZYK, Bartosz; FLYNN, Byron and VOLOH, Iliia.
Distribution Systems, Substations, and Integration of Distributed Generation.

<http://juanribon.com>. Consulta: 11 de abril de 2011.

Cuando se origina una falla como se muestra en la figura 18, se observa que la falla es en la línea principal de alimentación a la barra A; en esta, la corriente que sensa el *relé* B es muy parecida a la corriente de falla I1 sensada por el *relé* A, como se ve en la figura 17; según la ubicación de la falla, el *relé* B, sensa una corriente alta I1 o equivalente a la sumatoria de las 3 corrientes I2 I3 I4. La corriente de falla que sensa el *relé* B, cuando es alimentada por el sistema principal, es mucho mayor de lo que puede ver en la dirección inversa (debido a la falla que ocurre aguas abajo del *relé*) y la corriente que pasa por el es correspondido por la contribución de las GD.

Por lo que un *relé* debe tener la característica de diferenciar la dirección de la falla, y se requerirán diferentes ajustes. Una alternativa es utilizar *relés* de sobrecorriente direccional, estos tendrán que ser ajustados por aparte en las direcciones de adelante y atrás, con la verificación de disparos indicados, dependiendo del tipo de red en el que opera.

Si normalmente están operando todo el tiempo las GDs, se tendrán que ajustar los *relés* según la corriente nominal de cada barra; regularmente todas las GDs no operan todo el tiempo o de manera permanente, por lo que los ajustes deberán de estar para realizar el despeje de las fallas de acuerdo al nivel de corriente con el que operan.

Se tendrá que efectuar un análisis para las diferentes disposiciones de la red en base a los GDs conectados para realizar los ajustes del *relé*. Para hacer los cambios respectivos en las protecciones en base a la configuración de la red, se requiere comunicación fiable.

Se tendrá en cuenta, que en caso que la comunicación no funcione, cada *relé* deberá de tener configurados parámetros predeterminados que consideren

el despeje de todas las fallas en cualquiera de las situaciones que ocurran de manera que le dé prioridad a la dependibilidad frente a la seguridad.

Cabe analizar que las operaciones de selectividad absoluta no tendrían que presentar ningún problema respecto a la dirección de la corriente, resolviendo así, parcialmente el problema, ya que también se tendrá que utilizar en conjunto con protecciones de selectividad relativa para ofrecer respaldo a las instalaciones aledañas.

2.6.2. Resistencia a una Falla

Las GDs que están relacionadas con algún SEP deberán de tener la habilidad de permanecer acoplados un determinado tiempo durante una falla para dar tiempo a que la falla sea liberada. El objetivo principal es que el sistema de generación pueda resistir a la falla y así evitar interrupciones innecesarias de las GDs durante situaciones anormales de duración momentánea. Las GD inyectan corrientes en caso de falla por un tiempo determinado (indicado como t_d) hasta que la falla es liberada por las respectivas protecciones. El tiempo t_d puede ser seleccionado con relación a las necesidades de protección del *relé* y las necesidades de interrupción para los niveles de tensión anormales.

Los *relés* tendrán que actuar con la corriente de falla, derivada de las GD, relacionada aguas abajo. Si las GD se desconectan seguidamente después de una falla, los *relés* no contarán con alguna información para localizar y aislar la misma; por lo tanto, las configuraciones de estos se determinan para detectar las corrientes limitadas de falla resultantes de las GDs.

Si una porción del sistema queda aislada por causa de una falla dentro del tiempo t_d , se identificarán 3 tipos de estado:

- GDs conectados a la red eléctrica: estos tipos de GD funcionarán acoplados a la red, aún después de aislar la falla; para este caso las ventajas pueden alcanzarse, tanto como para la GD, para las cargas y para el sistema.
- GDs conectados a la sección en falla: estos GDs seguirán alimentando la corriente de falla en lo que transcurre el tiempo t_d . Tendrán que ser identificados y posteriormente desconectados por medio de interruptores de potencia o el corte de los *switches* semiconductores de potencia, esto favorecerá a la extinción del arco.
- GD conectados a la sección en Isla: aun cuando se ha manifestado una falla, es posible formar una Isla con los GD y las cargas respectivas, esto es posible si la generación tiene la capacidad de suministrar alimentación suficiente a la carga conectada o a los equipos más importantes; en caso contrario, si la capacidad de generación en la Isla no es suficiente para tal demanda, los GD tendrán que ser desconectados. Para evitar este problema se deberá realizar un estudio de limitación de cargas, así como de mantener una distribución simétrica de las mismas; de no ser posible la implementación de limitación de carga, se tendría que realizar un método de desconexión de generación.

2.6.3. Protección ante Fallas en la Red en Isla con GD

Cuando las GD tengan y puedan operar en modo Isla manteniendo una carga, se debe establecer una protección adecuada para este tipo de

operación. Los ajustes de las protecciones ubicadas en la Isla tendrán la consideración de no tomar la corriente de falla de todo el sistema eléctrico; con esto, las configuraciones de las protecciones deben modificarse al presentarse el estado de Isla. La interrupción de los GD luego que se cumple el tiempo t_d , esta medida se estará estableciendo como respaldo a las protecciones adicionales a la Isla en caso no se detecte la falla y así evitar que las GD sigan alimentando con corrientes más allá del tiempo, t_d .

2.7. Rearmado del Sistema

El mayor problema del retorno de la Isla a la red, es asegurar la conexión sincronizada, propenso a reducir las demandas eléctricas y mecánicas en la transferencia. La solución, requiere de un interruptor capaz de auto-sincronizar ambos sistemas. Situación que se complica cuando la protección del sistema se basa en recierres, con al menos uno, cuyo objetivo es permitir la des-ionización de la falla, con tiempos de apertura de 0,5 a 2 s [1]. Con estos tiempos y la formación de Islas, resulta difícil evitar la reconexión fuera de fase. Si se acortan se corre el riesgo de que la falla no se auto-elimine, si se alargan aumenta el riesgo de conexión fuera de fase. Es beneficioso el empleo de conexión a través de inversores, con funciones de limitación de corriente como protección, evitando el daño a componentes sensibles como la electrónica de potencia. Otro problema que dificulta el retorno es el severo transitorio de conexión capacitiva, que puede alcanzar a tensiones de 3 pu, debido a la existencia de considerable capacidad en la Isla. Por lo que se implementan ciertos normativos que desarrollan unos requisitos de conexión referidos fundamentalmente a:

- Regulación de tensión: se trata de equipos y procesos que permiten al operador de la red eléctrica de distribución, mantener una tensión más o

menos constante a pesar de las variaciones que se producen normalmente por cambios en las cargas, o por variabilidad de las fuentes primarias de energía.

- Integración con la puesta a tierra de la red de distribución: las unidades de GD deben estar conectadas a tierra siguiendo las recomendaciones que les sean de aplicación, para evitar sobretensiones a lo largo de la línea.
- Desconexión del sistema ante interrupciones en la red eléctrica: en caso de que se produzca un suceso de estas características, el equipo de GD no puede suministrar corriente, y en consecuencia, energizar la línea de la compañía de distribución. De esta forma se permite, entre otras cosas, la reposición de la línea del evento que causó la interrupción.
- Sincronización del sistema de GD con la red de distribución: la salida de la unidad de generación debe tener la misma tensión, frecuencia y ángulo de fase que la red eléctrica a la que se quiere conectar.
- Por último el equipo de GD, como cualquier carga que está conectada en paralelo en la red eléctrica, no puede inyectar armónicos, ni corriente continua por encima de unos umbrales definidos.

3. FUNCIONAMIENTO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE SISTEMA EN ISLA

3.1. Administración en Generación Distribuida

Cuando se opera un sistema de generación distribuida en Isla, hay varias cuestiones importantes que necesitan ser tratadas, de la siguiente manera:

- El sistema de GD en Isla, necesita supervisar y controlar la salida de generación para garantizar que la potencia sea simétrica y en tiempo real, de modo que la frecuencia y el voltaje se mantengan en un rango aceptable. Para asegurar esto, pueden implementarse esquemas de desconexión de carga.
- Durante las operaciones de la Isla, se desea operar de acuerdo con la tabla 1 de este documento (ANSI / NEMA C84.1-2006). Si el sistema de Islas DR incluye la SEP en la zona, se espera que el rendimiento del sistema pueda cumplir con la norma.
- Durante las operaciones en Isla es deseable que se encuentre estable y dentro de la gama prevista para este tipo de sistema.
- Durante las operaciones de las GD participantes, la generación de las máquinas que están bajo el control de las operaciones del sistema de la Isla, deben ser identificadas. Aunque puede que no se involucre algunas GD (Generación que se encuentra en el sistema de Islas pero no se encuentra bajo el control de las operaciones del sistema Isla).

- Las operaciones del sistema de GD en Isla no deben afectar a las cargas que no participan en la Isla, ni experimentar niveles bajos de seguridad de lo que se considera normal.
- Las adiciones y cambios a cargas significativas y la capacidad de generación deben ser evaluados y revisados periódicamente. El crecimiento de la carga debe ser planeado en el diseño del sistema y se debe verificar anualmente. Una nueva generación en un sistema de Islas planificada puede enmascarar el crecimiento de la carga real.
- Si un sistema permanece en Isla durante un tiempo prolongado, la corrección de tiempos puede ser un problema, debido a los efectos acumulados de la operación de frecuencias no nominales, esto para todos los equipos electrónicos.
- Confirmar que la condición que provocó la Isla se ha estudiado y corregido. Si no, entonces la integridad del sistema necesitará ser confirmada personalmente.
- Formación y capacitación para todo el personal relacionado con las operaciones del sistema y el mantenimiento de la generación distribuida en Isla.

3.2. Transferencia en Generación Distribuida en Isla

Las transferencias tienen que ser intencionales, por diseño, y establecidas en la fase de planificación de un sistema de Islas. La creación de Islas intencionales puede ser impulsada por una variedad de razones. Por ejemplo, los participantes pueden querer ahorro económico o mejora de la confiabilidad.

Pero independientemente del resultado pretendido, los esquemas de transferencia se dividen habitualmente en las siguientes categorías con sus requisitos de implementación únicas:

3.2.1. Transferencia Manual / Activado por eventos

- Económico
 - Los precios de la energía impulsan la decisión del operador para la autogeneración.
- Confiabilidad
 - Isla preventiva debido a la amenaza del tiempo.
 - Isla preventiva debido al pronóstico de una sobrecarga del sistema.

3.2.2. Transferencia Automática / Activada por Sucesos

- Económico
 - El precio por los disparos en el sistema de gestión de energía, da la decisión de utilizar la auto-generación.
 - Cargas ininterrumpibles deberán ser asignadas a un programa de gestión de carga o a módulos de almacenamiento de energía eléctrica.
- Confiabilidad
 - Pérdida de potencia/tensión aguas arriba, debido a interrupción por parte del SEP.

3.2.3. Traslferencia Manual o Automática Programada

- Económico
 - Programar generación con un día de antelación o autogeneración recurrente prevista, para el ahorro de costos de energía o ingreso de generadores.

- Confiabilidad
 - Cubrimiento del pico con carga prevista o arranque de carga recurrente.

Las operaciones de transferencia manual ocurren cuando un operador envía una señal específica para el dispositivo de interconexión para crear una Isla con la GD. Las transferencias automáticas se realizan mediante la detección de condiciones predeterminadas que se han producido.

3.3. Control Estratégico de GD en Isla

El funcionamiento del sistema de GD en Isla necesita ser controlada por una estrategia consistente con la operación prevista. Hay al menos tres estrategias de control alternativas, las cuales son:

- Control Centralizado: el sistema de control central proporciona comandos a todo el sistema, que es efectivamente una configuración maestro-esclavo, entre el sistema central y los dispositivos distribuidos.

- Control Distribuido: el control se lleva a cabo con controles independientes que se comunican uno con el otro. Esta estrategia utiliza

dispositivos inteligentes que están estratégicamente situados para detectar las condiciones y poner en marcha las acciones necesarias.

- Control Autónomo: el control se lleva a cabo con controles independientes, sin comunicación con otros dispositivos.

3.4. Consideraciones de Seguridad

Para garantizar un mantenimiento seguro y evitar operaciones no intencionadas, deberá de haber procedimientos de desenergización deliberados y con seguimiento por las entidades correspondientes. Tener fuentes del sistema en Isla añade fuentes adicionales que el personal debe tener en cuenta para planificar adecuadamente y desenergizar el sistema.

Deberán considerarse situaciones de arco eléctrico, así como ser reconocidos y tomar las precauciones adecuadas para la configuración del sistema. Con secciones aisladas, la corriente de falla será más baja y posiblemente tiempos de despeje de falla más largos, con los dispositivos de protección convencionales, esto puede poner en riesgo de arco eléctrico debido al aumento de este tiempo de exposición, al hacer trabajos con equipos energizados.

Para los sistemas de GD en Isla, los procedimientos de reenganche deben ser evaluados. Durante las operaciones, necesitan ser identificados los estados de los *recloser* e interruptores en el sistema. La coordinación de protección debe ser evaluada debido a que la corriente de falla del sistema puede cambiar en el modo de Isla.

3.5. Revisión Periódica, Mantenimiento y Pruebas

El mantenimiento debe planificarse teniendo en cuenta tanto la Isla y los modos en no Isla. También se deben realizar las pruebas periódicas del sistema de transferencia a Isla.

Deben establecerse los protocolos de prueba para asegurar que el sistema está totalmente listo para operar cuando se llama a las condiciones de formación de Islas. La prueba puede ser complicada cuando, tanto el SEP como el SEP local, están involucrados en la Isla.

Como parte de las pruebas y el mantenimiento periódico, el diseño del sistema de la Isla debe también ser re-evaluado para asegurar capacidades adecuadas en cuanto a la carga/generación y confirmar que todos los dispositivos y equipos estén todavía conectados y operativos.

3.6. Consideraciones de Protección

Si se permite que la selectividad (coordinación) se vea comprometida por las condiciones de la Isla a corto plazo, las prácticas de operación deben ser establecidas para alertar a los equipos de campo de cualquier preocupación de selectividad anormal. Por ejemplo, si la generación tiene probabilidad de disparo y habrá corte de electricidad en toda la Isla, para algunas fallas, los operadores del sistema y equipos de campo necesitarán ser conscientes de esto para poder ayudar en la localización y restauración de las mismas. Los equipos de restauración deben estar al tanto de cualquier conexión a tierra en los generadores, en términos de localización de falla a tierra.

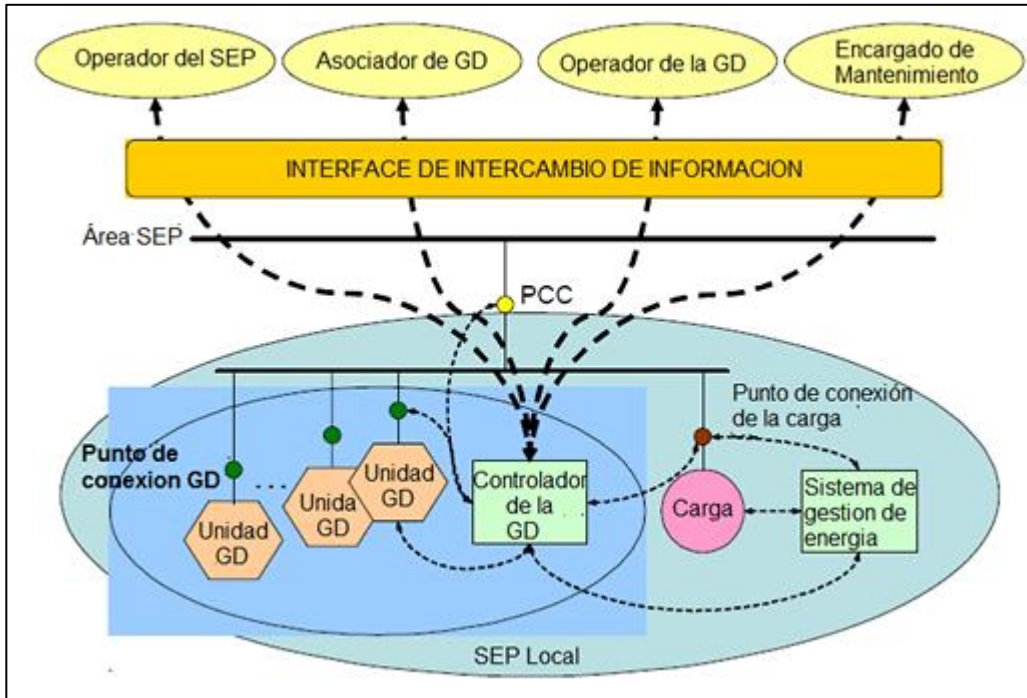
Operacionalmente, cuando se establece una Isla, puede haber cambios en el sistema de protección originalmente diseñado y que requieren ejecución. Ejemplos de este tipo incluyen *relés* de distancia para la compensación de las fallas a tierra, cambios de reenganche, la reconfiguración de la generación distribuida y cambios de ajustes de los *relés*.

