

ANEXO 3: REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES SOLARES FOTOVOLTAICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Los proyectos de interconexión serán atendidos por el **Suministrador** en la ventanilla de atención de acuerdo a la clasificación del ANEXO 1 de las “Reglas Generales de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional para Generadores o Permisionarios con Fuentes de Energías Renovables o Cogeneración Eficiente”, donde se validará la información del proyecto proporcionada por el **Solicitante**, la cual debe contener la información del equipo básico y cumplir los requisitos que se indican en los siguientes capítulos.

Ante cualquier incumplimiento a los requerimientos de interconexión y de operación continua establecidos por el **Suministrador**, el **Solicitante** no podrá conectarse a la red.

Considerando los impactos en los requerimientos del **Sistema** que resultan del incremento en las fuentes de energía renovable, redes inteligentes, generación distribuida, administración de demanda, entre otras cosas, el **Suministrador** se reserva el derecho de revisar en forma periódica la aplicabilidad de estos requerimientos técnicos.

1. REQUERIMIENTOS PARA BAJA TENSIÓN (BT).

Descripción:

Las **Centrales** pueden estar constituidas por uno o varios paneles fotovoltaicos.

1. 1. Tensión, capacidad y frecuencia

1.1.1 Tensión:

Menor o igual a 1 kV

En estado permanente las **Centrales** deben operar y mantenerse conectadas ante fluctuaciones que no excedan de un rango de +10% a -15% de la tensión nominal en el **Punto de Interconexión** conforme a la Tabla 1.

% Tensión en el Punto de Interconexión	Máximo tiempo de disparo*
$V < 50$	0.1 s
$50 \leq V < 85$	10 min
$85 \leq V \leq 110$	operación continua
$110 < V \leq 135$	10 min
$V > 135$	0.05 s

REGLAS GENERALES DE INTERCONEXIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
--

* El tiempo de disparo se refiere al tiempo en que ocurre la variación de tensión hasta que el inversor deja de alimentar a la línea del **Suministrador**. Los circuitos del sistema de control fotovoltaico deben mantener conectado al equipo para permitir sensar las condiciones eléctricas y usar la funcionalidad de reconexión.

Tabla 1. Respuesta de la **Central** ante variaciones de tensión.

1.1.1.a Factor de Potencia:

En estado permanente la **Central** debe operar con un factor de potencia constante, dentro de un rango ajustable desde 0.95 inductivo hasta 0.95 capacitivo de acuerdo a los requerimientos de la red eléctrica del **Suministrador** en el **Punto de Interconexión**.

El factor de potencia a utilizarse será definido por el **Suministrador**.

1.1.2. Capacidad de generación:

Conforme al ANEXO 1 de la Resolución RES/054/2010 de la CRE, DOF 08/04/2010, RES/249/2012.

Capacidades a instalar:

- Servicio de uso residencial hasta 10 kW.
- Servicio de uso general en baja tensión hasta 30 kW.

1.1.3. Rangos de Frecuencia:

Las **Centrales** deben permanecer en operación continua en el rango de frecuencia de 58.8 a 61.2 Hz. Cuando la frecuencia del **Sistema** se encuentre dentro de los rangos dados en la Tabla 2, la protección en el **Punto de Interconexión** debe operar con los tiempos totales indicados en la misma. Los dispositivos de frecuencia podrán ser fijos o ajustables en campo.

Frecuencia (Hz)	Tiempo de ajuste de las protecciones
$f < 57.5$	0.1 s
$57.5 \leq f < 58.0$	5 s
$58.0 \leq f < 58.8$	Tiempo ajustable 10 min
$58.8 \leq f \leq 61.2$	Operación continua
$61.2 < f \leq 62.0$	Tiempo ajustable 10 min
$62.0 < f \leq 62.5$	5 s
$f > 62.5$	0.1 s

Tabla 2. Rango y Tiempo de respuesta de la protección de frecuencia en el **Punto de Interconexión** ante variaciones de frecuencia.

1.2. Equipo de medición y protección:

El equipo de medición y protección aplica conforme al esquema de la Figura No. 1.

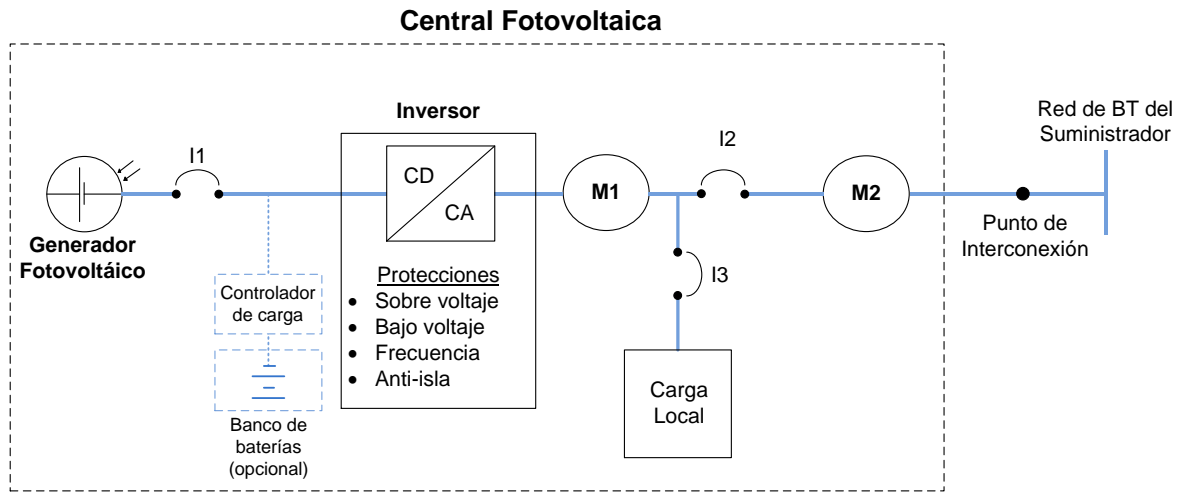


Figura 1.- Esquema de Interconexión para generación en pequeña escala

1.2.1. Equipo de Medición:

El medidor de la generación total M1 puede venir integrado al equipo, por lo que el **Solicitante** debe proporcionarlo e instalarlo a la salida del inversor antes de la carga.

Para fines estadísticos el **Solicitante** se obliga a facilitar el acceso a sus instalaciones a fin de que el personal del **Suministrador**, obtenga la información de la generación total del medidor M1, de su **Central**, en cumplimiento al RLAERFTE.

El medidor M2 corresponde al medidor para facturación o medidor fiscal y debe cumplir con las siguientes características:

Medidor electrónico de clase 15 (100 amperes) o clase 30 (200 amperes), según corresponda a la carga y tipo de medición del cliente; 1, 2 o 3 fases y rango de 120 a 480 Volts, base tipo "S", formas 1S, 2S, 12S o 16S. La clase de exactitud es de 0.2% o de 0.5% de acuerdo a las Especificaciones de CFE G0000-48 "Medidores Multifunción para Sistemas Eléctricos" y GWH00-78 "Watthorímetros Monofásicos y Polifásicos Electrónicos, Clase de exactitud 0.5" respectivamente, con medición de kWh, kVARh bidireccional o medidor multifunción.

1.2.2. Equipo de Protección:

Interruptor I1.- Dispositivo de protección y desconexión acorde a las características del tipo de generación instalada y a la NOM 001-SEDE "Instalaciones Eléctricas (Utilización)", vigente a la fecha de entrada en operación de la **Central**.

El interruptor de separación a la salida del panel fotovoltaico (I1 en la Figura 1) debe ser un interruptor termomagnético o de fusibles que permita la desconexión de los paneles fotovoltaicos del inversor. La calibración del dispositivo de sobrecorriente se determina en función de la potencia máxima de salida de los paneles fotovoltaicos.

El interruptor I1 debe cubrir las siguientes características:

- a) Ser manualmente operable.
- b) Contar con un indicador visible de la posición "Abierto - Cerrado".
- c) Contar con la facilidad de ser enclavado mecánicamente en posición abierto por medio de un candado o de un sello de alambre.
- d) Debe ser operable sin exponer al **Solicitante** con partes energizadas.
- e) Estar identificado como el interruptor de desconexión de los paneles fotovoltaicos.

El Interruptor I2.- Dispositivo de protección y desconexión acorde a las características de la carga y del nivel de corriente de corto circuito en el **Punto de Interconexión**.

El **Suministrador** establece el uso de un interruptor de servicio para la acometida eléctrica en el inmueble (véase I2 en la Figura 1). Este interruptor propiedad del usuario debe estar accesible al personal del **Suministrador**.

El interruptor debe tener las siguientes características:

- a) Cumplir con las especificaciones de acometidas establecidas por el **Suministrador**.
- b) La capacidad del dispositivo de sobrecorriente se determina en función de la potencia máxima contratada con el **Suministrador**.
- c) Operar con flujo de energía en ambos sentidos.

Ante condiciones anormales de operación para prevenir daños y garantizar la seguridad de los usuarios, las **Centrales** se desconectarán automáticamente del **Sistema** mediante las protecciones indicadas en la Figura 1.

1.2.2.1 Protecciones contra operación en modo isla

Ante la pérdida de potencial de la red eléctrica del **Suministrador**, la **Central** debe contar con protecciones que la desconecten de la red en un tiempo de 2 segundos. Es necesario el empleo de una función de detección adicional como protección redundante, en cuyo caso el tiempo de respuesta debe ser establecido por la Zona de Distribución correspondiente. Las técnicas de detección de operación en modo isla se describen en las normativas IEEE 1547 "Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems", IEC 62116 "Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters", VDE 0126-1-1 "Automatic disconnection device between a generator and the public low-voltage grid".

1.2.2.2 Reconexión o Resincronización a la red

El esquema de protecciones debe mandar la reconexión con la red hasta que la tensión y la frecuencia se hayan restablecido a sus valores normales (conforme a los puntos 1.1.1 Tensión y 1.1.3 Frecuencia) por un lapso no menor que un minuto.

1.3 Calidad de la energía

1.3.1 Desbalance Máximo Permitido en Tensión y Corriente

Valores máximos permitidos en operación continua en el **Punto de Interconexión**:

- Desbalance máximo permitido en la tensión: 3 % (componente de desbalance de secuencia negativa).
- Desbalance máximo permitido en la corriente: 5 %

De acuerdo con IEC 61800-1: Parte. 1. “Adjustable speed electrical power drive systems - Part 1: General Requirements - Rating specifications for low voltage adjustables speed d.c. power drive systems”

Estos límites serán ajustados con base en la capacidad del proyecto del **Solicitante** y las características de desbalance de tensión y la capacidad de la subestación del **Punto de Interconexión del Suministrador**.

1.3.2 Variaciones Máximas Permitidas en Tensión

La interconexión de **la Central** con la red de distribución del **Suministrador** no debe causar variaciones de tensión que se encuentren fuera de los límites establecidos en la Tabla 3.

Variaciones /minuto	Variación ($\Delta V/V$) Máxima de Tensión en (%)
	Baja Tensión ($V \leq 1 \text{ kV}$)
0.0 – 0.0083	3.50
0.0084-0.0667	3.0
0.0668 – 0.5	2.5
0.501 – 2.0	2.0
2.001 – 10.0	1.75
10.001 – 30.0	1.25
30.001 – 60.0	1.0
60.001 – 240.0	0.75
240.001 – 600.0	0.50
600.001 – 1800.0	0.25

Tabla 3. Variación máxima de tensión permitida de acuerdo a CFE G0100-04

Estos límites serán ajustados con base en la capacidad del proyecto del **Solicitante** y las características de variación de tensión a corto plazo, variación de tensión a largo plazo y la capacidad de la subestación del **Punto de Interconexión del Suministrador**.

1.3.3 Contenido Armónico Máximo Permitido en Corriente

Valores máximos permitidos en la forma de onda de corriente como criterio de planeación en la operación en el **Punto de Interconexión**:

- Distorsión armónica total de corriente: 5 %

En estos indicadores se considera hasta la 50va armónica. En caso de no cumplir con estos requerimientos, se debe agregar filtros sintonizados para mitigar el efecto adverso hacia la red eléctrica.

Cada armónico individual se debe limitar a los porcentajes mostrados en la Tabla 4. Los armónicos pares en estos rangos deben ser en magnitud menor que el 25% que el armónico impar correspondiente de acuerdo a IEC 61727 "Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface".

Tabla 4. Límites máximos de acuerdo a IEC 61727

Armónicas Impares	Límite de distorsión
3 ^a a 9 ^a	Menos del 4.0 %
11 ^a a 15 ^a	Menos del 2.0 %
17 ^a a 21 ^a	Menos del 1.5 %
23 ^a a 33 ^a	Menos del 0.6 %
Armónicas Pares	Límite de distorsión
2 ^a a 8 ^a	Menos del 1.0 %
10 ^a a 32 ^a	Menos del 0.5 %

Estos límites serán en la capacidad del **Solicitante** y las distorsión armónica capacidad de la **Punto de Suministrador**.

de distorsión de corriente ajustados con base proyecto del características de total e individual y la subestación del **Interconexión** del

1.3.4 Inyección de Corriente Directa

La inyección de corriente directa puede saturar los transformadores de distribución, llevando a sobrecalentamiento y disparos indeseados. Para sistemas fotovoltaicos convencionales con aislamiento galvánico, este problema es mínimo, pero con la nueva generación de inversores que no requieren transformador, es necesario incrementar la atención en esta materia.

El porcentaje máximo de corriente directa admitido en el **Punto de Interconexión** de acuerdo con la IEC 61727 "Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface" es:

- $I_{dc} < 1\%$ de la Corriente nominal en RMS, con tiempo de disparo máximo de 0.2 segundos.

1.4. Pruebas a los sistemas interconectados mediante inversores

Los convertidores e inversores utilizados para la interconexión de **Centrales**, basadas en sistemas fotovoltaicos, deben cumplir con los requerimientos de seguridad y eficiencia especificados en las siguientes normas:

- IEC 62109-1 "Safety of power converters for use in photovoltaic power systems – Part 1: General requirements".
- IEC 62109 – 2 ed1.0 Part 2 "Particular requirements for inverters"

- IEC 62116 “Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters”
- IEC 62446 - “Grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection”

Los requerimientos para la interconexión a la red eléctrica de baja tensión de sistemas fotovoltaicos de pequeña escala con capacidad de hasta 30 kW, se definen en la especificación CFE G0100-04 “Interconexión a La Red Eléctrica de Baja Tensión de Sistemas Fotovoltaicos Con Capacidad Hasta 30 kW”.

Para la aceptación de prototipos de bienes, se aplicará la Norma PE-K3000-001: “Procedimiento Técnico para la Aceptación de Prototipos de Bienes”, así como la “Guía de Relación con Proveedores - Evaluación y Calificación de Proveedores de Bienes” LAPEM-02.

En la etapa de puesta en servicio el **Suministrador** realizará al equipo las siguientes pruebas:

- Verificación de parámetros de la salida de la generación como son: frecuencia, tensión y corriente, factor de potencia en condiciones dadas.
- Pruebas de Calidad de Energía.
- Prueba de operación Isla No Intencional.
- Prueba de Reconexión o Resincronización.
- Prueba de Sistema de Protecciones.
- Prueba de Sistemas de Medición.

Una vez que **la Central** esté en operación y a solicitud expresa, mediante aviso previo del **Suministrador** al **Solicitante**, se realizarán cualquiera o todas las pruebas indicadas anteriormente.

En caso de incumplimiento de las pruebas operativas, el **Solicitante** se obliga a corregir dentro del plazo convenido entre las partes, las problemáticas detectadas, a fin de poder conectarse a la red.

Ante este incumplimiento el **Solicitante** no podrá conectarse a la red.

Las pruebas deben ser realizadas a todas las **Centrales** que se interconecten al **Sistema** conforme a la Tabla 5.

Las pruebas deben repetirse cuando:

- a) Se realicen cambios funcionales en el software o firmware de los componentes de **la Central** que se interconecta al **Sistema**.

REGLAS GENERALES DE INTERCONEXIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

- b) Cualquier componente físico de la **Central** que se interconecta al **Sistema** sea modificado en campo, reemplazado o reparado con partes diferentes a la configuración inicialmente probada.

