

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE POSGRADO



**Propuesta de Estudio Técnico a realizar para la conexión
de nuevos proyectos del tipo fotovoltaico a la red de
distribución (baja o media tensión)**

PRESENTADO POR:

PABLO JOSÉ ESCALÓN FIALLOS

JOSÉ ERNESTO POCASANGRE MONTENEGRO

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

MAESTRO EN ENERGÍAS RENOVABLES Y MEDIO AMBIENTE

CIUDAD UNIVERSITARIA, MARZO 2017

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR :

MSC. ROGER ARMANDO ARIAS ALVARADO

SECRETARIA GENERAL :

DRA. ANA LETICIA ZAVALA DE AMAYA

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO :

ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCÓN SANDOVAL

SECRETARIO :

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE POSGRADO

DIRECTORA :

MSC. PATRICIA HAYDEÉ ESTRADA DE LÓPEZ

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE POSGRADO

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

MAESTRO EN ENERGÍAS RENOVABLES Y MEDIO AMBIENTE

Título :

**Propuesta de Estudio Técnico a realizar para la conexión de
nuevos proyectos del tipo fotovoltaico a la red de
distribución (baja o media tensión)**

Presentado por :

**PABLO JOSÉ ESCALÓN FIALLOS
JOSÉ ERNESTO POCASANGRE MONTENEGRO**

Trabajo de Graduación Aprobado por :

Docente Asesor :

MSC. JUAN JOSÉ ORELLANA ROMERO

Ciudad Universitaria, Marzo 2017

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor :

MSC. JUAN JOSÉ ORELLANA ROMERO

INDICE

1.	RESUMEN EJECUTIVO.....	1
2.	GENERALIDADES.....	3
2.1.	INTRODUCCIÓN GENERAL.....	3
2.2.	ANTECEDENTES.....	5
2.3.	SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA (SEP).....	8
2.4.	SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN.....	10
2.4.1.	ESTRUCTURA Y COMPONENTES DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN.....	10
2.4.2.	GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	12
2.5.	SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA: PRINCIPIOS, CARACTERÍSTICAS Y FUNCIONAMIENTO.....	13
2.6.	MAPA DEL RECURSO SOLAR EN EL SALVADOR.....	15
2.7.	PENETRACIÓN DEL RECURSO SOLAR EN EL SALVADOR.....	16
3.	CALIDAD EN EL SUMINISTRO ELÉCTRICO.....	18
3.1.	ESTADO ACTUAL DE LA REGULACIÓN EN LA CALIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO EN EL SALVADOR.....	18
3.2.	PASOS A SEGUIR PARA EFECTUAR UN ESTUDIO DE INTERCONEXIÓN.....	19
3.2.1.	Normativa Alemana: Principios para determinar el punto de conexión a la red.....	19
3.2.2.	Dimensionamiento de los equipos de red.....	20
3.2.3.	Potencia reactiva.....	21
3.2.4.	REGULACIÓN DE TENSIÓN.....	23
3.2.5.	Efecto Parpadeo. (Flicker).....	25
3.2.6.	Distorsión armónica.....	28
3.2.7.	HUECOS DE TENSIÓN Y SOBRETENSIONES.....	35
3.2.8.	REGULACIÓN DE LA FRECUENCIA.....	37
3.3.	LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS Y SU INCIDENCIA EN LA CALIDAD DE LA ENERGÍA.....	41
3.3.1.	REGULACION DE VOLTAJE.....	41
3.3.2.	DISTORSIÓN DE LA FORMA DE ONDA.....	42
3.3.3.	SOBRETENSIONES.....	42
3.3.4.	HUECOS DE TENSIÓN.....	45
3.3.5.	VARIACIONES DE LA FRECUENCIA NOMINAL DE LA RED.....	45
4.	CASO DE ESTUDIO PARA LA INTERCONEXIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO A LA RED DE DISTRIBUCIÓN REALIZADO POR EMPRESA DISTRIBUIDORA DELSUR.....	47
4.1.	INTRODUCCIÓN.....	47
4.2.	DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA.....	47
4.2.1.	Datos de los componentes de la planta y red de distribución.....	48
4.3.	CRITERIOS DE CONEXIÓN A EVALUARSE.....	52
4.3.1.	Dimensionamiento del Equipo.....	53
4.3.2.	Capacidad de Potencia Reactiva.....	54
4.3.3.	Perturbaciones.....	54
4.3.4.	Distorsión armónica y Flicker.....	55
4.3.5.	Comportamiento Dinámico de la planta.....	56

4.3.6.	Varios.....	56
4.4.	RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN.	57
4.4.1.	Dimensionamiento del Equipo.....	57
4.4.2.	Capacidad de Potencia Reactiva	65
4.4.3.	Perturbaciones.	70
4.4.4.	Varios.....	84
4.5.	ANÁLISIS DE RESULTADOS PROPIOS DE LA EVALUACIÓN.	87
5.	CONCLUSIONES	90
6.	RECOMENDACIONES.....	91
7.	BIBLIOGRAFIA.....	94

1. RESUMEN EJECUTIVO.

Los sistemas de generación de energía basados en recursos renovables no convencionales están teniendo una gran penetración en la matriz energética de los países sobre todo por temas económicos y medio ambientales. Particularmente, la tecnología solar fotovoltaica está teniendo una fuerte penetración pues ya se cuentan con varios sistemas de este tipo instalados utilizados para autoconsumo y en algunos casos, para inyectarse a la red y participar del mercado de electricidad.

Proyectos de pequeña y mediana envergadura que tienen como objetivo inyectar energía al sistema de potencia de El Salvador, utilizan como medio de transporte la red de distribución por su facilidad de acceso, estabilidad y por su cercanía con el usuario final. Sin embargo, para realizar un proyecto de generación distribuida que combine dicha red con un sistema de generación solar fotovoltaica, se requiere cumplir ciertos parámetros técnicos, sobre todo en materia de calidad de energía, para garantizar que la energía inyectada por el generador no afecte los parámetros mínimos de calidad de producto que se le exige a la distribuidora entregar al usuario final.

La regulación de tensión, se define como el rango de voltaje que debe entregar la distribuidora para garantizar un correcto funcionamiento de los dispositivos eléctricos; la potencia reactiva; que censa que tan buen uso se le da a la potencia efectiva absorbida por una carga (transformar la energía en trabajo útil); la distorsión armónica, que son aquellas componentes de la onda de voltaje y corriente -a frecuencias distintas a la fundamental (para El Salvador 60 Hz), que distorsionan estas señales causando problemas en las instalaciones; el efecto parpadeo o flicker, una perturbación asociada a una fluctuación del voltaje; huecos de tensión y sobre voltajes, que son perturbaciones de muy corta duración pero que sin duda impactan negativamente ya que afectan procesos industriales, equipo eléctrico delicado, etc.

Todo lo anterior debe medirse y evaluarse, de acuerdo a ciertos estándares, para garantizar que la incidencia de la generación no altere dichos estándares al grado de exceder los límites y por lo tanto causar que la distribuidora entregue una deficiente calidad de energía al usuario final. Actualmente el país no cuenta con una regulación que determine los requisitos en materia de calidad de energía para que un generador solar fotovoltaico conectado a red de distribución sea

factible, por lo que es imperativo contar con una normativa que garantice esto ya que cada día más se ejecutan proyectos de generación distribuida utilizando esta tecnología.

Al revisar la legislación se establece que la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones ya cuenta con alguna regulación al respecto; empero, ésta se centra particularmente en parámetros de calidad que debe cumplir una distribuidora al entregar su producto. Adicionalmente, se cuenta con regulación para generación de gran envergadura que se transporta en alta tensión (115/230kV) por lo que tampoco puede ser aplicable en primera instancia a la generación distribuida; sin embargo, existen ciertos criterios que pueden utilizarse para un primer análisis. Para este estudio se ha utilizado la normativa Alemania para interconexión de plantas generadoras en distribución como base.

Mediante un estudio ejecutado por la empresa distribuidora "Del Sur", en el cual se realizó un análisis mediante simulación de un sistema solar fotovoltaico conectado a uno de los circuitos de su red aplicando los criterios de calidad con los que ya se cuenta en la normativa vigente. Se realizó el análisis de resultados y aplicando los criterios regulatorios con los que se cuenta, se determinó la incidencia en calidad de energía que puede generar esa planta solar fotovoltaica en la red de distribución y además, como parte principal y fundamental de este trabajo de graduación, se realizó una propuesta de parámetros a cumplir para ser anexados a la regulación vigente y que sirva como punto de partida para estandarizar a futuro una normativa completa para el tema de generación distribuida basada en recursos renovables no convencionales.

2. GENERALIDADES.

2.1. INTRODUCCIÓN GENERAL.

Resulta difícil imaginar la vida sin la electricidad debido a que está estrechamente relacionada con el quehacer humano y se ha convertido en uno de los ejes que soportan el desarrollo; es por esto que su disponibilidad y buen uso son una pieza fundamental para el crecimiento de la sociedad.

La electricidad es la forma más útil de energía, de gran importancia en todos los sectores gracias a la gran variedad de aplicaciones que van desde el alumbrado, calefacción, ventilación, comunicaciones, sistemas de información, de la industria, etc.

La mayor parte de la potencia eléctrica consumida es producida en centrales generadoras de gran capacidad en las cuales fuentes diversas de energía son transformadas en energía eléctrica para luego ser llevada hasta los consumidores finales.

Muchas de estas centrales de generación están situadas a grandes distancias de los centros de consumo, por lo que es necesario dotar al sistema eléctrico de una compleja infraestructura que permita transportar la energía y hacerla llegar a los usuarios en óptimas condiciones para su consumo: sistemas de transmisión y distribución se encargan de llevar la energía hasta un punto de conexión con el usuario.

Frente a ese modelo tradicional implementado surge un modelo alternativo en el que la generación de energía se acerca al consumidor tanto física como virtualmente, dando paso a la generación distribuida (GD); la complementariedad entre ambos modelos será la base para el desarrollo de los futuros sistemas eléctricos de potencia.

Esta alternativa tecnológica de generar la energía eléctrica lo más cerca posible al lugar del consumo, precisamente como se hacía en los inicios de la industria eléctrica, incorporando ahora las ventajas de la tecnología moderna y brindando respaldo a la red del sistema eléctrico, con el propósito de compensar cualquier requerimiento adicional de energía eléctrica. A esto es lo que hoy en día se conoce como “generación en sitio”, o “generación distribuida (GD)”.

La generación distribuida no debe ser confundida con generación con fuentes de energía renovable, ya que pueden o no, utilizarse fuentes de este tipo. Sin embargo, este trabajo se ha focalizado en la combinación de la generación distribuida utilizando recursos renovables en materia de generación y específicamente a la tecnología solar fotovoltaica, la cual, dadas sus características eléctricas, mecánicas y económicas, es la tecnología que ha tenido mayor penetración en el país y se espera que en el futuro se mantenga dicha tendencia.

Las aplicaciones de la generación distribuida van desde la generación en base, generación en punta, cogeneración, hasta la mejora de la calidad de suministro, respaldo y soporte a la red de transporte y distribución. Ninguna tecnología abarca todo el rango de beneficios por sí misma, sino que cada una se ajusta mejor a unas aplicaciones que a otras.

En este orden de ideas es que el presente trabajo detallará la temática en materia de regulación, analizando la actual normativa nacional y tomando como referencia de apoyo la normativa Alemana “Technical Guideline Generating Plants Connected to the Medium Voltage Network”, que tiene bastante relación con el tema y se utilizará con el propósito de determinar los pasos técnicos a seguir para interconectar una planta de generación solar fotovoltaica a la red de distribución de forma segura, cubriendo los aspectos técnicos que sean requeridos tanto por la planta generadora y, principalmente, por la red de distribución. Asimismo, se realizará un análisis de un caso práctico mediante simulación con el software de análisis eléctrico “Power Factory” en el que se presenta el estado de una red de distribución antes de conectar una planta y después de conectada para evaluar su impacto en la red.

Finalmente, considerando la normativa vigente y los resultados de la evaluación mediante el software especializado, se elaboró una propuesta de normativa con los requisitos a cumplir para que pueda realizarse una conexión de un generador fotovoltaico a la red de distribución que garantice un correcto funcionamiento del sistema eléctrico.

2.2. ANTECEDENTES.

Las empresas eléctricas se establecieron en territorios abiertos sin servicio de energía mediante sistemas aislados, sin conexión con otras empresas eléctricas. A principios de los años treinta las redes eléctricas se interconectaron unas con otras lo cual ofreció evidentes ventajas.

Con el tiempo, la generación eléctrica se estructuró como se conoce hoy en día, es decir, utilizando corriente alterna y transformadores, lo que permitió llevar la energía eléctrica prácticamente a cualquier punto alejado del centro de generación. Generalmente las grandes centrales se encuentran en lugares distantes de las zonas de consumo, pero cerca de las fuentes de energía.

En los años sesenta, factores energéticos, ecológicos y de demanda eléctrica a nivel mundial, plantearon la necesidad de alternativas tecnológicas para asegurar, por un lado, el suministro oportuno y calidad de la energía eléctrica y por otro, el ahorro y el uso eficiente de los recursos naturales.

Los sistemas eléctricos se han desarrollado siguiendo una estructura vertical, donde los grandes centros de generación entregan su producción a los usuarios finales a través de los sistemas de transmisión y de distribución de energía eléctrica.

La GD, aunque se pudiera pensar que es un concepto nuevo, tiene su origen de alguna forma en los inicios mismos de la industria eléctrica, fundamentándose en la generación en el sitio del consumo, que luego, como parte del crecimiento demográfico y de la demanda de bienes y servicios, evolucionó hacia el esquema de generación centralizada, precisamente porque la central eléctrica se encontraba en el centro geométrico del consumo, mientras que los consumidores crecían a su alrededor.

La GD actualmente representa un cambio en el paradigma de la generación de energía eléctrica centralizada. En términos generales, al implementar proyectos de generación distribuida lo que se busca es mejorar la calidad en el suministro de la energía y el aprovechamiento de los recursos disponibles.

La electricidad tiene la particularidad de que no puede ser almacenada en grandes cantidades, por lo que debe producirse en el momento que se requiere, esto obliga a disponer de capacidades de producción que sean flexibles y suficientes para adaptarse a la demanda de los consumidores.