3.7. Monitoreo, Información de Intercambio y Control

El monitoreo, información de intercambio y control (MIC), tiene por objeto, facilitar la interoperabilidad de la generación distribuida interconectada con un área del sistema de energía eléctrica. Está constituida por las funciones, parámetros y metodologías para el seguimiento, el intercambio de información y de control en relación con los GD interconectados con el SEP.

La figura 19 proporciona una visión general de referencia del intercambio de información, su énfasis es conceptual para enfocar las directrices de la MIC que son relevantes para la interconexión de la GD. El diagrama identifica los componentes que participan en procesos de interés. Estos componentes son los sujetos o actores, de las descripciones de los procesos. Los componentes de este diagrama son compatibles con la norma IEEE 1547.

Figura 19. Diagrama de referencia para el intercambio de información



Fuente: Norma IEEE 1547.3-2007 Guide for Monitoring, *Information Exchange*, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems. p. 42.

Los óvalos superiores representan los roles de los intérpretes que necesiten intercambiar información con el sistema de generación distribuida sobre su interconexión con la SEP del área. Las unidades de GD están representadas por los hexágonos, puede haber una o muchas unidades de generación en un sitio, pero habrá al menos un controlador que realiza una función de vigilancia y control. El controlador tiene que tener la inteligencia para colaborar con las partes interesadas y los equipos. Hay que tener en cuenta que el controlador de la generación puede comunicarse con estas otras entidades a través de un componente de puerta de enlace de comunicación. Las unidades de generación y controladores se pueden instalar en una variedad de configuraciones. Las unidades de generación y controladores de los mismos,

se pueden situar juntas o por separado, dependiendo de la estrategia comercial de los constructores y los requisitos de los clientes. El círculo grande representa una carga. Algunas de ellas pueden ser instalaciones con sistema de gestión de energía con controladores para optimizar sus operaciones.

El MIC para sistemas de generación debe soportar la interoperabilidad entre los dispositivos y la SEP de la zona. La interoperabilidad es la capacidad de dos o más dispositivos para intercambiar información y trabajar juntos en un sistema. Esto se logra mediante el uso del objeto publicado y definiciones de datos, comandos estándar y protocolos estándar. Hay varios niveles de interoperabilidad entre un conjunto limitado de capacidades; pueden ser estándar y disponibles en un sistema de múltiples proveedores, mientras que las capacidades extendidas pueden requerir comandos de propiedad. Otras capacidades deseables son auto-descripción y configuración del sistema (MIC) automático. Estas características deben reducir los costos al eliminar la necesidad de la conversión de datos, personalización de los equipos, y la configuración manual, que aumentarían la confiabilidad de los datos y la eliminación de los errores de traducción de comandos.

Una capacidad deseable adicional es la extensibilidad. Los casos de uso y necesidades de los interesados están obligados a seguir evolucionando. Por esta razón, todos los aspectos de los sistemas de MIC deberían ser extensibles. Por ejemplo, los modelos de información deben ser capaces de extensión para permitir nuevos elementos de datos o capacidades de los dispositivos. Los protocolos deben ser susceptibles de modificación para apoyar a los nuevos medios físicos o funciones de la aplicación. Se recomienda que los estándares de arquitectura abierta sean usados como un camino hacia el objetivo de la interoperabilidad.

3.7.1. Desempeño

Todos los parámetros interactúan, por lo que el usuario final debe determinar cómo cada parámetro interactúa con los demás y con el equilibrio apropiado. Son cuatro parámetros críticos de desempeño: rendimiento, latencia, confiabilidad y seguridad, que se pueden utilizar para caracterizar el rendimiento de la red de comunicación.

- Rendimiento: mide la cantidad de información por usuario que se puede enviar a través de la red de comunicación continuamente. Se expresa como kilobits por segundo (Kbps). Se puede expresar como un máximo, mínimo, o el valor nominal de la red. La sobrecarga de protocolo debe tenerse en cuenta en este parámetro; también cualquier transmisión repetida debido a errores. Un parámetro de diseño crítico es el tráfico de la tasa de error de *bits* y corrección de errores hacia adelante con el rendimiento, porque los errores no corregidos en un paquete activarán la retransmisión de todo el paquete y, por lo tanto, afectarán el rendimiento de realización.
- Latencia: se puede expresar como un mínimo/máximo, o el valor nominal. Las unidades son generalmente segundos. Por ejemplo, un comando para cerrar un interruptor enviado al campo (desde un sitio remoto arbitrario) requiere una cantidad finita de tiempo antes de que el interruptor se cierre realmente. (La comunicación requerida para la confirmación de la acción no está incluida en la medida de latencia).
- Confiabilidad: el tiempo medio entre fallos para una red de comunicaciones es un índice de su confiabilidad. Este es el tiempo (en segundos o años) que se puede esperar que la comunicación falle; es

decir cuando una solicitud enviada no llega o uno de los otros atributos, no entrega en el rango esperado (o requerido). Este parámetro incluye lo que normalmente se conoce como la confiabilidad, disponibilidad y facilidad de mantenimiento del sistema de comunicaciones. Esta medida tiene en cuenta los fallos provocados por el *hardware* o *software* en mal funcionamiento, indisponibilidad debido al mantenimiento (por ejemplo, para el reemplazo de la batería), o el tiempo de inactividad para volver a configurar la red de comunicaciones cuando se añaden o eliminan nuevos nodos. Al final, es una medida de la probabilidad (o el tiempo medio entre fallos) que, si se emite una orden para abrir un interruptor en un momento arbitrario, que en realidad el interruptor responderá dentro del tiempo asignado.

- Seguridad: la seguridad es la capacidad de proteger contra el acceso no autorizado al mismo tiempo que proporciona, por otro lado, acceso autorizado. La unidad puede ser basada en el tiempo (por ejemplo, cuántos años le tomaría a alguien para invadir el sistema), basada en la probabilidad (por ejemplo, la probabilidad que alguien tenga éxito en el ataque), o basada en los costos (por ejemplo, la inversión por evento para protegerse de un ataque *versus* la inversión por el acceso de las entidades autorizadas). Un ataque puede ser definido como la intervención de una entidad no autorizada que podría destruir la información, la información de interceptación, degradar la integridad de la información o denegar el acceso a la información a las entidades autorizadas. Una entidad autorizada puede convertirse en un atacante, tal vez sin darse cuenta, si el sistema de seguridad no proporciona una protección adecuada contra las acciones involuntarias que podrían destruir o degradar información o interceptar información para los que la entidad no tiene autorización.

3.7.2. Enfoque de Sistemas Abiertos

No es necesario el uso de estándares de arquitectura abierta, pero se trata de evitar la incompatibilidad con una futura arquitectura de comunicación abierta, esto para que sea fácil de migrar a los estándares abiertos de comunicación a medida que estén disponibles. Se presentan algunas características de estándares de arquitectura abierta:

- No se adjudican propietarios a los métodos y técnicas a utilizar.
- No tienen derechos de licencia o regalías por su uso o distribución.
- No están limitados con respecto a las zonas de uso, tipos de usuario, o algunos productos y tecnologías
- Son (idealmente) disponibles y adoptados como estándares internacionales.

3.7.3. Definiciones de Clases de Calificación de Instalación de GD

Esta guía define tres clases basadas en la calificación de la instalación de GD (véase la tabla III). Se pueden modificar los rangos descritos para adaptarse a las regulaciones y prácticas locales. Para las instalaciones de GD individuales o combinadas se presentan las siguientes clasificaciones:

Tabla V. Clases de Instalación

Clase	Valor de GD
Clase 1	$0 < GD < 250 \text{ KVA}$
Clase 2	$250 \leq GD < 1500 \text{ KVA}$
Clase 3	$1.5 \leq GD 10\text{MVA}$

*El límite superior de este puede variar. Delimitaciones se establecen en la norma IEEE Std 1547, 4.1.6.

Fuente: elaboración propia.

- Clase 1: comprende unidades de GD menores de 250 kVA. En esta clase se incluyen, pequeñas turbinas de viento, producción combinada de calor y cogeneración de energía, microturbinas, dispositivos de almacenamiento de energía, sistemas de microhidroeléctricas. Para estos casos la IEEE 1547, establece que no se requieren unidades de esta clase para proporcionar disposiciones de control; sin embargo, puede ser deseable, en algunos casos, para controlar estos y otros parámetros. Dado que las instalaciones de esta clase son relativamente pequeñas, es poco probable que el operador requiera monitoreo. En algunos casos, el propietario de la generación quiere controlar la salida de kilovatios-hora en un ciclo de facturación. Proyectos de investigación y de prueba pueden requerir MIC adicional que puede tener que cumplir con equipo de control adicional.
- Clase 2: las unidades de GD en esta clase deberán proporcionar disposiciones de control. Clase de instalaciones tipo 2 podría ser un combinado de unidades más pequeñas de generación. Es muy poco probable que las unidades de esta clase se incluyan en la generación de algoritmos de control automático o ser parte de la zona SEP de despacho económico. A medida que se acercan las instalaciones de generación a niveles de salida de 1 MW, puede ser necesaria la comunicación del estado de conexión de la generación y la salida al SEP. Una instalación clase 2 de 1 MW debería de tener que comunicar su estado y la salida a un gestor de red independiente. El gestor de red independiente es probable que solicite la producción total de megavatios-hora sobre una base diaria.
-
- Clase 3: las unidades de generación en esta clase deberán proporcionar disposiciones de control. Instalaciones de generación de esta clase

podrían tener un impacto significativo en el SEP de la zona a la que está conectado. Como mínimo, para la mayoría de las instalaciones de esta clase, es probable que el ente coordinador de operación de generadoras requiera el estado del generador. La potencia activa y reactiva serán objeto de seguimiento y telemetría al SEP. En tal caso, se puede utilizar el sistema SCADA en interfaz de la GD con el área del SEP, este sistema puede requerir la integración con la velocidad de barrido y el protocolo en uso por el gestor de la red de energía eléctrica.

3.7.4. Protocolos

En esta parte se proporciona una lista de protocolos, medios de comunicación y dispositivos de sistema de energía aplicables al MIC de una GD. Ha habido cientos de protocolos de comunicaciones utilizados en y alrededor de los lugares de GD. Por lo general, las comunicaciones se pueden dividir en las siguientes categorías:

- Intercomunicación y monitoreo local de equipos de GD
- Comunicación para facilitar el apoyo a la GD
- Comunicación al exterior, a entidades fuera del sitio

En la mayoría de los casos, la sofisticación de los protocolos de comunicación y la capacidad de utilizar diferentes transportes físicos (ISO, OSI, Capa 1), lleva a que los mecanismos aumenten a medida que se avanza desde el equipo local de intercomunicación a la comunicación de entidades externas. Esto significa que muchos de los protocolos adecuados para la comunicación externa también son aplicables a la intercomunicación local, pero la mayor parte de los protocolos utilizados estrictamente para equipos de intercomunicación no son adecuados para la comunicación externa. Para situaciones de emergencia,

es necesario respuesta en tiempo real, por lo que algunos de los protocolos de comunicación externa no funcionan para equipos de intercomunicación.

Intercomunicación y monitoreo local de equipos de la GD tienden a tener la mayoría de los protocolos propietarios de las tres categorías. Los numerosos protocolos en uso incluyen lo siguiente:

- Neumático
- 4-20 mA
- 0-10 V
- 0-12 V (Off/On)
- *ModBus*
- *LonWorks*
- *Caterpillar Datta Highway*
- *Controller are network (CAN)*
- *DeviceNet*
- Multipropiedad EIA Rs-232, 485

La comunicación de información dentro de las instalaciones de alojamiento y mantenimiento del equipo requiere la capacidad de transportar e interpretar los datos. Normalmente, estos protocolos son enrutables y aplicables de 2 a 7 capas, del modelo OSI de la ISO para permitir la capacidad de propagarse a través de múltiples arquitecturas de transporte físico y aplicaciones. Estos protocolos en uso incluyen lo siguiente:

- *Ethernet*
- TCP/IP
- *Dynamic Data Exchange*

- COM/ DCOM (*Component Object Model/Distributed Component Object Model*)
- OPC
- *LonWork*

Para comunicarse externamente se requiere muchas de las mismas características que se necesitan para llevar la información de la generación a la instalación de acogida, pero por lo general requiere una mayor atención a la seguridad y se refiere a la capacidad de convertir los datos a un protocolo aceptable para los enlaces de comunicación físicos externos disponibles. Muchos de estos protocolos en uso incluyen lo siguiente:

- *Ethernet*
- TCP/IP
- UDP (*User Datagram Protocol*)
- DDE
- COM/DCOM
- CORBA (*Common Object request Broker Architecture*)
- OPC
- OPC-DH
- *LonWokrs*
- Conexión moderna TCP/IP vía protocolo punto a punto (PPP)

Debido a su amplia disponibilidad, bajo costo de instalación y gastos ordinarios, es muy popular una simple conexión de *módem* a través de TCP / IP a través de PPP. Con un dispositivo, tal como un ordenador personal, en el sitio se puede recoger todos los datos de los equipos en un formato, tal como OPC; los datos pueden ser enviados por el canal de un *módem* PPP a la entidad externa. A medida que aumentan los requisitos de rendimiento de datos,

conexiones de banda ancha, cable y satélite de alta velocidad, se vuelven más comunes.

De acuerdo con el modelo de referencia ISO OSI, los protocolos de comunicación están organizados por siete capas: aplicación, presentación, sesión, transporte, red, enlace de datos y físico (desde la parte superior a la parte inferior). El uso común define una selección de un protocolo en cada capa como un perfil "completo".

3.8. Calidad de Potencia

La calidad de la energía eléctrica puede definirse como una ausencia de interrupciones, sobre tensiones y deformaciones producidas por armónicas en la red y variaciones de voltaje RMS suministrado al usuario; esto referido a la estabilidad del voltaje, la frecuencia y la continuidad del servicio eléctrico. Asimismo se ha determinado que uno de los problemas más comunes que ocasiona el desperdicio de energía eléctrica es la calidad de esta, pues influye en la eficiencia de los equipos eléctricos que la usan. Esta parte puede ser utilizada para la orientación en el diseño de los sistemas de energía con cargas no lineales. Los límites establecidos son para la operación en estado estacionario y se recomiendan para las condiciones de "peor caso".

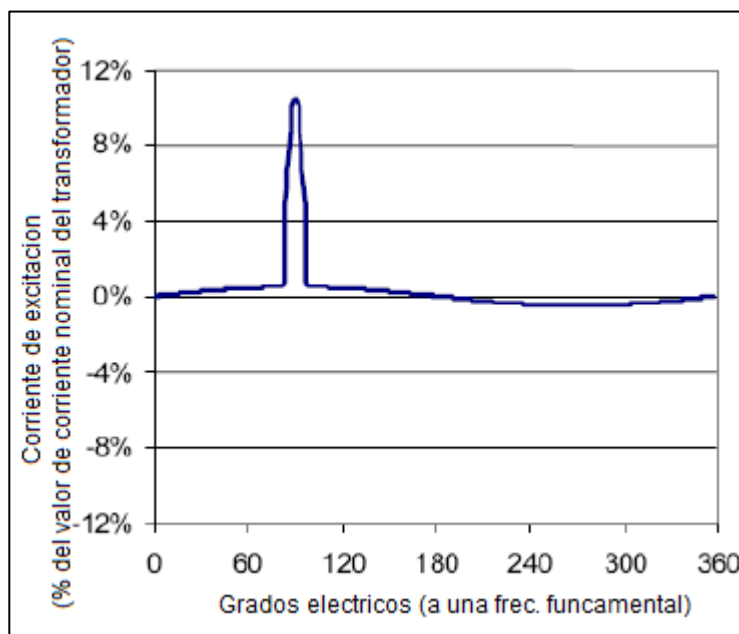
3.8.1. Limitación de la inyección de DC

Este tipo de inyecciones provocan un desplazamiento de dc en la forma de onda de tensión que, aun en pequeñas cantidades, puede provocar la saturación de componentes magnéticos que, por lo tanto, se convierten en fuentes de corrientes armónicas. Otros efectos menos importantes son incrementos del calentamiento, ruidos audibles, etc. Y con la presencia de

inversores, no solo forma parte del sistema de interconexión, también puede originar esta inyección de dc.