El listado de pruebas mostradas en la Tabla 5, es enunciativo más no limitativo

# Prueba	Título de Prueba	< 10 kW		10 kW - 30 kW		Requisitos	
		Durante la Instalación	Inspección Periódica	Durante la Instalación	Inspección Periódica	Para autorizar la interconexión	Pruebas de Puesta en Servicio interconectado
Prueba de conjunto							
1	Prueba de resistencia en campo húmedo	○	○	√	○	√	--
2	Prueba de tensión en circuito abierto	√	√	√	√	√	--
3	Prueba de corriente – cortocircuito	√	√	√	√	√	--
4	Prueba sombra diodo by-pass	○	○	√	○	√	--
5	Exploración infrarroja	○	○	○	○	√	--
6	Prueba de operación al arreglo seguidor	○	○	○	○	√	--
7	Conjunto de curvas I – V	○	○	√	○	√	--
Prueba a Inversores							
1	Inspección inicial al inversor	√		√		√	
2	Operación y control modo local del Inversor	√	√	√	√	--	√
3	Operación y control modo remoto del inversor	√	○	√	○	--	√
4	Prueba de funciones de "despertar" y "dormir"	√	○	√	○	--	√
5	Detector de humo	N/A		○	○	--	√
6	Interlock de puerta	N/A		○	○	--	√
7	Sobre temperatura	√	○	○	○	--	√
8	Prueba de frecuencia y tensión anormales	√	○	√●	○	--	√
9	Pérdida de potencia de control	○	○	√●	○	--	√
10	Pérdida de arreglo (conjunto)	○	○	○	○	--	√
11	Anti-isla	○	○	√●	○	--	√
12	Seguimiento del punto de máxima potencia	√	○	√	○	--	√
13	Distorsión armónica	○		√●		--	√
14	Factor de Potencia	○		√●	○	--	√
15	Inyección de corriente continua	○		√●	○	--	√
16	Balance de corriente por fase	N/A		√●	○	--	√
17	Operación de múltiples inversores en paralelo	○		○		--	√

	REGLAS GENERALES DE INTERCONEXIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	
--	--	--

Prueba de Instrumentación							
1	Comprobar instrumentación	○	○	√	○	√	--
2	Instrumentación transformadores de corriente	○		○		√	--
3	Transformadores de medida, tensión	○		○		√	--
4	Calibración de instrumentos	○	○	√	○	--	--
Otras pruebas							
1	Inspección de campo	√	○	√	√	√	--
2	Prueba de resistencia a tierra	○	○	○	○	√	--
3	Transformador de aislamiento	○		○	○	√	--
4	interruptores (CA y CC)			○	○	√	--
5	Interruptor de desconexión			○	○	√	--
6	Funciones de protección			○	○	√	--
7	Hilos, cables		○	○	○	√	--
8	Equipos con falla a tierra en CC	○	○	○	○	√	--
9	Rendimiento del sistema	○	○	√	○	--	√
10	Coordinación de Recierre			○	○	--	√
11	Falla del SEP			○	○	--	√

√	Prueba Requerida
○	Prueba Opcional o documento que la avale
●	Pruebas a realizar por Laboratorio acreditado en norma NMX- EC-17025-IMNC (ISO/IEC-17025) "Requerimientos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y calibración" y atestiguadas por LAPEM

Tabla 5. Conjunto de pruebas requeridas a todas las **Centrales** que se interconecten al **Sistema**

1.5. Procedimiento de Operación

Para la operación confiable y segura del esquema de interconexión, el **Suministrador** hará entrega al **Solicitante** el procedimiento de operación, el cual formará parte del Contrato de Interconexión respectivo.

La operación de estos equipos estará en función de la reglamentación vigente basada en los procedimientos siguientes:

- Puesta en servicio
- Procedimiento de Operación Normal
- Procedimiento de Operación en Emergencia
- Procedimiento de Mantenimiento.

En caso de mantenimiento de la red del **Suministrador**, donde existan usuarios con generación fotovoltaica instalada, el **Suministrador** notificará con 72 horas de anticipación a los usuarios, apegándose a los procedimientos establecidos.

Es indispensable contar con medios que permitan seccionar la **Central** (como se muestra en la Figura 1), para desenergizar los equipos que lo conforman y para evitar energizar la red del **Suministrador** en caso de mantenimiento. Aun cuando las protecciones son

propiedad y responsabilidad del **Solicitante**, el **Suministrador** puede verificar su funcionamiento cuando así lo considere, con el objeto de garantizar que el sistema fotovoltaico no energice redes que el **Suministrador** haya librado para mantenimiento.

2. REQUERIMIENTOS PARA MEDIA TENSIÓN (MT).

Descripción:

Las **Centrales** pueden estar constituidas por uno o varios paneles fotovoltaicos.

2.1. Tensión, capacidad y frecuencia.

2.1.1. Tensión:

Mayor a 1 kV y menor a 69 kV.

En estado permanente las **Centrales** deben operar y mantenerse conectadas ante fluctuaciones que no excedan de un rango de +10% a -10% de la tensión nominal en el **Punto de Interconexión**.

Las funciones de protección utilizadas para la desconexión ante variaciones de tensión, deben detectar el valor rms a la frecuencia fundamental de cada tensión de fase a fase en el **Punto de Interconexión**, excepto cuando el transformador para la conexión entre la **Central** y el **Sistema** sea Estrella - Estrella aterrizado, o monofásico, en donde se debe detectar la tensión de fase a neutro. Los tiempos totales de desconexión para **Centrales** en media tensión se indican en la Tabla 6.

% Tensión en el Punto de Interconexión	Tiempo de Operación
$90 \leq V \leq 110$	Operación Continua
$110 < V \leq 115$	5 min
$115 < V \leq 120$	5 s
$V > 120$	0.16 s
Central ≥ 500 kW, tiempo recomendado	

Tabla 6. Respuesta de la **Central** ante variaciones de tensión

Los dispositivos de Tensión podrán ser fijos o ajustables en campo para sistemas fotovoltaicos menores o iguales a 30 kW de capacidad total, y ajustables en campo para sistemas fotovoltaicos mayores a 30 kW de capacidad total.

Los tiempos totales de desconexión deben estar de acuerdo al comportamiento establecido para la operación de la **Central** ante fallas externas o en el punto de interconexión como se define en **2.7 Operación de la Central ante fallas externas o en el Punto de Interconexión**.

2.1.1.a Factor de Potencia y Curva de Capacidad:

Para capacidades mayores o iguales a 1.5 MW y hasta 20 MW, en estado permanente la **Central** debe operar con un factor de potencia variable y continuo dentro de un rango ajustable desde 0.95 inductivo hasta 0.95 capacitivo de acuerdo a los requerimientos de la red eléctrica del **Suministrador** en el **Punto de Interconexión**. El rango total de operación para el factor de potencia debe ser desde 0.90 inductivo hasta 0.90 capacitivo, donde el factor de potencia es fijo entre el rango de 0.95 al 0.90 tanto capacitivo como inductivo, y el valor a utilizar, será definido por el **Suministrador**.

El **Suministrador** a criterio y necesidad podrá requerir al **Solicitante**, que la **Central** cuente con esta funcionalidad para proyectos mayores a 30 kW y menores a 1.5 MW.

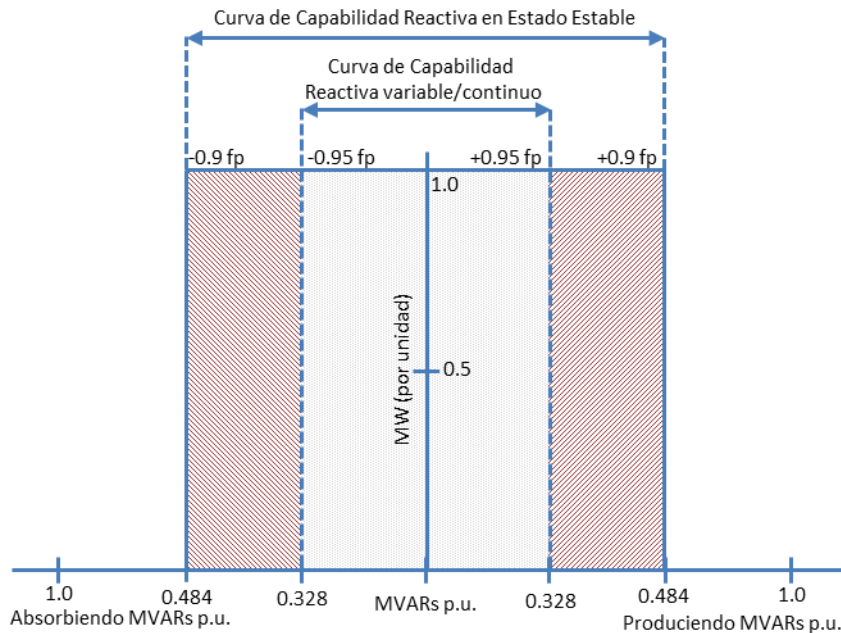


Figura 2. Curva de Capacidad requerida

2.1.1.b Potencia Reactiva:

Para capacidades mayores o iguales a 1.5 MW y hasta 20 MW, la **Central** debe contar con la opción de operar en modo de potencia reactiva constante, dentro de un rango ajustable de acuerdo a la curva de capacidad de esta o a los requerimientos de la red eléctrica del **Suministrador** en el **Punto de Interconexión**.

El **Suministrador** a criterio y necesidad podrá requerir al **Solicitante**, que la **Central** cuente con esta funcionalidad para proyectos mayores a 30 kW y menores a 1.5 MW.

2.1.1.c Control de Tensión:

Para capacidades mayores o iguales a 1.5 MW y hasta 20 MW, la **Central** debe operar en modo de control de tensión constante, dentro de un rango ajustable de acuerdo a la curva de capacidad de ésta o a los requerimientos de la red eléctrica del **Suministrador** en el **Punto de Interconexión**. El control de tensión debe ser de lazo cerrado, de control continuo y variable. En esta modalidad debe permitir una pendiente de control ajustable

REGLAS GENERALES DE INTERCONEXIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
--

(capacitiva e inductiva) desde 0.1 a 5%. El tiempo de actuación del control debe operar en menos de 20 ms. El setpoint del control de tensión debe ser ajustable dentro del rango tensión de operación normal. El control de tensión debe ser calibrado de manera que un cambio en la potencia reactiva de salida producida por cambio en el setpoint de tensión no cause excursiones excesivas o sobrepaso de voltaje. El control de tensión debe estar en servicio de forma permanente mientras la **Central** se encuentre conectada a la red del **Suministrador**, sin importar la potencia de salida de la **Central**.

El **Suministrador** a criterio y necesidad podrá requerir al **Solicitante**, que la **Central** cuente con esta funcionalidad para proyectos mayores a 30 kW y menores a 1.5 MW.

Los criterios operativos para el control de tensión, potencia reactiva, así como condiciones operativas especiales serán coordinados con el centro de control correspondiente y sujeto a las reglas del despacho de generación del **REDOSEN**.

La estrategia de control a utilizarse será definida por el **Suministrador** y debe tener la capacidad de ser conmutada entre modos de control cuando este lo solicite.

Se determinaran los mejores ajustes en el estudio de factibilidad.

2.1.2. Capacidad de generación:

Conforme al ANEXO 1 de la Resolución RES/054/2010 de la CRE, DOF 08/04/2010

Capacidades a instalar es:

- Mayor a 30 kW y hasta 500 kW.

Conforme al ANEXO 1 de la Resolución RES/067/2010 de la CRE, DOF 08/04/2010

Capacidad a instalar es:

- Mayor a 500 kW.

Las capacidades de generación acumulada permitidas en los diferentes niveles de tensión se indican en la Tabla 7.

Nivel de Tensión Nominal del Sistema (kV)	Acumulado a lo largo del alimentador, hasta (MW)*	Acumulado en buses de la subestación del Suministrador , hasta (MW)**
13.8	4	8
23.0	8	16
34.5	10	20

*Estas capacidades son los valores acumulados a lo largo del alimentador, pudiendo ser menor o mayor a la capacidad indicada en esta Tabla cuando los estudios técnicos así lo determinen, dependiendo de la ubicación del **Punto de Interconexión** en el **Sistema**.

Estas capacidades son los valores acumulados en los buses de la subestación del **Suministrador, pudiendo ser menor o mayor a la capacidad indicada en esta Tabla cuando los estudios técnicos así lo determinen, dependiendo de la ubicación del **Punto de Interconexión** en el **Sistema**.

Tabla 7. Límite de capacidad de generación a interconectar para media tensión en alimentadores y barras.

En todo proyecto en media tensión, el **Suministrador** tendrá que realizar un estudio de factibilidad y dependerá de los estudios técnicos y de seguridad operativa realizados por el **Suministrador (véase sección 2.10)** determinar, en base a la capacidad de la subestación, alimentadores y la capacidad del proyecto en el **Punto de Interconexión**, la factibilidad de que se conecten. Por lo que la Tabla 7 es solo una referencia para el **Solicitante**.

2.1.3. Rangos de Frecuencia:

Las **Centrales** deben operar, ante cambios de frecuencia, de acuerdo a lo indicado en la Tabla 8. El ajuste del tiempo será determinado por el **Suministrador**.

<i>Frecuencias de Corte</i> Rango de Frecuencia, (Hz)	Tiempo de Ajuste de la Protección
$f < 57.0$	0.1 s
$57.0 \leq f \leq 62.0$	Operación continua
$f > 62$	0.1 s

Tabla 8. Tiempo de respuesta ante variaciones de frecuencia en el **Punto de Interconexión**.

2.1.3.a. Control Primario de Frecuencia o Estatismo

La **Central** debe proveer una respuesta primaria de frecuencia proporcional a la desviación de frecuencia respecto de la frecuencia programada del **Sistema**, de acuerdo a la característica de regulación de frecuencia establecida. Se establece como requerimiento que la **Central** debe operar con una característica de regulación de frecuencia ajustable entre 1 a 10%.

El **Suministrador** a criterio y necesidad podrá requerir al **Solicitante**, que la **Central** cuente con esta funcionalidad para proyectos mayores a 30 kW y menores a 1.5 MW.

En los **Sistemas** Baja California, Baja California Sur, Santa Rosalía y Guerrero Negro ante desviaciones negativas de frecuencia mayores a 0.5% de la Frecuencia Nominal (0.3 Hertz), en la **Central** se debe activar la actuación del sistema de almacenamiento de energía proporcionando al menos 10% de la máxima potencia nominal de la **Central** en C.A. por un tiempo no menor de 15 minutos. Para desviaciones negativas de frecuencia menores de 0.5% (0.3 Hertz) y cualquier desviación positiva de frecuencia la **Central** debe comportarse con un estatismo de 5%. La banda muerta de la respuesta a la variación de frecuencia no debe exceder de 0.02%. Este comportamiento se describe en la figura 3.

REGLAS GENERALES DE INTERCONEXIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

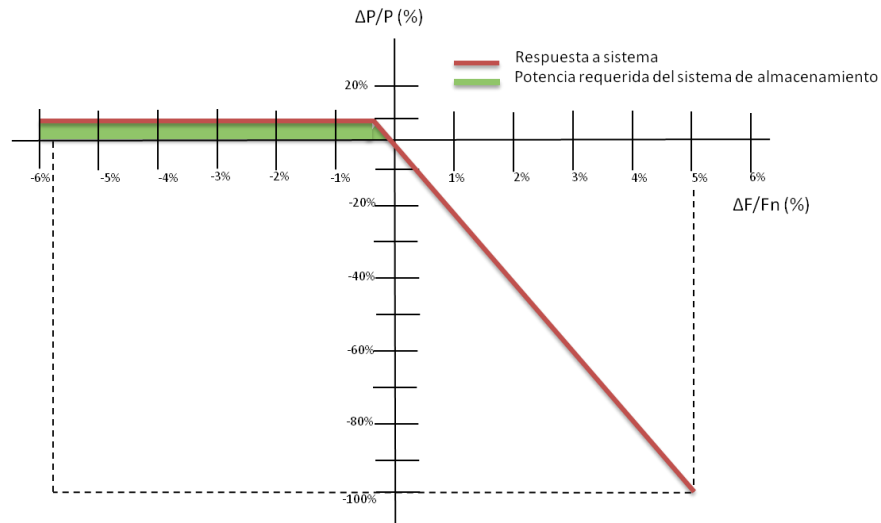


Figura 3. Comportamiento del Sistema de Almacenamiento de Energía ante variaciones de frecuencia.