El mundo experimenta grandes cambios tecnológicos día a día, y el sector eléctrico no es ajeno a ello, es así que en las últimas décadas hay un especial énfasis en la investigación y el desarrollo de unidades de generación de menor tamaño con niveles de eficiencia y costos unitarios de inversión semejantes a las grandes unidades, superando así la barrera de la economía de escala que desmotiva en un principio la inversión.

Como la oferta de energía eléctrica en la mayor parte de los países se ha basado en la generación centralizada y largos sistemas de transmisión y distribución, la Generación Distribuida altera el paradigma y su análisis requiere de la participación de nuevos actores y exige nuevas actitudes de los tradicionales. Así, potenciales generadores distribuidos precisan tener una actitud proactiva para cubrir sus necesidades de energía. Por otro lado se presentan nuevos aspectos tecnológicos a considerar; así como, aspectos comerciales y regulatorios que deben ser tomados en cuenta.

El escenario de los mercados eléctricos en el mundo, ha sufrido profundas modificaciones en los últimos años, mostrando fuertes crecimientos de la demanda, crecientes esfuerzos de interconexión en niveles regionales y la permanente búsqueda de menores costos a través del pleno aprovechamiento de las redes y los despachos de generación óptimos.

Esta situación no ha pasado desapercibida para las empresas distribuidoras, donde la Generación Distribuida crea un nuevo escenario propicio para el desenvolvimiento de una nueva cadena de negocios que propiciará ventajas para quienes más pronto perciban estas tendencias y tomen las iniciativas adecuadas en esta temática.

Es conocido que la matriz energética tanto mundial como nacional es altamente dependiente de los combustibles fósiles, en base al uso de hidrocarburos como el petróleo, gas natural y carbón. Estos recursos primarios convencionales y no renovables se van agotando a un ritmo cada vez mayor, en función del crecimiento de población y de su bienestar. Es por ello que se vienen emprendiendo iniciativas y políticas para introducir tecnologías de generación que utilicen recursos primarios renovables, que, por su carácter modular, van despertando y haciendo crecer el interés y necesidad de conectar dicha generación directamente a la red de distribución.

Sin embargo, existen barreras técnicas, económicas, legales y regulatorias que impiden aún el óptimo desarrollo de la Generación Distribuida en los sistemas eléctricos. Con la aparición de la Generación Distribuida se producen alteraciones en las estructuras tradicionales jerárquicas de las redes donde la energía fluye de forma unidireccional desde los centros de producción convencionales y concentrados hasta los consumidores finales. Los impactos que produce la Generación Distribuida se deben fundamentalmente a la modificación que sufren los flujos de potencia, teniendo en cuenta tanto su magnitud como su dirección.

Una de las energías renovables que se puede expandir como Generación Distribuida modular, es la energía solar Fotovoltaica (FV) conectada a la red. La energía FV presenta una naturaleza distribuida, la cual, sumada a la facilidad de instalación gracias a la modularidad de los sistemas, hace que su aparición en el consumo del usuario final sea atractiva.

En El Salvador no existe una normativa que especifique los criterios de conexión propios para Generación Distribuida mediante el uso de plantas fotovoltaicas, condiciones de operación en materia de estabilidad y calidad de energía que son necesarios para un correcto funcionamiento de los involucrados. Estos temas deberán considerarse para establecer condiciones óptimas de conexión, las eventuales restricciones operativas a las cuales deben ceñirse y establecer un sistema de protecciones adecuado que asegure la operación confiable de la red en presencia del generador. Para los objetivos a los que se orienta este trabajo, se utilizarán las siguientes normativas de referencias:

- i) Normativa de calidad de servicio para sistemas de distribución (Acuerdo SIGET 194-E-2011)
- ii) Reglamento de Operación del sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP)

Adicionalmente, se utilizará como referencia la normativa Alemana “Technical Guideline Generating Plants Connected to the Medium Voltage Network”.

2.3. SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA (SEP).

Podemos decir que el sistema eléctrico está compuesto por un conjunto de instalaciones, conductores y equipos necesarios para poder realizar la generación, transporte y la distribución de la energía eléctrica.

Los primeros sistemas eléctricos no estaban conectados entre sí, estaban aislados, pero con el aumento de la demanda de electricidad y el aumento de la capacidad de generación y de transporte se comenzaron a hacer interconexiones entre pequeños sistemas dando lugar a unos más grandes, tanto en potencia como en extensión geográfica. Los cuales se han ido desarrollando hasta los que tenemos actualmente.

Un sistema eléctrico de potencia (SEP) puede definirse como aquel conjunto de elementos necesarios para suministrar la energía eléctrica hasta los consumidores finales

Los elementos que integran el SEP son: la generación, transmisión, distribución y usuarios finales.

La siguiente figura muestra un modelo completo de un sistema eléctrico de potencia.

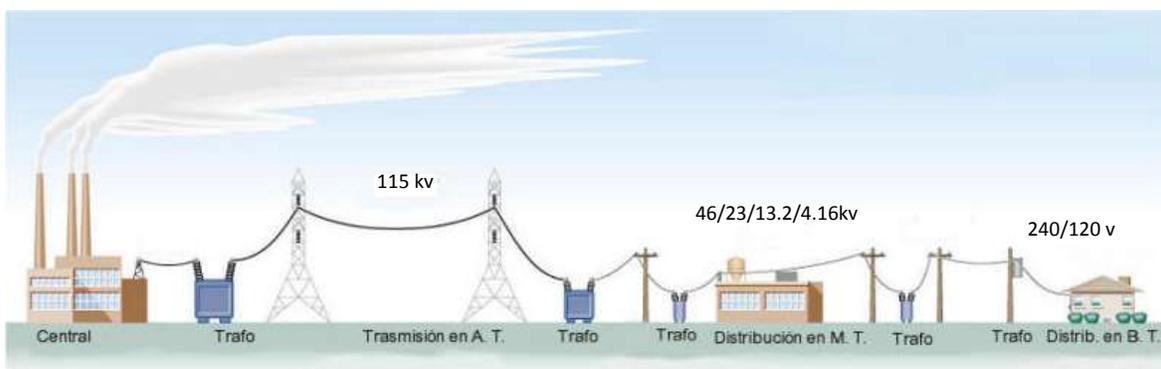


Figura 2.1. Esquema típico del sistema de potencia de El Salvador

El sector eléctrico nacional fue reestructurado a finales de los años 90's, los principales cambios fueron; creación de un ente regulador para el sector eléctrico, se separaron las actividades de generación; de transmisión y distribución. Se privatizó la distribución, la generación se separó por tecnologías, (dejando a la antigua propietaria, la CEL la propiedad de la generación hidroeléctrica, parcialmente de la generación geotérmica, y la generación térmica pasó a capital privado); la empresa transmisora quedó en poder del Estado y es la encargada de la transmisión y

mantenimiento de líneas de alta tensión, y la Unidad de Transacciones se encarga de operar el sistema de transmisión, administrar el despacho del parque de generación, mantener la seguridad del sistema y asegurar la calidad mínima de los servicios y suministros. Además, se creó la figura del Comercializador de energía

El sistema eléctrico nacional está estructurado en el esquema tradicional de los sistemas de potencia en el que grandes centrales alimentan desde un sitio lejano a grandes cargas, trabaja interactuando con los sistemas eléctricos regionales y consta con normas propias para la regulación de dicho sistema. Desde hace algún tiempo se está dando la implementación de pequeñas centrales cerca de las cargas para mejorar la calidad del suministro de energía y reducir las inversiones en los sistemas de distribución y transmisión, además de permitir la participación de pequeños inversionistas en el sector energético.

En generación se cuenta con centrales eléctricas las cuales usan fuentes primarias de energía, que producen energía eléctrica a 13.8 kV, 4.16 kV y 2.4 kV a una frecuencia de 60 HZ, la red de transmisión es definida como el conjunto integrado de equipos de transporte de energía eléctrica en voltajes mayores o iguales a 115 kV, los sistemas de alimentación principal desde las sub-estaciones de transmisión hasta las sub-estaciones de potencia utilizan voltajes de 46 kV y 23KV. La red de distribución de zonas urbanas y rurales, presenta varios niveles de voltaje de media tensión, en los parques industriales se encuentran disponibles los voltajes de 34.5 KV y 13.2kV. Los niveles de voltaje más utilizados en el país para media distribución son 23kV y 13.2 kV. Luego el voltaje de Media Tensión se transforma en Baja Tensión; para poder satisfacer las demandas en los hogares o pequeñas industrias a tensiones de 240V y 120V en las modalidades monofásico de fase partida o trifásico.

El enfoque de este trabajo se enfatizará exclusivamente en los sistemas de distribución, por lo tanto, se profundizará la temática únicamente en esta parte del Sistema Eléctrico de Potencia para tener un panorama claro de los efectos de los sistemas fotovoltaicos en la red de distribución en lo que respecta a calidad de energía.

2.4. SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN.

La distribución de energía eléctrica comprende las técnicas y sistemas empleados para la conducción de la energía hasta los usuarios dentro del área de consumo.

Los sistemas de distribución de energía eléctrica son el conjunto de elementos encargados de conducir la energía desde una subestación de potencia en rangos de voltaje usualmente desde media tensión (MT) hasta baja tensión (BT) para ser entregada al usuario final, cumpliendo con las normativas y estándares vigentes de cada país.

La distribución de energía eléctrica debe realizarse de tal manera que el cliente reciba un servicio continuo, sin interrupciones, con un valor de tensión adecuado que le permita operar sus equipos eficientemente y que la onda senoidal sea lo más pura posible, es decir que esté libre de perturbaciones que potencialmente reducen la vida útil de los equipos electrónicos.

La distribución de energía eléctrica debe llevarse a cabo con redes bien diseñadas que soporten el crecimiento de la carga y de la generación distribuida en un plazo aceptable a su nivel de inversión, y que además sus componentes sean de calidad para que resistan el efecto del campo eléctrico y la intemperie a la que se verán sometidos durante su vida útil.

2.4.1. ESTRUCTURA Y COMPONENTES DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN.

Un sistema de distribución está conformado por diversos tipos de instalaciones, desde los equipos de protección, alimentadores primarios de distribución (media tensión), transformadores de distribución, alimentadores secundarios (baja tensión), acometidas, equipos de medición, protección, seccionamiento y telecontrol.

Las cargas que caracterizan un sistema de distribución son:

- Industriales
- Comerciales
- Domiciliares

Dentro del sistema de distribución se distinguen dos grandes niveles de tensión bien diferenciados:

- Sistema de distribución Primario: a este nivel pueden ser alimentados ciertos consumidores especiales como industrias y otros, estos se caracterizan porque están conectados a una sub-estación propiedad del usuario. Los niveles de potencia manejados en este sistema son modestos, así por ejemplo 23 kV, 13.2 kV, la capacidad de transporte no supera por lo general los 5 MW.
- Sistema de distribución Secundario: a este nivel corresponden valores de potencia y tensión cercanos al consumidor promedio menores a 1000 V y demandas menores a los 10 kw.

De acuerdo a su configuración los sistemas de distribución pueden ser:

- Radial: muy económico y utilizado en sitios rurales y de baja carga.
- Lazo o anillo: Se usa en cargas medias, con mayor grado de confiabilidad (por ejemplo la zona metropolitana de San Salvador).

La red secundaria: Especialmente utilizado para grandes cargas, requiere mayor inversión y es de mayor costo.

La Generación Distribuida incorpora ventajas para todo el sistema de distribución, destacándose entre sus virtudes: Para los usuarios:

- Incremento en la confiabilidad del suministro.
- mejoramiento en la calidad de la energía.
- Reducción del número de interrupciones.
- Uso eficiente de la energía.
- Menor costo de la energía al generar competencia.
- Uso de energías renovables.
- Facilidad de adaptación a las condiciones del sitio.
- Disminución de emisiones de CO₂.

Para las distribuidoras:

- Reducción de pérdidas en transmisión y generalmente en distribución.
- Abastecimiento en zonas remotas.

- Libera capacidad del sistema.
- Proporciona mayor control de energía reactiva.
- Mayor regulación de tensión.
- Disminución de inversión, postergando inversiones de infraestructura.
- Menor saturación.
- Reducción del índice de fallas
- Mejora en la calidad de energía y por ende ahorro en el desembolso de compensaciones hacia los usuarios.

2.4.2. GENERACIÓN DISTRIBUIDA.

No existe consenso, sobre qué es exactamente la Generación Distribuida (GD), puesto que son múltiples los factores que afectan su definición: tecnologías empleadas, límite de potencia, conexión a red, etc. Existen diversos organismos oficiales que la tratan de definir y a continuación se detallan algunas de éstas:

- **Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency -IEA):** Se hace referencia a la Generación Distribuida como la producción de energía en las instalaciones de los consumidores, o bien en las instalaciones de la empresa distribuidora, suministrando energía directamente a la red de distribución en baja tensión. Asimismo se asocia a tecnologías como motores, mini- y micro-turbinas, pilas de combustible y energía solar fotovoltaica.
- **Departamento de Energía de los Estados Unidos (U.S.A. Department of Energy-DOE):** Se define la GD como cualquier tecnología de generación eléctrica a pequeña escala, modular y conectada a la red, que se sitúe en el punto de consumo, pudiendo en ocasiones proveer además energía térmica a las instalaciones donde esté instalada.
- **Comisión de Energía de California (The California Energy Commission):** Se considerará GD a aquellas tecnologías de generación de potencia eléctrica a pequeña escala (típicamente entre 3 y 10,000 kW) situados cerca de los puntos de consumo (por ejemplo en una casa, en un negocio, etc.) para proporcionar una alternativa o una mejora al sistema eléctrico tradicional.

- **Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) de México:** Se considera Generación Distribuida a la generación o el almacenamiento de energía eléctrica a pequeña escala, lo más cercana al centro de carga, con la opción de interactuar (comprar o vender) con la red eléctrica y, en algunos casos, considerando la máxima eficiencia energética.

Debemos aclarar que en ciertos países europeos y sobre todo, en Estados Unidos y su entorno, casi tanto como el concepto de Generación Distribuida, se utiliza el concepto del DER. (Distributed Energy Resource), que agrupa: Generación Distribuida y Almacenamiento de Energía.

En este trabajo la Generación Distribuida se interpretará como cualquier tecnología de generación eléctrica menor a 20 MW, interconectada a la red de distribución sin el control y administración por parte de la Unidad de Transacciones.