Según norma, la generación distribuida y su sistema de interconexión, no deberán inyectar una corriente de dc mayor al 0,5 % de la corriente total en el punto de conexión. En la figura 20 se muestra un transformador típico de distribución con un 0,5 % de inyección de DC, así también en la figura 21 las corrientes armónicas para una corriente DC del 1 %.

Figura 20. **Corriente de excitación transformador**

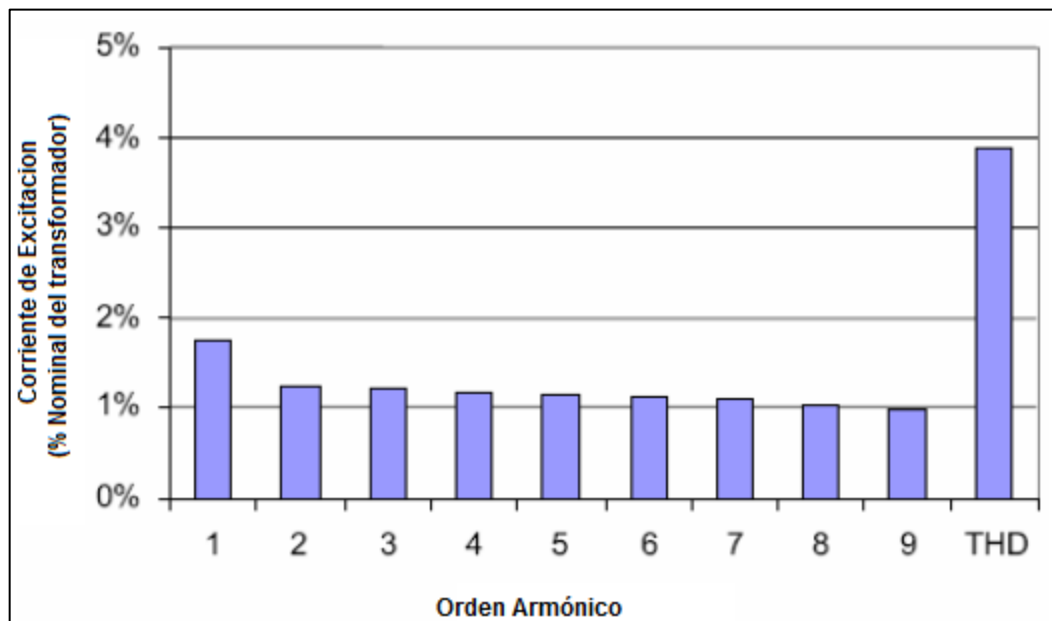


Fuente: Norma IEEE 1547-2003. *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*. p. 8.

Este problema es generalmente típico de las GD basados en inversores; Algunas técnicas para reducir la componente de dc en la corriente de salida de estos equipos pueden ser:

- Control de la tolerancia de los componentes y las asimetrías de los tiempos, para disminuir la componente de dc de la corriente de salida.
- Medición y control retroalimentado del inversor.
- Instalar un transformador aislador entre el inversor y el PCC. En tal caso la característica de saturación del transformador debería ser tal que tolere el dc producido por el inversor.

Figura 21. **Componente armónico para una inyección de 1 %**



Fuente: Norma IEEE 1547-2003. IEEE *Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*. p. 9.

3.8.2. Limitación de *flicker* inducido por la GD

Como regla principal la GD no deberá crear un nivel de *flicker* objetable para otros usuarios del área del SEP. La GD se complementará con los requerimientos de la norma, y sus variaciones de potencia (ΔS) comparadas

con la potencia de cortocircuito (SSC) del SEP en el PCC se deberán de encontrar en valores como los de la tabla 4:

Tabla VI. **Limites por cambio relativo de potencia en relación del número de cambios por minuto (IEC61000-3-7)**

Cambios de Voltaje por minuto ⁻¹ (r.)	$(\Delta S/SSC)_{Max}$ (%)
$r > 200$	0,1
$10 \leq r \leq 200$	0,2
$r < 10$	0,4

Fuente: Norma IEEE 1547-2003. IEEE *Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*. p. 8.

Los sistemas de GD pueden proporcionar *flicker* en el SEP siendo estos los principales causantes:

- **Sistemas Eólicos**
 - Maniobras: los del tipo inducción, en arranques o paradas de generadores; cada vez que uno de estos equipos se sincroniza con el sistema se produce una corriente de conexión
 - Aspas: fluctuaciones rítmicas causadas por las aspas en su paso por la dirección de la torre (reducción del torque por interferencia). Para los generadores estándares de inducción, esta caída del torque se traduce en un hueco en la potencia de salida. En los diseñados para velocidad variable es posible reducir estos efectos.

- Ráfagas o turbulencia del viento: el *flicker* se reduce proporcionalmente a la cantidad de turbinas conectadas al sistema.
- Generadores síncronos o de inducción arrastrados por motores
 - Motores primarios de bajas rpm
 - Transitorios de sincronización

3.8.3. Armónicos

Cuando la GD alimenta cargas lineales equilibradas, la inyección de armónicos de corriente en el área del SEP, en el PCC, no deberá exceder los límites establecidos en la tabla 5. Se deberán excluir las corrientes armónicas debidas a la distorsión de tensión armónica presente en área del SEP, sin la GD conectada.

Tabla VII. **Porcentaje de armónicos**

Orden armónico individuales (Armónicos impares)	$h < 11$	$11 \leq h \leq 17$	$17 \leq h \leq 23$	$23 \leq h \leq 35$	$235 \leq h$	Total demanda de Distorsión
Porcentaje	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0

Fuente: elaboración propia.

Distorsión de corriente armónica máxima en % se da entre la corriente más grande de carga máxima del SEP (demanda integrada cada 15 o 30 min) sin conectar la GD y la capacidad de corriente nominal del GD (llevada al PCC cuando exista un trafo entre la GD y el PCC). Los armónicos pares se limitan al

25 % de los impares de la tabla 6. Estos requerimientos se aplican solamente a la corriente armónica en el PCC debido a las cargas lineales alimentadas por el GD. La contribución de corriente armónica al PCC de cargas no lineales se excluye, si bien el GD puede contribuir a la distorsión armónica de tensión en el área del SEP y los límites de inyección de corriente son responsabilidad del operador del GD y así mismo la distorsión de tensión en el área del SEP, es responsabilidad del operador del SEP.

La presencia del GD en el entorno del SEP cambia la respuesta en frecuencia del sistema; o un cambio en el SEP o en la GD acoplado al SEP también puede cambiar tal respuesta en frecuencia. Si la situación es inadmisibles, la solución puede pasar por: verificar la emisión de los “antiguos” consumidores del SEP en relación a su emisión de corrientes armónicas, instalar filtros, instalar un nuevo alimentador (esto es darle mayor robustez a la fuente y aislar el problema) si la interconexión se hace mediante un transformador. Los límites de la Tabla 5 anterior son permitidos en la medida que los armónicos de corriente no superen el 5 % de la corriente nominal del transformador.

3.8.4. Límites de Armónicos Recomendados

Debido a que la gestión de los armónicos en un sistema de energía se considera una responsabilidad conjunta entre los usuarios finales y de los operadores, se recomiendan límites armónicos para ambos voltajes y corrientes, por lo que ambos deben trabajar de manera cooperativa para mantener la distorsión de voltaje real por debajo de niveles inaceptables. Los límites recomendados se aplican sólo en el punto de acoplamiento común y no deben aplicarse a cualquiera de las piezas individuales de equipo o en lugares dentro de las instalaciones. En la mayoría de los casos, las tensiones

armónicas y corrientes en estos lugares podrían ser significativamente mayor que los límites recomendados en el PCC debido a la falta de diversidad, cancelación, y otros fenómenos que tienden a reducir los efectos combinados de múltiples fuentes armónicas a los niveles por debajo de su suma algebraica. En el PCC, los propietarios del sistema o los operadores deben limitar los armónicos de tensión línea-a-neutro según la tabla 6:

Tabla VIII. **Límites de armónicos**

Voltaje de Barra en la PCC	Armónico Individual (%)	Total de Distorsión Armónico THD (%)
$V \leq 1.0 \text{ kV}$	5,0	8,0
$1 \text{ kV} < V \leq 69 \text{ kV}$	3,0	5,0
$69 \text{ kV} < V \leq 161 \text{ kV}$	1,5	2,0
$161 \text{ kV} < V$	1,0	1,5

Fuente: elaboración propia.

Los sistemas de alta tensión ($161 \text{ kV} < V$) pueden subir hasta un 2 % de THD donde la causa es de HVDC cuyos efectos serán atenuados en los puntos de la red donde los futuros usuarios pueden ser conectados.

4. PLANIFICACIÓN E INGENIERÍA DE LA GD EN SISTEMAS EN ISLA

Cuando se planifica un sistema de generación distribuida en Isla, se debe recopilar o definir la siguiente información:

- Una inspección del lugar (incluyendo un inventario de cargas, componentes del SEP y de generación).
- Ubicación, tamaño y la configuración de baterías de condensadores, equipos de regulación de voltaje, reactores, equipos de protección, seccionamiento y transformadores.
- Características de carga y requisitos para un funcionamiento apropiado.
- Características de GD, fuente de combustible y capacidad de arranque autógeno (*black start*).
- Sistema de GD en Isla, *black start*, tensión y frecuencia anormal, capacidades de respaldo de transición.
- Parámetros de la zona y del SEP (por ejemplo, sistema de puesta a tierra, localización de fallas de alta impedancia, modelo de impedancia, regulación de voltaje, esquema de protección, así como los esquemas de automatización).
- voltaje y frecuencia aceptables, y el rango de armónicos (normal y transitorio).
- Sistemas de MIC y sus requerimientos.
- Porcentaje máximo de variación de la frecuencia de alimentación suministrada.
- El desbalance aceptable de voltaje en un punto específico del sistema.

- Límites aceptables de estabilidad dinámica.
- Clasificaciones y tipos de dispositivos de maniobra.
- Un medio para confirmar que el sistema de GD en Isla previsto, es todavía sustancialmente el mismo que el sistema de GD en Islas, estudiado previamente.
- Equipos de protección y ajustes.
- Provisiones para una futura expansión.

Esta información debe ser suficiente para el desarrollo de un modelo de ingeniería para comprender la cantidad de generación de potencia que se necesita para satisfacer la carga de la Isla. Si no hay suficiente generación en la Isla prevista para cubrir la carga completa, entonces se necesitará desarrollar un sistema de desconexión de carga. Esto incluye la determinación de las cargas críticas y no críticas. Una instalación con un generador de emergencia y un interruptor de transferencia automática puede ser dimensionada para soportar las cargas críticas, considerando una forma de desconexión de carga.

Los sistemas insulares con GD que operan fuera de los parámetros normales de servicios públicos, pueden causar problemas de funcionamiento del equipo, a causa de los rangos de operación de los mismos, problemas de seguridad, o las necesidades del cliente; Sin embargo, los sistemas insulares pueden funcionar fuera de los parámetros normales de utilidad si es aceptable para todas las partes interesadas.

Los operadores del SEP tienen la obligación de servir a la carga, y la disponibilidad y confiabilidad tienen que tenerse en cuenta si la GD no está bajo el control del SEP de la zona. Las consideraciones de planificación deben ponerse al servicio de la carga en un circuito del SEP sin depender del sistema de GD.

4.1. Requerimientos de Carga y Planeación

El sistema de GD tendrá que cumplir los requisitos de carga, así como las consideraciones que se ocupan de las cargas de una sistema en Isla. Deberá tener bien definido el esquema de control de cargas participantes, esta funcionalidad incluye la eliminación de cargas cuando la generación no puede servir a todas las cargas conectadas, así mismo la generación en Isla debe mantener el voltaje y la frecuencia aceptable en todo el sistema.

Las cargas pueden tener una variedad de problemas, incluidos los perfiles de demanda activa y reactiva, cargas de paso, arranques de motor, desequilibrio de tensión, desequilibrio de corriente y factor de potencia. En un sistema de GD en Islas, las cargas pueden causar más problemas que en un área de sistema eléctrico interconectado debido a que tiene una fuente más fuerte y el agregado de más cargas puede tener un efecto de equilibrio.

4.1.1. Consideraciones Sobre la Carga

El análisis de la carga debe ser completo para los sistemas insulares con GD, deben tener el detalle de las tres fases: históricos de perfiles de demanda, composición de las cargas, las grandes cargas puntuales (tales como motores), y un perfil realista de las cargas instantáneas (tanto potencia real como reactiva).

Cuando se planifica un sistema Isla, se debe de prestar atención al desequilibrio de la carga dentro de la misma. Un problema con cargas de un sistema de Islas es que las cargas pueden ser extremadamente desequilibradas.

Las corrientes de fase individual de las cargas pueden tener un desequilibrio considerable a pesar de que los voltajes de fase-neutro y fase-fase, puedan estar razonablemente balanceados. Por lo tanto, la configuración de carga debe ser estudiada y puede necesitar ser modificada para facilitar la configuración de Isla.

Las cargas monofásicas pueden variar significativamente durante diferentes momentos del día o de la semana, o temporada. El funcionamiento de un dispositivo de protección de una sola fase (por ejemplo, fusible) puede causar una cantidad significativa de carga perdida y aumentar sustancialmente el desequilibrio del sistema. El desequilibrio de tensión significativa ($> 3\%$) puede causar problemas a la generación basada en inversor trifásico, mediante la colocación de altas corrientes de rizado en el bus de dc. Estas corrientes de rizado pueden tener un efecto adverso sobre la fuente del inversor y la energía (por ejemplo una batería). La mayoría de los equipos rotativos, específicamente generadores, está diseñado para funcionar con no más que el desequilibrio de corriente especificado.

Los desequilibrios en el sistema de distribución o desequilibrio de la carga pueden provocar corrientes de secuencia negativa que podrían dañar el equipo. Los generadores trifásicos y los motores tienen capacidad limitada sobre las secuencias negativas y pueden ser dañados por las condiciones de carga desequilibrada. El uso de un *relé* de corriente de secuencia negativa puede mitigar el daño a la maquinaria de rotación trifásica. Para cargas del sistema de la Isla puede ser necesario hacer modificaciones para proteger los equipos.

El arranque en frío es de las principales causas de aumento repentino de la carga en un alimentador de distribución, después de la restauración del servicio en el que se ha producido alguna pérdida de la diversidad entre las

cargas, controlado con termostato y arranques del motor. La generación en Isla debe tener la capacidad suficiente para soportar la carga o tener otros medios para gestionar la carga, ya sea seccionando la carga en segmentos y los motores con arrancadores suaves, lo que permitirá que el sistema inicie la puesta en marcha por pasos definidos. Si existen varias Islas, una estrategia puede ser adoptando intencionalmente un escalonado para el regreso de las Islas.

4.1.2. Consideraciones de Potencia Reactiva

Los requisitos de Potencia Reactiva del sistema de GD en Isla, durante esta condición, son importantes a considerar. La generación deberá ser capaz de soportar los requisitos de carga real y reactiva para mantener un nivel de voltaje aceptable. Los requisitos de Potencia Reactiva de la carga, durante las condiciones de la Isla, deben entenderse en relación con los requisitos de potencia reales de la carga y los recursos de energía reactiva. Particularmente, los recursos de energía reactiva necesitan ser suficientes, no sólo para hacer frente a las demandas de potencia reactiva en estado estable, sino también para hacer frente a las demandas dinámicas, tales como los relacionados con el arranque de motores en el sistema. Hay posibles interacciones entre los consumidores y el equipo de corrección del factor de potencia del área. Es necesario que haya suficientes recursos de Potencia Reactiva disponible, cuando se trabaja con inducción o alguna generación distribuida basada en inversores.

Generadores síncronos suelen tener la capacidad de proporcionar la potencia nominal con 0,8 de factor en potencia en retraso, esto es para acomodar cargas que consumen Potencia Reactiva. Al diseñar el sistema de Islas es importante entender que si los requisitos de potencia reactiva de la

carga son mucho mayores que el valor nominal (por ejemplo, 0,7 en factor de potencia en retraso), la generación puede no ser capaz de proporcionar la potencia real nominal completa y que el generador en operación puede ser degradado y sin el apoyo de la Potencia Reactiva adicional (por ejemplo, condensadores).