El **Suministrador** a criterio y necesidad podrá requerir al **Solicitante**, que la **Central** cuente con esta funcionalidad para proyectos mayores a 30 kW y menores a 1.5 MW.

2.1.3.b. Rampa de Potencia Activa Ajustable

El control de rampas para subir o bajar potencia activa es requerido para realizar transiciones suavizadas de un estado operativo a otro de la potencia activa de la **Central**.

La **Central** debe ejecutar acciones de subir/bajar su potencia activa a una rampa ajustable de 1% al 5% de su capacidad nominal por minuto. Este límite aplica para las rampas de potencia activa tanto a subir y bajar. Este límite se debe mantener independientemente de las condiciones de irradiación solar. El valor de rampa será definido en los estudios de factibilidad.

El **Suministrador** a criterio y necesidad podrá requerir al **Solicitante**, que la **Central** cuente con esta funcionalidad para proyectos mayores a 30 kW y menores a 1.5 MW.

En los **Sistemas** Baja California, Baja California Sur, Santa Rosalía y Guerrero Negro, la **Central** debe de ejecutar acciones de bajar su potencia activa a una rampa no mayor al 5% de su capacidad nominal en C.A. por minuto. Este límite se debe mantener independientemente de las condiciones de irradiación solar. Para las acciones de subir potencia de la **Central** solar en cualquier condición esta no debe ser mayor de 3.5% de su capacidad nominal en C.A. por minuto.

El **Suministrador** a criterio y necesidad podrá requerir al **Solicitante**, que la **Central** cuente con esta funcionalidad para proyectos mayores a 30 kW y menores a 1.5 MW.

2.1.3.c Sistema de Almacenamiento de Energía

Para capacidades mayores o iguales a 1.5 MW y hasta 20 MW, en base a los resultados de los estudios técnicos correspondientes realizados por el **Suministrador**, la **Central**

debe contar con un sistema de almacenamiento de energía que provea las características de regulación a subir o bajar potencia activa ante variaciones de la frecuencia o efectos de sombra que afecten las aportaciones de potencia de la **Central** al **Sistema**. El dimensionamiento y tiempos de actuación serán determinados en el estudio de factibilidad.

El criterio para el dimensionamiento del sistema de almacenamiento de energía en los **Sistemas** Baja California, Baja California Sur, Santa Rosalía y Guerrero Negro es el siguiente: debe cumplir lo establecido en **2.1.3.a. Control Primario de Frecuencia o Estatismo** más lo establecido en **2.1.3.b. Rampa de Potencia Activa Ajustable** considerando en este punto que el sistema de almacenamiento debe ser dimensionado para que inyecte al menos 50% de la potencia nominal en C.A.

El **Suministrador** a criterio y necesidad podrá requerir al **Solicitante**, que la **Central** cuente con esta funcionalidad para proyectos mayores a 30 kW y menores a 1.5 MW.

Los criterios operativos para el control de potencia activa así como sus rampas de carga y condiciones operativas especiales serán coordinados con el centro de control correspondiente y sujeto a las reglas del despacho de generación del REDOSEN.

La estrategia de control a utilizarse será definida por el **Suministrador**.

Se determinaran los mejores ajustes en el estudio de factibilidad.

2.2. Equipo de protección y seccionamiento.

Dependiendo del proyecto específico de que se trate, el **Suministrador** puede proporcionarle al **Solicitante** la lista de protecciones aprobadas que le apliquen conforme al listado **LSPA-63** (antes LAPEM-05L) "Listado de Sistemas de Protección Aprobados" vigente a la fecha.

En caso de fallas en el **Sistema**, la **Central** debe contar con los dispositivos de protección para detectarlas y desconectarse del mismo.

Se debe contar con un sistema de protecciones redundante entre el **Punto de Interconexión** y la **Central**.

Los ajustes y pruebas de los sistemas de protección deben estar coordinados y supervisados por el **Suministrador**. El equipo requerido de protecciones debe cumplir con las especificaciones del **Suministrador**, de acuerdo con lo siguiente:

REGLAS GENERALES DE INTERCONEXIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

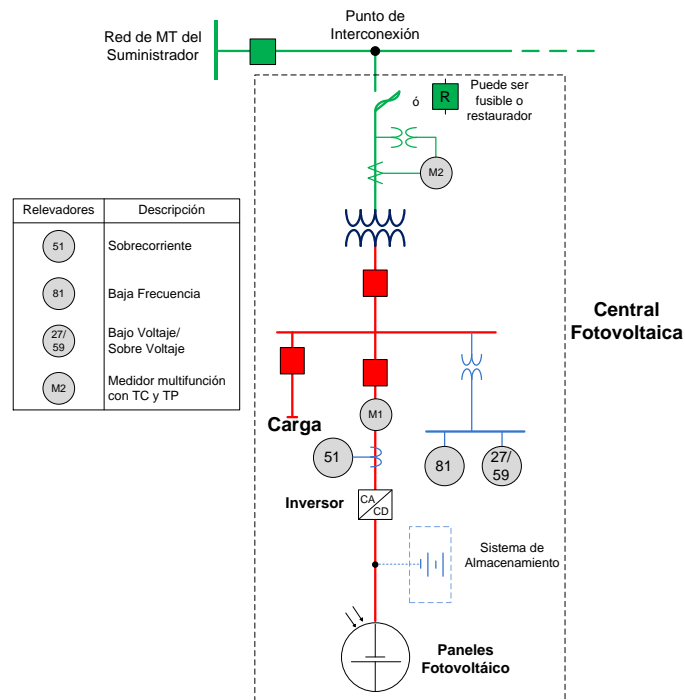


Figura 4.- Esquema Ilustrativo de Interconexión para generación en Media Tensión

2.2.1 Protecciones básicas en el Punto de Interconexión:

- 27 Protección para baja tensión (tiempo ajustable).
- 59 Protección para sobre tensión (tiempo ajustable).
- 81U Protección para baja frecuencia (tiempo ajustable).
- 81O Protección para sobre frecuencia (tiempo ajustable).
- 51/51N Relevadores sobrecorriente de fase y tierra.
- 50 Protección sobrecorriente instantáneo

Nota: Generalmente, si se cuenta con relevadores 51/51N, también se incluye en los interruptores la protección 50.

Para capacidades mayores a 500 kW y menores a 1.5 MW se debe contar con restaurador, como medio de desconexión y las protecciones asociadas a este equipo.

Para capacidades mayores o iguales a 1.5 MW y hasta 20 MW se debe contar con Interruptor como medio de desconexión y las protecciones asociadas a este equipo.

Dependiendo de las características específicas del proyecto, el esquema de protección se debe complementar con algunas de las protecciones siguientes:

- Protección por desplazamiento de neutro
- 67/67N. Direccional de sobrecorriente de fase y tierra
- 51V Sobrecorriente con restricción de tensión
- 46 Secuencia negativa
- 32 Potencia inversa
- 51NT Sobrecorriente a tierra en el neutro

- 47 Secuencia negativa de tensión
- 64N Falla a tierra
- 78 Ángulo de fase
- Disparo transferido directo DTD
- 3V0 Secuencia cero de tensión
- Disparo Automático de Generación
- Disparo Automático de Carga
- 59/27 N sobre y baja tensión a tierra.

Los alimentadores del **Suministrador** que cuentan con interconexión de **Centrales** fotovoltaicas en el nivel de media tensión, deben considerar la adecuación de los esquemas de protección de sobrecorriente en el alimentador en el que se conecten, con la finalidad de prever la correcta operación por inversiones de corriente ante fallas en alimentadores adyacentes. Los costos asociados a la adecuación de los esquemas de protección del alimentador serán a cargo del **Solicitante**.

Para propósitos de control ante emergencias del **Sistema**, el solicitante debe poner a disposición del **Suministrador** en el punto de interconexión, la infraestructura necesaria para la implementación de los esquemas remediales.

2.2.2. Registradores de disturbios (RD)

El **Suministrador** a criterio y necesidad podrá requerir al **Solicitante**, que **la Central** cuente con esta funcionalidad de RD. El transformador de potencia principal y las líneas de enlace deben contar con registradores de disturbios, los cuales deben cumplir con la Especificación CFE-GARHO-89 “Registradores Digitales de Disturbio para Sistemas Eléctricos”.

Los registros generados por el RD deben estar disponibles para el **Suministrador** para su explotación a través de las funcionalidades de consulta y/o envío remoto automático.

El **Solicitante** entregará el paquete de software para la visualización de los archivos nativos que se generen en el RD.

Las señales a monitorear por el RD, serán convenidas entre el **Suministrador** y **Solicitante**.

2.2.3. Esquema de Sincrofasores para Medición de Área Amplia y Acciones Remediales (ESMAR)

El **Suministrador** a criterio y necesidad podrá requerir al **Solicitante**, que **la Central** cuente con esta funcionalidad de ESMAR. Cuando así sea requerido por el Suministrador, **la Central** debe cumplir con la Especificación G0100-16 “Características técnicas de los esquemas de sincrofasores para medición de área amplia y acciones remediales (ESMAR)”.

Las señales del ESMAR deben ponerse a disposición del **Suministrador** para su explotación en tiempo real.

Las señales a monitorear por el ESMAR, serán convenidas entre el **Suministrador** y **Solicitante**.

2.3. Estación meteorológica.

El **Solicitante** debe instalar una estación meteorológica capaz de monitorear variables de interés para el comportamiento de su generación renovable, tales como, dirección y velocidad del viento, temperatura ambiente, humedad relativa, presión atmosférica, irradiación Solar, directa, indirecta, y global. La Estación meteorológica debe cumplir con la norma NMX-AA-166/1-SCFI-2012 “Estaciones Meteorológicas, Climatológicas e Hidroclimatológicas parte1: Especificaciones Técnicas que deben cumplir los materiales e instrumentos de medición de las estaciones meteorológicas automáticas y convencionales”.

La información generada por la estación meteorológica debe estar disponible para su envío a través del enlace de comunicación de datos establecido con el **Suministrador**.

Para proyectos entre 30kW a 500 kW en media tensión, la información de variables meteorológicas podrá estar disponible para su consulta a través del medio acordado entre el **Suministrador** y el **Solicitante**.

Para proyectos mayores a 500 kW en media tensión, la información de variables meteorológicas debe estar disponible en tiempo real a través del canal de comunicación de datos establecido con el **Suministrador**.

La definición de las variables medidas de interés se acordara con el esquema de comunicación para la supervisión que establezca el **Suministrador** (véase **2.4** de esta sección).

El número de medidores de irradiación solar, dependerá de la topografía y extensión del terreno de la **Central**, previo acuerdo con el **Suministrador**.

2.4. Esquema de comunicación para la supervisión.

Para capacidades mayores o iguales a 1.5 MW y hasta 20 MW, el proyecto debe contar con medios de Comunicación para los servicios de voz y datos. Dichos servicios deben considerar un canal al centro de control primario y otro al centro de control secundario definidos por el **Suministrador** que garanticen las interfaces, ancho de banda y protocolo de comunicación para la transmisión de datos.

El sistema de control de la **Central**, debe cumplir con la especificación CFE G0000-34 “Sistema de Información y Control Local de Estación”. La base de datos de las señales requeridas por el **Suministrador** se acordará con el **Solicitante** (estados, alarmas, analógicos, controles, integradores, etc.) como se enuncian a continuación:

En la Central:

Estados:

- **Central** En Servicio
- **Central** Fuera de Servicio
- Factor Constante/Potencia Reactiva Constante/Control de Tensión
- Estado de Control **Solicitante/Suministrador**

Mediciones:

- Tensiones entre fases (salida)
- Frecuencia (salida)
- Potencia activa (salida)
- Potencia reactiva (salida)
- Energía de Potencia Activa Integrada (kWh)
- Energía de Potencia Reactiva Integrada (kVARh)
- Setpoint de: FP /Q /Tensión

Alarmas:

- Operación de las protecciones
- Problemas de las protecciones
- Problemas en Interruptor
- Operación de esquemas remediales

Control:

- Setpoint de: FP /Q /Tensión, nivel de carga
- Selección de modo de control

Variables Meteorológicas:

- Dirección y velocidad del viento
- Temperatura ambiente
- Humedad relativa
- Presión atmosférica
- Irradiación Solar; directa, indirecta, etc.

En el Punto de Interconexión:

Mediciones:

- Tensiones entre fases
- Potencias Activa
- Potencias reactiva
- Energía de Potencia Activa Integrada (kWh)
- Energía de Potencia Reactiva Integrada (kVARh)
- Frecuencia
- THD de tensión y corrientes.
- Espectro Armónico de tensión y corrientes hasta la 50va armónica

- Desbalance de tensión

Alarmas:

- Operación de las protecciones
- Problemas de las protecciones
- Problemas en Interruptor

Estados (abierto/cerrado):

- Cuchillas de seccionamiento
- Interruptores

Este listado es enunciativo y no limitativo. La base de datos de puntos a monitorear a nivel superior se acordara entre el **Solicitante** y el **Suministrador**.

El **Suministrador** a criterio y necesidad podrá requerir al **Solicitante**, que la **Central** cuente con esta funcionalidad para proyectos mayores a 30 kW y menores a 1.5 MW.

2.5. Equipo de Medición

Los esquemas de medición deben cumplir con los siguientes requerimientos:

- Sistema de Medición Multifunción bidireccional redundante para facturación (energía neta), en el **Punto de Interconexión (M2)**, de acuerdo a la Figura 4.
 - El medidor y los transformadores de instrumento destinados a la facturación deben ser instalados en el **Punto de Interconexión**. Los medidores deben contar con acceso remoto mediante un canal dedicado. Las características del acceso remoto serán definidas según cada proyecto por el área de medición del **Suministrador**. Se debe cumplir con la especificación **CFE G0000-48** “Medidores Multifunción para Sistemas Eléctricos” y con las normas NRF-027-CFE “Transformadores de Corriente para Sistemas con Tensiones Nominales de 0.6 kV a 400 kV” y NRF-026-CFE “Transformadores de Potencial Inductivos para Sistemas con Tensiones Nominales de 13.8 kV a 400 kV” para los transformadores de instrumento, así como el Anexo E-RMT Publicado en el DOF el 8 de Abril del 2010.
 - Sincronización de tiempo con Sistema de Posicionamiento Global (GPS). Esta sincronización aplica al **Punto de Interconexión** y a los **Puntos de Carga**.
 - Caseta de medición con acceso exclusivo a personal del **Suministrador**, de acuerdo con las especificaciones que el **Suministrador** proporcione al **Solicitante**.
 - Gabinete de medición de acuerdo con las especificaciones que proporcione el **Suministrador**.

- En los puntos de carga a las que se entrega la energía porteadas se debe contar con un medidor fiscal (MC) con características definidas por el **Suministrador** y sus comunicaciones para su interrogación remota vía TCP/IP, debiendo cumplir con lo indicado en la Especificación CFE G0000-48 “Medidores Multifunción para Sistemas Eléctricos”.

Para los proyectos que no requieren hacer uso de la red para realizar porteo no se requiere el medidor fiscal (MC).

- Medidor de la generación total M1 (energía bruta), que puede venir integrado al equipo, por lo que el **Solicitante** debe proporcionarlo e instalarlo a la salida del inversor antes de la carga local y/o usos propios de la instalación fotovoltaica.
 - Para fines estadísticos se requiere la instalación del medidor M1 a la salida de la fuente de generación conforme al **RLAERFTE**.
 - Para tal efecto el **Solicitante** se obliga a facilitar el acceso a sus instalaciones a fin de que el personal del **Suministrador**, obtenga la información de la generación total del medidor M1, de su **Central**.