Para el caso particular en la norma sobre Procesos de Libre Concurrencia (licitaciones) para Generación Distribuida Renovable de El Salvador se acota que la generación distribuida renovable es aquella que cumple con lo siguiente:

- a) Este conectada a la red de distribución
- b) Basada en fuentes renovables
- c) Capacidad instalada de hasta un máximo de 20MW

2.5. SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA: PRINCIPIOS, CARACTERÍSTICAS Y FUNCIONAMIENTO.

La energía fotovoltaica se trata de una fuente de energía que se consigue a partir de la energía del sol, toda la electricidad que se obtiene a partir de la luz la conocemos con el nombre de efecto fotovoltaico. La célula fotovoltaica se trata de un semiconductor que se encarga de convertir la energía solar en energía eléctrica mediante una serie de reacciones electroquímicas. Dado las bajas tensiones que se generan en las células solares, es necesario colocarlas en primer lugar en

módulos y luego con estos se forman los paneles fotovoltaicos que se pueden conectar en serie o paralelo para así poder obtener los valores de tensión, corriente y potencia que se desee.

Básicamente una instalación fotovoltaica se comprende de:

- a) Sistema de generación: consiste en paneles o módulos compuestos por células fotovoltaicas de material semiconductor conectadas entre sí, encapsuladas para formar un conjunto estanco y resistente. El rendimiento de estas células viene a ser de entre un 12% a un 25% y es menor cuánto más alta es la temperatura.
- b) Sistema de acumulación: se trata de un elemento opcional para sistemas conectados a la red, este se encarga de proporcionar energía en horas de baja o nula irradiancia, y almacenar la energía que excede la demanda y satisfacer picos instantáneos de demanda.
- c) Sistemas de interconexión (inversor, protecciones y contador): Como todos sabemos la energía que circula por la red de transporte lo hace en forma alterna y como, la corriente generada por los paneles solares es en forma continua, es imprescindible que sea convertida en alterna. Para ello se utiliza un inversor. donde se transforma a las condiciones eléctricas de la red de distribución y lista para el consumo.

La siguiente figura muestra los componentes de un sistema fotovoltaico típico con almacenamiento:

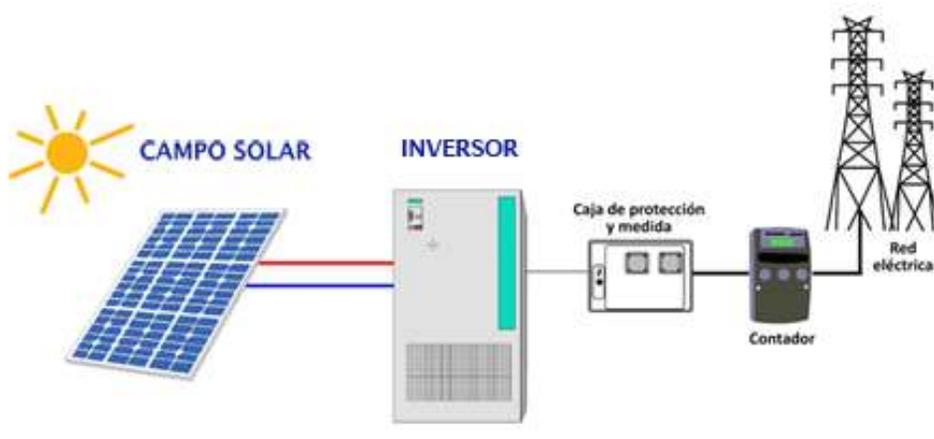


Figura 2.2. Esquema típico del sistema fotovoltaico conectado a la red.

Muchos equipos de generación distribuida operan en paralelo con la red eléctrica, para lo cual necesitan estar conectados a ella en forma adecuada. El sistema de interconexión está formado por una serie de equipos (hardware y software) que permite realizar la conexión física del generador distribuido y los equipos de almacenamiento, con la red eléctrica y con las cargas locales.

2.6. MAPA DEL RECURSO SOLAR EN EL SALVADOR

En la región central del área metropolitana de El Salvador la irradiación es alta (5.3 kWh/m²/día), en comparación con otros países como Alemania (3.3 kWh/m²/día). El mapa de irradiación solar fue creado bajo el proyecto SWERA, el cual muestra el potencial de irradiación solar.

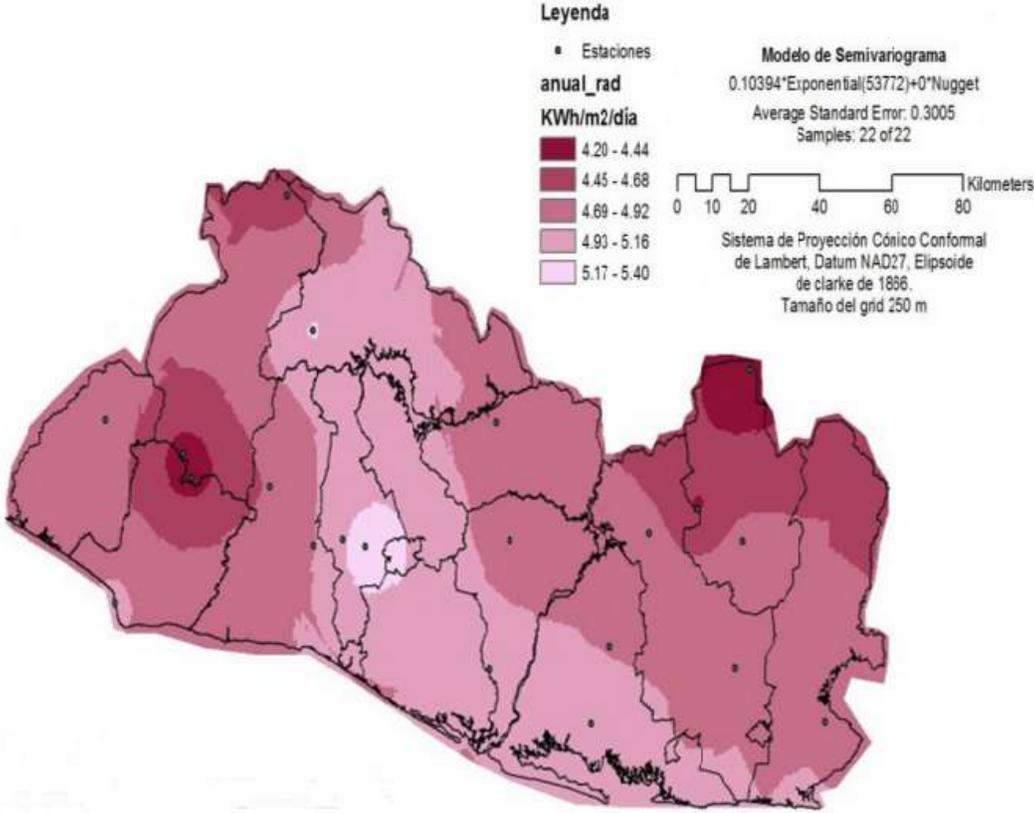


Figura 2.3. Mapa del recurso solar de El Salvador (Referencia del mapa de Determinación del Potencial Solar y Eólico en El Salvador, MARN, UCA, SNET año 2005)

2.7. PENETRACIÓN DEL RECURSO SOLAR EN EL SALVADOR.

La mayor penetración de generación eléctrica mediante fuentes renovables exige la modificación de los modos habituales de operación de las redes eléctricas lo que puede suponer un obstáculo para su desarrollo. Por eso actualmente se está trabajando en desarrollar nuevos sistemas y equipos que permitan solventar los problemas que hay en la actualidad y poder contribuir en dicho desarrollo.

El avance y desarrollo de las energías renovables y su consiguiente penetración en las redes eléctricas ha hecho que el tema de calidad de suministro sea cada vez más importante. Es un tema trascendental ya que un porcentaje cada vez más alto de la energía total penetrada en la red es de origen renovable. El problema viene dado porque en los sistemas de potencia de origen renovable son variables en lo referido a las ratios de penetración ya que su recurso energético es aleatorio. A continuación, se presenta el cuadro de potencia instalada de generación distribuida con tecnología fotovoltaica para el periodo 2013 - 2016.

No.	Compañía	Central Fotovoltaica	Potencia Instalada (MW)	2013	2014	2015	2016
1	PVGEN	PVGEN I	0.40			0.40	
2		PVGEN II	0.40			0.40	
3		PVGEN III	0.40			0.40	
4	GRUPO ROCA	GRUPO ROCA I	0.40			0.40	
5		GRUPO ROCA II	0.40			0.40	
6		GRUPO ROCA III	0.40			0.40	
7	RENOVABLES EL SALVADOR UNO	ZAMBOMBERA I	0.40			0.40	
8		ZAMBOMBERA II	0.40			0.40	

No.	Compañía	Central Fotovoltaica	Potencia Instalada (MW)	2013	2014	2015	2016
9		ZAMBOMBERA III	0.40			0.40	
10	SOLARIS ENERGY	SOLARIS I	0.40			0.40	
11		SOLARIS II	0.40			0.40	
12	HILCASA	HILCASA I	0.40			0.40	
13		HILCASA II	0.40			0.40	
14		HILCASA III	0.40			0.40	
15	ARQUERO –DELFO	Barrio Nuevo I	0.40			0.40	
16		BARRIO NUEVO II	0.40			0.40	
17		BARRIO NUEVO III	0.40			0.40	
18	SOLAR INTERNACIONAL	SOLAR INTERNACIONAL I	0.40			0.40	
19		SOLAR INTERNACIONAL II	0.40			0.40	
20		SOLAR INTERNACIONAL III	0.40			0.40	
21	AES NEJAPA GAS	AES MONCAGUA	2.55			2.55	
22	ILEA	ILEA	0.098		0.098		
23	HASGAR	LAS PALMAS SHOPING CENTER I	0.086		0.086		
24	HELIOS ENERGY	DISZASA	0.250		0.250		
25	INMOBILIARIA APOPA	HILCASA	0.820		0.82		
26	SARAM	MOR FOTOVOLTAICA	0.138			0.138	
27	HASBÚN HASBÚN	PLANTA FOTOVOLTAICA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	0.140		0.140		
28	ECTROPA	DURALITA	0.102	0.102			

No.	Compañía	Central Fotovoltaica	Potencia Instalada (MW)	2013	2014	2015	2016
29	RESIDENCIA PRIVADA	SFV CASA	0.010			0.010	
30	PARQUE SOLAR CANGREJERA	GRANSOLAR CENTROAMERICA 1	0.400				0.40
31	PARQUE SOLAR CANGREJERA	GRANSOLAR CENTROAMERICA 2	0.400				0.40
32	PARQUE SOLAR CANGREJERA	GRANSOLAR CENTROAMERICA 3	0.400				0.40
		Total MW	13.394	0.102	1.394	10.698	1.20

Tabla 2.1. Potencia instalada de tecnología fotovoltaica del 2013 al 2016. Fuente: SIGET

3. CALIDAD EN EL SUMINISTRO ELÉCTRICO.

3.1. ESTADO ACTUAL DE LA REGULACIÓN EN LA CALIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO EN EL SALVADOR.

La integración en la red eléctrica es uno de los retos más importantes a los que se enfrentan las energías renovables ya que es uno de los grandes desafíos a la hora de asegurar el suministro eléctrico dentro de unas variables aceptables. La integración de la energía eléctrica se hace más complicada en países donde la capacidad de interconexión es menor.

La Norma de calidad del servicio de los sistemas de distribución en El Salvador establece que es imprescindible fijar los niveles de calidad mínimos en el suministro eléctrico; por eso es importante tener en cuenta estos dos aspectos los cuales van directamente relacionados:

- La calidad del suministro o servicio técnico prestado, que está relacionado principalmente con las interrupciones del servicio;
- La calidad del producto técnico suministrado, que implica los elementos siguientes:

i) Niveles de Tensión;

ii) Perturbaciones en la onda de voltaje (flicker y tensiones armónicas), huecos de tensión y sobretensiones, factor de potencia, etc.

iii) Incidencia del Usuario en la calidad.

Asimismo, esta normativa de calidad de servicio no considera algunos parámetros que son propios de la generación en sí como lo son la regulación de la potencia reactiva y regulación de la frecuencia. Por ello, se tomará como referencia técnica lo normado en el Reglamento de Operación del sistema de potencia basado en costos de producción (ROBCP) para los análisis correspondientes.

3.2. PASOS A SEGUIR PARA EFECTUAR UN ESTUDIO DE INTERCONEXIÓN.

En vista de que la Norma Técnica de Interconexión Eléctrica detalla de forma general los pasos a seguir para realizar el estudio de interconexión de una planta de generación a la red de distribución, hemos tomado como referencia de pasos a seguir en la Normativa Alemana, los cuales indican lo siguiente:

Luego, se hace un comparativo entre la normativa Alemana y la legislación actual en materia de calidad de energía vigente en El Salvador:

3.2.1. Normativa Alemana: Principios para determinar el punto de conexión a la red.

Las plantas generadoras deberán estar conectadas en un punto de conexión apropiado, llamado “punto de conexión a la red”. Basado en lo mencionado en la sección 1.3 de esta norma ["Application procedure and connection-relevant documents"], el operador de la red deberá determinar el punto de conexión apropiado el cual asegure la operación de la red tomando en cuenta la presencia de la unidad generadora y la potencia inyectada. El criterio decisivo para

evaluar la interconexión a la red es siempre el comportamiento de la unidad generadora en el punto de conexión a la red de suministro público (red de distribución).

La potencia requerida de alimentación (P_a) y la máxima potencia aparente de la planta generadora (S_{max}) o la potencia aparente contratada (S_{av}) será evaluada técnicamente por el propietario de la red después de hecha la solicitud de factibilidad de conexión. Luego de esto, el operador de la red determinará el punto de conexión apropiado. Esta evaluación se hará tomando en cuenta la topología de la red en operación normal. Respecto a las maniobras de operación de la planta, el operador de la red no deberá estar restringido por ellas en el orden de mantener la confiabilidad en el suministro así como planes de mantenimientos

Si la potencia contratada es mayor que la potencia admisible por la red en una condición n-1, la potencia a entregar por la planta deberá estar limitada por una condición n-1 o ser completamente desconectada. Usualmente y de acuerdo a condiciones de seguridad en condición n-1, las plantas generadoras conectadas en distribución no se conectan a la red.

Las evaluaciones de una factibilidad de conexión en cuanto a las perturbaciones de la red deben basarse en la impedancia equivalente de la red en el punto de conexión (resonancia, análisis de cortocircuito), la potencia a inyectar y el tipo de operación propio de la planta. Si se conectaran más plantas a la red de distribución, éste impacto debe ser considerado a la hora del análisis.