4.1.3. Transformadores

Puede haber una variedad de transformadores situados dentro del sistema de generación distribuida en Isla. La construcción eléctrica y mecánica de algunos transformadores de tipo seco y transformadores de aislamiento es tal, que muy altas corrientes de entrada de magnetización se producen con frecuencia cuando el transformador se vuelve a activar durante una operación de transferencia, las corrientes “*inrush*” pueden ser tan altas como 20 a 25 veces la corriente nominal y pueden provocar disparos intempestivos del dispositivo de protección contra sobrecargas. La cantidad de flujo magnético en un transformador se determina por las condiciones existentes cuando el circuito se interrumpe y es impredecible; el fenómeno existe independientemente de si el secundario está conectado o no y las soluciones para superar los disparos inoportunos dependen del fabricante de los transformadores. A veces, la reactancia serie, impedancia de arranque y dispositivos de sobrecorriente especiales, se consideran como soluciones

4.1.4. Iluminación

La iluminación se utiliza para una variedad de condiciones de servicio, incluida la evacuación, el perímetro y la seguridad, advertencia e iluminación en el campo de trabajo. Si las cargas de iluminación son para emergencias, la fuente de energía seleccionada debe ser capaz de suministrar energía de

emergencia durante toda la duración de la interrupción de la energía. Si la transferencia del sistema de Islas provoca un corte momentáneo, entonces se debe prestar especial consideración ya que si se utilizan lámparas de mercurio u otras luces de descarga de alta tensión, debido a que el tiempo total requerido para que se complete la iluminación después de una interrupción momentánea de la alimentación puede variar de un minuto para las lamparas de sodio de alta tensión a veinte minutos para halógenos metálicos y luces de vapor de mercurio. En estos casos, puede ser útil disponer de lámparas auxiliares, tales como lámparas incandescentes o fluorescentes. Algunas lámparas de descarga de alta tensión también requieren un período de enfriamiento antes de volver a encender el arco y un período de calentamiento antes de alcanzar la plena brillantez. También se debe tener consideración cuando se utilizan luces fluorescentes con balastro. Sus fuentes de alimentación pueden causar armónicos, que pueden ser más notables cuando está en funcionamiento en Isla que cuando están en paralelo a la red de suministro eléctrico.

4.1.5. Cargas Sensibles

El equipo electrónico y de computación, que se utiliza en el procesamiento de datos y control de procesos, por lo general, tienen necesidades especiales para asegurar el flujo continuo de energía, incluyendo interrupciones de corta duración, las subidas de tensión, caídas, y fluctuaciones en la frecuencia. A menudo, la supresión de las perturbaciones transitorias y la necesidad de electricidad de emergencia o de *standby* pueden ser satisfactorias a través de una instalación de equipo suplementario o auxiliar. En algunos casos, el equipo de control de potencia de estado sólido ha causado problemas, particularmente en los sistemas de energías pequeñas, independientes. Los bancos de computadoras y equipos periféricos que consumen menos de 1,5 kVA son a menudo de una sola fase, los que consumen más de 10 kVA a menudo

requieren energía trifásica. En la mayoría de los casos, las cargas monofásicas pueden conectarse a fuentes trifásicas si el desequilibrio de la carga máxima no es excesivo.

4.1.6. Calidad de la Energía de Carga

Después de transferir al modo de Isla intencional, el sistema de Islas con generación distribuida tendrá una mayor impedancia de la fuente de *Thevenin*, lo que resulta en una mayor distorsión de la tensión, y por lo tanto, puede afectar negativamente a la calidad de la energía. Cargas armónicas que operan en sistemas en Isla pueden tener un impacto negativo mayor a comparación que si operan en paralelo con el SEP de la zona. Por ejemplo, cargas armónicas pueden reducir la capacidad del transformador y de la vida o causar problemas con las cargas vecinas. Las opciones para la mitigación de armónicos incluyen la reducción de las cargas armónicas, la adición de filtrado, o la selección de un transformador diferente. La interacción entre las tecnologías de la generación distribuida puede cambiar durante las operaciones en Isla.

Los armónicos significativos en la línea eléctrica son normalmente causados por una variedad de armónicos más pequeños, a raíz de cargas dispersas muy pequeñas, tales como rectificadores, los controles de estado sólido para motores de velocidad ajustable, etc. Al mismo tiempo, un número creciente de otras cargas están utilizando equipos sensibles, tales como computadoras, la operación de las cuales puede verse afectados negativamente por los armónicos. Contenido armónico excesivo puede causar un calentamiento en dispositivos magnéticos (hierro), tales como transformadores, motores y bobinas. La distorsión armónica también aparecerá como ondulación adicional en la salida de algunas fuentes de alimentación

AC/DC y cabe señalar que los elementos de la carga pueden introducir distorsión o ruido considerable en la fuente de alimentación, esto refleja el ruido, aunque no en la fuente. Esto puede requerir la supresión a través de filtrado para evitar la interferencia con otras cargas también conectadas al sistema.

Carga en desequilibrio puede ejecutarse desde 5 % a 30 % (fase a fase) en estado estacionario. Como en la puesta en marcha, el efecto de cargas desbalanceadas produce tensiones de fase desequilibradas y, el exceso de desequilibrio de tensión de fase puede causar un calentamiento excesivo en los dispositivos trifásicos, tales como motores, del mismo modo, *relés* y otros dispositivos electromecánicos, los cuales pueden dañarse debido a un funcionamiento continuo en alta (o baja) de tensión. Además la alta ondulación se puede observar en algunas fuentes trifásicas de AC/DC si el desbalance de la tensión es alto.

4.2. Requerimientos y Planeación en Sistemas Eléctricos de Potencia

Si el área del SEP permite una Isla intencional, entonces será necesario realizar una variedad de estudios para asegurar que el sistema de GD en Isla puede funcionar correctamente y estar coordinado con el del SEP. Además, deberá identificarse la adecuación de los equipos, las configuraciones y operaciones.

La generación participante tiene que ser compatible con el sistema de Isla planificado y todas las configuraciones de funcionamiento. Los generadores que no participan y que funcionan satisfactoriamente en paralelo con el SEP en la zona, podrían no funcionar satisfactoriamente como una Isla.

4.2.1. Compatibilidad de Puesta a Tierra entre la GD, Transformador y de SEP

El esquema de conexión a tierra en la zona del SEP (es decir ya sea sin conexión a tierra, tierra de manera efectiva, o impedancia a tierra) necesita ser mantenido en el sistema de Islas. Para mantener el esquema de conexión a tierra, puede ser necesario cambiar las fuentes terrestres. Se necesita un sistema efectivo de distribución de tierra, para mantener una fuente de tierra adecuada en todo momento. La creación de la Isla no debe cambiar la eficacia del sistema de puesta a tierra, debido a la consideración de la contribución de cortocircuito de todas las fuentes de generación.

Durante el funcionamiento normal en paralelo, la generación que utiliza un transformador de aislamiento y está conectado en delta del lado del SEP, puede operar satisfactoriamente con un sistema de puesta a tierra conectado en estrella en un sistema de varias conexiones a tierra. En el modo de Isla, una GD conectada en delta, sin una fuente del sistema de tierra, no se podrá utilizar para un sistema multi-tierra en un sistema de Isla.

Existe una preocupación específica en un área del SEP que mantiene un multi-sistema de conexión a tierra de cuatro hilos y transformadores que son conectados en delta en el lado de alta. En este caso, el generador puede formar una Isla que incluye una porción de fallo de un alimentador primario que está separada temporalmente del interruptor de la subestación, mientras que la protección del sistema está tratando de borrar un fallo de fase a tierra. Si el generador puede alimentar las cargas por separado, mientras que una fase está en fallo a tierra, el voltaje de fase a neutro en el alimentador primario separado, puede elevarse súbitamente al nivel de tensión de fase a fase. Por lo tanto, una condición de sobretensión es perjudicial, ya que se crea un exceso superior al

173 %. Por lo tanto, esta conexión debe ser evitada, o el equipo (por ejemplo, el banco de tierra con *relé*) debe instalarse para estabilizar la conexión de neutro.

Esta preocupación no está presente para un sistema neutral de cuatro hilos multi-tierra suministrado por una puesta a tierra de manera efectiva, de una GD a través de un transformador con arrollamientos conectados en estrella, de ambos lados, o conectado en delta en el lado del generador.

Las conexiones del transformador, que proporcionan una fuente de tierra de baja impedancia, están sujetas a grandes corrientes de circulación debido a los desbalances de las fallas a tierra en el área del SEP, y estos pueden causar sobrecalentamiento en el transformador o la apertura de los fusibles del mismo. Para contrarrestar este problema potencial, cuando se utiliza un transformador estrella (aterrizada)/delta, puede ser colocada una impedancia de puesta a tierra en el lado de alta, sobre la conexión del neutro de la estrella para limitar las corrientes circulantes excesivas, y aun así mantendría una eficaz puesta a tierra en el sistema de generación distribuida.

La conexión de múltiples fuentes de puesta a tierra plantean el riesgo de desensibilización de los dispositivos de protección aguas arriba, causando problemas de coordinación durante las fallas a tierra. Las fuentes de puesta a tierra en un banco de transformadores pueden crear un sumidero de algunas corrientes desbalanceadas por una falla a tierra, haciendo que desaparezcan y nunca ser detectadas por los *relés* de protección aguas arriba, por lo que este caso debe ser estudiado, para determinar el impacto sobre la protección y la coordinación existente. El sistema de GD en Isla puede contener otro tipo de configuraciones en los transformadores, incluyendo conexión en T, delta abierta y autotransformadores, que también deben ser considerados en la coordinación de aislamiento.

4.2.2. Regulación de voltaje

El esquema de control de tensión del SEP y el sistema de GD en Isla se debe coordinar en el modo de Isla, y no debe interactuar de manera adversa. Se tendrá que llevar acabo revisiones detalladas de perfiles de tensiones, horarios de voltajes, voltajes de control y el circuito del elemento de cargas. La regulación de voltaje debe ser dimensionado para manejar las condiciones de carga bajo modos en paralelo e insulares. La regulación de voltaje en los sistemas de distribución del SEP se puede hacer con reguladores de voltaje, capacitores en derivación, cambiadores de tomas en carga, compensadores de VAR estáticas / dinámicas (incluyendo inversores), compensadores síncronos estáticos (STATCOM), y condensadores síncronos. En la etapa de planificación se debe identificar y dar cuenta de todos los condensadores conectados en el sistema de Islas. Los condensadores contribuyen a la generación de potencia reactiva del sistema de Isla, y tomar en cuenta la cantidad de potencia reactiva del sistema de Islas, ya que debe ser equilibrado. Los requisitos de potencia reactiva adicionales pueden ser proporcionados por el generador.

Cuando se está en el modo de Isla, se necesitará que uno de los generadores regule el voltaje y ese tendrá que ser coordinado con otros dispositivos de regulación en el sistemas de control de tensión. La tabla VII da los tiempos en los que la GD será desconectada según la magnitud de la tensión. Los reguladores de voltaje de línea dentro de la Isla, pueden tener un flujo de potencia inversa en la dirección inicialmente programada. Si el control del regulador no responde apropiadamente durante la condición de flujo de potencia inversa, los niveles de tensión pueden llegar a niveles perjudiciales. También existen muchos controladores de regulador de voltaje de línea, que tienen detección de flujo de potencia, que asigna el lado controlado dependiendo de la dirección del flujo de potencia. También hay que tener en

cuenta que una carga desplazada puede hacer que el regulador de voltaje funcione mal si se usan compensadores de línea. El impacto de voltaje del condensador en paralelo también puede verse afectado por la cantidad de aporte de corto circuito en el modo en Isla frente a la conexión en paralelo, así también la pérdida de carga, cuando se encuentra en modo de Isla, puede causar cambios bruscos de voltaje y debe ser evaluada.

Tabla IX. **Tiempos de sobrevoltajes**

Rango de Voltaje (% en el voltaje base)	Tiempo
$V < 50$	0,16
$50 \leq V < 88$	2,00
$110 < V < 120$	1,00
$V \geq 120$	0,16

Fuente: Norma IEEE 1547-2003. *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*. USA: New York, NY 10016-5997, 29 p.

El intercambio de potencia reactiva entre el sistema Isla y el generador puede ser necesario en algunos casos, dependiendo de la ubicación del generador, su capacidad, y la presencia de otros dispositivos de regulación de tensión en el sistema de Isla.

Al considerar las tecnologías de inversor, el modo fuente de tensión puede ser preferido a modo fuente de corriente, para un sistema previsto para la formación de Islas. En este modo, el funcionamiento del inversor emula más a la de una máquina síncrona y puede contribuir a mejorar la calidad de la energía mediante la supresión de armónicos y regulación de voltaje, ya que los inversores suelen funcionar en el modo de fuente de tensión cuando se planean para controlar la tensión en una Isla.

4.2.3. Regulación de frecuencia

Cuando se hace la planificación de los sistemas insulares con GD, es importante tener en cuenta el método de regulación de frecuencia del dispositivo de generación y las sensibilidades de frecuencia de las cargas. Un sistema de GD en Isla puede no ser capaz de controlar la frecuencia en el mismo ancho de banda como una fuente normal de suministro, la desviación de frecuencia de un sistema de GD en Islas tiene que ser aceptable para todas las partes asociadas, por ejemplo, en la mayoría de los sistemas de energía de América normalmente funciona a 60 Hz con una banda de frecuencia estrecha de $\pm 0,05$ Hz.

Se deberá tener las consideraciones necesarias para la estrategia de control del sistema en Isla con la capacidad de una generación primaria para operar en modo de control isócrono. Los generadores participantes deberán compartir la potencia real, el control de caída de velocidad local (es decir, pueden operar sin comunicación entre los generadores, y dependerá de la disponibilidad de combustible, gobernador y rápido excitador), la capacidad de despacho para la contribución reequilibrio de participar los generadores, y características de la carga. La capacidad del sistema de generación en Islas, para mantener un rango de frecuencia ajustado, dictará la capacidad de seguimiento de carga.

Las cargas rotativas de corriente alterna son sensibles al voltaje y frecuencia del sistema, por lo tanto dependen de la calidad de la energía del sistema, o la estabilidad de la tensión y la frecuencia. Algunos equipos no funcionan correctamente si se desvían significativamente de las frecuencias nominales. Algunos generadores tienen problemas en recuperarse de bajas frecuencias y pueden no ser capaces de soportar una frecuencia en Isla. Hay

generadores diseñados para cumplir con la norma IEEE Std 1547, que también tendrán límites específicos de disparo de frecuencia. Según la tabla II pueden necesitar ser ajustados para funcionar en un modo de Isla.

Una vez en un modo de Isla, la generación que participa en el sistema de Islas, puede tener que cambiar su filosofía de control de los regímenes anti-Isla, para integrarse con baja frecuencia según la carga dentro de la Isla.

La mayoría de los generadores de turbina necesitan tener regulación de frecuencia para evitar la resonancia mecánica. En la mayoría de los casos, las frecuencias de resonancia mecánica de la turbina del generador, están diseñadas para ser a frecuencias muy lejos de la frecuencia de funcionamiento eléctrico. Por lo tanto, a menos que la desviación de frecuencia sea mayor que el 5 % del valor nominal, la frecuencia de resonancia mecánica puede no ser una preocupación.

La otra cuestión relacionada con la frecuencia, son los límites voltios-por-hertz. El sistema de Isla necesita operar dentro de la relación especificada de voltios a hertz indicado por cualquier fabricante de equipos correspondientes. La pérdida de calor en los generadores, motores y transformadores, es proporcional a la relación voltios-por-hertz. Los generadores y transformadores eléctricos, que operan a una desviación sustancial de la frecuencia de equipos diseñados, o fuera de la relación de límite voltios-por-hertz, pueden resultar dañados.

4.2.4. Dispositivo de interconexión de Isla

Un DII se utiliza para crear la Isla intencional y son dispositivos de seccionamiento existentes entre la zona de la Isla y la zona del SEP; necesita

ser clasificado para su uso como un DII o puede necesitar ser actualizado para tal uso.

Si el sistema de GD en Isla está previsto para operar en un modo que es paralelo con el SEP de la zona, cuando este vuelva a conectar, entonces el DII será un dispositivo paralelo que deberá ser capaz de soportar el 220 % del sistema de interconexión de tensión nominal y necesita tener una función de control de la sincronización.

4.2.5. Calidad de la Energía en el SEP

Cuando se opera en el modo de Isla planificada, la calidad de la energía puede verse afectada negativamente, dado que el sistema de Islas tendrá más alta impedancia (debido a la fuente de Thevenin equivalente), los *flicker* de tensión y los armónicos pueden convertirse en un problema cuando se opera de este modo. Así también los condensadores utilizados para la corrección del factor de potencia o de regulación de tensión, que están dentro del sistema de Islas, pueden causar un fuente de armónicos, por lo que puede requerirse un reactor. La adición de los condensadores, con un sistema de alta impedancia, puede resultar en una condición de ferorrresonancia.