2.6. Calidad de la energía

En caso de existir variaciones cíclicas de tensión con repercusiones indeseables ocasionadas por la **Central**, como desbalanceo de fases y corrientes armónicas los cuales demeriten la calidad del servicio que el **Suministrador** le otorga al resto de sus usuarios, el **Solicitante** debe instalar los sistemas de compensación necesarios.

Los valores y rangos definidos en esta sección se deben cumplir en operación normal.

2.6.1 Desbalance Máximo Permitido en Tensión

Valores máximos permitidos de desbalance en estado estable no deben exceder a los establecidos en la norma IEC/TR 61000-3-13 “Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-13: Limits - Assessment of emission limits for the connection of unbalanced installations to MV, HV and EHV power systems”:

- Desbalance máximo permitido en la tensión: 1.8 % (componente de desbalance de secuencia negativa).

Estos límites serán ajustados con base en la capacidad del proyecto del **Solicitante** y las características de desbalance de tensión y la capacidad de la subestación del **Punto de Interconexión** del **Suministrador**.

2.6.2 Variaciones periódicas de amplitud en la tensión

Se emplean los índices enunciados a continuación para evaluar la severidad de las variaciones periódicas de amplitud de la tensión de acuerdo a IEC/TR 61000-3-7 “Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-7: Limits - Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems”:

- a) Indicador de severidad de parpadeo a corto plazo (Pst): Evalúa la severidad de las variaciones periódicas de amplitud de la tensión a corto plazo, con intervalos de observación de 10 minutos. El valor del Pst se expresa en unidades de perceptibilidad en (p.u.).
- b) Indicador de severidad de parpadeo a largo plazo (Plt): Evalúa la severidad de las variaciones periódicas de amplitud de la tensión a largo plazo, con intervalos de observación de 2 horas. Se calcula a partir de valores sucesivos de Pst.
- c) Amplitud de las variaciones rápidas en la tensión: Evalúa los cambios en la tensión en r.m.s. para la frecuencia fundamental por varios ciclos.

2.6.2.1 Severidad de parpadeo

La interconexión de una **Central** en MT no debe causar niveles de emisión individuales que se encuentren fuera de los límites establecidos permisibles en la Tabla 9:

Indicador	Límite
E_{Psti}	0.90
E_{Plti}	0.70

Tabla 9. Límites de emisiones permisibles

Dónde:

E_{Psti} , E_{Plti} : son los límites de emisión para los usuarios de la instalación *i* directamente suministrados en MT.

Las variaciones periódicas de amplitud de la tensión serán medidas en las **Centrales** que por sus características presenten este fenómeno.

La combinación para severidad de variaciones periódicas de amplitud de la tensión causadas por varias instalaciones puede encontrarse en la siguiente forma:

$$Pst = \sqrt[3]{\sum_i Psti^3}$$

$$Plt = \sqrt[3]{\sum_i Plti^3}$$

Las expresiones anteriores permitirán encontrar el nivel de variaciones periódicas de amplitud de la tensión resultante de varias fuentes, como es el caso de una planta generadora formada por varias unidades.

Estos límites serán ajustados con base en la capacidad del proyecto del **Solicitante** y las características de variación de tensión a corto plazo, variación de tensión a largo plazo y la capacidad de la subestación del **Punto de Interconexión** del **Suministrador**.

2.6.2.2 Variaciones rápidas en la tensión

La interconexión de una **Central** en MT no debe ocasionar más de 5 variaciones rápidas por día en la tensión, superiores al 6%. Las variaciones rápidas en la tensión se calcularán de acuerdo a la siguiente formulación

$$\text{Variación rápida en la tensión} = \% \frac{\Delta V}{V_{nominal}}$$

2.6.3 Niveles de Armónicos

La distorsión armónica individual y total se evaluará en el Punto de Interconexión tomando como referencia lo establecido en la IEC/TR 61000-3-6 “Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-6: Limits - Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems”. Los límites de distorsión armónica de la tensión individual como criterio de planificación en media tensión se indican en la Tabla 10.

Orden de la armónica	Nivel de armónica (% de la Tensión fundamental)	Orden de la armónica	Nivel de armónica (% de la Tensión fundamental)
3	4	2	1.8
5	5	4	1
7	4	6	0.5
9	1.2	8	0.5
11	3	10	0.47
13	2.5	12	0.43
15	0.3	14	0.40
17	1.7	16	0.38
19	1.5	18	0.36
21	0.2	20	0.35
23	1.2	22	0.33
25	1.09	24	0.32
27	0.2	26	0.32
29	0.91	28	0.31
31	0.84	30	0.3
33	0.2	32	0.3
35	0.72	34	0.29
37	0.67	36	0.29

REGLAS GENERALES DE INTERCONEXIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL			
--	--	--	--

39	0.2	38	0.29
41	0.59	40	0.28
43	0.55	42	0.28
45	0.2	44	0.28
47	0.49	46	0.27
49	0.46	48	0.27
		50	0.27

Tabla 10. Niveles armónicas (pares e impares) en la Tensión para MT (% de la fundamental).

La distorsión armónica total máxima (%THD) permitida en la forma de onda de la tensión es 6.5%, asimismo, el valor máximo de interarmónicos individuales de tensión no debe exceder del 0.2% respecto de la fundamental.

Los límites indicados en la Tabla 10 consideran la aportación de todas las instalaciones conectadas al Punto de Interconexión que causan distorsión a la onda de tensión, por lo cual, estos límites deben ajustarse para cada **Central** con base en su capacidad de generación (MVA), la capacidad del Punto de Interconexión del Suministrador (MVA) y el impacto de las subestaciones conectadas al Punto de Interconexión.

La operación y conexión de la **Central** con el Sistema Eléctrico Nacional no debe ocasionar la circulación de corrientes armónicas en el punto de interconexión que ocasionen violaciones a los límites de distorsión armónica en la tensión determinados como se indica en el párrafo inmediato anterior.

2.6.4 Analizador de Calidad de la Energía.

El **Suministrador** a criterio y necesidad podrá requerir al **Solicitante** que cuente con un Analizador de Calidad de la Energía con registro de datos de forma continua en el **Punto de Interconexión** que cumpla con la especificación o normativa que le proporcione el **Suministrador** al **Solicitante**. Este equipo debe ser cedido al **Suministrador**.

En el caso de que el **Solicitante** cuente con otro Analizador, la información generada debe estar disponible para el **Suministrador** para su explotación a través de las funcionalidades de consulta y/o envío remoto automático.

El **Solicitante** entregará el paquete de software para la visualización de los archivos nativos que se generen por eventos del Analizador.

2.7. Operación de la Central ante fallas externas o en el Punto de Interconexión

La **Central** debe tener la capacidad de permanecer conectada al **Sistema**, ante fallas externas. La **Central** durante el tiempo máximo de liberación de la falla debe soportar el abatimiento de la tensión ocasionado por la misma (hueco de tensión). Durante este periodo la **Central** debe disminuir la potencia activa y aportar la potencia reactiva necesaria. Posterior a la liberación de la falla, la **Central** debe aportar la potencia activa y mantener el flujo de reactivos de acuerdo a la nueva condición operativa, así como, regresar al modo de control que se tenía previo a la falla. La **Central** debe restablecer al

menos el 0.90 p.u. de la magnitud de la potencia activa que se encontraba generando al instante previo a la falla en un tiempo menor o igual a 500 ms después de haber alcanzado la magnitud de 0.95 p.u. en la tensión de secuencia positiva medido en el punto de interconexión.

Una vez liberada la falla, el **Sistema** eléctrico se recuperará al 80% de la tensión en un tiempo de 1 segundo del inicio de la falla, con la participación de todos los elementos conectados al **Sistema**, ante esta perturbación la planta de generación no debe dispararse.

En la Figura 5, se muestra el hueco de tensión que incluye efectos de fallas en el **Punto de Interconexión** y externas que debe soportar la planta o grupo de plantas sin desconectarse de la red eléctrica.

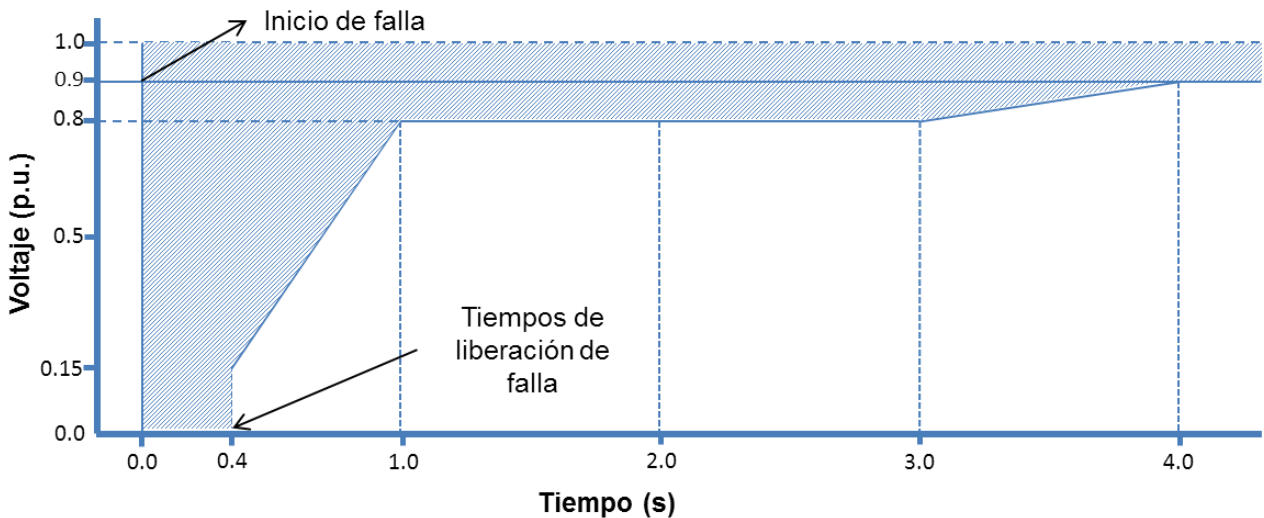


Figura 5. Gráfico de caída de tensión por falla.

La **Central** fotovoltaica debe proporcionar el soporte dinámico necesario durante la caída de tensión, proporcionando corriente reactiva adicional en el punto de interconexión. Bajo esta condición, el control dinámico de tensión indicado en la Figura 6 debe ser activado ante la ocurrencia de caídas de tensión mayores al 10% de la tensión nominal. Este control dinámico de tensión debe garantizar que la corriente reactiva de la **Central** en el punto de interconexión tenga una contribución de al menos el 2% de su corriente nominal por cada porcentaje de caída de tensión. En caso de ser necesario, la **Central** fotovoltaica debe tener la capacidad de proporcionar hasta el 100% de su corriente nominal como corriente reactiva.

$$k = \frac{\Delta I_B / I_N}{\Delta V / V_N} \geq 2.0 \text{ p.u.}$$

Dónde:

k: Característica de control de voltaje

I_B : Corriente reactiva

I_N : Corriente nominal

V : Voltaje Instantáneo durante el disturbio

V_N : Voltaje nominal

Ante esta condición la **Central** fotovoltaica debe tener la capacidad de suministrar la potencia reactiva requerida antes de 20 ms.

Una vez alcanzado el 90% de la tensión nominal en el punto de interconexión se debe mantener el control dinámico de tensión durante al menos 500ms.

En ningún caso, la aportación de potencia reactiva debe originar voltajes por encima del 10 % en ninguna de las fases.

Finalizada la actuación del control dinámico de tensión y de acuerdo a la nueva condición operativa, la **Central** debe regresar al modo de control que se tenía previo a la falla.

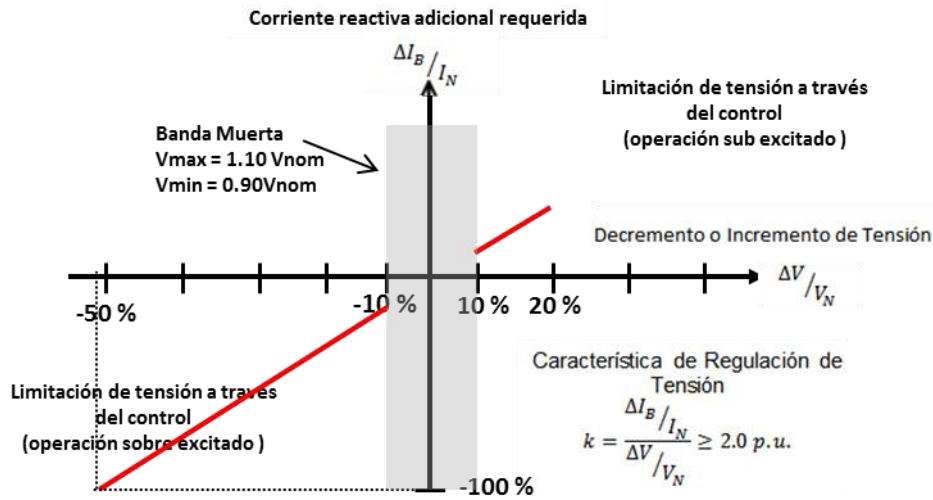


Figura 6. Característica de regulación de tensión

Si la falla se origina en el interior de la **Central** de manera que el sistema de protecciones no asegure la continuidad de la operación, la **Central** debe desconectarse inmediatamente del **Sistema**. Cuando el sistema de protecciones permita aislar la falla y mantener la continuidad de la operación a capacidad efectiva o capacidad reducida, la **Central** no debe desconectarse.

La **Central** debe permanecer conectada y operando durante y después de ocurrida una falla liberada de forma normal por protección primaria y de respaldo en el Punto de Interconexión o externas.

2.8. Pruebas a los equipos

2.8.1. Pruebas a los sistemas fotovoltaicos

	REGLAS GENERALES DE INTERCONEXIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	
--	--	--

La verificación y pruebas de un sistema fotovoltaico se deben realizar respecto a los equipos y paneles de generación con referencia a la norma de instalaciones IEC 60364-6 “Low-voltage electrical installations - Part 6: Verification” en general y a la IEC 60364-7-712 “Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations - Solar photovoltaic (PV) power supply systems” en particular.

Se aplicará la Norma PE-K-3000-001: “Procedimiento Técnico para la Aceptación de Prototipos de Bienes”. De la misma forma, LAPEM-02: “Guía de Relación con Proveedores - Evaluación y Calificación de Proveedores de Bienes”.

Además realizar las pruebas a los equipos de comunicación, protección, señalización y medición en el **Punto de Interconexión**, de acuerdo al protocolo de pruebas establecido por el **Suministrador**.