3.2.2. Dimensionamiento de los equipos de red.

Debido al modo de operación, las plantas generadoras pueden causar sobre carga en las líneas, transformadores y otros equipos. Por lo tanto, es indispensable examinar la carga de los equipos tomando en cuenta la generación de la planta y las normativas de dimensionamiento respectivas. En contraste con las plantas de suministro propio de las instalaciones, la carga continua (factor de carga =1, en lugar del factor frecuentemente utilizado) debe ser prevista en esta situación.

Para la mayoría de plantas generadoras, la máxima potencia aparente S_{Amax} puede ser utilizada como base para la cargabilidad del equipo en la red. Esto se obtiene dividiendo la sumatoria de toda la potencia activa P_{Emax} entre el mínimo factor de potencia predeterminado por el propietario de la red en el punto de interconexión.

$$S_{Amax} = (\sum P_{Emax}) / f.p \quad 2.2-1$$

Nota: Para restricciones de inyección especiales en la unidad generadora, deben entonces considerarse valores semejantes al límite de salida.

Para plantas generadoras que cumplan con los requisitos estipulados en la sección 2.4.3 sobre la inyección de corrientes armónicas, el factor de potencia ϕ es prácticamente igual al valor del $\cos\phi$ de la corriente y voltaje a la frecuencia fundamental (60Hz). En la práctica, por lo tanto, es suficiente utilizar el valor activo en vez del de factor de potencia para el cálculo de la máxima potencia aparente:

$$S_{Amax} = \frac{\sum P_{Emax}}{\cos \phi}$$

3.2.3. Potencia reactiva

3.2.3.1. Regulación actual en El Salvador.

Para determinar los criterios de potencia reactiva asociada a un generador y no a una carga o usuario final, se utilizará el ROPCP ya que se basa enfocado en la parte de generación de energía.

El anexo 11 (servicios auxiliares) de dicho reglamento establece en el numeral 5. "Las obligaciones de los PMs de proporcionar aportes para el suministro de potencia reactiva son las siguientes:

- a) Las unidades generadoras deberán aportar hasta una cantidad de potencia reactiva igual a la establecida en su curva de capacidad (P-Q) a potencia nominal, tanto en factor de potencia adelantado como atrasado. "

Asimismo el anexo 12 en su numeral 3.5 detalla:

"La potencia reactiva inyectada o absorbida en una unidad generadora operando en estado estable, deberá estar completamente disponible en un rango de variación del voltaje del 5% hacia arriba en el caso de sobreexcitación del generador o un 5% por debajo en el caso que la unidad está trabajando en condición de sub excitación".

3.2.3.2. Regulación de potencia reactiva según normativa Alemana.

La normativa Alemana también establece ciertos parámetros en cuanto al tema de factor de potencia. El numeral 2.2.5.4 establece lo siguiente:

“Teniendo la potencia de inyección, la planta generadora debe tener la posibilidad de operar con una potencia reactiva correspondiente al factor de potencia en el punto de conexión a la red, según el siguiente criterio:

$$\text{Cos}\phi = 0.95_{\text{sub-excitado}} \text{ ó } 0.95_{\text{sobre-excitado}}$$

Valores desviados al criterio anterior deberán ser acordados previamente por ambas partes.

“Con la potencia activa de salida, un valor fijo o variable de potencia reactiva debe ser especificado por el propietario de la red en la subestación de transferencia. Los valores de ajuste pueden ser:

- Valor establecido de $\text{cos}\phi$
- Valor activo de $\text{cos}\phi$ (P)
- Valor establecido de potencia reactiva en MVar
- Valor de la relación entre potencia reactiva y voltaje[Q(U)]

Los valores de la potencia reactiva de una planta generadora deben ser ajustables. Debe ser posible pasar del rango de potencia reactiva acordada en pocos minutos cuando sea requerido. Si el operador de la red lo determina, cualquier valor de potencia reactiva debe ser adaptado automáticamente como sigue:

- Con 10 segundos para un valor de $\text{cos}\phi$ (P)
- Ajustable entre 10 segundos y 1 minutos para los valores de Q(U)

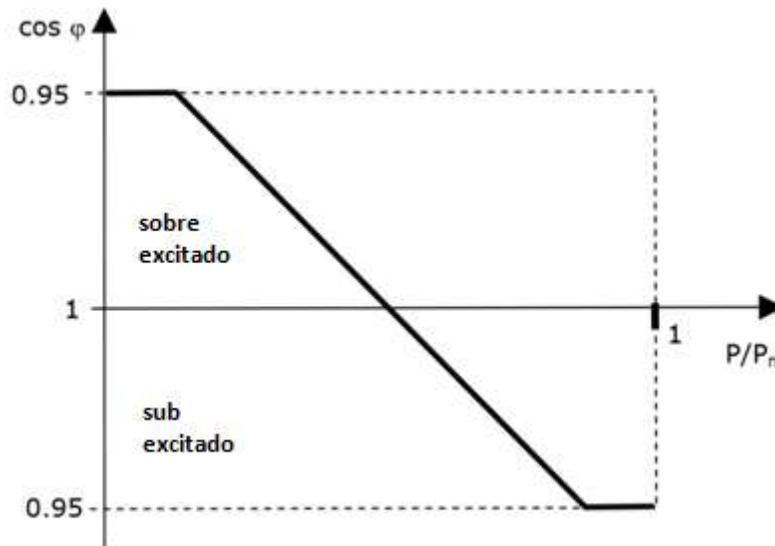


Figura 3.1. Comportamiento de potencia reactiva de planta generadora según la normativa Alemana

3.2.4. REGULACIÓN DE TENSIÓN

3.2.4.1. Regulación actual en El Salvador

El país cuenta con suficiente regulación en materia de regulación de voltaje. El acuerdo 194-E-2011 establece los niveles de regulación de tensión que deben mantener las distribuidoras para garantizar un correcto suministro de tensión, según sus siguientes artículos:

Art.21. La empresa distribuidora deberá mantener sus niveles de tensión, dentro de los rangos señalados en esta norma, de manera que los equipos eléctricos de los usuarios puedan operar eficientemente dentro de las tensiones normalizadas para el sistema de distribución eléctrica.

a) Indicadores Individuales de Producto Técnico

Art.22. Niveles de Tensión. El Indicador de Calidad para evaluar la tensión de entrega en un intervalo de medición k , es la diferencia ΔV_k entre la media de los valores eficaces (RMS) instantáneos medidos en el punto de entrega V_k y el valor de la tensión nominal V_N del mismo punto. Este indicador está expresado como un porcentaje de la tensión nominal del punto: 14

$$\Delta V_k (\%) = \frac{V_k - V_N}{V_N} * 100\%$$

Art.23. Límites Admisibles. Los niveles máximo y mínimo de tensión, según las zonas de servicio, en el punto de suministro o entrega al usuario, se indican en la siguiente Tabla:

Tabla N° 2- Límites permisibles de Tensión.

NIVEL DE TENSIÓN	ΔV_k		
	Densidad de carga alta	Densidad de carga baja	Aislado
Baja Tensión (≤ 600 V)	$\pm 7 \%$	$\pm 8\%$	$\pm 8.5 \%$
Media Tensión ($600V < V < 115kV$)	$\pm 6 \%$	$\pm 7\%$	$\pm 8.5\%$

Tabla 3.1. Niveles de regulación de tensión permitidos según normativa Salvadoreña.

Art.24. Las empresas distribuidoras serán responsables del cumplimiento de los límites permisibles de tensión en redes eléctricas de terceros, excepto cuando por cualquier medio el propietario de la red, los usuarios, u otras personas, obstaculicen, dificulten o impidan al distribuidor realizar las labores de operación, mantenimiento y reposición de las mismas

3.2.4.2. Regulación de voltaje según normativa Alemana

Bajo condiciones normales de operación de la red, la magnitud de la variación del voltaje causado por la inyección de una planta conectada a una red de media tensión, no debe ser mayor al 2% respecto a la tensión nominal de la red en ausencia de la planta.

$$\Delta u_a \leq 2 \% \quad (2.3-1)$$

Observaciones:

Las plantas generadoras conectadas en el lado de baja tensión de una red de media tensión no deben tomarse en cuenta para el estudio. Los valores límite definidos en “Plantas generadoras conectadas a redes de baja tensión” pueden aplicarse en estos casos.

Se podrá desviar del 2% en la variación del voltaje según sea considerado por el propietario de la red considerando una condición de control de voltaje en estado estable.

Como una función resultante del “factor activo” de todas las plantas generadoras, la variación en el voltaje puede ser positiva o negativa, es decir, puede darse un aumento o disminución en la tensión.

Debido a que por lo general los transformadores manejan un regulador automático de voltaje, la tensión en la barra de voltaje puede considerarse como un valor constante.

Es preferible determinar las variaciones de voltaje mediante estudios más complejos de flujo de carga.

3.2.5. Efecto Parpadeo. (Flicker)

3.2.5.1. Regulación vigente del efecto parpadeo en El Salvador.

Actualmente se cuenta con regulación para el efecto parpadeo únicamente para los usuarios que se conectan a la red de distribución. El acuerdo 320-E-2011 establece los límites de incidencia de flicker de corta duración para los usuarios (Pst):

El índice de efecto parpadeo generado por un usuario se determinará mediante la utilización del índice de severidad de flicker a corto plazo, mejor conocido como "Pst", midiéndose en cada fase del punto de entrega del usuario final.

Los límites de Pst que contempla la normativa vigente se muestran en la siguiente tabla:

Carga (SI) kW	Pst
V ≤ 600V	
$SI \leq 20$	1.00
$20 < SI \leq 30$	1.26
$30 < SI \leq 50$	1.58
$SI > 50$	1.86
600 < V ≤ 115kV	
$SI / Scc \leq 0.005$	0.37
$0.005 < SI/Scc \leq 0.02$	0.58
$0.02 < SI/Scc \leq 0.04$	0.74
$SI/Scc > 0.04$	0.80

Tabla 3.2: Límites admisibles de severidad de flicker a corto plazo para la carga según normativa Salvadoreña

Donde:

SI: Potencia total máxima registrada en el periodo de medición en kW.

Scc: Capacidad de cortocircuito del sistema en el punto de medición de flicker [kVA].

Se considerará un suministro de energía eléctrica de mala calidad cuando en un lapso de tiempo mayor al 5% del total empleado en el periodo de medición haya excedido el rango de tolerancias establecidas (FebNoPER).

Adicionalmente, si la evaluación de Pst se hace para cargas en media tensión, la medición debe realizarse sobre la impedancia de red o sobre una que no cause que la tensión de estado estacionario baje más del 3%. Las mediciones sin carga o mínima, para referencia, deberán ser tomadas durante 5 horas.

Las mediciones de Flicker deberán cumplir con la norma IEC 61000-4-15 o la que la sustituya.

3.2.5.2. Regulación de efecto parpadeo según normativa Alemana.

Para la evaluación de la conexión de una o varias plantas generadoras en un punto determinado de la red, debe considerarse el impacto del flicker a largo plazo ocurrido en el punto de conexión relacionado con las fluctuaciones de voltaje:

$$Plt \leq 0.46 \quad (2.4.2-1)$$

El índice de Flicker a largo plazo Plt de una unidad generadora puede ser estimado por medio del coeficiente de flicker según la fórmula:

$$P_{lt} = c * \frac{S_{rE}}{S_{kV}} \quad 2.4.2-2$$

Donde:

S_{re} es la potencia aparente nominal de la unidad generadora y c el coeficiente de flicker.

S_{kv} es la corriente de corto circuito

En el caso de una planta generadora compuesta por varias unidades generadoras, P_{lti} debe ser calculado para cada unidad generadora por separado; sobre esta base, el valor resultante debe ser determinado por el factor de interferencia de flicker en el punto de conexión de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$P_{ltres} = \sqrt{\sum_i P_{lti}^2} \quad 2.4.2-3$$

Considerando una planta generadora compuesta por n unidades generadoras idénticas, el valor resultante para el factor de interferencia de flicker se define de la siguiente manera:

$$P_{ltres} = \sqrt{n} * P_{ltE} = \sqrt{n} * c * \frac{S_{rE}}{S_{kV}} \quad (2.4.2-4)$$

3.2.6. Distorsión armónica.

3.2.6.1. Regulación Salvadoreña para la inyección de armónicos a la red.

Un suministro eléctrico se considerará de mala calidad cuando la medición en un lapso de tiempo mayor al 5% del empleado en toda la medición muestre un valor de distorsión armónica de voltaje o corriente que exceda los límites contemplados en la normativa vigente; ídem para la medición de flicker.

Para ello se utiliza el siguiente criterio:

$$FEB_{NoPER} = \frac{Ntrg_{NoPER}}{Nrg_{TOT}}$$

Donde:

FEB_{NoPER} : Frecuencia fuera de las tolerancias establecidas.

$Ntrg_{NoPER}$: Número total de registros válidos fuera de las tolerancias

Nrg_{TOT} : Cantidad total de registros válidos.

Para que una medición sea válida debe cumplir con los siguientes requisitos en cuanto a la calidad del registro de ésta:

- a) Intervalo de medición de 10 minutos.
- b) Entre dos registros no debe existir un intervalo distinto de 10 minutos.
- c) Los valores de tensión en cualquiera de las fases medidas no debe ser menor al 70% del valor nominal de tensión ni mayor al 120%.
- d) Que algún registro presente incoherencias de acuerdo a lo esperado.
- e) La fecha y hora de algún registro no debe ser ni anterior a la fecha y hora de instalación del equipo ni posterior a la de su retiro.
- f) Los valores de distorsión armónica o efecto parpadeo no deben ser negativos.

- **Distorsión armónica de la tensión**

La empresa distribuidora deberá limitar los niveles de distorsión armónica de voltaje en los niveles de media y baja tensión de acuerdo a los límites establecidos en la siguiente tabla:

Orden de armónica impar no múltiplo de 3 (n)	Tasa de distorsión individual (%)	Órdenes impares múltiplos de 3 (n)	Tasa de distorsión individual (%)	Órdenes pares (n)	Tasa de distorsión individual (%)
5	6.0	3	5	2	2
7	5.0	9	1.5	4	1
11	3.5	15	0.3	6	0.5
13	3.0	21	0.2	8	0.5
17	2.0	> 21	0.2	10	0.5
19	1.5			12	0.2
23	1.5			> 12	0.2
25	1.5				
>25	$0.2 + 1.3 * 25/n$				
LÍMITE DE LA TASA DE DISTORSIÓN ARMÓNICA TOTAL = 8 %					

Tabla 3.3. Límites de distorsión armónica total e individual de voltaje vigentes

Al realizar una medición de la calidad de energía del voltaje entregado por la distribuidora, debe verificarse que la distorsión armónica de voltaje total no sea mayor del 8% y los espectros de 2° hasta 25° orden, no superen el valor individual establecido en la normativa.