4.2.6. Coordinación de la Protección

En un modo de Isla, el sistema de generación tiene que ser capaz de detectar fallas en la zona del SEP, para ello será necesario que se instale el equipo de protección adecuado, esto incluye cambios de sensibilidad y de coordinación de tiempo (direccional cuando sea aplicable). Pueden necesitarse modificaciones en el área del SEP, para dar cabida a la formación de la Isla planificada. A la luz de las contribuciones de disminución de corriente de falla,

prácticas de reenganche también deben ser examinados en la planificación del sistema, generalmente los sistemas de distribución son principalmente radiales desde una subestación del SEP y en general no están diseñados para una operación en paralelo aguas abajo. A menudo utilizar sistemas de protección trifásicos es tan bueno como los dispositivos de una sola fase (fusibles y recloser de una fase). Con frecuencia el reenganche múltiple se intenta antes de que el dispositivo se bloquee en modo abierto, la reconexión puede ser instantánea (sin retardo intencional) o a un intervalo de varios segundos.

Los dispositivos de protección monofásicos pueden convertirse en un problema entre la subestación y una o más fuentes de generación, dentro de una Isla. Las corrientes de falla contribuidas por los generadores afectan la sensibilidad de la zona de protección del SEP y desensibiliza todas las protecciones entre el área del SEP y la fuente de generación. Además, operando en este modo, se puede aumentar la sensibilidad de los dispositivos más allá de la Isla y en las conexiones laterales, durante el funcionamiento normal. Si hay conexiones laterales entre la fuente normal (SEP) de suministro a la carga, aguas abajo de la PCC de la Isla, el área de cobertura de protección eléctrica del SEP es reducido para esa porción del circuito radial, más allá del PCC. Si hay conexiones laterales con protección de sobrecorriente conectados con la alimentación entre el punto de suministro del SEP aguas arriba de la PCC, la protección normal de sobreintensidad que alcanza a la fuente del alimentador se reducirá, pero se incrementará el alcance de protección de la conexión lateral.

Pueden existir problemas de coordinación entre la protección del SEP y la protección de la Isla, que están asociados debido a una Isla energizada únicamente por un GD, que podría tener sustancialmente una corriente reducida de falla disponible, y esto puede afectar significativamente la

aplicación y coordinación de los *relés* de protección. Equipos adicionales de protección o esquemas y ajustes modificados pueden ser necesarios para detectar y despejar todas las fallas destinadas a ser detectadas por el sistema de protección.

La GD tiene prácticas de despeje y eliminación de fallas que necesitan ser integradas y coordinadas con las del SEP del área. Estas prácticas se rigen por alguna autoridad que tenga jurisdicción. Planes son muy comunes en la distribución aérea y en estos esquemas, un *recloser* (o interruptor) está diseñado para funcionar de forma rápida y eliminar un fallo temporal antes de que un fusible se dañe. Si el fallo persiste, el fusible despejará la falla.

La contribución de la corriente de cortocircuito de la generación distribuida necesita ser identificada. La generación basada en inversor típicamente produce menos corriente de falla, sobre una base por unidad de los típicos generadores síncronos. Si se utiliza una generación basada en inversor, que tiene un límite de fallo de corriente cerca de 1 o 1,2 veces la capacidad de transporte de carga de las SEP o menos, es poco probable que la selectividad (coordinación de dispositivos de protección) se pueda establecer, porque los fusibles seccionalizadores se funden, o los otros dispositivos disparan en aproximadamente 2 veces su respectiva capacidad de carga. Si la generación basada en inversor no puede proporcionar este nivel de corriente de falla, entonces un esquema de protección diferente debe ser evaluado. Estudios de fallas en el sistema, indicarán si el sistema de inversor es capaz de proporcionar una corriente de falla para que operen satisfactoriamente los dispositivos de protección existentes y saber si los métodos de protección tradicionales distribución, como el sobrecorriente- tiempo, pueden no ser adecuados para detectar y borrar las fallas en el sistema de la Isla.

4.2.7. Esquemas de automatización de la distribución

Actualmente, muchas zonas del SEP están implementando esquemas de distribución automatizados, que pueden cambiar de forma dinámica la configuración de las líneas. Estos esquemas pueden cambiar automáticamente la carga del circuito, recloser, seccionadores, y las posiciones del interruptor para limitar la cantidad en el sistema SEP que está sobrecargado o en falla. El objetivo de los sistemas de distribución automatizados es aumentar la fiabilidad de servicio a clientes del área.

En la propuesta de los sistemas de GD en Islas, debe considerarse el impacto de los sistemas de automatización de distribución existentes, y también debe tenerse en cuenta los sistemas de automatización de la distribución para que coincida con la carga de la Isla. El sistema de Islas propuesto debe tener en cuenta todas las disposiciones posibles de las líneas del SEP, en la zona, para determinar el efecto sobre la Isla intencional.

4.3. Requerimientos y planeación en generación distribuida

4.3.1. Planificación para la operación de la GD

Cuando un sistema de Islas con GD está conectado al SEP, entonces se aplicaran ciertos requisitos en el PCC con el fin de formar una Isla intencional, el sistema de Islas debe reconocer que existen ciertas condiciones en el SEP. Los controles de la GD pueden ser programados para operar en diferentes modos (carga base, carga de potencia de despacho, etc.) bajo condiciones normales de red en paralelo. Así, cuando se forma un sistema de Isla, puede ser necesario cambiar de un modo de control a otro, cuando la separación con el SEP es prolongada. La GD puede tener una transición de control de tensión y

cambiar hacia un control pasivo que preceda el sistema de voltaje (Requisitos IEEE 1547), para tener un control activo que mantenga la tensión del sistema de Isla.

En un modo carga base, por ejemplo, una generación basada en inversor puede ofrecer un nivel ordenado de energía a la red, con un factor de potencia constante. En este modo la generación basada en inversor simplemente da un seguimiento de la frecuencia y la fase de la tensión de red dominante, que es controlado por un generador local o por el efecto agregado de una red de suministro eléctrico más grande al que esté conectado.

La generación de energía alternativa, ya sea con combustible o el uso de fuentes de energía renovable, a menudo produce corriente continua o corriente eléctrica de frecuencia variable, requiriendo el uso de un convertidor electrónico de potencia (inversor) para el acoplamiento a la red de corriente alterna. Visto desde la red, una generación distribuida basada en inversor es esencialmente una fuente de tensión controlada activamente, conectado a través de la impedancia (por ejemplo, una red de filtro de paso bajo pasiva y el acoplamiento de transformador). La respuesta de tensión controlada es, por lo general, extremadamente rápida (<1 ms), permitiendo que el sistema de control pueda producir una variedad de posibles características de funcionamiento. La intención y el diseño del sistema de control de tensión, determinan principalmente el transitorio y el comportamiento dinámico de los equipos.

4.3.2. La Incorporación de Múltiples GD

Aunque las unidades individuales pueden ser controladas de forma independiente, la operación de participación de más generadores en la Isla, necesita ser coordinado. Esta operación será necesaria para complementar la

de otras generaciones, así como otros componentes de la red de distribución, para asegurar que los niveles de voltaje requeridos y los requisitos de reserva, cumplan las capacidades de potencia reactiva. En algunos aspectos, la implementación de más unidades de generación, ubicados dentro de la Isla, puede ayudar a identificar si se mantienen estos requisitos durante el funcionamiento normal. Particularmente los relacionados con la energía de exportación / importación y margen de reserva. El funcionamiento en Isla puede requerir un mayor conocimiento de los niveles de tensión en lugares específicos, dentro de la Isla, para ayudar a evaluar el equilibrio de energía.

Si las generadoras tienen diferentes capacidades y cargas compartidas, debe coordinarse en función de sus calificaciones y capacidades de control. Será importante asegurarse que la generación agregada puede satisfacer las condiciones de carga de la Isla. También es útil planificar salidas de generadores dentro de la Isla para asegurarse de que hay suficiente generación para soportar la carga prevista o desarrollar un plan de eliminación de cargas.

4.3.3. Ajustes a la configuración de la GD

Cuando se opera en un sistema de Islas, por lo general es necesario ajustar varias configuraciones de control de la GD, tales como anti-Isla, baja tensión y baja frecuencia. Estas configuraciones pueden interferir con el buen funcionamiento en la Isla, ya que operando fuera de los límites de operación puede producir el disparo indeseable del generador. Hay que tener en cuenta que, fallas eléctricamente cerca del generador, es probable que reduzcan la tensión a menos del 50 % del valor nominal. Los requisitos de la norma IEEE 1547, para un bajo voltaje, fijan el tiempo de disparo en 0,16 s para la tensión de menos del 50 % y 2 s para tensiones inferiores a 88 %. Por lo que en la operación, para estas condiciones de mínima tensión, durante condiciones de

falla, se disparará el generador, lo que dará lugar a un corte de energía en la Isla si se sirve de una GD en un solo PCC. Si se tiene un requisito especial puede ser deseable desactivar o modificar el disparo de mínima tensión que disparará el generador durante una caída de tensión causada por un fallo, de ser así debe haber una revisión de los ajustes del *relé* dentro de la Isla.

4.3.4. Control de Voltaje y Frecuencia con carga compartida en una GD

En esta parte se discuten varios métodos para controlar la tensión y la frecuencia de la GD en el modo de Isla. Estas consideraciones son importantes, ya que cuando el sistema de Islas está operando como una Isla intencional, se necesita uno o más generadores para mantener las condiciones adecuadas de tensión y frecuencia.

4.3.4.1. Ajuste de Caída de Tensión

La caída de tensión se produce con una reducción de la consigna de tensión a medida que aumenta la carga reactiva. La cantidad de carga reactiva en el generador se mide, por lo que se le conoce típicamente como un transformador de corriente de caída (CT). Los algoritmos de control, implementado a través de *hardware* o *software* electrónico, se utilizan para cambiar el ajuste de caída medida que cambia la carga reactiva. Como un ejemplo, un ajuste de caída de tensión de 3 % es donde el valor de voltaje y el voltaje de terminal real reducirán (caerán) 3 % con carga reactiva total, en comparación con la tensión en la carga reactiva cero. No se requiere comunicación o señales entre generadores con conexión a una barra en común para la operación de caída. El funcionamiento de ajuste de caída requiere un reajuste periódico del circuito de control de caída para equilibrar de manera

uniforme la carga reactiva entre los generadores, y el diseño de control de bucle abierto puede conducir al reparto de carga reactiva desigual.

Un método de aplicación de una simple retroalimentación es mediante un sistema de *relés* de conexión de compensación de corrientes cruzadas con CT's con el generador que está actualmente conectado en modo de caída en la misma barra.

4.3.4.2. Distribución de potencia reactiva

El nivel de carga reactiva en un sistema se proporciona a todos los generadores aislados que operan en una barra común. Cada generador individual ajusta su salida de potencia reactiva para que coincida con el sistema de carga reactiva promedio. Este es un método de control de bucle cerrado que normalmente se implementa con un algoritmo proporcional, integral, derivativo (PID), que se traduce en más control y con menos reajuste requerido para mantener los resultados satisfactorios. A diferencia del ajuste de caída, el control de la tensión del sistema en Isla puede ser mantenido por un algoritmo de control que corrige el voltaje bajo o alto del sistema. La realimentación de tensión de corrección se aplica a todos los generadores para mantener la tensión del sistema deseado. La distribución de potencia reactiva requiere que el promedio de esta potencia del sistema se comunique a todos los generadores, esto se consigue normalmente mediante una señal de control analógica o comunicación de control digital.

4.3.5. Control de Frecuencia

Cuando la generación está en funcionamiento, aislada de una fuente infinita como la red, el control de frecuencia se puede lograr ya sea por la caída

de velocidad o la distribución de la potencia real. Normalmente, la GD se conecta en paralelo. Cuando la GD y la carga seleccionada están operando en Isla, este tiene que ser capaz de regular su tensión y frecuencia, así como la tensión del sistema y la frecuencia dentro de una banda aceptable, que dependerá de la carga que alimente; sin embargo, para que el generador deba tener la capacidad para responder a la variación de frecuencia (descenso o aumento) debido a la carga o descarga de bloques, el sistema de control del regulador del generador tiene que incluir un control de velocidad de caída y operar justo por debajo de su valor máximo (es decir, la turbina y el generador deben ser dimensionados para ser mayores que la carga prevista de la Isla) y para evitar que el equipo en la Isla dañe los equipos debido a frecuencia no nominales. El gobernador debe actuar con rapidez y de forma automática para restaurar la frecuencia del sistema y no desviarse más de la cantidad prescrita. Normalmente, una GD basada en un inversor, actúa como una fuente de corriente controlada; sin embargo, podría ser diseñado y controlado para actuar como el equivalente estático de un generador síncrono que gira hipotéticamente, y que tiene un excitador de campo extremadamente rápido, la impedancia del circuito muy baja en condiciones normales de funcionamiento, limitación de salida en condiciones de fallo, y un gobernador que proporciona un control instantáneo de frecuencia y ángulo de fase, independiente de la carga.

4.4. Estudios de SEP

Cuando se planifica un sistema de Islas, debe de llevarse a cabo estudios en cada modo de operación, que incluye una revisión detallada de los perfiles de voltaje, circuito de cargas, eliminación de la falla, el funcionamiento de los dispositivos de protección y estabilidad del sistema. Estos estudios ayudan a garantizar una calidad de servicio satisfactoria.

Los estudios del SEP convencionales incluyen estudios de flujo de carga (representación del estado del todo constante del generador) y estudios de estabilidad dinámica (cálculos del flujo de carga secuencial de 5 ms a 20 ms de tiempo (IEEE Std 399-1997), así como la captura dinámica lenta tales como el ángulo y la excitación, cambios de fase del generador síncrono). En algunos casos, pueden ser necesarios estudios transitorios, incluyendo circuito detallado y modelos de control.

4.4.1. Planificación de la Capacidad de Generación

Debe llevarse a cabo un estudio para examinar la generación disponible del sistema y compararla con la carga, así como las diferentes capacidades de potencia activa y reactiva, capacidad para cambiar la salida según las variaciones de carga. La distribución de carga debe coordinarse de acuerdo con los tipos y capacidades de control. Las características de la GD que se utiliza en la Isla, deben ser examinadas para ver si son compatibles con las cargas. El método de control de generación debe ser definido al operar tanto en modo Isla como en paralelo con el SEP

4.4.2. Estudios de Flujo de Carga

Debe realizarse un estudio de flujo de carga o de potencia del flujo de la Isla, con el fin de evaluar la adecuación entre generación y carga. Así también cualquier estudio realizado operando con la GD en paralelo con el sistema. El estudio de flujo de carga debe incluir un perfil de tensión para todas las condiciones de carga significativas. La primera preocupación incluye condiciones de carga pesada para detectar condiciones de bajo voltaje. También debe proporcionar perfiles de tensión para las condiciones de carga ligera. Los estudios de arranque de motores también deben llevarse a cabo, si

se pondrán en marcha los motores grandes conocidos, durante el funcionamiento Isla. Todos los condensadores y reguladores deben ser incluidos en el modelo. Como se mencionó anteriormente, se debe tener cuidado para asegurar que no sean reguladores de tensión en línea en la Isla y que tienen el flujo de potencia inversa de la dirección normal.

Un estudio de secuencia positiva (equilibrada) de flujos de potencia, puede no producir indicaciones de algún desequilibrio de carga. Si el estudio es incapaz de modelar un desequilibrio de carga, o si la base de datos para el modelo no está actualizada, o sólo indica los valores totales de tres fases, debe considerarse la posibilidad de tomar las lecturas reales del circuito. El perfil de tensión de estado estable en el sistema, es una de las partes más importantes del estudio de flujo de carga. La capacidad de regulación de voltaje de la GD, también debe ser considerado para asegurar que los voltajes del sistema estén dentro de los rangos.

La persona que realiza el análisis de flujo de carga, debe mantener un cuidado de que pueden existir interacciones inesperadas con dispositivos de control de tensión. Por ejemplo, un condensador que se enciende basado sólo en la hora del día, puede causar una tensión elevada si el generador está conectado cerca y el condensador está regulando a una tensión de 1,05 del sistema, pero está supervisando la tensión sólo en el lado del generador y no del lado del transformador de interconexión.