Las pruebas deben ser realizadas a todas las **Centrales** que se interconecten al **Sistema** conforme a la siguiente Tabla:

# Prueba	Título de Prueba	30 - 500 kW		> 500 kW		Requisitos	
		Durante la Instalación	Inspección Periódica	Durante la Instalación	Inspección Periódica	Para autorizar la interconexión	Pruebas de Puesta en Servicio interconectado
Prueba de conjunto							
1	Prueba de resistencia en campo húmedo	√	○	√	○	√	--
2	Prueba de tensión en circuito abierto	√	√	√	√	√	--
3	Prueba de corriente – cortocircuito	√	√	√	√	√	--
4	Prueba sombra diodo by-pass	√	○	√	○	√	--
5	Exploración infrarroja	○	○	○	○	√	--
6	Prueba de operación al arreglo seguidor	○	○	○	○	√	--
7	Conjunto de curvas I – V	√	○	√	○	√	--
Prueba a Inversores							
1	Inspección inicial al inversor	√		√		√	
2	Operación y control modo local del Inversor	√	√	√	√	--	√
3	Operación y control modo remoto del inversor	√	○	√	√	--	√
4	Prueba de funciones de "despertar" y "dormir"	√	○	√	○	--	√
5	Detector de humo	○	○	√	○	--	√
6	Interlock de puerta	○	○	√	○	--	√
7	Sobre temperatura	○	○	√	○	--	√

	REGLAS GENERALES DE INTERCONEXIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	
--	--	--

8	Prueba de frecuencia y tensión anormales	√●	○	√●	○	--	√
9	Pérdida de potencia de control	√●	○	√●	○	--	√
10	Pérdida de arreglo (conjunto)	○	○	√	○	--	√
11	Anti-isla	√●	○	√●	○	--	√
12	Seguimiento del punto de máxima potencia	√	○	√	○	--	√
13	Distorsión armónica	√●		√●	○	--	√
14	Factor de Potencia	√●	○	√●	○	--	√
15	Inyección de corriente continua	√●	○	√●	○	--	√
16	Balance de corriente por fase	√●	○	√●	○	--	√
17	Operación de múltiples inversores en paralelo	○		√	○	--	√
Prueba de Instrumentación							
1	Comprobar instrumentación	√	○	√	○	√	--
2	Instrumentación transformadores de corriente	○		√		√	--
3	Transformadores de medida, tensión	○		√		√	--
4	Calibración de instrumentos	√	○	√	○	--	--
Otras pruebas							
1	Inspección de campo	√	√	√	√	√	--
2	Prueba de resistencia a tierra	○	○	√	○	√	--
3	Transformador de aislamiento	○	○	√	○	√	--
4	interruptores (CA y CC)	○	○	√	○	√	--
5	Interruptor de desconexión	○	○	√	○	√	--
6	Funciones de protección	○	○	√	○	√	--
7	Hilos, cables	○	○	√	○	√	--
8	Equipos con falla a tierra en CC	○	○	√	○	√	--
9	Rendimiento del sistema	√	○	√	○	--	√
10	Coordinación de Recierre	○	○	√	○	--	√
11	Falla del SEP	○	○	√	○	--	√

√	Prueba Requerida
○	Prueba Opcional o documento que la avale
●	Pruebas a realizar por Laboratorio acreditado en norma NMX- EC-17025-IMNC (ISO/IEC-17025) "Requerimientos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y calibración" y atestiguadas por LAPEM

Tabla 11. Conjunto de pruebas requeridas

Las pruebas deben repetirse cuando:

- a) Se realicen cambios funcionales en el software o firmware de los componentes de la **Central** que se interconecta al **Sistema**.

- b) Cualquier componente físico de la **Central** que se interconecta al **Sistema** sea modificado en campo, remplazado o reparado con partes diferentes a la configuración inicialmente probada.

El listado de pruebas mostradas en la Tabla 11, es enunciativo más no limitativo

2.9. Procedimientos de Operación

El **Suministrador** establecerá el procedimiento operativo para la operación confiable y segura de la interconexión que hará del conocimiento del **Solicitante** y que formará parte como anexo del Contrato de Interconexión respectivo.

Con relación a la reconexión automática de la **Central** después de una desconexión incidental debido a un disturbio en la red, esta funcionalidad debe estar sujeta a la aprobación previa del **Suministrador**, estableciendo éste las características de esta reconexión.

La operación de estos equipos estará en función de la reglamentación vigente basada en los procedimientos y acuerdos específicos entre el **Suministrador** y el **Solicitante**.

Se aplicará el **REDOSEN**; Reglas del Despacho y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, relacionado con las Reglas del Despacho para la Generación Renovable y Cogeneración Eficiente.

2.9.1 Pronostico de Generación

Para proyectos mayores a 30 kW y menores a 500 kW, queda a criterio del **Suministrador** la aplicación de este requerimiento.

Para proyectos mayores a 500 kW, el **Solicitante** debe enviar el pronóstico horario de generación de día en adelante, de acuerdo a la frecuencia acordada con el **Suministrador**.

El pronóstico horario de generación emitido por el **Solicitante** debe cumplir con el criterio precisión acordado con el **Suministrador**.

Los criterios de frecuencia y precisión del pronóstico se establecerán entre el **Suministrador** y el **Solicitante** bajo un Procedimiento.

El pronóstico de generación de cumplir con lo especificado en el REDOSEN

2.10. Estudios

Los estudios como herramienta de planificación determinan el impacto que tendrá la interconexión de una **Central** con el **Sistema**. Estos estudios se centran en los efectos que dicha **Central** tendrá en la operación, seguridad y confiabilidad del **Sistema**.

	REGLAS GENERALES DE INTERCONEXIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	
--	--	--

Los estudios que se deben realizar son los mostrados en la Tabla 12, este listado no es limitativo y queda a juicio del **Suministrador** en función de las necesidades operativas del **Sistema** el realizar algún otro estudio adicional.

El Suministrador realizará los estudios técnicos que se indican en la Tabla 12 y adicionales que considere, una vez que haya recibido del **Solicitante** la información que debe entregar para simulaciones de estado estable, dinámicas y transitorias, tales como:

- Modelo eléctrico equivalente de las unidades de generación, inversores, transformadores, topología y características de la red interna.
- Sistemas de control implementados
- Parámetros de diseño y de operación de todo el equipo eléctrico y las cargas en general del proyecto de interconexión de la **Central**, de acuerdo a la tecnología utilizada.

Estudio	Responsable
Flujos de potencia	Suministrador
Análisis de fallas o cortocircuito	Solicitante y Suministrador
Coordinación de Protecciones	Solicitante y Suministrador
Regulación de Tensión	Suministrador
Análisis de contingencias	Suministrador
Análisis de Calidad de la energía	Solicitante y Suministrador

Tabla 12. Estudios para la interconexión

El Solicitante debe entregar al Suministrador los modelos matemáticos, funciones de transferencia y las lógicas de control, de acuerdo a lo siguiente:

- Tienen que estar documentados, validados y certificados por el fabricante de la plataforma comercial de análisis utilizada por el Suministrador.
- Deben ser modelos estandarizados o de librería de la plataforma utilizada por el **Suministrador**, en caso de entregarlos como modelos de usuario, el **Solicitante** debe entregar el código fuente; cualquiera que sea la opción seleccionada, el **Solicitante** debe mantenerlos actualizados con la versión actual y futuras de la plataforma de análisis estandarizada usada por el **Suministrador**, hasta que dichas modelaciones formen parte de librerías estándar de la herramienta de análisis utilizada por el **Suministrador**.
- Proporcionar los valores finales de ajuste que se utilizaron para la documentación, validación y certificación que se tendrán físicamente en la **Central**.

Cuando la **Central** esté formada por unidades de generación de distinta tecnología, el **Solicitante** entregará los modelos matemáticos, funciones de transferencia, lógicas de control, modelos de usuario, manuales de usuario, documentación, validación y certificaciones para cada tecnología instalada.

Previo a la realización de cualquier cambio en los equipos eléctricos, topología y/o dispositivos de control y protección, el **Solicitante** debe notificar al **Suministrador** de dichos cambios y entregar la información necesaria para asegurar la continuidad operativa de la **Central**.

Los estudios completos y concluidos será requisito para la formalización del contrato de interconexión con la **Central**.

Con estos estudios, el **Suministrador** debe identificar el cumplimiento de los criterios de confiabilidad, que no existan sobre esfuerzos en equipos, el impacto en la calidad de la energía y problemas de operación del **Sistema**. Además, con estos estudios se identificará la forma de solucionar las problemáticas que puedan presentarse.

3. REQUERIMIENTOS PARA ALTA TENSION (AT)

El proyecto de interconexión para cada caso en particular debe ser aprobado por el **Suministrador** al **Solicitante**.

Descripción:

Las **Centrales** pueden estar constituidas por uno o varios paneles fotovoltaicos.

3.1 Tensión, capacidad y frecuencia:

3.1.1. Rangos y Técnicas de Control de Tensión:

De 69 a 400 kV

En estado permanente las **Centrales** deben operar y mantenerse conectadas ante fluctuaciones que no excedan de un rango de +10% a -10% de la tensión nominal en el **Punto de Interconexión**.

Los tiempos totales de desconexión para proyectos mayores a 500 kW deben estar de acuerdo al comportamiento establecido para la operación de la **Central** ante fallas externas o en el punto de interconexión como se define en **3.7 Operación Dinámica de la Central ante fallas externas o en el Punto de Interconexión**.

% Tensión en el Punto de Interconexión	Tiempo de Operación
$90 \leq V \leq 110$	Operación Continua
$110 < V \leq 115$	5 min
$115 < V \leq 120$	5 s
$V > 120$	0.16 s
Central \geq 500 kW, tiempo recomendado	

Tabla 13. Respuesta de la **Central** ante variaciones de tensión para **Centrales** mayores a 500kW

3.1.1.a Factor de Potencia y Curva de Capacidad:

En estado permanente la **Central** debe operar con un factor de potencia variable y continuo dentro de un rango ajustable desde 0.95 inductivo hasta 0.95 capacitivo de acuerdo a los requerimientos de la red eléctrica del **Suministrador** en el **Punto de Interconexión**. El rango total de operación para el factor de potencia debe ser desde 0.90 inductivo hasta 0.90 capacitivo, donde el factor de potencia es fijo entre el rango de 0.95 al 0.90 tanto capacitivo como inductivo, y el valor a utilizar, será definido por el **Suministrador**.

3.1.1.b Potencia Reactiva:

La **Central** debe contar con la opción de operar en modo de potencia reactiva constante, dentro de un rango ajustable de acuerdo a la curva de capacidad de ésta o a los requerimientos de la red eléctrica del **Suministrador** en el **Punto de Interconexión**.

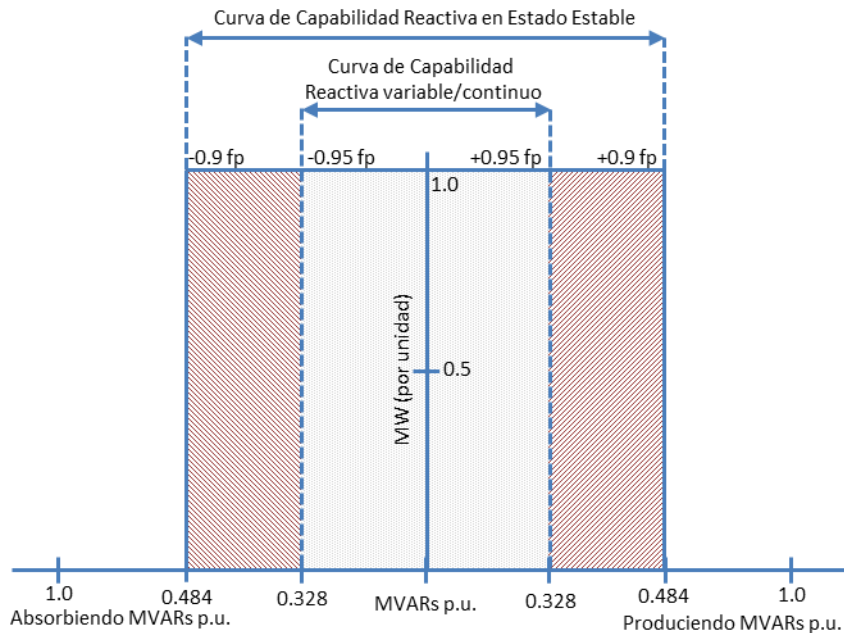


Figura 7. Curva de Capacidad requerida

3.1.1.c Control de Tensión:

La **Central** debe operar en modo de control de tensión constante, dentro de un rango ajustable de acuerdo a la curva de capacidad de ésta o a los requerimientos de la red eléctrica del **Suministrador** en el **Punto de Interconexión**. El control de tensión debe ser de lazo cerrado, de control continuo y variable. En esta modalidad debe permitir una pendiente de control ajustable (capacitiva e inductiva) desde 0.1 a 5%. El tiempo de actuación del control debe operar en menos de 20 ms. El setpoint del control de tensión debe ser ajustable por el operador dentro del rango tensión de operación normal. El control de tensión debe ser calibrado de manera que un cambio en la potencia reactiva de salida producida por cambio en el setpoint de tensión no cause excursiones excesivas o sobrepaso de voltaje.

Los criterios operativos para el control de tensión, potencia reactiva, así como condiciones operativas especiales serán coordinados con el centro de control correspondiente y sujeto al REDOSEN.

La estrategia de control a utilizarse será definida por el **Suministrador** y debe tener la capacidad de ser conmutada entre modos de control cuando este lo solicite.

Se determinaran los mejores ajustes en el estudio de factibilidad.

3.1.2. Capacidad de generación:

Conforme al ANEXO 1 de la Resolución RES/067/2010 de la CRE, DOF 08/04/2010

Capacidad a instalar es:

- Mayor a 500 kW.

La capacidad de generación a instalar en cualquier punto del **Sistema** se determinara en el estudio de factibilidad y dependerá de los estudios técnicos y de seguridad operativa realizados por el **Suministrador (véase sección 3.10)**, de la ubicación del **Punto de Interconexión** y de la infraestructura del **Sistema** en la región correspondiente.

Cada **Solicitante** debe tener su propio **Punto de Interconexión**.

En ningún caso se podrá interconectar la **Central** en lo que se denomina TAP o DERIVACION en la red del **Suministrador**.

3.1.3. Frecuencia:

Las **Centrales** deben operar, ante cambios de frecuencia, de acuerdo a lo indicado en la Tabla 14. El ajuste del tiempo será determinado por el **Suministrador**.

<i>Frecuencias de Corte</i> Rango de Frecuencia, (Hz)	Tiempo de Ajuste de la Protección
$f > 62$	0.1 s
$57.0 \leq f \leq 62$	Operación continua
$f < 57.0$	0.1 s

Tabla 14. Tiempos de respuesta ante frecuencias.

3.1.3.a. Control Primario de Frecuencia o Estatismo

La **Central** debe proveer una respuesta primaria de frecuencia proporcional a la desviación de frecuencia respecto de la frecuencia programada del **Sistema**, de acuerdo a la característica de regulación de frecuencia establecida. Se establece como requerimiento que la **Central** debe operar con una característica de regulación de frecuencia ajustable entre 1 a 10%.

En los **Sistemas** Baja California, Baja California Sur, Santa Rosalía y Guerrero Negro ante desviaciones negativas de frecuencia mayores a 0.5% de la Frecuencia Nominal (0.3 Hertz), en la **Central** se debe activar la actuación del sistema de almacenamiento de energía proporcionando al menos 10% de la máxima potencia nominal de la **Central** en C.A. por un tiempo no menor de 15 minutos. Para desviaciones negativas de frecuencia menores de 0.5% (0.3 Hertz) y cualquier desviación positiva de frecuencia la **Central** debe comportarse con un estatismo de 5%. La banda muerta de la respuesta a la variación de frecuencia no debe exceder de 0.02%. Este comportamiento se describe en la figura 8.

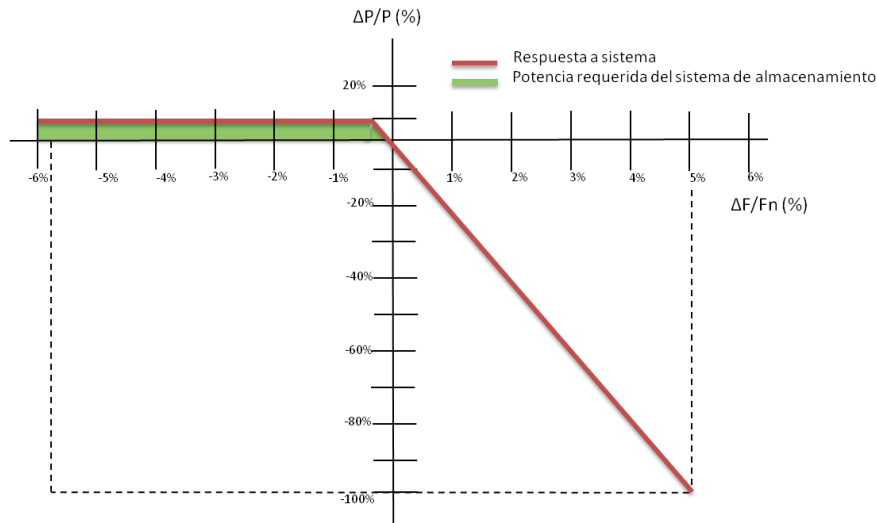


Figura 8. Comportamiento del Sistema de Almacenamiento de Energía ante variaciones de frecuencia.

3.1.3.b. Rampa de Potencia Activa Ajustable

El control de rampas para subir o bajar potencia activa es requerido para realizar transiciones suavizadas de un estado operativo a otro de la potencia activa de la **Central**.