- **Distorsión armónica de la corriente de carga**

Asimismo, la normativa vigente establece límites para la distorsión armónica de la corriente de carga para media y baja tensión. Estos límites son los siguientes:

Orden de la armónica (n)		Potencia < 3.5 kW	Potencia ≥ 3.5 kW
		Intensidad de la componente armónica (Amperios)	Distorsión Armónica Individual de corriente (%)
Órdenes impares no múltiplos de 3	5	2.28	12
	7	1.54	8.5
	11	0.66	4.3
	13	0.42	3
	17	0.26	2.7
	19	0.24	1.9
	23	0.2	1.6
	25	0.18	1.6
	> 25	4.5/n	0.2 + 0.8*25/n
Órdenes impares múltiplos de 3	3	4.6	16.6
	9	0.8	2.2
	15	0.3	0.6
	21	0.21	0.4

	> 21	4.5/n	0.3
Órdenes pares	2	2.16	10
	4	0.86	2.5
	6	0.6	1
	8	0.46	0.8
	10	0.37	0.8
	12	0.31	0.4
	> 12	3.68/n	0.3
Distorsión armónica Total de corriente (%)		--	20

Tabla 3.4. Límites de distorsión total e individual de corriente para la carga en media tensión.

Para tomar como válida una medición de armónicas tanto de voltaje como corriente, será requisito cumplir con la norma IEC 61000-4-7 o la que la sustituya.

Hablando de la aplicación en concreto de la normativa de armónicos, primero se efectúa la evaluación de armónicos de tensión para detectar si el voltaje suministrado transgrede los límites permitidos. En caso de resultar la medición por arriba del rango permitido, deberán realizarse mediciones de armónicos de corriente de carga, para detectar aquellos usuarios que por su carga distorsionan la onda de corriente inyectando perturbaciones en la red que se traducen también en una distorsión del voltaje de suministro.

A la luz de esto, es evidente que la normativa solo es aplicada para la carga, excluyendo la explicación del análisis cuando hay una fuente suministrando voltaje a la red.

3.2.6.2. Normativa Alemana sobre distorsión armónica.

Las corrientes armónicas e inter armónicas generadas por una planta generadora se añadirán a los certificados descritos en el capítulo 6 de la normativa alemana.

Si solo existe un único punto de conexión en una red de media tensión, el total de corrientes armónicas admisibles en ese punto se obtiene mediante la relación de corrientes armónicas $i_{v\ zul}$ de la tabla 2.4.3-1 multiplicada por la potencia de corto circuito en dicho punto:

$$I_{v\ zul} = i_{v\ zul} * S_{kV} \quad (2.4.3-1)$$

Si varias plantas generadoras se conectan a un mismo punto de conexión, la fórmula anterior debe ser utilizada como base para el cálculo de las corrientes armónicas admisibles de una planta generadora multiplicando el ratio de la potencia aparente de conexión S_A de la planta por la potencia aparente total programada S_{Gesamt} en el punto de conexión establecido:

$$I_{v\ Azul} = I_{v\ zul} * \frac{S_A}{S_{Gesamt}} = i_{v\ zul} * S_{kV} * \frac{S_A}{S_{Gesamt}} \quad (2.4.3-2)$$

Para plantas generadoras que se conforman por varias unidades generadoras de las mismas características, puede ser utilizada la siguiente expresión: $S_A = \sum S_{rE}$. Esta ecuación también es aplicable para generadoras eólicas. En el caso de existir generación mediante unidades de diferente tipo, esta igualdad representa únicamente una estimación.

Para armónicas de orden impar y múltiplos de 3, los valores mostrados en la siguiente tabla para el orden inmediato superior pueden ser usados como valores base a menos que un sistema fasorial de secuencia cero esté alimentándose en la red (transformadores MT/BT utilizados generalmente en redes de distribución, un sistema de secuencia cero no lo transmite).

Orden v, μ	Corriente armónica relativa $i_{v, \mu}$ [A/MVA] admisible		
	Redes a 10kV	Redes a 20kV	Redes a 30kV
5	0.058	0.029	0.019
7	0.082	0.041	0.027

Orden v, μ	Corriente armónica relativa $I_{v,\mu}$ [A/MVA] admisible		
	Redes a 10kV	Redes a 20kV	Redes a 30kV
11	0.052	0.026	0.017
13	0.038	0.019	0.013
17	0.022	0.011	0.07
19	0.018	0.009	0.006
23	0.012	0.006	0.004
25	0.01	0.005	0.003
$25 < v < 40$	$0.01 \times 25/v$	$0.005 \times 25/v$	$0.003 \times 25/v$
comp. Pares	$0.06/v$	$0.03/v$	$0.02/v$
$\mu < 40$	$0.06/\mu$	$0.03/\mu$	$0.02/\mu$
$\mu, v > 40$	$0.18/\mu$	$0.09/\mu$	$0.02/\mu$

Tabla 3.5. Corrientes armónicas admisibles I_v e inter armónicas I_μ relacionadas a la potencia de corto circuito de la red, las cuales pueden ser alimentadas en su totalidad por una red de media tensión.

Normativa Alemana:

- 1) *Componentes impares*
- 2) *Integrales y no integrales con un rango de 200Hz. Medición de acuerdo a norma EN 61000-4-7, anexo B.*

Teniendo varios puntos de conexión en una red de media tensión, es indispensable para la evaluación de dichas condiciones en un solo punto de conexión considerar el aporte los demás puntos de conexión. Por consiguiente, las condiciones en una red de media tensión deben considerarse admisibles si las corrientes armónicas alimentadas en cada punto de conexión no exceden el siguiente valor:

$$I_{v\ zul} = i_{v\ zul} * S_{kV} * \frac{S_{Gesamt}}{S_{Netz}} \quad (2.4.3-3)$$

La siguiente fórmula aplica a todas las componentes armónicas arriba del 13° orden y para las inter armónicas:

$$I_{v, \square\ zul} = i_{v, \square\ zul} * S_{kV} * \sqrt{\frac{S_{Gesamt}}{S_{Netz}}} \quad (2.4.3-4)$$

Donde S_{Gesamt} representa la suma de las potencias aparentes de todas las unidades generadoras conectadas al punto de conexión y S_{Netz} la capacidad de suministro del transformador de la subestación de la red. Para inversores de corriente continua y pulso con frecuencia arriba de 1KHz, la fórmula 2.4.3-4 aplicará a todas las armónicas arriba de 2° orden.

Si los cálculos muestran que las corrientes armónicas exceden los límites admisibles, las medidas correctivas a tomar, a no ser que se cuente con cálculos más precisos, serán acorde a lo establecido en “Reglamentos técnicos para la evaluación de perturbaciones en la red” logrando demostrar que los valores de corrientes armónicas no están siendo excedidos. Situaciones particulares como por ejemplo el fenómeno de la resonancia, requerirá un análisis especial.

Para niveles de tensión diferentes a los mostrados en la tabla, las corrientes armónicas serán determinadas por medio de la conversión (inversamente proporcional al voltaje) de los valores mostrados en la tabla 3.5

La observancia de las corrientes admisibles acordes a la ecuación 2.4.3-1 y 2.4.3-2 puede ser verificada a través de una medición de la corriente total en el punto de conexión o mediante el cálculo de las corrientes de cada unidad generadora. La ecuación del anexo B.2.4 de la norma Alemana debería aplicar para la suma de las corrientes armónicas de cada planta.

Las corrientes armónicas deben ser medidas en concordancia con la norma EN 61000-4-7.

Nota: Las siguientes aproximaciones mostradas en el estándar 61000 4-7 deberán aplicar:

- *Armónicas: valores RMS de subgrupos de armónicas*
- *Interarmónicas: valores RMS del grupo de interarmónicas.*

Las corrientes armónicas que fluyen dentro de una planta generadora (por ejemplo, filtros) debido a la distorsión en la onda de voltaje, no son asignados (responsabilidad) a dicha planta. Este postulado aplicará también para aquellas plantas que posean filtros activos de armónicas y,

debido a su operación, brindan una continua reducción en las armónicas de voltaje existentes en la red. Sin embargo, sistemas de control multiservicios no deberán verse afectados (ver sección 2.4.5 de la normativa Alemana).

3.2.7. HUECOS DE TENSIÓN Y SOBRETENSIONES.

3.2.7.1. Normativa Salvadoreña para huecos de tensión y sobretensiones.

Para sistemas de distribución, El Salvador aún no cuenta con una regulación respecto al tema de huecos de tensión y sobretensiones, por ello se escalará hasta la parte de alta tensión (SEP) que si cuenta con regulación al respecto.

El ROBCP establece criterios para el tema de perturbaciones de corta duración en las que se observa una alteración en los valores de voltaje entregados por la unidad generadora. Estos aparecen en el anexo 12, numeral 5:

5.1 Las variaciones de voltaje en los puntos de acoplamiento de PM no deberán de exceder el 4% del nivel del voltaje, ante cambios súbitos tanto de carga como de generación.

5.2. La severidad de las variaciones de voltaje de corta duración hasta 0.6 pu y las variaciones de larga duración de 0.8 pu, estarán sujetas a los estudios pertinentes desarrollados para el caso particular.

5.3. Desbalance de Fases

En condición normal, la máxima componente de secuencia negativa del voltaje deberá permanecer por debajo del 1%.

Asimismo regula los esquemas operación del sistema, numeral 10:

No existan desbalances de voltajes que excedan el 30% del voltaje nominal de fase, entre las fases de un transformador conectado en delta o estrella no aterrizado, y el 17% entre cada fase y el neutro virtual de transformadores conectados en delta no aterrizado.

Anexo 11, numeral 4:

4.1.4. Variación máxima del voltaje de la unidad generadora en el punto de conexión:
 $\pm 2.0 \%$.

Anexo 12, numeral 3:

3.4 Para propósitos de diseño de equipos y unidades generadoras, deberá tomarse en cuenta que el voltaje de la red podría sobrepasar el 120% ó caer por debajo del 80% del valor nominal.

3.2.7.2. NORMATIVA ALEMANA PARA HUECOS DE TENSIÓN Y SOBRETENSIONES.

Bajo condiciones normales de operación de la red, la magnitud de la variación del voltaje causado por la inyección de una planta conectada a una red de media tensión, no debe ser mayor al 2% respecto a la tensión nominal de la red en ausencia de la planta.

$$\Delta u_a \leq 2 \% \qquad (2.3-1)$$

Observaciones:

Las plantas generadoras conectadas en el lado de baja tensión de una red de media tensión no deben tomarse en cuenta para el estudio. Los valores límite definidos en “Plantas generadoras conectadas a redes de baja tensión” pueden aplicarse en estos casos.

Se podrá desviar del 2% en la variación del voltaje según sea considerado por el propietario de la red considerando una condición de control de voltaje en estado estable.

- Variaciones repentinas (súbitas) de voltaje

Las variaciones de voltaje en el punto de conexión atribuibles a las maniobras de entrada y salida de una unidad generadora no es sujeto de originar perturbaciones a la red fuera de lo admisible si la máxima variación de voltaje durante cualquier maniobra de operación (conexión o desconexión) no excede el 2% respecto a la tensión nominal de operación, según como detalla la formula abajo:

$$\Delta u_{max} \leq 2 \% \text{ (related to } U_c) \text{ (2.4.1-1)}$$

Esto si no ocurre más de una vez en un periodo de 3 minutos (ver explicaciones).

En el supuesto de una desconexión simultanea de varias unidades generadoras en un único punto de conexión, la variación de voltaje en cualquier punto de la red de distribución debe ser menor o igual al 5% de la tensión nominal de operación, en otras palabras:

$$\Delta_{\text{umax}} \leq 5 \% \quad (2.4.1-2)$$

Nota: Es importante tomar en consideración todas aquellas plantas que puedan operar simultáneamente como resultado de desconexión u operación de relés de protección.

En el caso de una desconexión completa de una unidad generadora, la variación de voltaje resultante se calcula en base a la diferencia entre el voltaje con y sin inyección, y sin considerar el control automático de voltaje de los transformadores.

3.2.8. REGULACIÓN DE LA FRECUENCIA.

3.2.8.1. NORMATIVA SALVADOREÑA SOBRE REGULACIÓN DE FRECUENCIA.

- Criterio del ROBCP.

El ROBCP establece que la frecuencia de operación de la red de transmisión es de 60Hz. De igual manera la red de distribución como todo equipo eléctrico que funcione con señal alterna operará indiscutidamente a dicha frecuencia. Por lo tanto, al no existir regulación en materia de frecuencia será utilizada como base el ROBCP con sus siguientes postulados establecidos en el numeral 2 y 7 del anexo 12 que se indican a continuación:

- Numeral 2: REGULACIÓN DE FRECUENCIA

2.1. La frecuencia nominal de la red de transmisión es de 60.00 Hz.

2.2. En condición normal, la UT deberá mantener la frecuencia dentro de un rango entre 60.12 Hz y 59.88 Hz ($\pm 0.2\%$).

- 2.3. En condición de emergencia operativa, la UT deberá mantener la frecuencia dentro de un rango entre 60.60 Hz y 59.40 Hz ($\pm 1\%$).
- 2.4. Para propósitos de diseño de equipos y unidades generadoras, deberá tomarse en cuenta que la frecuencia de la red podría sobrepasar los 63.00 Hz o caer por debajo de los 57.00 Hz en circunstancias excepcionales.
- 2.5. Toda unidad generadora debe ser capaz de suplir en forma continua la potencia programada por la UT en un rango de frecuencia comprendida entre 59.40 Hz y 60.00 Hz. Cualquier disminución en la potencia entregada estando la frecuencia entre 58.10 y 59.40 Hz, no podrá ser atribuida a la unidad. La UT realizará las correcciones necesarias (protecciones, uso de reserva), en forma automática o manual, para que esta condición sólo se mantenga por un breve tiempo.