4.4.3. Estudios de coordinación de protección y cortocircuito

Los estudios de cortocircuito deben llevarse a cabo para todas las configuraciones de la Isla previsible para garantizar despeje de las condiciones de fallo. Los estudios deben llevarse a cabo para el caso paralelo y el caso de

la Isla. Normalmente, esto se hace con toda la generación conectada (es decir, la máxima generación distribuida) y con la generación mínima. La protección debe ser lo suficientemente sensible como para proteger de cortocircuitos en el área de la Isla con reducida capacidad de corriente de falla. Por lo general, la protección contra la sobretensión existente no puede trabajar debido a que los valores de ajuste fueron dimensionados en base a la contribución de corriente de fallo de la SEP y no por la GD del sistema de Islas. La conexión del transformador también afectará a la coordinación de protección y debe ser identificado.

La identificación de la puesta de tierra es extremadamente importante para la coordinación de la protección de falla a tierra. Muchos dispositivos, tales como interruptores térmicos o magnéticos, pueden presentar una restitución retardada, debido a la corriente de fallo muy limitada. Esto puede conducir a un daño adicional al dispositivo defectuoso. El estudio de cortocircuito debe proporcionar la ubicación de cortocircuito máxima de las principales cargas, cada GD, y cada dispositivo de control de tensión, también tener la consideración de observar que las corrientes de falla pueden estar en diferentes direcciones cuando se cambia el modo de operación.

En coordinación de la protección, los relés de distancia, en base a la impedancia, podrían llegar a ser inexactos cuando el modo de funcionamiento del sistema se cambia de modo paralelo a la de Isla. Cuando se realiza un análisis de cortocircuito, se recomiendan los siguientes elementos:

- Determinar si los dispositivos de protección existentes se desensibilizan más allá de los límites permisibles; recomendar modificaciones de los dispositivos según sea necesario.

- Determinar si la contribución adicional de fallo de corriente desde el GD somete a cualquier dispositivo a corrientes más allá de su capacidad (es decir, en aperturas momentáneas y valores nominales de cierre).
- Determinar si la contribución adicional de corriente de falla del generador somete a cualquier dispositivo de maniobra más allá de su capacidad de interrumpir la corriente.
- Determinar si los reenganches o fallas momentáneas son susceptibles de causar la pérdida de sincronismo.
- Determinar si hay algún dispositivo de protección sobrecargado debido a la operación de la GD; así también recomendar modificaciones del dispositivo de protección según sea necesario.

La generación basada en inversor es por lo general, de corriente limitada, a través de la acción de control rápida, a fin de mantenerse dentro de la capacidad de desconexión de sus conmutadores de semiconductores. En consecuencia, la contribución de corrientes de falla de una generación basada en inversor son generalmente pequeñas en comparación con los demás tipos.

4.4.4. Estabilidad de un Sistema de Islas

Una vez que un sistema de Isla se forma, carece de conexión a un sistema de mayor magnitud relativa (capacidad megavolt-amperio) que cualquier máquina dentro de la Isla intencional. La falta de un sistema sustancial con gran inercia agregada, en general, da lugar a una respuesta diferente de estabilidad, mucho después de que las condiciones operativas cambian de estar operando en paralelo con el SEP a la de operación en Isla

con uno o más generadores. La única constante entre estos dos escenarios es la impedancia compartida por el generador interconectado que comprende el sistema en Isla. Cuando se está en paralelo con un sistema relativamente de gran capacidad, la estabilidad del sistema en su conjunto por lo general no es riesgo debido a la respuesta de una sola fuente. Y, en general, no se requieren estudios del sistema de estabilidad para la interconexión y el funcionamiento en paralelo de menor generación con un sistema de suministro. La intención y el diseño del sistema de control de tensión pueden ayudar a formar el comportamiento de la tensión transitoria y dinámica del sistema. Sin embargo, en el momento de la separación del SEP y la formación de la Isla, también estará presente la influencia de los efectos de tensión debido a la redistribución de la energía almacenada en los elementos de circuito inductivos y capacitivos del PCC. Además, si pudieran existir máquinas de gran inercia en la Isla, los efectos dinámicos y de tensión transitoria pueden surgir de los cambios bruscos de energía almacenada.

4.4.5. Estudios de Estabilidad Transitoria

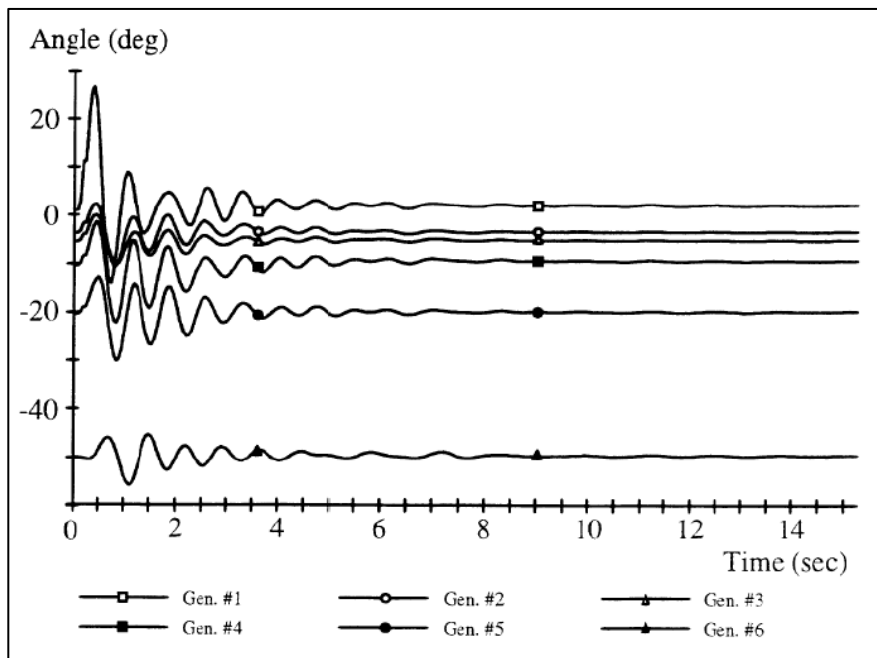
Al menos tres características eléctricas de un sistema de energía afectan a la estabilidad:

- Voltaje interno del generador
- Reactancia de las máquinas
- Voltaje interno del motor, si los hay

Un sistema es estable, bajo un conjunto específico de condiciones, si, cuando se somete a una o más perturbaciones delimitadas, las respuestas de los sistemas resultantes están limitadas. Después de una perturbación, un sistema estable puede ser descrito por variables que muestran oscilaciones

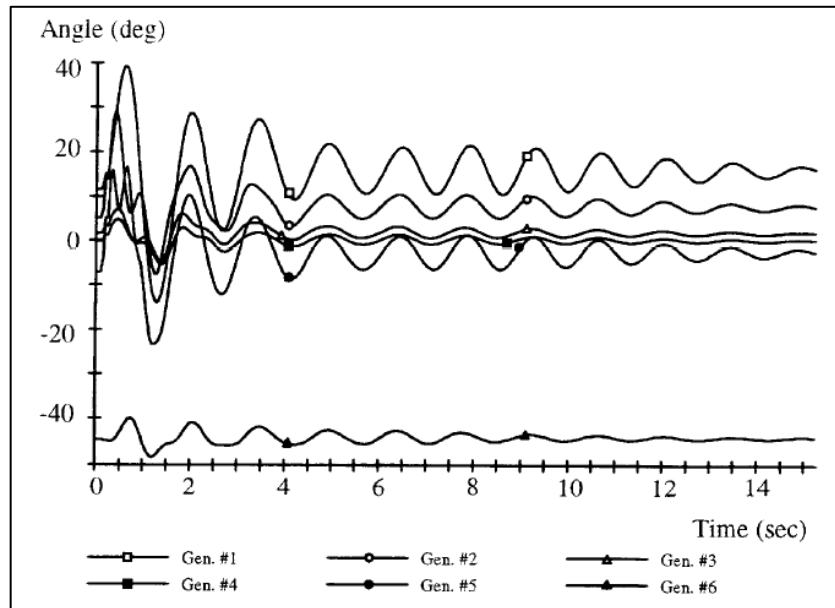
continuas de magnitud finita (por ejemplo, voltajes de CA y corrientes) o por constantes o ambos. La figura 22 y la figura 23 son los resultados de la simulación en el dominio de tiempo de un sistema antes y después de la conexión de una planta de cogeneración. El aumento de la magnitud y la disminución de amortiguación de las oscilaciones del rotor de la máquina que se muestran en estas cifras, indican que la dinámica de funcionamiento de la estabilidad del sistema se ha deteriorado después de la conexión. Esto requiere estudios conjuntos entre los sistemas de servicios públicos y cogeneración para identificar el origen del problema y desarrollar posibles medidas de mitigación. Puede ser posible ver resultados similares, cuando se evalúa el funcionamiento de los sistemas insulares con generación distribuida.

Figura 22. **Estabilidad de un sistema eléctrico antes de adición de una unidad de generación**



Fuente: IEEE 0399-1997 IEEE. *Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis*. USA: New York, NY 10016-5997, p. 72.

Figura 23. **Resultado de estabilidad con la conexión de una unidad de generación**



Fuente: IEEE 0399-1997 IEEE. *Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis*. USA: New York, NY 10016-5997, p. 72.

Es importante darse cuenta de que un sistema que es estable, por definición, todavía puede tener problemas de estabilidad desde el punto de vista operativo. (Las oscilaciones pueden tomar mucho tiempo para decaer a cero, por ejemplo).

4.5. Estudios de Arranque del Motor

Los sistemas con GD en Isla tienen que ser capaces de iniciar y mantener las operaciones del motor. El arranque de los motores grandes, puede causar graves disturbios a cualquier carga conectada localmente, así también a las barras que están remotamente conectados desde el punto de donde arranca

dicho motor. Debido a que un GD tendrá típicamente una impedancia de Thevenin considerablemente mayor que la alimentación de la red, el arranque de un gran motor en la Isla puede también producir caídas de tensión mucho más grandes que cuando procede del SEP. Debe considerarse un estudio, cuando la potencia de arranque del motor es superior al 10% del generador en kVA, dependiendo de las características reales del generador.

Los sistemas con GD en Isla tienen que ser capaces de iniciar y mantener las operaciones del motor. La corriente de arranque del motor puede agravar las caídas de tensión en el sistema de Islas. Esta caída de tensión puede resultar en una capacidad degradada para arrancar el motor o causar la pérdida de generación. Así también, los tiempos extendidos de aceleración del motor, pueden producir exceso de calefacción, lo que puede reducir la vida del mismo y puede hacer que los dispositivos de protección de sobrecorriente del motor actúen. Los controladores de arranque suave o arrancadores de voltaje reducido para motores grandes pueden reducir las corrientes de entrada y así minimizar sus impactos. La experiencia ha demostrado que los motores, especialmente motores de corriente trifásica de 50 hp o más, cuando se transfiere de una fuente de alimentación de energía a otra fuente de alimentación, pueden ser sometidos a corrientes de entrada anormales. Esto, a su vez, puede conducir a daños del devanado del motor, alslamiento, acoplamientos, y en algunos casos, la carga accionada. El limitador de corriente del motor también puede dispararse debido a la corriente de entrada anormal y precisará de un ajuste. Las corrientes anormales son causadas porque la tensión residual del motor está fuera de fase con la fuente de tensión a la que está siendo transferida.

4.5.1. Consideraciones de Arranque del Motor

Si la caída de tensión instantánea máxima que es aceptable en el circuito se conoce, es posible seleccionar la capacidad de la generación accionado por el motor que va a ser capaz de empezar los arranques sin exceder la caída de tensión. Si es posible que dos motores puedan empezar a la vez, la suma de sus potencias nominales se debe utilizar como base para la estimación necesaria para el arranque o preverse el control de arranque por separado.

La generación principal debe estar dimensionada para soportar los kilovattios continuos que se suministran a la carga. Adicional a eso los arranques de los motores y las pérdidas del generador. Por lo general, de los datos del fabricante se pueden obtener, el máximo valor en kilovoltioamperios del generador, así como el valor continuo. El valor máximo sería el número máximo de kilovoltioamperios de corta duración disponibles para el servicio de arranque del motor, sin exceder la caída de tensión especificada. La carga del arranque del motor tiene un factor de potencia muy bajo que debe ser considerado en el cálculo de la caída de tensión. Otra consideración importante es el efecto de la caída de tensión del generador debido al par de arranque de los motores.

El par de arranque es proporcional a la entrada kilovoltios-amperios al motor, pero con una caída de tensión a 70 % del voltaje nominal resulta en una reducción de la potencia de aproximadamente 50 % del número de kilovoltios-amperios en el rotor bloqueado, y por lo tanto, una reducción de 50 % del par motor de arranque. Los problemas podrían resultar en el arranque de motores bajo carga, a menos que este factor se tome en consideración. Los fabricantes de generadores por lo general están dispuestos a proporcionar una guía para el cálculo de los efectos de arranque de motores. Una regla básica que se utiliza

con frecuencia es de 0,5 CV /kW. Sin embargo, la decisión final debe basarse en los datos del fabricante.

Los generadores son generalmente dimensionados con una demanda máxima kilovoltio-amperios continuos. Y donde hay cargas, inusualmente de alta inercia de arranque sin el beneficio de la reducción de la tensión de salida, o si el voltaje y regulación de frecuencia es distinta a la especificada, y esta no se puede tolerar durante el período de puesta en marcha, se puede requerir una generación de mayor capacidad.

4.6. Consideraciones Adicionales de Planificación

Las consideraciones de arco eléctrico deben ser evaluados por el sistema de Islas en todos los modos de operación, debido a que los riesgos potenciales pueden ser diferentes. Las operaciones y planes de contingencia deben ser considerados como parte del diseño del sistema de GD en Isla. Esta planificación debe considerar cada uno de modo de funcionamiento normal paralelo, la transición a la Isla, modo de Isla, y el modo de reconexión. Esto incluiría un estudio de los problemas de confiabilidad y disponibilidad dentro de la Isla.

4.7. Pruebas y Puesta en Marcha

4.7.1. Pruebas

Las pruebas de los componentes del sistema de Isla deben hacerse con las normas aplicables para cada uno en funcionamiento normal y en paralelo, el modo de transición a la Isla, el modo de Isla, y el modo de reconexión. Las pruebas de marcha de la Isla confirman la ingeniería y el diseño del mismo. Hay

posibles riesgos de daños si el sistema de GD en Isla no está diseñado y probado adecuadamente.

Una vez que se concede permiso para interconectar y el proyecto se construye, los reguladores y/o equipos comúnmente requieren la puesta en marcha o procedimientos de prueba. Además, en algunas jurisdicciones se requiere presentar informes periódicos (normalmente anuales) en sus sistemas interconectados con la autoridad de servicios públicos o empresa de energía local. La prueba debe ser realizada por un técnico calificado de acuerdo con las instrucciones escritas del fabricante del equipo o el integrador de sistemas que han sido aprobados. Estas pruebas simulan diversas condiciones anormales que se espera que cause el SEP, incluyendo fallas, sobre/baja tensión, perturbaciones de frecuencia y desequilibrio de fases. La prueba de puesta en marcha no tiene que ser repetido a menos que se cambien los puntos de ajuste en el equipo de interconexión.

4.7.2. Puesta en Marcha

Los fabricantes proporcionan especificaciones para la alimentación de CA de sus equipos electrónicos y pueden especificar que se requiere acondicionamiento en la alimentación de equipos de potencia. Los siguientes son los pasos para energizar y probar el sistema de alimentación principal:

- **Energización Inicial:** los circuitos de control para cada componente se energizaran secuencialmente desde el circuito de control hasta los interruptores de carga y con los fusibles de servicios removidos. Las funciones de control y enclavamiento para cada circuito deberán ser verificados abriendo o cerrando los interruptores, los contactos del relé de protección y bloqueo, interruptores de temperatura, entre otros.

- Disparo del Transformador: verificar los circuitos de control y los interruptores de entrada y salida que estén abiertos. Simular disparo del transformador mediante la operación del relé 87T (protección diferencial). Revisión de los circuitos de los interruptores de entrada y salida del transformador.
- La activación del sistema de energía principal: los componentes individuales del sistema se activarán secuencialmente desde el interruptor del circuito a través del interruptor principal con los fusibles de servicios públicos instalados y de la siguiente manera:
- Verificar que el interruptor principal este abierto, así también el voltaje y fases de entrada. Cerrar el interruptor y medir los voltajes en el lado secundario del transformador y comparar los voltajes y fases.
- Interruptor 13,8KV: verificar el enlace de conexión y los interruptores de carga que estén abiertos. Cerrar los interruptores de entrada. Medir el voltaje en la barra principal. Realizar la comparación de la tensión y la eliminación gradual a través de los *taps*. Cerrar los interruptores de carga de uno en uno. Medir el voltaje y la corriente después de cerrar cada interruptor de carga.
- Prueba de Disparo del Transformador: verificar que el sistema esté energizado, con los interruptores cerrados, así como el interruptor de carga y los seccionadores abiertos. Siempre notificar a la planta todos los movimientos. Simular el disparo del transformador operando el relé 50/51 (relé de sobrecorriente). Verificar el disparo y todos los circuitos asociados de control. Realizar medición de voltaje y corriente en los interruptores y barras.