La **Central** debe de ejecutar acciones de subir/bajar su potencia activa a una rampa ajustable de 1% al 5% de su capacidad nominal por minuto. Este límite aplica para las rampas de potencia activa tanto a subir y bajar. Este límite se debe mantener independientemente de las condiciones de irradiación solar. El valor de rampa será definido en los estudios de factibilidad.

En los **Sistemas** Baja California, Baja California Sur, Santa Rosalía y Guerrero Negro la **Central** debe de ejecutar acciones de bajar su potencia activa a una rampa no mayor al 5% de su capacidad nominal en C.A. por minuto. Este límite se debe mantener independientemente de las condiciones de irradiación solar. Para las acciones de subir potencia de la **Central** solar en cualquier condición esta no debe ser mayor de 3.5% de su capacidad nominal en C.A. por minuto.

3.1.3.c Sistema de Almacenamiento de Energía

En base a los resultados de los estudios técnicos correspondientes realizados por el **Suministrador**, la **Central** debe contar con un sistema de almacenamiento de energía que provea las características de regulación a subir o bajar potencia activa ante variaciones de la frecuencia o efectos de sombra que afecten las aportaciones de potencia de la **Central** al sistema. El dimensionamiento y tiempos de actuación serán determinados en el estudio de factibilidad.

El criterio para el dimensionamiento del sistema de almacenamiento de energía en los **Sistemas** Baja California, Baja California Sur, Santa Rosalía y Guerrero Negro es el siguiente: debe cumplir lo establecido en **3.1.3.a. Control Primario de Frecuencia o Estatismo** más lo establecido en **3.1.3.b. Rampa de Potencia Activa Ajustable** considerando en este punto que el sistema de almacenamiento debe ser dimensionado para que inyecte al menos 50% de la potencia nominal en C.A.

Los criterios operativos para el control de potencia activa así como sus rampas de carga y condiciones operativas especiales serán coordinados con el centro de control correspondiente y sujeto a las reglas del despacho de generación del REDOSEN.

La estrategia de control a utilizarse será definida por el **Suministrador**.

Se determinarán los mejores ajustes en el estudio de factibilidad.

3.2. Equipo de protección y seccionamiento

El equipo de desconexión en el lado del Punto de Conexión y en el **Punto de Interconexión** debe ser de operación automática ante fallas.

Se debe contar con un sistema de protecciones redundante entre el **Punto de Interconexión** y la **Central**.

Dependiendo de los estudios técnicos y de seguridad operativa realizados por el **Suministrador**, el proyecto se podrá conectar a la subestación eléctrica más cercana o a una línea mediante la construcción de una subestación de maniobras como se ilustra en la Figura 9.

La topología de la subestación de maniobras debe ser tal que asegure la continuidad, flexibilidad, seguridad y confiabilidad de la operación, la topología que cumpla con estas características será determinada por el **Suministrador** de acuerdo al **Punto de Interconexión** en el estudio de factibilidad.

Independientemente de si la **Central** se conecta a una subestación existente o subestación de maniobras nueva, la **Central** debe interconectarse al **Punto de Interconexión** del **Suministrador** de forma tal que asegure la continuidad de su operación ante primera contingencia.

En cualquiera de los casos las obras necesarias para la interconexión, serán a cargo del **Solicitante**.

REGLAS GENERALES DE INTERCONEXIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
--

El equipo requerido para la Subestación de interconexión, Subestación derivada (de maniobra) y la del **Solicitante**, así como, el tramo de línea con la que se interconectan al **Sistema** debe cumplir con lo especificado para el proyecto avalado por el suministrador de acuerdo con la normatividad vigente, mencionándose algunas de ellas a continuación:

- Para Apartarrayos de alta tensión NRF-003 “Apartarrayos de Óxidos Metálicos para Subestaciones”
- Para Transformador de Potencial Capacitivo de alta tensión VE000-38 “Transformadores de Potencial Capacitivo y Capacitores de Acoplamiento para Sistemas de 69 kV a 400 kV”
- Para Transformador de Potencial Inductivos de alta tensión NRF-026 “Transformadores de Potencial Inductivos para Sistemas con Tensiones Nominales de 13.8 kV a 400 kV”
- Para Transformadores de Corriente de alta tensión la NRF-027 “Transformadores de Corriente para Sistemas con Tensiones Nominales de 0.6 kV a 400 kV”
- Para Interruptor de Potencia de alta tensión tipo Tanque Muerto accionamiento monopolar de acuerdo a NRF-022-CFE “Interruptores de potencia de 72.5 a 420 kV” (incluye TC’s tipo boquilla Relación Múltiple devanados de protección y devanado de medición de acuerdo a la NRF-027 “Transformadores de Corriente para Sistemas con Tensiones Nominales de 0.6 kV a 400 kV”.
- Para Interruptor de Potencia de alta tensión tipo Tanque Vivo accionamiento monopolar de acuerdo a NRF-022-CFE “Interruptores de potencia de 72.5 a 420 kV”, para cuchillas de alta tensión, de acuerdo a V4200-12 “Cuchillas Desconectadoras en Aire de 72,5 a 420 kV con Accionamiento Controlado”
- Para Banco de baterías V-100-19 “Bancos de Baterías”
- Para Cargador de Baterías V7200-48 “Cargador de Baterías”
- Para Tableros Corriente Alterna y Corriente Directa normalizados SDLS-02/89 “Especificaciones Técnicas para Tableros de Servicios Propios de CA y CD” Emitida por la CPTT.

La normatividad que aplique será proporcionada por el **Suministrador** al **Solicitante**, por lo que el proyecto debe cumplir con las características particulares requeridas dependiendo del punto de interconexión en que se ubique el proyecto en el **Sistema**.

El equipo requerido de protecciones para la subestación de interconexión y el tramo de línea con la que se interconectan al **Sistema** debe cumplir con lo especificado para el proyecto y avalado por el **Suministrador**, de acuerdo con la siguiente normatividad:

- NRF-041-CFE “Esquemas Normalizados de Protección para Líneas de Transmisión”.
- Especificación CFE G0000-81 “Características Técnicas para Relevadores de Protección”
- LSPA-63 “Listado de Relevadores Aprobados”.
- Especificación CFE V6700-62 “Tableros de Protección, Control y Medición para Subestaciones Eléctricas”.
- Especificación CFE G0000-62 “Esquemas Normalizados de Protecciones para Transformadores y Autotransformadores de Potencia”

- Especificación CFE GARHO-89 “Registradores Digitales de Disturbio para Sistemas Eléctricos”
- Especificación CFE U1100-28 Equipos de Teleprotección

El **Solicitante** y el **Suministrador** deben proteger sus instalaciones y equipos ante fallas internas y externas, evitando que sus fallas internas afecten los equipos y las personas ubicados después del **Punto de Interconexión**, para lo cual deben coordinarse con los especialistas de protecciones del **Suministrador**.

Los ajustes serán verificados mediante pruebas en sitio. Los valores de ajuste y el reporte de pruebas deben ser entregados al **Suministrador** al término de las mismas, así como los diagramas unifilares de protección, las memorias de los cálculos de ajuste y el diagrama unifilar de la subestación principal y las unidades de la **Central**.

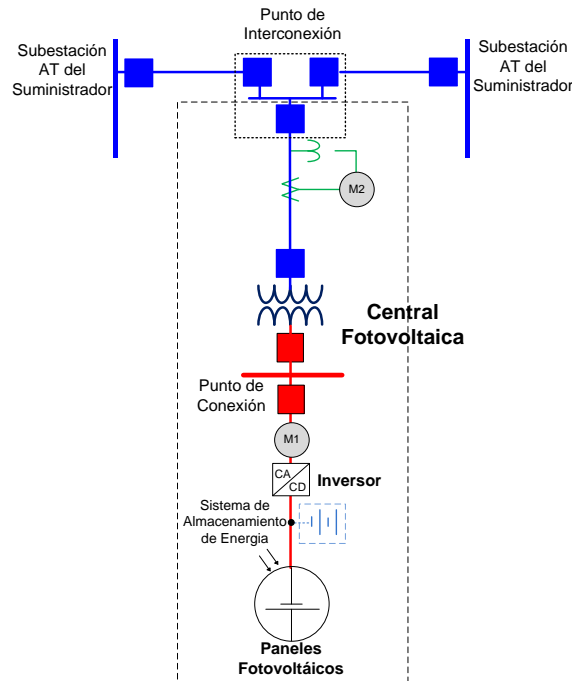


Figura 9.- Esquema ilustrativo de Interconexión para generación en Alta Tensión

3.2.1. Protecciones de Subestación y Punto de Conexión.

Las protecciones para la subestación, transformador de potencia, líneas de enlace y equipos auxiliares deben estar montados en Tableros de control y Protección que cumplan con los requerimientos establecidos en la especificación CFE V6700-62 “Tableros de Protección, Control y Medición para Subestaciones Eléctricas” y los relevadores utilizados deben estar en el listado de relevadores aprobados **LSPA-63** (antes LAPEM-05L) “Listado de Sistemas de Protección Aprobados” vigentes a la fecha.

3.2.2. Protecciones para líneas de transmisión de enlace.

Los esquemas, ajustes y pruebas de protección de las líneas de transmisión de enlace, desde el punto de conexión de la **Central** hasta el **Punto de Interconexión** con el

Sistema, deben cumplir con los requerimientos establecidos en la norma de referencia NRF-041-CFE “Esquemas Normalizados de Protección para Líneas de Transmisión”, debiendo aplicar relevadores que se encuentren aprobados en el “Listado de Relevadores Aprobados” **LSPA-63** (antes LAPEM-05L) “Listado de Sistemas de Protección Aprobados” vigente a la fecha.

Los esquemas, ajustes y pruebas deben estar coordinados, autorizados y supervisados por el **Suministrador**. El equipo requerido de protecciones debe cumplir con las especificaciones del **Suministrador**.

3.2.3. Protecciones para la Central.

Para la protección de las **Centrales**, se deben utilizar relevadores digitales compatibles con los utilizados en el **Punto de Interconexión**, la alimentación a éstos debe ser redundante y de distintos bancos de baterías.

El **Solicitante** debe cumplir con las mejores prácticas de la Industria, para proteger sus unidades ante fallas internas y externas, evitando que sus fallas internas afecten los equipos y las personas ubicados después del **Punto de Interconexión**.

Para propósitos de control ante emergencias del **Sistema** eléctrico nacional, el solicitante debe poner a disposición del **Suministrador** en el punto de interconexión, la infraestructura necesaria para la implementación de los esquemas remediales.

3.2.4. Registradores de disturbios (RD)

El transformador de potencia principal y las líneas de enlace deben contar con registradores de disturbios, los cuales deben cumplir con la Especificación CFE-GARHO-89 “Registradores Digitales de Disturbio para Sistemas Eléctricos”.

Los registros generados por el RD deben estar disponibles para el **Suministrador** para su explotación a través de las funcionalidades de consulta y/o envío remoto automático.

El **Solicitante** entregará el paquete de software para la visualización de los archivos nativos que se generen en el RD.

Las señales a monitorear por el RD, serán convenidas entre el **Suministrador** y **Solicitante**.

3.2.5. Esquema de Sincrofasores para Medición de Área Ampla y Acciones Remediales (ESMAR)

La **Central** debe contar con un Esquema de Sincrofasores para Medición de Área Ampla y Acciones Remediales ESMAR, el cual debe cumplir con la Especificación G0100-16 “Características técnicas de los esquemas de sincrofasores para medición de área amplia y acciones remediales (ESMAR)”.

Las señales de ESMAR deben ponerse a disposición del **Suministrador** para su explotación en tiempo real.

Las señales a monitorear por el ESMAR, serán convenidas entre el **Suministrador** y **Solicitante**.

3.3. Estación meteorológica.

El **Solicitante** debe instalar una estación meteorológica capaz de monitorear variables de interés para el comportamiento de su generación renovable, tal como, dirección y velocidad del viento, temperatura ambiente, humedad relativa, presión atmosférica, irradiación solar: directa, indirecta, y global. La Estación meteorológica debe cumplir con la norma NMX-AA-166/1-SCFI-2012 “Estaciones Meteorológicas, Climatológicas e Hidroclimatológicas parte1: Especificaciones Técnicas que deben cumplir los materiales e instrumentos de medición de las estaciones meteorológicas automáticas y convencionales”.

La información generada por la estación meteorológica debe estar disponible para su envío a través del enlace de comunicación de datos establecido con el **Suministrador**.

Para proyectos en alta tensión, la información de variables meteorológicas debe estar disponible en tiempo real a través del canal de comunicación de datos establecido con el **Suministrador**.

La definición de las variables medidas de interés se acordará con el esquema de comunicación para la supervisión que establezca el **Suministrador** (véase 3.4 de esta sección).

El número de medidores de irradiación solar, dependerá de la topografía y extensión del terreno de la **Central**, previo acuerdo con el **Suministrador**.

3.4. Esquemas de comunicaciones para la supervisión.

Independientemente de la capacidad instalada en la **Central** del **Solicitante**, el proyecto debe contar con medios de Comunicación redundantes para los servicios de voz y datos. El sistema de comunicación para la supervisión debe cumplir con la especificación CFE G0000-34 Sistema de Información y Control Local de Estación.

Dichos servicios deben contar con doble canal dedicado hacia a los centros de control definidos por el **Suministrador** que garanticen las interfaces, ancho de banda y protocolo de comunicación para la transmisión de datos. La base de datos de las señales requeridas por el **Suministrador** se acordará con el **Solicitante** (estados, alarmas, analógicos, controles, integradores, etc.) como se enuncian a continuación:

En la Central:

Estados:

- **Central** En Servicio
- **Central** Fuera de Servicio
- Factor de Potencia/Potencia Reactiva/Control de Tensión
- Estado de Control **Solicitante/Suministrador**

Mediciones:

- Tensiones entre fases (salida)
- Frecuencia (salida)
- Potencia activa (salida)
- Potencia reactiva (salida)
- Energía de Potencia Activa Integrada (kWh)
- Energía de Potencia Reactiva Integrada (kVARh)
- Setpoint de: FP / Q / Tensión

Alarmas:

- Operación de las protecciones
- Problemas de las protecciones
- Problemas en Interruptor
- Operación de esquemas remediales

Control:

- Setpoint de: FP / Q / Tensión, nivel de carga
- Selección de modo de control

Variables Meteorológicas:

- Dirección y velocidad del viento
- Temperatura ambiente
- Humedad relativa
- Presión atmosférica
- Irradiación Solar: directa, indirecta, global.

En el Punto de Interconexión:

Mediciones:

- Tensiones entre fases
- Potencias Activa
- Potencias reactiva
- Energía de Potencia Activa Integrada (kWh)
- Energía de Potencia Reactiva Integrada (kVARh)
- Frecuencia
- THD de tensión y corrientes.
- Espectro Armónico de tensión y corrientes hasta la 50va armónica.
- Direccionalidad de armónicos
- Desbalance de tensión.

Alarmas:

- Operación de las protecciones
- Problemas de las protecciones
- Problemas en Interruptor
- Alarmas de violación THD en tensión

Estados (abierto/cerrado):

- Cuchillas de seccionamiento
- Interruptores

Este listado es enunciativo y no limitativo. La base de datos de puntos a monitorear a nivel superior se acordará entre el **Solicitante** y el **Suministrador**

3.5 Equipo de Medición

Se debe contar con un medidor principal y uno de respaldo, así como con transformadores de instrumento destinados a la facturación instalados en el **Punto de Interconexión** y para uso exclusivo de este fin. Los medidores deben contar con acceso remoto mediante un canal dedicado. Las características del acceso remoto serán definidas según el caso por el área de medición del **Suministrador**. Se debe cumplir con la especificación **CFE G0000-48** “Medidores Multifunción para Sistemas Eléctricos” y con las normas NRF-027-CFE “Transformadores de Corriente para Sistemas con Tensiones Nominales de 0.6 kV a 400 kV” y NRF-026-CFE “Transformadores de Potencial Inductivos para Sistemas con Tensiones Nominales de 13.8 kV a 400 kV”.