- NUMERAL 7: ESQUEMA DE DESCONEXIÓN POR BAJA FRECUENCIA

- 7.1. Los esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia en la red serán implementados de acuerdo a los requerimientos que determinen los estudios correspondientes elaborados y coordinados por la UT junto con los PMs. El rango de variación que se elija para dicho esquema deberá de ser actualizado dependiendo de las necesidades de la red y de su evolución en el tiempo, debiendo revisarse periódicamente al menos una vez al año, durante los meses de octubre a diciembre.
- 7.2. Estos esquemas serán rotativos de manera de distribuir la carga a desconectar en caso de contingencia entre los diferentes PMs que tengan carga conectada al sistema de transmisión. El esquema de protección se deberá modificar en función de las características de la oferta y la demanda, teniendo en cuenta la estacionalidad hidrológica y la carga conectada a la red.
- 7.3. El rango máximo de variación de la frecuencia en el esquema de desconexión debe considerar 58.10 Hz como valor mínimo.
- 7.4. El ajuste de frecuencia del esquema debe indicar la frecuencia mínima y máxima de actuación y el paso de frecuencia entre las diferentes etapas.

- 7.5. El tiempo de actuación indicará el tiempo en que deberá ejecutarse la apertura del conjunto relevador interruptor
- 7.6. El tiempo de operación comprenderá el tiempo entre la detección del abatimiento de la frecuencia y la apertura del dispositivo de protección.
- 7.7. El esquema de desconexión de carga por baja frecuencia deberá actuar siempre y cuando el voltaje de la barra de referencia se encuentre arriba del 50% del voltaje nominal.
- 7.8. Los PMs Distribuidores y Usuarios Finales conectados al sistema de transmisión deberán presentar a la UT durante el mes de octubre de cada año un listado con su propuesta de la distribución de todas sus cargas en cada una de las etapas del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia en orden de prioridad al disparo.
- 7.9. La UT coordinará con los PMs el estudio para determinar el esquema más adecuado para implementar la protección por baja frecuencia, tomando como base la secuencia propuesta por los PMs. El estudio que resulte será discutido con los PM antes de establecer el esquema que se implementará para el año siguiente, el cual será de carácter obligatorio para los PMs.
- 7.10. El esquema establecido podrá ser modificado antes del plazo de un año si la UT determina que hay condiciones que lo requieren.
- 7.11. La desconexión de cualquier carga dentro del esquema no deberá de distorsionar la actuación general del mismo. La probabilidad de falla combinada de los equipos de desconexión deberá ser tal, que la cantidad de carga que no se desconecte durante la actuación del esquema, en ningún momento sea mayor de 5% del total de la carga a desconectar.
- 7.12. La cantidad de carga que será desconectada debido a la actuación del esquema, no deberá reducirse cuando se tengan que efectuar trabajos de mantenimiento preventivos o correctivos, excepto que esto sea debidamente justificado ante la UT.
- 7.13. La UT informará a cada PM el esquema de desconexión de carga por baja frecuencia, según le corresponda, con la siguiente información:

- a) Magnitud y ubicación de la carga a desconectar
- b) Frecuencia de inicio de disparo
- c) Frecuencia final de disparo
- d) Número de pasos o etapas del esquema
- e) Características mínimas.
- f) Velocidad de los interruptores de potencia.

3.2.8.2. NORMATIVA ALEMANA PARA REGULACIÓN DE LA FRECUENCIA.

Considera también aspectos técnicos en cuanto a regulación de frecuencia, los cuales se consideran para los efectos que este trabajo requiere. El numeral 2.2.5.3 establece los siguientes criterios:

“Todas las generadoras deberán reducir la potencia activa instantánea durante la operación, si la frecuencia se eleva a más de 50.2Hz, a razón de un gradiente de 40% de la capacidad de generación de la planta por Hert. La potencia activa podrá incrementarse otra vez si la frecuencia retorna a valores iguales o menores a 50.05Hz y mientras no exceda el valor de 50.2Hz”. Esto significa que la generadora deberá reducir su inyección de potencia al ver un incremento del 0.4% de la frecuencia e incrementarse nuevamente si la frecuencia retorna a valores que rondan el 0.1% y el 0.4% del valor de operación. Este porcentaje, convertido a la frecuencia de operación de la red de El Salvador, significaría que la planta reducirá su potencia según lo descrito arriba al ver un incremento de frecuencia a más de 60.24Hz y la incrementará al retornar a valores entre 60.06Hz y 60.24Hz.

Luego, si la frecuencia se reduce en un 5% o aumenta en 3% respecto al valor nominal, se deberá desconectar el equipo de generación. Esto establece que si la frecuencia es igual o menor a 57Hz e igual o mayor a 61.8Hz, deberá desconectarse de la red.

3.3. LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS Y SU INCIDENCIA EN LA CALIDAD DE LA ENERGÍA.

3.3.1. REGULACION DE VOLTAJE

- **DISTORSIÓN DE LA AMPLITUD.**

Existe una variación de tensión cuando se produce una variación en la amplitud de la tensión cuando hay un aumento o disminución en el valor eficaz de la tensión de alimentación.

La amplitud y la duración son los parámetros característicos y es por ello que se toman como la referencia a la hora de agrupar las diferentes distorsiones con las que nos podemos encontrar.

- Variación de tensión.

Tiene una duración relativamente alta, suele sobrepasar el minuto. Las variaciones de tensión que nos encontramos cuando estas ocurren suelen ser pequeñas, habitualmente suelen estar entre $\pm 20\%$ de la tensión nominal.

- Fluctuación de tensión.

Son variaciones que se dan de forma periódica y producen cambios que no superan el $\pm 10\%$ de la tensión nominal. Normalmente, estos cambios se dan con una frecuencia que va desde varios milisegundos hasta unos 10 segundos. Debido a estas fluctuaciones de tensión, se produce el fenómeno llamado Flicker el cual es el nivel de molestia que percibe una persona como consecuencia de la de la variación de la luminosidad de una lámpara, ocasionada por las fluctuaciones de tensión.

- Interrupción de alimentación.

Se trata de la disminución de la tensión de alimentación hasta valores inferiores al 1% de la tensión nominal, con el consiguiente restablecimiento de la tensión después de un determinado tiempo. Por norma general suelen ser debido a las actuaciones de las protecciones debido a fallas que se producen en el sistema eléctrico.

3.3.2. DISTORSIÓN DE LA FORMA DE ONDA.

- Sobretensión transitoria.

Por lo general suelen ser sobretensiones oscilatoria o no oscilatoria de larga duración que como máximo unos pocos milisegundos. Podemos diferenciarlas según su origen.

- Transitorias de origen atmosférico: Como el propio nombre indica, son externas al sistema eléctrico y tiene como fuente principal son las descargas atmosféricas.
- Transitorias debidas a maniobras: Internas al sistema eléctrico que suelen ser producidas por la realización de diferentes maniobras.
- Distorsión armónica (THD).

Se trata de la relación que existe entre el valor eficaz de la suma de todas las componentes armónicas de tensión (U_n) hasta orden especificado (H), respecto al valor eficaz de la componente (U_1):

$$THD = \sum_{n=2}^H \left(\frac{U_n}{U_1}\right)^2$$

- Inyección de corriente continua.

Se trata de la inyección de corriente continua a la red, esto no se da en las plantas que poseen transformadores de aislamiento en el lado del inversor, eliminando así la posibilidad de inyectar este tipo de corrientes.

De todas formas en este proyecto vamos a prestar mayor atención a los huecos de tensión y a la sobretensión (distorsión de la amplitud de la tensión) a la hora de integrar en la red los sistemas fotovoltaicos.

3.3.3. SOBRETENSIONES.

Con el aumento de las energías renovables y la mala calidad de penetración de la generación distribuida han hecho que aumente considerablemente el interés en la calidad de suministro asociada a la generación en régimen especial.

Podemos decir que dentro de la energía fotovoltaica y según aseguran varios estudios, podemos encontrar diferentes tipos de sobretensiones.

- Sobretensiones temporales, son de larga duración (desde varios milisegundos a varios segundos), y de frecuencia igual o próxima a la frecuencia de operación.
- Sobretensiones de frente lento, son generalmente originadas por maniobras, tienen una corta duración (pocos milisegundos) y se presentan con una gama de frecuencias que varía entre 2 y 20 kHz.
- Sobretensiones de frente rápido, son generalmente causadas por el rayo, son de duración muy corta y de amplitud muy superior a la tensión de cresta nominal.

Sobretensiones de frente muy rápido, se originan generalmente con fallas y maniobras de subestaciones con interruptores aislados con tecnología SF6, su duración es de pocos microsegundos, y su frecuencia es generalmente superior a 1 MHz.

TIPO	Baja frecuencia		Transitorio		
	Continua	Temporal	Frente lento	Frente rápido	Frente muy rápido
Formas de onda de tensiones y sobretensiones					
Gamas de formas de onda de tensiones y sobretensiones	$f = 50 \text{ Hz o } 60 \text{ Hz}$ $T_i \geq 3.600 \text{ s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $0,02 \text{ s} \leq T_i \leq 3.600 \text{ s}$	$20 \mu\text{s} < T_f \leq 5.000 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$0,1 \mu\text{s} < T_1 \leq 20 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$	$T_f \leq 100 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$
Formas de onda de tensión normalizada					*)
	$f = 50 \text{ Hz o } 60 \text{ Hz}$ T_i *)	$48 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_i = 60 \text{ s}$	$T_f = 250 \mu\text{s}$ $T_2 = 2.500 \mu\text{s}$	$T_1 = 1,2 \mu\text{s}$ $T_2 = 50 \mu\text{s}$	
Ensayo de tensión soportada normalizada	*)	Ensayo a frecuencia industrial de corta duración	Ensayo impulso tipo maniobra	Ensayo impulso tipo rayo	*)

*) A especificar por el comité de producto concerniente.

Figura 3.2. Comportamiento de la forma de onda de tensión en presencia de perturbaciones transitorias y por baja frecuencia.

A continuación, se muestran que tipo de sobretensiones son las que nos podemos encontrar en la generación fotovoltaica.

Producidas por falta a tierra:

- Origen: Red de generación distribuida.
- Valores: Hasta un 125% de la tensión nominal.

Producidas por resonancia:

- Origen: Red de generación distribuida.
- Valores: Se pueden alcanzar valores de hasta 3 p.u.

Producidas por la regulación de tensión:

- Origen: Red de generación distribuida.
- Valores: Entre el 105 y el 110% de la tensión nominal.

Producidas por transferencia de la red de distribución:

- Origen: Red de generación distribuida.
- Valores: Grandes sobretensiones que pueden alcanzar los 6KV en BT.

Producidas por islanding:

- Origen: Generación PV.
- Valores: Superiores al 110% de la tensión nominal.

Producidas en el punto de conexión:

- Origen: Generación PV.
- Valores: Superiores al 120% de la tensión nominal.

Producidas por los inversores de los generadores PV.

- Origen: Generación PV.
- Valores Se alcanzan valores mayores de 2 p.u.

3.3.4. HUECOS DE TENSIÓN.

Se define como hueco de tensión a la caída de tensión repentina en una o varias fases por que se da por debajo de cierto valor (normalmente se suele considerar el 85% de la tensión nominal). La duración del hueco es el tiempo que la tensión ha estado por debajo de dicho valor umbral.

Se conoce como tensión residual al valor mínimo de la tensión durante el hueco de tensión y la profundidad del hueco sería la diferencia entre el valor nominal de tensión y la tensión residual.

Normalmente esto huecos se dan por fallas en la red y su duración depende del tiempo de despeje de la falla y de la recuperación de la tensión.

Estas son perturbaciones de gran relevancia debido a sus consecuencias directas, efectos secundarios y frecuencia de aparición. También tienen un efecto sobre los dispositivos electrónicos ya que dentro de los sistemas eléctricos cada vez hay más dispositivos sensibles a huecos de tensión como pueden ser los elementos de mando y control, dispositivos de control de velocidad y variadores de frecuencia.

Otro aspecto a tener en cuenta es que los resultados positivos sobre la evolución respecto a la normalización y regulación de perturbaciones como pueden ser los armónicos e interrupciones, los usuarios del sector eléctrico han aumentado su interés en los huecos de tensión y la exigencia cada vez es mayor.

3.3.5. VARIACIONES DE LA FRECUENCIA NOMINAL DE LA RED.

La importancia de que la frecuencia de las ondas de tensión permanezca dentro de unos límites es imprescindible para proporcionar un suministro eléctrico con unos niveles de calidad aceptables. Posibles variaciones respecto al valor nominal, pueden provocar el mal funcionamiento de diversos equipos como puede ser el caso de ciertos motores que pueden verse forzados a girar a velocidades distintas de aquella para la que fueron diseñadas.

Como la frecuencia eléctrica está directamente relacionada con el balance de potencia activa que se da en el sistema eléctrico, también se puede dar el caso de que venga con el nombre de control de frecuencia, control de potencia o en otros muchos casos control de frecuencia-potencia.

Cuando estudiamos el tema de control frecuencia-potencia consideramos que la frecuencia en todos los nodos del sistema es la misma, por eso su estudio es global y no localizado como puede ser el estudio de control de la tensión.

En resumidas cuentas, el control de la frecuencia-potencia debe conseguir por un lado el equilibrio entre la generación y demanda, por otro lado debe mantener la frecuencia de referencia en el sistema. Otro aspecto que deberá cumplir son los compromisos de intercambio de energía adoptados con áreas vecinas.

Con el fin de cumplir estos objetivos el control de frecuencia-potencia se organiza en tres niveles, los cuales son importantes de nombrar ya que con el aumento de las instalaciones de energía renovable conectadas a la red, se está buscando que los inversores participen en la regulación primaria.

Cada uno de estos niveles deberá operar en un margen de tiempo y están involucradas diferentes variables del sistema eléctrico:

- Control primario: Es el más rápido, opera en un margen de tiempo entre 2-20 segundos. La velocidad de este control está limitada por la propia inercia de los generadores.
- Control secundario: Opera en un margen de tiempo de entre 20 segundos y 2 minutos. Actúa en el ámbito del área de control, atendiendo a la frecuencia y al intercambio de potencia con las áreas vecinas.
- Control terciario: Opera en un margen de tiempo superior a 10 minutos. Actúa en el ámbito de un sistema eléctrico extenso, buscando un reparto optimizado de las cargas.