- Reductores Mecánicos: verificar la integridad de montaje, placa de características adecuadas, partes sueltas, y una lubricación adecuada.
- Generador: verificar la integridad de montaje, placa de características adecuadas, piezas sueltas y daños en el aislamiento, cámara de aire y el generador de giro libre, la resistencia de aislamiento del generador (fase a fase y fase-a tierra) conexiones de fase, el índice de polarización del generador, conexión a tierra y la tensión adecuada. Energizar el circuito de control con el interruptor de circuito de salida abierto y comprobar el correcto funcionamiento de las luces que indican alarmas, salidas analógicas y salidas de estado. Localmente, en marcha el generador, y siguiendo las instrucciones del fabricante para energizar y darle arranque. Verifique el correcto funcionamiento de las luces que indican alarmas, salidas analógicas y salidas de estado. Medir el voltaje y frecuencia de salida. Comprobar parada y arranque remoto y la función de ajuste de carga, (Watt / VAR) salidas de tensión, disparo y de enclavamiento del interruptor automático y otras funciones sin carga, requeridos específicamente por el manual de instrucciones del generador. Energizar y verificar el funcionamiento de cualquier circuito (es decir, los calentadores del generador, los calentadores de combustible, cargadores de baterías).

Para finalizar será necesario una lista de comprobación (*Check list*) para la inspección de servicios públicos y todos los componentes mecánicos y eléctricos.

5. INTEGRACIÓN DE ISLAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

5.1. Tipos de Conexión

Para reconectar los sistemas se indican tres circunstancias: Conexión con tensión en un solo sistemas, conexión síncrona y conexión asíncrona. A continuación, se especifica dichos condiciones.

5.1.1. Conexión sin tensión en al menos uno de lo sistemas

Este tipo de conexiones se da en que al menos uno de los lados del interruptor no tiene voltaje: Barra vida – Línea muerta, Barra muerta – Línea viva y Barra muerta – Línea Muerta

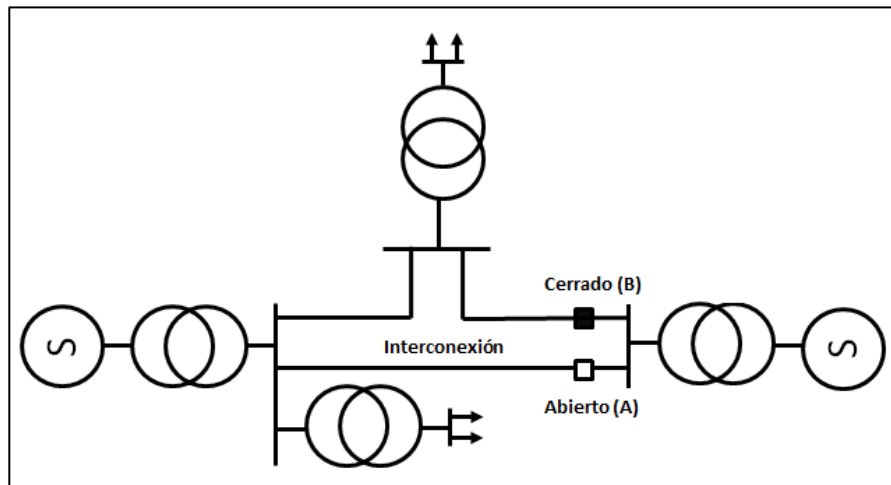
Para este tipo de configuraciones no se requiere operaciones de sincronización para las maniobras de cierre de algún interruptor, en estos casos solo se necesita la verificación de tensión, que por un lado del interruptor este con un valor nominal y por el otro que este con una magnitud mínima cercana a cero o desenergizada.

5.1.2. Conexión síncrona de dos sistemas

Este caso se refiere a los sub-sistemas que ya poseen una conexión entre ellos a la hora de realizar alguna conexión síncrona. En la figura 24 se observa

que para ambos lados el interruptor denominado A, el cual previamente ya mantiene una interconexión.

Figura 24. **Conexión de dos subsistemas**



Fuente: *Common Modern Power Station Design*. <http://www.cim-team.com.br/modern-electrical-engineering-blog/most-common-challenges-in-power-plant-electrical-design>. Consulta: 11 de abril de 2011.

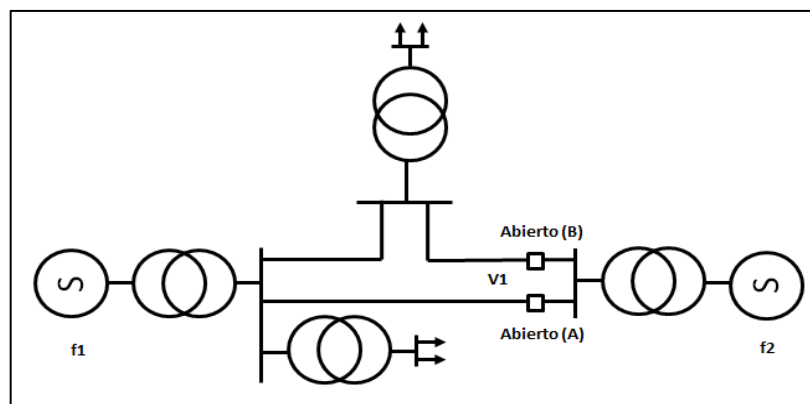
Si suponemos que el sistema se encuentra en estado estacionario, por lo que ambos sistemas poseerán la misma frecuencia y las diferencias de ángulo de fase y voltaje serán constantes a ambos lados del interruptor A. sin embargo en un sistema de potencia los valores de voltaje, ángulo de fase y frecuencia existirán variaciones en ambos lados del interruptor debido a los cambios en la cargas y la generación. El desfase será mínimo a ambos lados del interruptor A si están interconectados a una fuente grande; así mismo, la variación de tensión dependerá también a qué punto se conectará, por ejemplo, si se conecta a una línea muy capacitiva este tenderá a elevar los niveles de tensión en el lado a cerrar. Por consiguiente, luego de cerrar el primer interruptor, el cierre del segundo y los continuos pertenecerán a reconexiones sincronas.

5.1.3. Conexión asíncrona de dos sistemas

Se le llama conexión asíncrona a la operación en la cual no existe interconexión en dos sistemas. El caso más común se ejemplifica como el de un generador cuando se conecta al SEP, también están los casos de la de los sistemas aislados que se conectan al SEP, entre otros.

En la conexión asíncrona, la amplitud de voltaje y de la frecuencia pueden ser diferentes en los dos sistemas a conectar, y de igual manera el desfase varía continuamente a los dos lados del interruptor. En la figura 25 se observa los dos interruptores abiertos. Se observa que a ambos lados del interruptor A existen dos sistemas aislados entre ellos, cada uno cuenta con su frecuencia respectiva f_1 y f_2 y sus tensiones v_1 y v_2 . Se genera una diferencia entre las dos frecuencias de cada lado del interruptor llamado deslizamiento, esto hace que giran una frecuencia gire respecto del de otro.

Figura 25. **Conexión Síncrona**



Fuente: *Common Modern Power Station Design*. <http://www.cim-team.com.br/modern-electrical-engineering-blog/most-common-challenges-in-power-plant-electrical-design>. Consulta: 11 de abril de 2011.

En general, los GD relacionados con los convertidores contienen esquemas de protección que minimizan las probabilidades de daños por conexión fuera de fase; por lo tanto, puede dar problemas con sobretensiones innecesarias o sobrecorrientes. El escenario asíncrono es el que merece más cuidado para la reconexión de la Isla al sistema de potencia.

5.2. Sincronización

Cuando se cierra un interruptor de circuito entre dos partes energizadas del sistema de potencia, es crucial que coincida con los voltajes en ambos lados del interruptor del circuito antes de cerrar. Si este juego o proceso de "sincronización" no se hace correctamente resultará una perturbación del sistema eléctrico, y el equipo (incluyendo los generadores) puede ser dañado. Con el fin de sincronizar adecuadamente, se deben monitorear tres aspectos diferentes de la tensión a través del interruptor. Las variables de sincronización son:

- Las magnitudes de voltaje
- La frecuencia de las tensiones
- La diferencia de ángulo de fase entre las tensiones

Como se vio en el apartado 1,5 tabla II, se requiere ciertos requisitos para la sincronización de un dispositivo de generación con el SEP, esto para evitar daños al generador que da como producto vibraciones en el eje (fatiga en el mismo y otras partes mecánicas) también pueden producirse problemas de estabilidad en el sistema eléctrico como oscilación de potencia o motorización del generador, lo cual conlleva disparo del generador por potencia inversa.

5.2.1. Verificación de sincronismo

La verificación de sincronismo trata de permitir o habilitar el cierre manual o automático de un interruptor, solo cuando los sistemas a ambos lados del mismo, están dentro de las tolerancias aceptadas que permiten el paralelo de dos circuitos que están dentro de límites prescritos de amplitud de tensión, desfase y frecuencia. La energización entre dos redes que operan de forma sincronizada, con considerables diferencias de magnitud de voltaje y ángulo, también se presenta el fenómeno de las fuerzas electromagnéticas debidas a corrientes de pico que se dan especialmente en las terminaciones de las bobinas del *estator* del generador.

Si las magnitudes de tensión están muy desiguales, aparecerá un aumento repentino en el flujo de potencia reactiva, a través del interruptor de circuito cuando este cierre. Las diferencias de magnitud de tensión admisible entre el interruptor del circuito abierto, son específicos del sistema. Sin embargo, como guía general, una diferencia de un pequeño tanto por ciento es poco probable que cause algún problema grave.

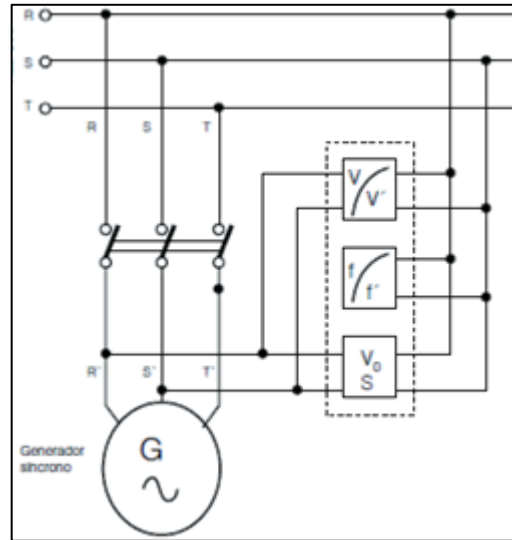
Si se cierra un interruptor y si las frecuencias a cada lado de un interruptor abierto son significativamente diferentes, habrá un cambio repentino en el flujo de MW y aparecerá a través del interruptor del circuito. El cambio súbito de flujo de potencia es en respuesta a la diferencia de frecuencia inicial. Como el sistema busca establecer una frecuencia común una vez que el interruptor está cerrado. La diferencia de frecuencia permisible puede ser relativa para un sistema específico. Sin embargo, una pauta general sería que las frecuencias estén dentro de 0,1 Hz, el uno del otro antes del cierre.

La tercera variable de sincronización, y probablemente la más importante de las tres, es la diferencia de ángulo de fase de voltaje. Si la diferencia de fase entre las tensiones en cada lado del interruptor de circuito abierto, no se reduce a un valor pequeño, un aumento repentino de potencia, ocurre una vez que el interruptor está cerrado. La diferencia de ángulo de fase de la tensión es la diferencia entre los cruces por cero de las tensiones en cada lado del interruptor de circuito abierto. Lo ideal es que el ángulo de fase de tensión debe ser lo más cercano a cero, grados, como sea posible, antes de cerrar el disyuntor.

5.2.2. Sincronoscopio

Un sincronoscopio es una simple pieza de equipo que se utiliza para controlar las tres variables de sincronización. Un sincronoscopio básico (que se ilustra en la figura 26) obtiene entradas de formas de onda de tensión de los dos lados del interruptor de circuito abierto. Si las formas de onda de tensión son a la misma frecuencia, el sincronoscopio no gira. Si las formas de onda de tensión son a una frecuencia diferente, el sincronoscopio gira en proporción a la diferencia de frecuencia, la aguja de este dispositivo siempre apunta a la diferencia de ángulo de fase de la tensión. Un sincronoscopio es un dispositivo manual que un operador debe estar vigilando y al alcance para asegurar que cierran el interruptor de circuito en el momento correcto. El panel de sincronización también contiene dos voltímetros de modo que las magnitudes de tensión se pueden comparar de forma simultánea.

Figura 26. **Conexión Sincronoscopio**



Fuente: Norma IEEE 1547-2003. IEEE *Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*. USA: New York, NY 10016-5997, 27 p.

5.2.3. Relé de Sincronización

Es un relé de comprobación de sincronización o *synch-check* y determina eléctricamente si la diferencia en magnitud de la tensión, la frecuencia y ángulo de fase caen dentro de los límites permitidos. Los límites permisibles pueden variar con la ubicación en el sistema de potencia. Normalmente, cuanto más lejos se está de la generación y más cerca de la carga, más es la diferencia de ángulo de fase que se puede tolerar. Los relés de sincronización normalmente no proporcionan indicación de la magnitud del ángulo de tensión, frecuencia o fase. Un *relé* de sincronización decide internamente si sus condiciones de cierre están satisfechas. El *relé* de sincronización permitirá o evitará el cierre dependiendo de su configuración.

5.3. Sincronización Activa y Pasiva

Los equipos de interruptor de transferencia están disponibles en una variedad de tipos, con una amplia gama de características. La selección del interruptor de transferencia apropiada para una aplicación específica requiere una clara comprensión de las necesidades de sitios, aplicaciones y restricciones. Los interruptores de transferencia están en el corazón de un sistema de energía, proporcionando una transferencia de energía confiable entre el sistema eléctrico y el generador, o entre otros tipos de fuentes de energía y las instalaciones de cargas. Cuando falla la fuente de alimentación normal (por lo general el de servicios del SEP), interruptores de transferencia detectan la pérdida de energía, envían una señal de inicio al generador de reserva y luego conectan el generador a las cargas de la instalación cuando el generador ha alcanzado la frecuencia y el voltaje adecuado. Aquí se analiza los diversos tipos de equipos de transferencia de energía que se encuentran disponibles, junto con sus ventajas y desventajas, de modo que puede hacerse una la selección más apropiada.

5.3.1. Sistemas de sincronización pasivos

Los interruptores de transferencia de transición cerrada han utilizado con éxito sistemas de sincronización pasiva en muchas aplicaciones. Los interruptores de transferencia utilizan una función de comprobación de sincronización para iniciar el cierre a la fuente que se aproxima cuando las dos fuentes están en fase. Hay dos algoritmos básicos utilizados por los sistemas de verificación de sincronización: un algoritmo de ventana permisiva y un algoritmo predictivo.

Un algoritmo de ventana permisiva se utiliza comúnmente en ambos sistemas de sincronización activa y pasiva. El sistema de comprobación de sincronización mide la diferencia de voltaje, frecuencia y fase entre las dos fuentes. Cuando los tres parámetros están dentro de unos límites predefinidos, las fuentes se dice que están dentro de una "ventana permisiva". Cuando las fuentes han estado en la ventana permisiva para un cierto período de tiempo predeterminado, el controlador cierra a la fuente que se aproxima. El tiempo requerido en la ventana permisiva se fija típicamente de 0,1 a 0,2 segundos para los sistemas de sincronización pasiva y 0,5 segundos para los sistemas de sincronización activa.