Los esquemas de medición deben cumplir con los siguientes requerimientos:

- Medidor de la generación total M1 (energía bruta), que puede venir integrado al equipo, por lo que el **Solicitante** debe proporcionarlo e instalarlo a la salida del inversor antes de la carga local y/o usos propios de la instalación fotovoltaica.
 - Para fines estadísticos se requiere la instalación del medidor M1 a la salida de la fuente de generación conforme al **RLAERFTE**.
 - Para tal efecto el **Solicitante** se obliga a facilitar el acceso a sus instalaciones a fin de que el personal del **Suministrador**, obtenga la información de la generación total del medidor M1, de su **Central**.
- Medición bidireccional redundante para facturación (energía neta), en el **Punto de Interconexión** (M2).
 - Sincronización de tiempo con Sistema de Posicionamiento Global (GPS). Esta sincronización aplica al **Punto de Interconexión** y a los **Puntos de Carga**.

- Caseta de medición con acceso exclusivo a personal del **Suministrador**, de acuerdo con las especificaciones que el **Suministrador** proporcione al **Solicitante**.
- Gabinete de medición de acuerdo con las especificaciones que proporcione el **Suministrador**.
- En los puntos de carga a las que se entrega la energía porteadada se debe contar con un medidor fiscal (MC) con características definidas por el **Suministrador y comunicaciones para su interrogación remota vía TCP/IP**.

Para los proyectos que no requieren hacer uso de la red para realizar porteo no se requiere el medidor fiscal (MC).

3.6 Calidad de la energía

En caso de existir variaciones cíclicas de tensión o repercusiones indeseables ocasionadas por la **Central**, como desbalanceo de fases y corrientes armónicas los cuales demeriten la calidad del servicio que el **Suministrador** le otorga al resto de sus usuarios, el **Solicitante** debe corregir la problemática detectada.

Los valores y rangos definidos en esta sección se deben cumplir en operación normal.

3.6.1 Desbalance Máximo Permitido en Tensión

Los Valores máximos permitidos de desbalance en estado estable no deben exceder a los establecidos en la norma IEC/TR 61000-3-13 “Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-13: Limits - Assessment of emission limits for the connection of unbalanced installations to MV, HV and EHV power systems”:

- Desbalance máximo permitido en tensión: 1.4 % (componente de desbalance de secuencia negativa)

Estos límites serán ajustados con base en la capacidad del proyecto del **Solicitante** y las características de desbalance de tensión y la capacidad de la subestación del **Punto de Interconexión** del **Suministrador**.

3.6.2 Variaciones periódicas de amplitud de la tensión

Se emplean los índices enunciados a continuación para evaluar la severidad de las variaciones periódicas de amplitud de la tensión de acuerdo a IEC/TR 61000-3-7 “Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-7: Limits - Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems”:

- a) Indicador de severidad de parpadeo a corto plazo (Pst): Evalúa la severidad de las variaciones periódicas de amplitud de la tensión a corto plazo, con intervalos de observación de 10 minutos. El valor de Pst se expresa en unidades de perceptibilidad en (p.u.).

- b) Indicador de severidad de parpadeo a largo plazo (Plt): Evalúa la severidad de las variaciones periódicas de amplitud de la tensión a largo plazo, con intervalos de observación de 2 horas. Se calcula a partir de valores sucesivos de Pst.
- c) Amplitud de las variaciones rápidas en la tensión: Evalúa los cambios en la tensión en r.m.s. para la frecuencia fundamental por varios ciclos.

3.6.2.1 Severidad de parpadeo

La interconexión de una **Central** en AT no debe causar niveles de emisión individuales que se encuentren fuera de los límites establecidos permisibles en la Tabla 15:

Indicador	Límite
E_{Psti}	0.80
E_{Plti}	0.60

Tabla 15. Límites de emisiones permisibles

Dónde:

E_{Psti} , E_{Plti} : son los límites de emisión para los usuarios de la instalación *i* directamente suministrados en AT.

Las variaciones periódicas de amplitud de la tensión serán medidas en **Centrales** que por sus características presenten este fenómeno.

La combinación para severidad de variaciones periódicas de amplitud de la tensión causadas por varias instalaciones puede encontrarse en la siguiente forma:

$$Pst = \sqrt[3]{\sum_i Psti^3}$$

$$Plt = \sqrt[3]{\sum_i Plti^3}$$

Las expresiones anteriores permitirán encontrar el nivel de variaciones periódicas de amplitud de la tensión resultante de varias fuentes, como es el caso de una planta generadora formada por varias unidades.

Estos límites serán ajustados con base en la capacidad del proyecto del **Solicitante** y las características de variación de tensión a corto plazo, variación de tensión a largo plazo y la capacidad de la subestación del **Punto de Interconexión** del **Suministrador**.

3.6.2.2 Variaciones rápidas en la tensión

La interconexión de una **Central** en AT no debe ocasionar más de 5 variaciones rápidas por día en la tensión, superiores al 5%. Las variaciones rápidas en la tensión se calcularán de acuerdo a la siguiente formulación

$$\text{Variación rápida en la tensión} = \% \frac{\Delta V}{V_{nominal}}$$

3.6.3. Niveles de armónicos

La distorsión armónica individual y total se evaluará en el Punto de Interconexión tomando como referencia lo establecido en la IEC/TR 61000-3-6 "Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-6: Limits - Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems". Los límites de distorsión armónica de la tensión individual como criterio de planificación en alta tensión se indican en la Tabla 16.

La distorsión armónica total máxima (%THD) permitida en la forma de onda de la tensión es 3.0%, asimismo, el valor máximo de interarmónicos individuales de tensión no debe exceder del 0.2% respecto de la fundamental.

Los límites indicados en la Tabla 16 consideran la aportación de todas las instalaciones conectadas al Punto de Interconexión que causan distorsión a la onda de tensión, por lo cual, estos límites deben ajustarse para cada **Central** con base en su capacidad de generación (MVA), la capacidad del Punto de Interconexión del Suministrador (MVA) y el impacto de las subestaciones conectadas al Punto de Interconexión.

La operación y conexión de la **Central** con el **Sistema** Eléctrico Nacional no debe ocasionar la circulación de corrientes armónicas en el punto de interconexión que ocasionen violaciones a los límites de distorsión armónica en la tensión determinados como se indica en el párrafo inmediato anterior.

Orden de la armónica	Nivel de armónica (% de la Tensión fundamental)	Orden de la armónica	Nivel de armónica (% de la Tensión fundamental)
3	2	2	1.4
5	2	4	0.8
7	2	6	0.4
9	1	8	0.4
11	1.5	10	0.35
13	1.5	12	0.32
15	0.3	14	0.3
17	1.2	16	0.28
19	1.07	18	0.27

REGLAS GENERALES DE INTERCONEXIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	
--	--

21	0.2	20	0.26
23	0.89	22	0.25
25	0.82	24	0.24
27	0.2	26	0.23
29	0.7	28	0.23
31	0.66	30	0.22
33	0.2	32	0.22
35	0.58	34	0.22
37	0.55	36	0.21
39	0.2	38	0.21
41	0.5	40	0.21
43	0.47	42	0.21
45	0.2	44	0.2
47	0.43	46	0.2
49	0.42	48	0.2
		50	0.2

Tabla 16. Niveles armónicos (pares e impares) para AT (% de la fundamental).

3.6.4 Analizador de Calidad de la Energía.

El **Solicitante** debe contar con un Analizador de Calidad de la Energía con registro de datos de forma continua en el **Punto de Interconexión** que cumplan con la especificación o normativa que le proporcione el **Suministrador** al **Solicitante**. Este equipo debe ser cedido al **Suministrador**.

En el caso de que el **Solicitante** cuente con otro Analizador, la información generada debe estar disponible para el **Suministrador** para su explotación a través de las funcionalidades de consulta y/o envío remoto automático.

El **Solicitante** entregara el paquete de software para la visualización de los archivos nativos que se generen por eventos del Analizador.

3.7. Operación Dinámica de la Central ante fallas externas o en el Punto de Interconexión

La **Central** debe tener la capacidad de permanecer conectada al **Sistema**, ante fallas externas. La **Central** durante el tiempo máximo de liberación de la falla debe soportar el abatimiento de la tensión ocasionado por la misma (hueco de tensión). Durante este periodo la **Central** debe disminuir la potencia activa y aportar la potencia reactiva necesaria. Posterior a la liberación de la falla, la **Central** debe aportar la potencia activa y mantener el flujo de reactivos de acuerdo a la nueva condición operativa, así como, regresar al modo de control que se tenía previo a la falla. La **Central** debe restablecer al menos el 0.90 p.u. de la magnitud de la potencia activa que se encontraba generando al instante previo a la falla en un tiempo menor o igual a 500 ms después de haber

alcanzado la magnitud de 0.95 p.u. en la tensión de secuencia positiva medido en el punto de interconexión.

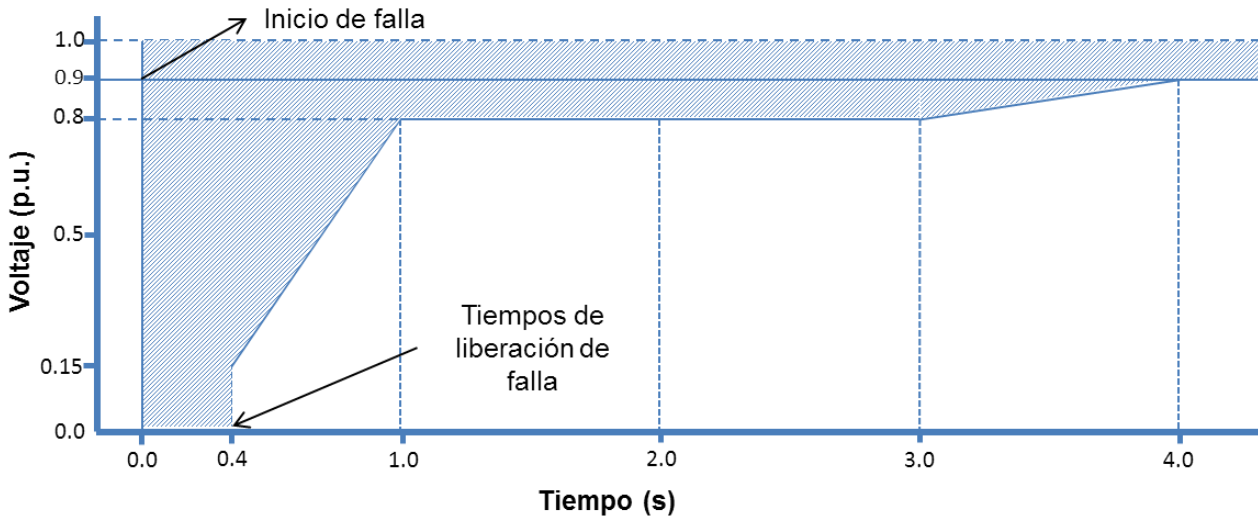


Figura 10. Gráfico de caída de tensión por falla

Una vez liberada la falla, el **Sistema** eléctrico se recuperará al 80% de la tensión en un tiempo de 1 segundo del inicio de la falla, con la participación de todos los elementos conectados al **Sistema**, ante esta perturbación la planta de generación no debe dispararse.

En la Figura 10, se muestra el hueco de tensión que incluye efectos de fallas en el **Punto de Interconexión** y externas que debe soportar la planta o grupo de plantas sin desconectarse de la red eléctrica.

La **Central** fotovoltaica debe proporcionar el soporte dinámico necesario durante la caída de tensión, proporcionando corriente reactiva adicional en el punto de interconexión. Bajo esta condición, el control dinámico de tensión indicado en la Figura 11 debe ser activado ante la ocurrencia de caídas de tensión mayores al 10% de la tensión nominal. Este control dinámico de tensión debe garantizar que la corriente reactiva de la **Central** en el punto de interconexión tenga una contribución de al menos el 2% de su corriente nominal por cada por ciento de caída de tensión. En caso de ser necesario, la **Central** fotovoltaica debe tener la capacidad de proporcionar hasta el 100% de su corriente nominal como corriente reactiva.

$$k = \frac{\Delta I_B / I_N}{\Delta V / V_N} \geq 2.0 \text{ p.u.}$$

Dónde:

k: Característica de control de voltaje

I_B: Corriente reactiva

I_N : Corriente nominal
 V : Voltaje Instantáneo durante el disturbio
 V_N : Voltaje nominal

Ante esta condición la **Central** fotovoltaica debe tener la capacidad de suministrar la potencia reactiva requerida antes de 20 ms.

Una vez alcanzado el 90% de la tensión nominal en el punto de interconexión se debe mantener el control dinámico de tensión durante al menos 500ms.

En ningún caso, la aportación de potencia reactiva debe originar voltajes por encima del 10 % en ninguna de las fases.

Finalizada la actuación del control dinámico de tensión y de acuerdo a la nueva condición operativa, la **Central** debe regresar al modo de control que se tenía previo a la falla.

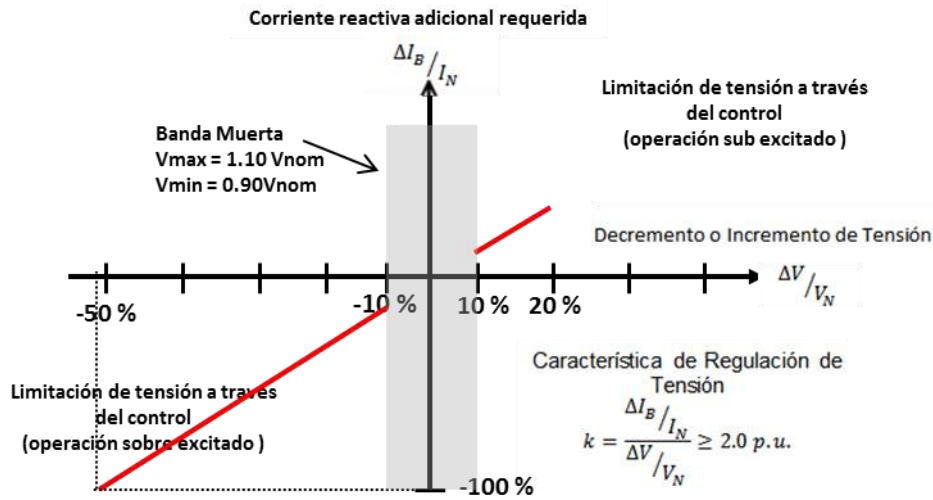


Figura 11. Característica de regulación de tensión

Si la falla se origina en el interior de **la Central** de manera que el sistema de protecciones no asegure la continuidad de la operación, **la Central** debe desconectarse inmediatamente del **Sistema**. Cuando el sistema de protecciones permita aislar la falla y mantener la continuidad de la operación a capacidad efectiva o capacidad reducida, **la Central** no debe desconectarse.

La Central debe permanecer conectada y operando durante y después de ocurrida una falla liberada de forma normal por protección primaria y de respaldo en el Punto de Interconexión u externas.

3.8 Pruebas a los equipos.

3.8.1. Pruebas a los sistemas fotovoltaicos

	REGLAS GENERALES DE INTERCONEXIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	
--	--	--

La verificación y pruebas de un sistema fotovoltaico se deben realizar respecto a los equipos y paneles de generación con referencia a la norma de instalaciones IEC 60364-6 “Low-voltage electrical installations - Part 6: Verification” en general y a la IEC 60364-7-712 “Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations - Solar photovoltaic (PV) power supply systems” en particular.

Se aplicará la Norma PE-K-3000-001: Procedimiento Técnico para la Aceptación de Prototipos de Bienes. De la misma forma, LAPEM-02: Guía de Relación con Proveedores -Evaluación y Calificación de Proveedores de Bienes

Además realizar las pruebas a los equipos de comunicación, protección, señalización y medición en el **Punto de Interconexión**, de acuerdo al protocolo de pruebas establecido por el **Suministrador**.

Las pruebas deben ser realizadas a todas las **Centrales** que se interconecten al **Sistema** conforme a la Tabla No. 17.