A la hora de analizar cuáles son las exigencias que los diferentes países imponen a las instalaciones para que cumplan con los requerimientos para poder realizar una correcta conexión de la instalación. Diferenciaremos dos casos:

- **CASO 1:** Por un lado estará el tiempo mínimo que la instalación deberá ser capaz de soportar sin desconectarse de la red ante variaciones de tensión.

- **CASO 2:** Por otro lado, incremento/decremento unitario de potencia activa en función del desvío unitario de la frecuencia.

4. CASO DE ESTUDIO PARA LA INTERCONEXIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO A LA RED DE DISTRIBUCIÓN REALIZADO POR EMPRESA DISTRIBUIDORA DELSUR.

4.1. INTRODUCCIÓN

Al momento de la ejecución de este estudio no existe en El Salvador una normativa específica que regule las condiciones de conexión que plantas de energía renovable deben cumplir para ser conectadas en redes de distribución de forma segura. Para la realización de este estudio se ha tomado como base principal la guía técnica de BDEW de Alemania para la conexión de plantas generadoras a redes de media tensión. Además se han considerado algunos aspectos del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción y de las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución.

En una primera parte del informe se describe el modelo de red que sirve de base para la realización de todos los cálculos. Seguidamente se detallan las condiciones de conexión a ser evaluadas. Los resultados de la evaluación se resumen en el capítulo “Resultados”.

Toda la información necesaria para la ejecución de este estudio ha sido suministrada por DELSUR y por el fabricante de los inversores solares.

4.2. DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA.

En esta sección se debe incluir la potencia instalada de la planta solar, el voltaje de conexión, el punto de conexión, la ubicación geográfica del proyecto, el diagrama de conexión de los inversores, marca y características del inversor a utilizar.

Para el caso en particular se trata de dos plantas solares independientes, cada una con una potencia instalada de 1,2 MW y que comparten un mismo punto de conexión. Se ha considerado con una potencia total instalada de 2,4 MW, conectada a la red de 23 kV, la planta está compuesta por un total de 120 inversores a un voltaje de 400V, con una potencia de 20 kW cada uno. Los inversores están conectados en un grupo de cinco unidades a una alimentación principal, donde se alimentan en forma paralela 4 grupos en total, que son conectados a su vez a la red de 23 kV por medio de un transformador de 500 kVA.

4.2.1. Datos de los componentes de la planta y red de distribución.

- Inversor

Para el caso la planta solar utilizará solamente inversores del fabricante SMA, modelo SUNNY TRIPOWER 20000TL con una potencia nominal de 20 kVA y un voltaje nominal de 400 V, y Las propiedades técnicas del inversor están descritas en la guía de consulta de SMA.

SMA ha suministrado un modelo del inversor del tipo STP-17000 en formato del software DigSILENT Power Factory y la descripción del modelo respectivo. Mediante un correo electrónico, SMA ha constatado que el modelo puesto a disposición es también válido para el inversor del tipo 20000TL con la única salvedad que hay que cambiar la potencia nominal aparente de 0,017 MVA a 0,02 MVA. El modelo es válido tanto para cálculos de estado estacionario como para simulaciones dinámicas.

Adicionalmente SMA ha actualizado mediante correo electrónico la curva de capacidad (PQ) incluida originalmente en el modelo puesto a disposición, considerando la dependencia de la potencia reactiva suministrada del voltaje en terminales del inversor. La nueva curva de capacidad (PQ) bajo consideración de la dependencia del voltaje en terminales se muestra en Figura 4.1

De acuerdo a la curva de capacidad suministrada el inversor no es capaz de suministrar potencia reactiva en el punto de operación con máxima potencia efectiva. Si se desea que el inversor contribuya con potencia reactiva a la red en todo momento, independientemente del despacho de potencia efectiva, será necesario limitar la máxima potencia efectiva a ser despachada. De acuerdo a simulaciones dinámicas realizadas con el modelo provisto por SMA, la máxima

contribución de corriente del inversor a corrientes de falla es de 1,13 p.u. (aprox. 32,6 A dependiendo del ajuste y voltaje en terminales del inversor).

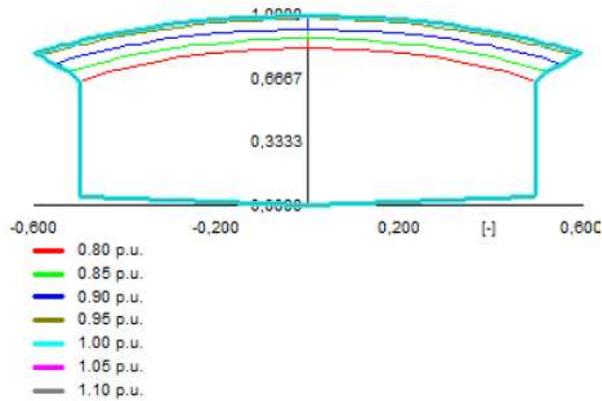


Figura 4.1. Curvas de capacidad (PQ) del inversor SMA-20000TL de acuerdo al voltaje en terminales.

Eje x: Q[p.u.], eje y: P[p.u.]

Adicionalmente SMA ha suministrado el espectro de armónicos de corriente que este tipo de inversor inyecta a la red. El espectro recibido se muestra en la Figura 4.2.

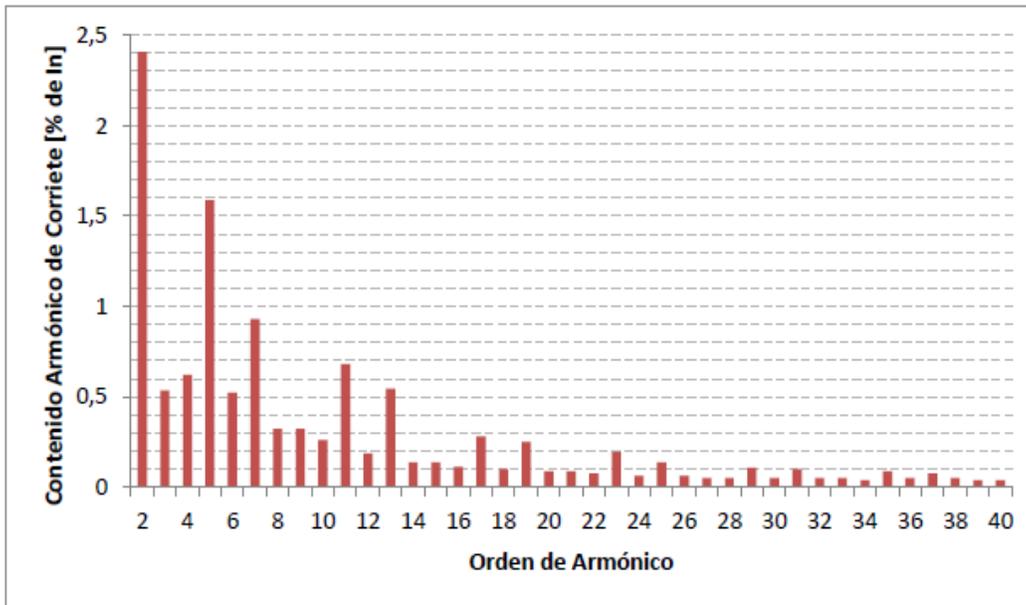


Figura 4.2. Inyección de armónico de corriente del inversor SMA-20000TL

- Líneas y cables

En el modelo de la planta se han usado los tipos de cable que se muestran en la Tabla 4.1. Los datos eléctricos han sido obtenidos del manual técnico W&C, NEC y NEMA.

Nombre	U_n [kV]	I_n [kA]	No. de Fases	No. de Neutro	R' [Ohm/km]	X' [Ohm/km]	$R0'$ [Ohm/km]	$X0'$ [Ohm/km]	Rn' [Ohm/km]	Xn' [Ohm/km]
EXCEL 3x10/10 24 kV	24	0,071	3	0	1,830	0,185	7,320	0,739	-	-
1xTHHN #2/0	1	0,3	1	0	0,262	0,141	-	-	-	-
3xTHHN #1/0 + 1xTHHN #2	1	0,26	3	1	0,329	0,144	1,315	0,576	0,522	0,148
3xTHHN #10 + 1xTHHN #12	1	0,055	3	1	3,345	0,164	13,380	0,656	5,329	0,177
3xTHHN #3/0	1	0,35	3	0	0,207	0,138	0,828	0,552	-	-

Tabla 4.1. Tipos de cables usados en el modelo de red

El tendido eléctrico en 23 kV se ha modelado usando básicamente la siguiente geometría de torre según los estándares de construcción:

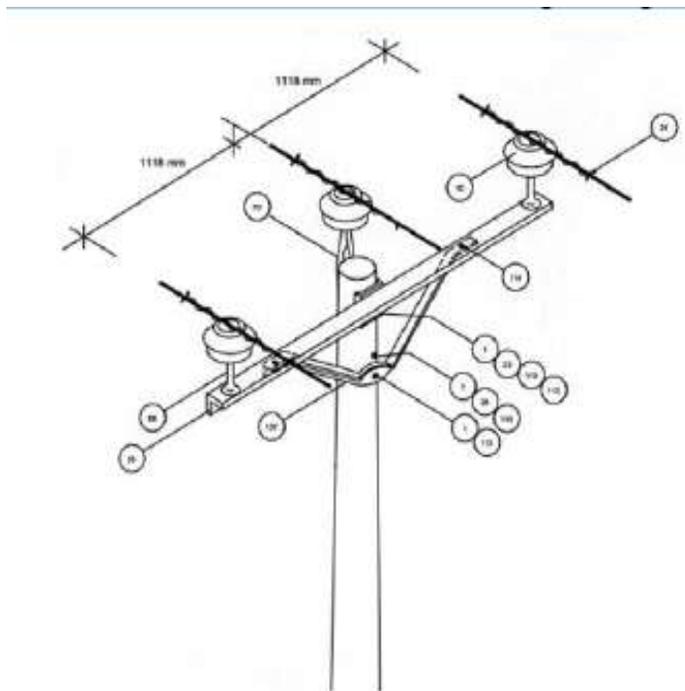


Figura 4.3. Geometría usada para el modelo de línea entre los postes en 23 kV

Los datos del conductor usado se muestran en la Tabla 4.2.

Nombre	U_n [kV]	I_n [kA]	R'_{DC} (20°C) [Ohm/km]	GMR [mm]	Diámetro Externo [mm]	Diámetro Interno [mm]
ALSR #2	22	0,17	0,8342	0,7528	8,01	2,67

Tabla 4.2. Tipos del conductor para el tendido aéreo

- Transformadores

Cada una de las seis subdivisiones del parque solar está conectada a la red de 23 kV por medio de un transformador con una potencia nominal de 500 kVA. Los datos de estos transformadores también son proporcionados, se establece además que la posición del cambiador de tap de todos los transformadores se ha asumido en la posición media.

- Red externa

Los datos de cortocircuito en el punto de conexión (PCC) han sido suministrados por DELSUR. Para los cálculos considerados en este estudio basta con modelar la red del DELSUR por medio de una red externa equivalente. Los datos provistos por DELSUR son los siguientes:

I_k'' (3ph)	1,12 kA
R1	8,44 Ohm
X1	8,69 Ohm
R0	11,28 Ohm
X0	13,24 Ohm

Tabla 4.3. Datos de cortocircuito proporcionado por DELSUR.

Se ha asumido que el valor de impedancia de secuencia negativa es idéntico al valor de impedancia de secuencia positiva. Se ha verificado que los valores entregados son válidos para una tensión en terminales de 1,02 p.u. Los datos ingresados en el modelo para reproducir las condiciones especificadas por DELSUR se muestran en la Tabla 4-4, donde $I_k''_{max}$ corresponde a una tensión en terminales de 1.1 p.u. e $I_k''_{min}$ corresponde a una tensión de 1,0 p.u.

$I_k''_{max}$ [kA]	1,208
$S_k''_{max}$ [MVA]	48,12
$I_k''_{min}$ [kA]	1,098
$S_k''_{min}$ [MVA]	43,74
R/X	0,971
Z2/Z1	1,000
X0/X1	1,524
R0/X0	0,852

Tabla 4.4. Datos ingresados en el modelo de red para reproducir los datos entregados por DELSUR

- **Bancos de capacitores**

Se han previsto seis bancos de capacitores fijos, uno por cada sección de la planta solar, con una potencia de 150 kvar cada uno. Estos bancos deben de garantizar que:

1. DELSUR no suplirá la necesidad de potencia reactiva de la planta, ya que los inversores se ajustarán para que operen con factor de potencia unitario.
2. La planta operará con un factor de potencia máximo de 0,95 sobreexcitado (inyectando potencia reactiva a la red de DELSUR).

4.3. CRITERIOS DE CONEXIÓN A EVALUARSE.

Por una parte, la red debe de tener la capacidad de absorber la potencia efectiva generada por este tipo de plantas sin que la confiabilidad y la calidad del servicio de energía eléctrica sufran un decremento. Por otro lado, estas plantas generadoras no convencionales no deben de estar exoneradas de suplir servicios adicionales que contribuyan a mantener la estabilidad del sistema. Debido a la naturaleza de la energía primaria y la forma de conversión en energía eléctrica, estas plantas no pueden contribuir a mantener la inercia del sistema en la misma forma que lo hacen las plantas convencionales. Sin embargo, la flexibilidad de los inversores modernos ofrece en lo referente al suministro y control de potencia reactiva debe de ser aprovechado. En este sentido el operador de la red de distribución debe definir exigencias, ya sea de forma general para todas las plantas o de forma individual dependiendo del punto de conexión.

Se asume que el operador de la red, ya ha realizado estudios de factibilidad utilizando un modelo fuertemente simplificado de la planta incorporado a un modelo detallado del alimentador donde ésta va a ser conectada, para verificar que las líneas del sistema de distribución pueden absorber la potencia generada. Este punto se debe verificar bajo consideración de diferentes escenarios de operación (por ejemplo, máxima carga y máxima generación o mínima carga y máxima generación).

Para la verificación del cumplimiento de las condiciones de conexión basta considerar solamente el punto donde la planta se conecta a la red (PCC). La red de distribución se considera por medio de un modelo equivalente apropiado.