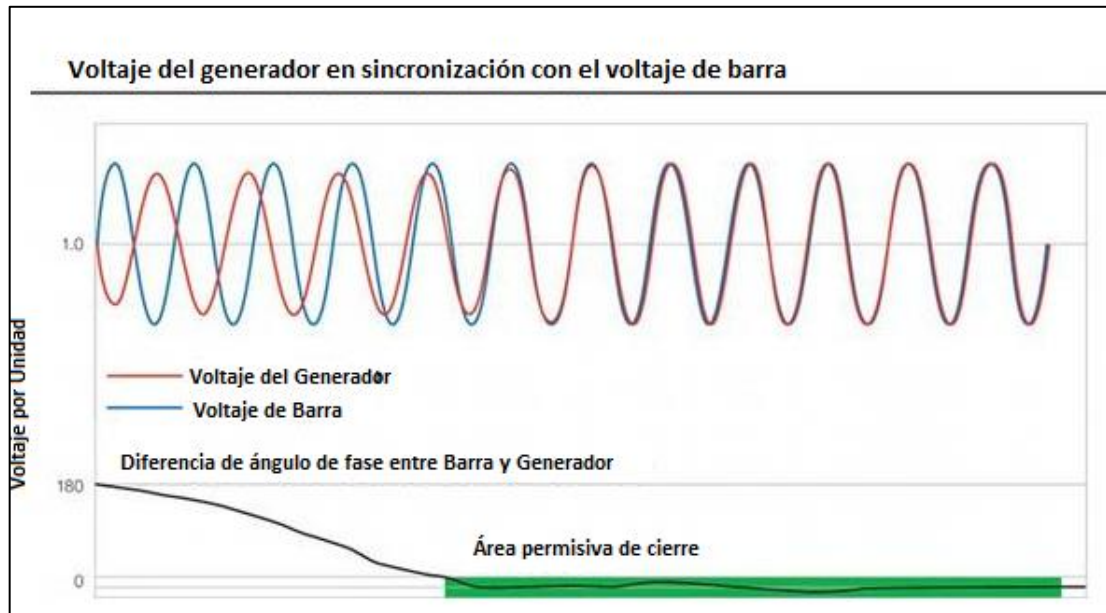
Un algoritmo predictivo funciona de manera similar a un sistema de comprobación de sincronización, excepto que en lugar de esperar (para las dos fuentes) de estar en una ventana permisiva para un cierto período de tiempo, se mide la tasa de cambio de la diferencia de ángulo de fase entre las dos fuentes y se calcula un "ángulo de fase óptimo" para iniciar el cierre, de modo que en el instante en que el interruptor se cierra, las dos fuentes están tan cerca posible de fase. Ambos tipos de algoritmos se han utilizado con éxito. En general, el algoritmo de ventana permisiva es más robusto debido a que el algoritmo de predicción es susceptible a los transitorios en las fuentes de tensión, lo que podría sesgar el cálculo del ángulo de fase óptimo.

En muchas aplicaciones una ligera diferencia de frecuencia, conocida como "frecuencia de deslizamiento", se impone entre las fuentes, para asegurarse de que van a entrar en sincronía con los demás a una velocidad controlada. Se ha utilizado eficazmente una frecuencia de deslizamiento de 0,1 Hz.

5.3.2. Sincronización activa

La sincronización activa es el proceso de ajuste del regulador de los generadores, de llevar la forma de onda en fase con la forma de onda de la red. Muchos sistemas de sincronización también incluyen una función de adaptación de tensión, en el cual el generador se ajusta por medio del regulador de tensión para que coincida con el nivel de voltaje del SEP. La función de igualación de tensión es importante en aplicaciones en las que la tensión en el transformador de servicio varía con la carga. La figura 27 representa una forma de onda del generador, entrada en fase, con una forma de onda de la red, utilizando un sincronizador activo con igualación de tensión. Hay que tener en cuenta que la forma de onda del SEP es constante y el sincronizador ajusta la forma de onda del generador a la de la red. El regulador de tensión llevará a cabo que el generador entre en sincronización con el SEP hasta que el sincronizador este apagado, a menos que un cambio súbito de la carga provoque un cambio de frecuencia. Los cambios de carga en la barra del sistema causan un cambio repentino en la diferencia de ángulo de fase, como oleadas de frecuencia, o bajas de la misma en respuesta a la carga transitoria. Esto puede hacer que las dos fuentes estén momentáneamente fuera de sincronización hasta que el sincronizador lo ponga de nuevo en sincronización. Es por esto que en la práctica, con los sistemas con múltiples interruptores de transferencia de transición cerrada, se permite que un sólo interruptor actúe a la vez para realizar la transferencia. Con un sincronizador de bloqueo de enganche de fase activo, el tiempo para sincronizar es relativamente corto y fiable, por lo que el tiempo entre las operaciones de conmutación no tiene que ser largo.

Figura 27. **Comportamiento de onda antes de sincronizar**



Fuente: *Common Modern Power Station Design*. [en línea]. <<http://www.cim-team.com.br/modern-electrical-engineering-blog/most-common-challenges-in-power-plant-electrical-design>>. [Consulta: 11 de abril de 2011].

5.4. Reconexión

Los puntos de esta cláusula deberán cumplirse en el PCC, aunque los dispositivos utilizados para cumplir con estos requisitos, pueden estar ubicados en otro lugar. También serán aplicables a la reconexión de cualquier unidad sola de GD o ya sea varias unidades GD dentro de una sola SEP local, en base a la capacidad agregada de todas las unidades de GD que están dentro de la misma. Las funciones del *hardware* y el *software* del sistema de interconexión que afecten a la SEP local están obligados a cumplir con las normas, independientemente de su ubicación. Las especificaciones y los requisitos técnicos indicados, son universalmente necesarios para la reconexión de la GD,

incluyendo máquinas síncronas, máquinas de inducción, o inversores de potencia, convertidores estáticos, y serán suficientes para la mayoría de instalaciones. A continuación se presentan los requerimientos generales:

- La generación no regulara activamente la tensión en el PCC además la GD no causara que el servicio de voltaje del SEP local, o de los otros, no este fuera de los requerimientos ANSI C84.1 Rango A.
- El esquema de conexión a tierra de la interconexión de la GD no deberá causar sobretensiones que excedan los valores de los equipos conectados al SEP local y no deberá interrumpir la coordinación de la protección de falla a tierra.
- La unidad de GD que sea paralela a la SEP no deberá causar una fluctuación de tensión en el PCC mayor del $\pm 5\%$ del nivel de tensión prevaleciente y tendrá que cumplir con los requisitos de *flickers* del 3,82 tabla 4.
- Las protecciones de la red no deben ser usadas para separar, cambiar o servir como *breaker* en un respaldo de falla o de cualquier manera alslar una red por si sola o un alimentador primario de red a la que la GD esté conectado para el resto del SEP de la zona, a menos que las protecciones estén medidas y probadas según los estándares aplicables para tal aplicación.
- La conexión de la GD a la zona del SEP sólo se permite si la barra del SEP local ya está energizada por más del 50 % de las protecciones de red instaladas.

- La capacidad de los equipos de red de carga y de interrupción de fallas, no debe ser excedido por la capacidad de la GD.

5.5. Restauración Después de Disturbios

Un apagón parcial o total representa uno de los problemas más graves que puedan producirse en el sistema de generación o en un sistema interconectado de transmisión, que tiene un efecto importante en los usuarios de la red de transporte y en las cargas. Debido a la importancia de dicho incidente y la urgencia en la reposición del servicio a todos los clientes, es imperativo que todos los operadores del SEP puedan mantener un alto nivel de comunicación, de conocimiento del sistema y de la preparación de las operaciones con respecto a la integridad del sistema de potencia.

Se deberá llevar a cabo un conjunto de acciones y una de ellas es la de "re-configuración de la red", después de un colapso, cuando el sistema se pueda formar con áreas en Isla o con un área de colapso de tensión. La re-configuración de la red consiste en una serie muy compleja de acciones coordinadas, estudiadas y preparadas de antemano. En cada situación, cada centro de control comprobará la calidad de la formación de Islas, de no ser así, asegurarse de que sus servicios auxiliares están siendo suministrados desde el exterior por la red y que se deben recuperar con urgencia, con el fin de permitir la más rápida reanudación de la generación de la planta tan pronto como lo permitan las condiciones de la red. La acción de re-alimentación de los servicios auxiliares de las unidades generadoras con una tensión de red, se puede preparar a través de un escenario previo. Los centros de control irán habilitando gradualmente las zonas de manera segura para poder re-conectar con la red.

5.5.1. Papel de los Operadores del Sistema

Cada operador del sistema está a cargo de una administración consistente y una correcta aplicación de las medidas que están en su propia responsabilidad, con el objetivo de la restauración del sistema, previa experiencia documentada por pruebas periódicas.

Los operadores del sistema tomarán acciones correctivas internas y asistencia inmediata, así como la restauración tiene que ser llevada a cabo por el mismo operador local por propios medios y procedimientos para la aplicación de las medidas correctivas disponibles. La interconexión se utiliza de manera coordinada con los coordinadores de red colindantes que pueden proporcionar apoyo a través de la potencia activa y reactiva.

5.5.2. Coordinación y comunicación para la interoperabilidad de la red

Cada operador deberá determinar el alcance de la interrupción del servicio dentro de sus límites y mantener al personal adecuado informado, acerca de las capacidades de generación y transmisiones existentes, así como cualquier otra información apropiada. Es importante contar con el personal disponible para proporcionar información sobre las condiciones actuales y futuras del sistema.

Todos los operadores cercanos deberán preparar y acordar de antemano, las acciones comunes que deben adoptarse en caso de restauración del sistema. Así también tendrán que intercambiar información para identificar áreas y redes aisladas de tensión.

Cada operador local tiene que desarrollar procedimientos de reenergización adecuados, que permitan la restauración progresiva de las condiciones normales de funcionamiento del sistema, en el menor tiempo posible. Dentro de cada área deberá de ser prevista una cantidad suficiente de generación capaz de arrancar desde cero y energizar una parte del sistema sin una fuente de alimentación externa.

Después de un apagón, las cargas que no están disponibles, podrían comprometer la continuación de las secuencias de maniobras sucesivas (centrales térmicas, centros de control remoto, centros de telecomunicaciones, etc.) por lo que estas deben ser suministradas en el primer lugar.

5.5.3. Lineamientos

El éxito de las pruebas parciales es una condición necesaria para planear y llevar a cabo una verificación completa de la ruta de restauración. Durante las pruebas de restauración, la atención tiene que ser para todas las unidades involucradas con el fin de identificar todos los factores que podrían obstaculizar la correcta aplicación de los procedimientos

El plan de restauración debe describir todas las acciones necesarias para restablecer las condiciones normales de suministro de una manera oportuna y confiable. Durante la restauración, podría adoptarse equipo automático, para ejecutar secuencias de maniobras predeterminadas.

Los operadores deben definir escenarios de sistemas en un plan de restauración. Con este fin, un criterio adecuado es seleccionar situaciones con la más alta probabilidad de ocurrencia y con validez general. Los planes de

restauración se basan en la identificación de rutas adecuadas de re-energización.

La fiabilidad de las rutas de restauración debe ser estudiada periódicamente y prácticamente a prueba, por medio de pruebas de restauración si es posible. Las pruebas deben referirse en particular a: capacidad de arranque, eficiencia de rechazo de carga, tiempos de restauración y eficiencia de las protecciones y dispositivos automáticos.

Por último, se recomienda el uso de un simulador de entrenamiento de los operadores, con el fin de comprobar la capacidad de los operadores para responder a las emergencias y situaciones inusuales que rara vez se producen en la práctica en el sistema eléctrico. De esta manera, es posible verificar la capacidad de los operadores para reaccionar rápida y eficazmente a situaciones críticas y para mejorar la aplicación de procedimientos de emergencia.

CONCLUSIONES

1. Esta guía es deliberadamente breve y proporciona una visión general del tema de la interconexión de la red y el funcionamiento en Isla de sistemas de energía.
2. La fusión de pequeñas generadoras distribuidas de energía renovable, con las redes eléctricas regionales o nacionales, normalmente exigen mejores prácticas y tecnologías estandarizadas para garantizar la seguridad, la eficiencia, la fiabilidad, y el mejor valor para los operadores de pequeñas redes, servicios públicos y sus cargas.
3. Las prácticas y las tecnologías descritas en esta guía pueden adaptarse a las necesidades y condiciones locales con el fin de garantizar una integración sin problemas de generadores distribuidos en redes regionales de energía.
4. El fin de esta guía es generar procedimientos simplificados de interconexión que deben estar disponibles para su uso, con sistemas de generación distribuida, principalmente para satisfacer las cargas sobre el terreno.
5. La integración de la generación distribuida, está relacionada con elementos de infraestructura, tales como la adquisición de datos, operación, protección y control, infraestructura adecuada, que se instala habitualmente en redes de transmisión de alta tensión y generadoras eléctricas centralizadas convencionales.

RECOMENDACIONES

1. Siempre tener en cuenta y estar abierto a nuevas tecnologías de red de interconexión de sistemas de energía renovable, incluyendo pequeñas generadoras, ya que es un escenario que evoluciona rápidamente y donde estas nuevas tecnologías avanzadas incluyen *relés* integrados, sincrofasores, nuevos dispositivos de red, sistemas de medición de energía, y dispositivos eléctricos de protección súper eficientes que siguen entrando en el mercado, y los responsables y los reguladores deberán esforzarse para mantenerse al día con los cambios.
2. Tener presente los procesos para evaluar los sistemas de generación distribuida para múltiples niveles de complejidad y rigor, de acuerdo con el tamaño del sistema.
3. Para hacer frente a los cambios se requerirá de una serie de estudios eléctricos para cualquier planta y se tendrá que tener en cuenta el beneficio-costos que esto implica; verificar la compatibilidad de los generadores con las modificaciones que podría implicar cuando estos estudios se han completado y tener en cuenta la clarificación del proceso de recuperación de costos para estos estudios, antes de iniciarlos.
4. Para garantizar un sistema fiable se requiere que los planificadores y los operadores puedan tener tanta redundancia de los componentes más importantes en las mediciones eléctricas, estados de

interruptores, *interlocks*, servidores, como puedan ser justificados económicamente.

5. Es necesario tener conocimiento de la gama de tecnologías, ya que deben ser elegibles para la interconexión, con políticas actualizadas periódicamente para dar cabida a la innovación tecnológica.

BIBLIOGRAFÍA

1. ANSI C84.1. *Voltage Ratings for Electric Power Systems and Equipment*. [en línea]. <[https://www.nema.org/Standards/ Complimentary Documents/ANSI%20C84-1-2016% 20CONTENTS% 20AND% 20SCOPE.pdf](https://www.nema.org/Standards/ComplimentaryDocuments/ANSI%20C84-1-2016%20CONTENTS%20AND%20SCOPE.pdf)>. [Consulta: 11 de abril de 2011].
2. *Common Modern Power Station Design*. [en línea]. <<http://www.cim-team.com.br/modern-electrical-engineering-blog/most-common-challenges-in-power-plant-electrical-design>>. [Consulta: 11 de abril de 2011].
3. Directional Overcurrent Protection. [en línea]. <www.nptel.ac >. [Consulta: 11 de abril de 2011].
4. Fundamentos Protecciones Transformadores - ABB - Substation Automation Systems. [en línea]. <[http://www.abb.com/industries/ a p/db0003db004333/595a382f38f19829c1257b81006257cb.aspx](http://www.abb.com/industries/ap/db0003db004333/595a382f38f19829c1257b81006257cb.aspx)>. [Consulta: 11 de abril de 2011].
5. IEEE Internet Computing. [en línea]. <<http://ieeexplore.ieee.org/>>. [Consulta: 11 de abril de 2011].
6. IEEE 0399-1997 IEEE. *Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis*. USA: New York, NY 10016-5997, 227 p.

7. MCDONALD, John D.; WOJSZCZYK, Bartosz; FLYNN, Byron and VOLOH, Iliia. *Distribution Systems, Substations, and Integration of Distributed Generation*. [en línea]. <<http://juanribon.com>>. [Consulta: 11 de abril de 2011].
8. Norma IEC 61000-3-7. *Assessment Of Emission Limits For The Connection Of Fluctuating Installations To Mv, Hv And Ehv Power Systems*. [en línea]. <<https://webstore.iec.ch/publication/4156>>. [Consulta: 11 de abril de 2011].
9. Norma IEEE 519-2014. *Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems*. USA: New York: 10016-5997. 18 p
10. Norma IEEE 1547-2003. *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*. USA: New York, NY 10016-5997, 27 p.
11. Norma IEEE 1547.3-2007 *Guide for Monitoring, Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems*. USA: New York: 10016-5997. 158 p.
12. Norma IEEE 1547.4-2011 *IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems*. USA: New York: 10016-5997. 58 p
13. Power Tech, 2007 *IEEE Lausanne. Coordinated synchronism check settings for optimal use of critical transmission network corridors*. 10.1109/PCT.2007.4538311.

14. Woodward manual MRG2. *Generator main monitor/ Vector Surge Relay*. [en línea]. <http://www.dsf-technologies.com/upload/proddocspdf/proddocspdf_2_260.pdf>. [Consulta: 11 de abril de 2011].