# Prueba	Título de Prueba	>500 kW		Requisitos	
		Durante la Instalación	Inspección Periódica	Para autorizar la interconexión	Pruebas de Puesta en Servicio interconectado
Prueba de conjunto					
1	Prueba de resistencia en campo húmedo	√	○	√	--
2	Prueba de tensión en circuito abierto	√	√	√	--
3	Prueba de corriente – cortocircuito	√	√	√	--
4	Prueba sombra diodo by-pass	√	○	√	--
5	Exploración infrarroja	○	○	√	--
6	Prueba de operación al arreglo seguidor	○	○	√	--
7	Conjunto de curvas I – V	√	○	√	--
Prueba a Inversores					
1	Inspección inicial al inversor	√		√	
2	Operación y control modo local del Inversor	√	√	--	√
3	Operación y control modo remoto del inversor	√	√	--	√
4	Prueba de funciones de "despertar" y "dormir"	√	○	--	√
5	Detector de humo	√	○	--	√
6	Interlock de puerta	√	○	--	√
7	Sobre temperatura	√	○	--	√
8	Prueba de frecuencia y tensión anormales	√●	○	--	√

	REGLAS GENERALES DE INTERCONEXIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	
--	--	--

9	Pérdida de potencia de control	√●	○	--	√
10	Pérdida de arreglo (conjunto)	√	○	--	√
11	Anti-isla	√●	○	--	√
12	Seguimiento del punto de máxima potencia	√	○	--	√
13	Distorsión armónica	√●	○	--	√
14	Factor de Potencia	√●	○	--	√
15	Inyección de corriente continua	√●	○	--	√
16	Balance de corriente por fase	√●	○	--	√
17	Operación de múltiples inversores en paralelo	√	○	--	√
Prueba de Instrumentación					
1	Comprobar instrumentación	√	○	√	--
2	Instrumentación transformadores de corriente	√		√	--
3	Transformadores de medida, tensión	√		√	--
4	Calibración de instrumentos	√	○	--	--
Otras pruebas					
1	Inspección de campo	√	√	√	--
2	Prueba de resistencia a tierra	√	○	√	--
3	Transformador de aislamiento	√	○	√	--
4	interruptores (CA y CC)	√	○	√	--
5	Interruptor de desconexión	√	○	√	--
6	Funciones de protección	√	○	√	--
7	Hilos, cables	√	○	√	--
8	Equipos con falla a tierra en CC	√	○	√	--
9	Rendimiento del sistema	√	○	--	√
10	Coordinación de Recierre	√	○	--	√
11	Falla del SEP	√	○	--	√

√	Prueba Requerida
○	Prueba Opcional o documento que la avale
●	Pruebas a realizar por Laboratorio acreditado en norma NMX- EC-17025-IMNC (ISO/IEC-17025) "Requerimientos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y calibración" y atestiguadas por LAPEM

Tabla 17. Conjunto de pruebas requeridas

Las pruebas deben repetirse cuando:

- a) Se realicen cambios funcionales en el software o firmware de la **Central** que se interconecta al **Sistema**.
- b) Cualquier componente físico de la **Central** que se interconecta al **Sistema** se ha modificado en campo, reemplazado o reparado con partes diferentes a la configuración inicialmente probada.

El listado de pruebas mostradas en la Tabla 17, es enunciativo más no limitativo

3.9 Procedimiento de Operación

El **Suministrador** establecerá el procedimiento operativo para la operación confiable y segura de la interconexión que hará del conocimiento del **Solicitante** y que formará parte como anexo del Contrato de Interconexión respectivo.

Con relación a la reconexión automática de la **Central** después de una desconexión incidental debido a un disturbio en la red, esta funcionalidad debe estar sujeta a la aprobación previa del **Suministrador**, estableciendo éste las características de esta reconexión.

La operación de estos equipos estará en función de la reglamentación vigente basada en los procedimientos y acuerdos específicos entre el **Suministrador** y el **Solicitante**.

Se aplicará el reglamento del REDOSEN; Reglas del Despacho y Operación del **Sistema** Eléctrico Nacional, en el capítulo relacionado con las Reglas del Despacho para la Generación Renovable y Cogeneración Eficiente.

3.9.1 Pronóstico de Generación

Para proyectos conectados en alta tensión, el **Solicitante** debe enviar el pronóstico horario de generación de día en adelante, de acuerdo a la frecuencia acordada con el **Suministrador**.

El pronóstico horario de generación emitido por el **Solicitante** debe cumplir con el criterio de precisión acordado con el **Suministrador**.

Los criterios de frecuencia y precisión del pronóstico se establecerán entre el **Suministrador** y el **Solicitante** bajo un procedimiento.

El pronóstico de generación debe cumplir con lo especificado en el REDOSEN.

3.10 Estudios

Los estudios como herramienta de planificación determinan el impacto que tendrá la interconexión de una **Central** con el **Sistema**. Estos estudios se centran en los efectos que dicha **Central** tendrá en la operación, seguridad y confiabilidad del **Sistema**.

Los estudios que se deben realizar son los mostrados en la Tabla 18, este listado no es limitativo y queda a juicio del **Suministrador** en función de las necesidades operativas del **Sistema** el realizar algún otro estudio adicional.

Estudio	Responsable
Flujos de potencia:	Suministrador
Análisis de fallas o cortocircuito	Solicitante y Suministrador
Coordinación de Protecciones	Solicitante y Suministrador
Análisis de Estabilidad de Tensión	Suministrador

	REGLAS GENERALES DE INTERCONEXIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	
--	--	--

Análisis de Estabilidad Transitoria	Suministrador
Análisis de Estabilidad Dinámica	Suministrador
Análisis de Contingencias	Suministrador
Análisis de Calidad de la energía	Solicitante y Suministrador

Tabla 18. Estudios para la interconexión

El **Suministrador** realizará los estudios técnicos que se indican en la Tabla 18 y adicionales que considere, una vez que haya recibido del **Solicitante** la información que debe entregar para simulaciones de estado estable, dinámicas y transitorias, tales como:

- El modelo eléctrico equivalente de las unidades de generación, inversores, transformadores, topología y características de la red interna.
- Sistemas de control implementados
- Parámetros de diseño y de operación de todo el equipo eléctrico y las cargas en general del proyecto de interconexión de la **Central**, de acuerdo a la tecnología utilizada.

El Solicitante debe entregar al Suministrador los modelos matemáticos, funciones de transferencia y las lógicas de control, de acuerdo a lo siguiente:

- Tienen que estar documentados, validados y certificados por el fabricante de la plataforma comercial de análisis utilizada por el Suministrador.
- Deben ser modelos estandarizados o de librería de la plataforma utilizada por el **Suministrador**, en caso de entregarlos como modelos de usuario, el **Solicitante** debe entregar el código fuente; cualquiera que sea la opción seleccionada, el **Solicitante** debe mantenerlos actualizados con la versión actual y futuras de la plataforma de análisis estandarizada usada por el **Suministrador**, hasta que dichas modelaciones formen parte de librerías estándar de la herramienta de análisis utilizada por el **Suministrador**.
- Proporcionar los valores finales de ajuste que se utilizaron para la documentación, validación y certificación que se tendrán físicamente en la **Central**.

Cuando la **Central** esté formada por unidades de generación de distinta tecnología, el **Solicitante** entregará los modelos matemáticos, funciones de transferencia, lógicas de control, modelos de usuario, manuales de usuario, documentación, validación y certificaciones para cada tecnología instalada.

Previo a la realización de cualquier cambio en los equipos eléctricos, topología y/o dispositivos de control y protección, el **Solicitante** debe notificar al **Suministrador** de dichos cambios y entregar la información necesaria para asegurar la continuidad operativa de la **Central**.

Los estudios completos y concluidos será requisito para la formalización del contrato de interconexión con la **Central**.

Con estos estudios, el **Suministrador** debe identificar el cumplimiento de los criterios de confiabilidad, que no existan sobre esfuerzos en equipos, el impacto en la calidad de la

	REGLAS GENERALES DE INTERCONEXIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	
--	--	--

energía y problemas de operación del **Sistema**. Además, con estos estudios se identificará la forma de solucionar las problemáticas que puedan presentarse.

4. REFERENCIAS.

Con la finalidad de cumplir con la conformidad de los documentos normativos contenidos en este Código, se listan los documentos involucrados, los cuales deben ser consultados por el **Solicitante**, de acuerdo a la edición que aplique de los mismos.

LISTADO DE NORMAS MEXICANAS VARIAS

NORMA	Título
NMX-AA-166/1-SCFI-2012	Estaciones Meteorológicas, Climatológicas e Hidroclimatológicas parte1: Especificaciones Técnicas que deben cumplir los materiales e instrumentos de medición de las estaciones meteorológicas automáticas y convencionales.
NMX-J-098 ANCE	Sistemas Eléctricos de Potencia -Suministro- Tensiones Eléctricas Normalizadas.
NOM-001-SEDE-2012	Instalaciones eléctricas (utilización).
NMX- EC-17025-IMNC	Requerimientos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y calibración.

Tabla 19. Normas Mexicanas

LISTADO DE NORMAS INTERNACIONALES DE COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA

NORMA	Título
IEC/TR 61000-3-6 ed2.0 (2008-02)	Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-6: Limits - Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems
IEC/TR 61000-3-7 ed2.0 (2008-02)	Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-7: Limits - Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems
IEC/TR 61000-3-13 ed1.0 (2008-02)	Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-13: Limits - Assessment of emission limits for the connection of unbalanced installations to MV, HV and EHV power systems

Tabla 20. Normas Internacionales

LISTADO DE NORMAS INTERNACIONALES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

NORMA	Título
IEC 60364-6 ed1.0 (2006-02)	Low-voltage electrical installations - Part 6: Verification
IEC 60364-7-712 ed1.0 (2002-05)	Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations - Solar photovoltaic (PV) power supply systems
IEC 61727	Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface
IEC 61800-1: Parte. 1	Adjustable speed electrical power drive systems - Part 1: General Requirements - Rating specifications for low voltage adjustables speed d.c. power drive systems.
IEC 62109-1 ed1.0 (2010-04)	Safety of power converters for use in photovoltaic power systems - Part 1: General requirements

REGLAS GENERALES DE INTERCONEXIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

IEC 62109-2 ed1.0 (2011-06)	Safety of power converters for use in photovoltaic power systems - Part 2: Particular requirements for inverters
IEC 62116 ed1.0 (2008-09)	Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters
IEC 62446 ed1.0 (2009-05)	Grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection

Tabla 21. Normas Internacionales para sistemas fotovoltaicos

LISTA DE NORMAS EXTRANJERAS VARIAS

NORMA	Título
IEEE 1547	Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.
VDE 0126-1-1	Automatic disconnection device between a generator and the public low-voltage grid.

Tabla 22. Normas Internacionales

LISTADO DE ESPECIFICACIONES DE CFE

NORMA	Título
CFE G0000-48	Medidores Multifunción para Sistemas Eléctricos.
GWH00-78	Wattímetros Monofásicos y Polifásicos Electrónicos, Clase de exactitud 0,5
CFE G0100-04	Interconexión a La Red Eléctrica de Baja Tensión de Sistemas Fotovoltaicos Con Capacidad Hasta 30 kW.
LAPEM-02	Guía de Relación con Proveedores - Evaluación y Calificación de Proveedores de Bienes.
LSPA-63 (antes LAPEM-05L)	Listado de Sistemas de Protección Aprobados.
CFE-GARHO-89	Registadores Digitales de Disturbio para Sistemas Eléctricos.
G0100-16	Características técnicas de los esquemas de sincrofasores para medición de área amplia y acciones remediales (ESMAR).
CFE G0000-34	Sistema de Información y Control Local de Estación.
NRF-027-CFE	Transformadores de Corriente para Sistemas con Tensiones Nominales de 0.6 kV a 400 kV.
NRF-026-CFE	Transformadores de Potencial Inductivos para Sistemas con Tensiones Nominales de 13.,8 kV a 400 kV.
NRF-003-CFE	Apartarrayos de alta tensión.
VE000-38	Transformador de Potencial Capacitivo de alta tensión.
NRF-022-CFE	Interruptores de Potencia de 72.5 a 420 kV.
NRF-026-CFE	Transformador de Potencial Inductivos de alta tensión.
V4200-12	Cuchillas de alta tensión.
V-100-19	Banco de baterías.
V7200-48	Cargador de Baterías.
SDLS-02/89	Especificaciones Técnicas para Tableros de Servicios Propios de CA y CD.
NRF-041-CFE	Esquemas Normalizados de Protección para Líneas de Transmisión.
CFE G0000-81	Características Técnicas para Relevadores de Protección.
CFE V6700-62	Tableros de Protección, Control y Medición para Subestaciones Eléctricas.
CFE G0000-62	Esquemas Normalizados para Protección de Transformadores de Potencia.
CFE-U1100-28	Equipos de Teleprotección.
PE-K3000-001	Procedimiento Técnico para la Aceptación de Prototipos de Bienes.

Tabla 23. Especificaciones de CFE

5. DEFINICIONES

Para los efectos de estas Reglas se entenderá por:

- **Central:** Es la estación cuya función consiste en generar energía eléctrica.
- **Estación Meteorológica:** Grupo de equipos que permiten realizar mediciones de variables meteorológicas.
- **Estatismo:** Define el valor de ajuste de la característica de regulación de frecuencia.
- **IEC:** Comisión Electrotécnica Internacional.
- **IEEE.** Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
- **M1:** Medidor instalado en el Punto de Conexión.
- **M2:** Medidor instalado en el Punto de Interconexión.
- **MC:** Medidor instalado en la(s) carga(s) o centro(s) de consumo al que el Permisionario o Solicitante proporciona energía eléctrica desde su Fuente de Energía.
- **Pendiente de Control:** Ajuste que permite determinar una característica de actuación de un control.
- **Punto de Conexión:** Punto en donde se conviene se medirá la energía bruta generada por un Permisionario o Solicitante (M1).
- **Rampa de Potencia:** Acción de control que permite bajar o subir generación a un rango definido de potencia por unidad de tiempo.
- **SEL:** Sistema Eléctrico Local, son todos los sistemas y equipos instalados en un mismo sitio con un mismo punto de interconexión y que son propiedad del Permisionario o Solicitante.

TRANSITORIOS.

1.- El anexo 3 “Requerimientos técnicos para interconexión de **Centrales** solares fotovoltaicas al **Sistema** Eléctrico Nacional”, entrará en vigencia al siguiente día de su publicación en el Diario Oficial de la Federación, y forma parte de las “Reglas generales de interconexión al **Sistema** Eléctrico Nacional para generadores o permisionarios con fuentes de energías renovables o cogeneración eficiente”

2.- Las disposiciones contenidas en las Reglas Generales de Interconexión al **Sistema** Eléctrico Nacional para generadores o permisionarios con fuentes de energías renovables o cogeneración eficiente, publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 22 de mayo de 2012, que se opongan al anexo 3 “Requerimientos técnicos para interconexión de **Centrales** solares fotovoltaicas al **Sistema** Eléctrico Nacional” quedan sin efecto.

APÉNDICE: Créditos.

AREA	PARTICIPANTES
CENACE	Ing. Gustavo Villa Carapia Ing. Erith Hernández Arreortúa Ing. Marcos Valenzuela Ortiz Ing. Jesús Ávila Camarena Ing. Juan José Guerrero Garza Ing. Héctor Reyes Fernández Ing. Jorge Gutiérrez Espinosa
Generación	Ing. Eduardo Reyes Aguas
Transmisión	Ing. Carlos Cardoza Terrazas Ing. Antonio Suarez Cervantes Ing. Carlos Meléndez Román Ing. Jorge Ortiz Corona Ing. Francisco Javier Silva Benítez
Distribución	Ing. Rogelio Rosales Rosas Ing. Mauren C. Martínez Díaz Ing. Eliud Cerqueda Pérez
Programación	Ing. Víctor Nolasco Miguel Ing. Mario A. García Domínguez
Gerencia de Ingeniería Especializada	Ing. Carlos Gallardo Morales
Instituto de Investigaciones Eléctricas	Dr. Héctor Sarmiento Uruchurtu M.C. José Luis Silva Frías
LAPEM	Ing. Jesús Rafael Sánchez Jiménez
Modernización	Lic. Emilia Vega Cabrera

Tabla 24. Participantes del Proyecto

Control del Documento

Versión	Fecha	Acción	Seguimiento de Cambios
0.0	28 Junio 2013	Revisado y comentado con Participantes del Proyecto.	