4.3.1. Dimensionamiento del Equipo

Aunque el dimensionamiento del equipo dentro de la planta es responsabilidad del operador de la misma, el operador de la red debe de verificar que no se han cometido errores de diseño que puedan producir fallas internas en la planta y por ende perturbaciones en la red de distribución. Valga mencionar que este tipo de plantas operan normalmente de forma automática sin ningún tipo de vigilancia por un operador. Esta verificación se realiza por medio de cálculos de flujo de carga y de cortocircuito para casos extremos y considerando el punto de operación definido por el operador de la red.

En el marco de este estudio se debe verificar si la planta es capaz de suministrar su propia necesidad de potencia reactiva y cuanto es la potencia efectiva máxima a ser inyectada en el PCC bajo consideración de pérdidas. A partir de los resultados el operador de la red puede definir un punto específico de operación o un tipo de control para el suministro de potencia reactiva para la planta en cuestión.

4.3.2. Capacidad de Potencia Reactiva.

El objetivo de este tipo de estudio es la verificación de la capacidad de suministro de potencia reactiva por parte de la planta. El operador de la red normalmente define un margen de operación que debe de ser cubierto por la planta. Esto es especialmente importante en plantas en las que el punto de operación con respecto al suministro de potencia reactiva puede ser definido por medio de un control remoto en un centro de control de la red.

También para la definición de puntos de operación fijos es importante para el operador de la red conocer cuál es la capacidad real de la planta.

Este tipo de estudios se realiza por medio de flujos de carga iterativos en los que se varía tanto la potencia efectiva despachada como el voltaje de operación. Los resultados se muestran en diagramas P-Q y U-Q.

4.3.3. Perturbaciones

Como se ha mencionado anteriormente, se debe verificar el grado de perturbaciones que serán inyectadas al sistema debido a la operación de la planta. Especialmente se debe de definir límites para fluctuaciones de voltaje, armónicos y flicker.

4.3.3.1. Cambios de Voltaje

Se consideran dos tipos de cambio de voltaje que son producidos por la operación de la planta: cambios de estado estacionario y cambios súbitos.

Los cambios estacionarios de voltaje consideran los cambios durante la operación normal de la planta, es decir se asume que el voltaje se mantiene constante y que ya ha sido controlado por la operación del cambiador de tap del transformador principal del alimentador. Este tipo de análisis debe de ser realizado por el operador de la red considerando un modelo detallado del alimentador y todas las plantas conectadas. La verificación se realiza por medio de la comparación de

resultados de dos cálculos de flujo de carga, con y sin operación de todas las plantas y considerando diferentes escenarios de carga. La diferencia en el voltaje no debe de ser mayor al 4% del voltaje nominal de acuerdo a los Anexos del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción. Unidad de Transacciones. D.O. Número 138 Tomo No. 392, 22.07.2011.

Los cambios súbitos son los que se producen en el momento de desconexión o conexión de la planta o equipo dentro de la planta y antes de que el cambiador de tap o equipo de compensación de potencia reactiva opere. La evaluación por desconexión de la planta se realiza también comparando resultados de flujos de carga sin considerar cambiadores automáticos de tap o equipos controladores de potencia reactiva. En la Guía Técnica Alemana se menciona un límite de 5% del voltaje nominal para este cambio.

De acuerdo a la Guía Técnica Alemana la desconexión o conexión de cada uno de los equipos o inversores dentro de la planta no debe producir cambios no permitidos en el PCC. Estos cambios se evalúan considerando ciertos factores de calidad de cada inversor que son proporcionados por el fabricante. El valor límite definido en la Guía Técnica Alemana para este cambio es de 2% del voltaje nominal.

4.3.4. Distorsión armónica y Flicker.

El fabricante de los componentes proporciona el espectro de armónicos y factores de calidad de cada componente individual. Por medio de un análisis de flujo de carga armónico y de flicker se debe evaluar si la conexión de todos los componentes en conjunto provoca violaciones de límites definidos. El análisis se realiza por medio de flujo de carga armónico de acuerdo a la norma IEC 61000-3-6 y los límites se toman de la Modificación a las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución y a la Metodología para el Control de la Calidad del Producto Técnico Referente a la Campaña de Perturbaciones. SIGET. Anexo 1 del Acuerdo No. 320-E-2011. Junio de 2011.

El objetivo de este análisis es verificar que la nueva planta no inyecta armónicos no permitidos en el sistema. Se asume que el PCC está libre de armónicos. En caso que la planta inyecte armónicos fuera de los límites estipulados, el operador de la planta tiene que dimensionar filtros que

permitan que la planta opere dentro de los límites requeridos. El dimensionamiento de filtros debería de realizarse en común acuerdo con el operador de la red. Es probable que en la red existan resonancias en la frecuencia de sintonización del filtro a ser instalado por el operador de la planta. Se recomienda que antes de la definición de filtros a base de resultados obtenidos del cálculo con un modelo de red, se realicen mediciones de armónicos en el punto de conexión.

La evaluación de flicker se realiza mediante el cálculo de los factores de severidad de flicker de corto (Pst) y largo plazo (Plt). Este cálculo se realiza de acuerdo a las ecuaciones especificadas en la norma IEC 61400-21.

4.3.5. Comportamiento Dinámico de la planta.

El fabricante de los inversores debe de proporcionar un modelo dinámico del inversor, con el cual se debe de poder realizar simulaciones en el tiempo para analizar el comportamiento de la planta ante huecos de tensión en el PCC. El operador de la red debe de definir exigencias para ese comportamiento. Normalmente se exige que la planta suministre una corriente reactiva a partir de una determinada amplitud de hueco de tensión con el objetivo de brindar un soporte para el voltaje del sistema durante fallas externas. Durante ese periodo de tiempo la generación de potencia efectiva pasa a un segundo plano y lo más importante es la inyección de una corriente reactiva adicional al inyectado durante la operación normal en el PCC que cumpla con el propósito definido.

Actualmente la normativa de El Salvador no define este comportamiento, así que en este estudio se asume la exigencia definida en la Guía Técnica Alemana. De acuerdo a esta exigencia la duración del soporte y la magnitud de la corriente reactiva inyectada dependen de la profundidad del hueco de tensión.

Este comportamiento debe de ser verificado para diferentes modos de operación con el objetivo de verificar que la planta está en la capacidad de inyectar la corriente reactiva solicitada.

4.3.6. Varios

En este punto se trata de la verificación de criterios que no necesariamente precisan de un cálculo o simulación, sino que pueden ser evaluados de acuerdo a documentación suministrada.

En este estudio se considera el comportamiento de la planta ante elevaciones en la frecuencia y una evaluación del concepto de protección.

Normalmente se desea que las plantas de energía no convencional contribuyan activamente a la normalización de la frecuencia del sistema cuando existe una elevación de la misma. La contribución se realiza mediante una limitación o reducción del suministro de potencia activa. Ya que este comportamiento no está definido en la normativa de El Salvador, se considera lo estipulado en la Guía Técnica Alemana.

La evaluación del concepto de protección de la planta está orientada a verificar que los ajustes propuestos permitan el comportamiento requerido de la planta durante fallas en la red. Se debe de evaluar además que fallas internas en la planta no provoquen fluctuaciones o problemas de calidad en el suministro de energía eléctrica en el alimentador.

4.4. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN.

En esta sección se resumen los resultados de la evaluación del cumplimiento de las condiciones de conexión.

4.4.1. Dimensionamiento del Equipo.

El dimensionamiento del equipo se verifica por medio de cálculos de flujo de carga y de cortocircuito.

- Cálculos de Flujo de Carga

Ya que en este caso se ha decidido la operación de los inversores con factor de potencia unitario se han instalado bancos de capacitores en el lado de 23 kV de la conexión de cada sección de la planta.

Los inversores sin embargo están en capacidad de operar con factor de potencia subexcitado (ue) o sobreexcitado (oe) inyectando o consumiendo una potencia reactiva máxima del 50% de la potencia nominal dependiendo del voltaje en terminales según la SMA Advisory Guide. Decentralized Inverter Technology in Large-Scale PV Plants. Archivo "BL-DezWT-UEN103511.pdf". Información recibida por el fabricante.

Una práctica común en este tipo de plantas es que los inversores operen con un control de potencia reactiva dependiente del voltaje en terminales (control $Q(U)$). Es decir, en caso de que el voltaje en terminales sea muy bajo los inversores podrían operar con factor de potencia sobreexcitado (inyectando potencia reactiva a la red) y en caso de que el voltaje sea muy elevado éstos podrían operar con factor de potencia subexcitado (absorbiendo potencia reactiva de la red). Esta forma de operación se muestra en la Figura 4.4, donde "+Qmax" es la máxima potencia reactiva que el inversor puede inyectar a la red (operación sobreexcitado) y "-Qmax" es la máxima potencia reactiva que el inversor puede absorber de la red (operación subexcitado). En la operación con factor de potencia unitario ($Q=0$) se puede definir una banda muerta. El gradiente de la curva ($\Delta Q[\text{p.u.}]/\Delta U[\text{p.u.}]$) se puede ajustar entre 0 y 25.

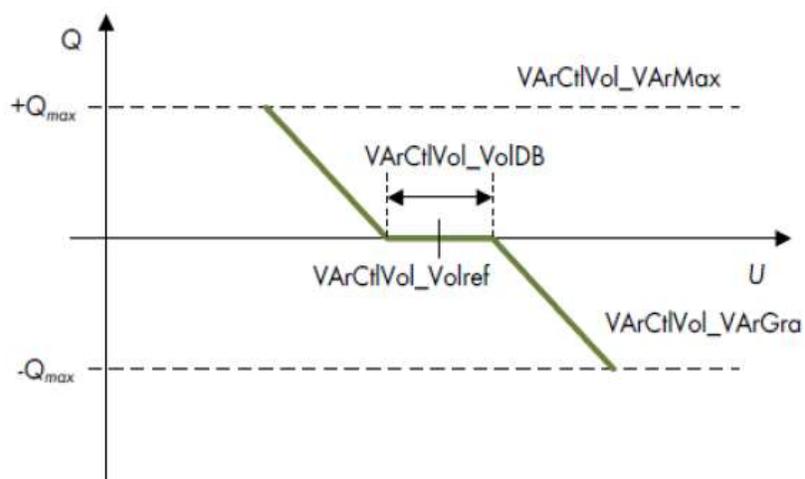


Figura 4.4. Forma de operación de los inversores con control de potencia reactiva $Q(U)$ según el modelo proporcionado por SMA.

La planta puede contribuir de este modo a compensar indirectamente fluctuaciones de voltaje en la red. A manera de comparación se evaluará la operación como está programada (factor de potencia unitario para los inversores y operación de los capacitores) y la operación de los inversores en modo de control de potencia reactiva Q(U) sin capacitores. Para los inversores se han seleccionado los siguientes ajustes considerando un factor de potencia máximo en terminales de cada inversor de 0,95, sin embargo el valor máximo de potencia reactiva del inversor es de ± 10 kvar:

+Qmax	6,2 kvar
-Qmax	-6,2 kvar
$\Delta Q[p.u.]/\Delta U[p.u.]$	10
Banda Muerta	$1,03 \leq u \leq 1,04$

Tabla 4.5. Ajustes para el control de potencia reactiva Q(U)

Los resultados del flujo de carga muestran que no existen sobrecargas en ninguno de los posibles puntos de operación de la planta. La máxima carga de un componente se registra durante la operación con un voltaje nominal de 0,9 p.u. en el PCC en ambos casos de control de potencia reactiva considerados. Esta máxima carga es de aproximadamente 86% de la potencia nominal para los transformadores de 23/0,4 kV. Los resultados del flujo de carga se muestran y se resumen en la Tabla 4.6. Para la operación con factor de potencia constante (PF=1) se consideran los bancos de capacitores conectados.

Parametro	PF-Const_0,9xUc	PF-Const_1xUc	PF-Const_1,1xUc	Q(U)_0,9xUc	Q(U)_1xUc	Q(U)_1,1xUc
P_PCC [kW]	2332,71	2343,84	2352,01	2332,47	2343,77	2352,05
Q_PCC [kvar]	574,95	770,06	976,43	-155,56	-131,17	-113,67
Máx. Carga Tr. [%]	86,37	78,04	71,17	86,14	78,04	71,16
Máx. Carga Línea 23 kV [%]	39,42	36,43	34,19	38,35	34,66	31,61
Máx. Carga Línea 0,4 kV [%]	74,21	67,05	61,13	74,2	67,05	61,14
Máx. u PV [p.u.]	0,941	1,038	1,136	0,941	1,038	1,136
Mín. u PV [p.u.]	0,922	1,021	1,121	0,922	1,021	1,121

Tabla 4.6. Resultados del flujo de carga – 100% Pn

Como es de esperar y de acuerdo a la curva de capacidad mostrada en la Figura 4.1, cuando los inversores operan a la máxima potencia efectiva no tienen capacidad para generar potencia reactiva y la red de DELSUR tendría que suplir la necesidad de potencia reactiva de la planta (hasta 131 kvar en operación normal). Si la potencia efectiva de los inversores es menor que la potencia nominal (P_n), éste es entonces capaz de entregar algo de potencia reactiva. A manera de comparación se muestran en la Tabla 4.7 los valores de potencia si la potencia efectiva se reduce al 99% de la potencia nominal (los valores de carga y voltaje se omiten por ser estos menos críticos que los mostrados en la Tabla 4.6).

Parametro	PF-Const_0,9xUc	PF-Const_1xUc	PF-Const_1,1xUc	Q(U)_0,9xUc	Q(U)_1xUc	Q(U)_1,1xUc
P_PCC [kW]	2309,68	2320,87	2328,87	2309,74	2320,9	2328,41
Q_PCC [kvar]	577,14	772,37	978,36	-152,72	-62,91	-451,43

Tabla 4.7. Resultados del flujo de carga – 99% P_n

Mientras que con un control de factor de potencia constante se observa que una reducción en la potencia efectiva conlleva a un incremento de la potencia reactiva (y por lo tanto a un decremento del factor de potencia), con el control de potencia reactiva dependiente del voltaje $Q(U)$ la misma reducción de potencia efectiva produce un cambio en la potencia reactiva que actúa en dirección opuesta al cambio de voltaje (si el voltaje disminuye, el inversor tiende a inyectar potencia reactiva y si el voltaje aumenta el inversor tiende a consumir potencia reactiva). Este comportamiento se observa mejor en la Figura 4.5, donde se muestra un grupo de curvas QU con diferentes puntos de operación de la potencia efectiva en pasos de 10% de la potencia nominal. Un paso más fino de 1% entre 90% y 100% de la potencia nominal se muestra en la Figura 4.6.

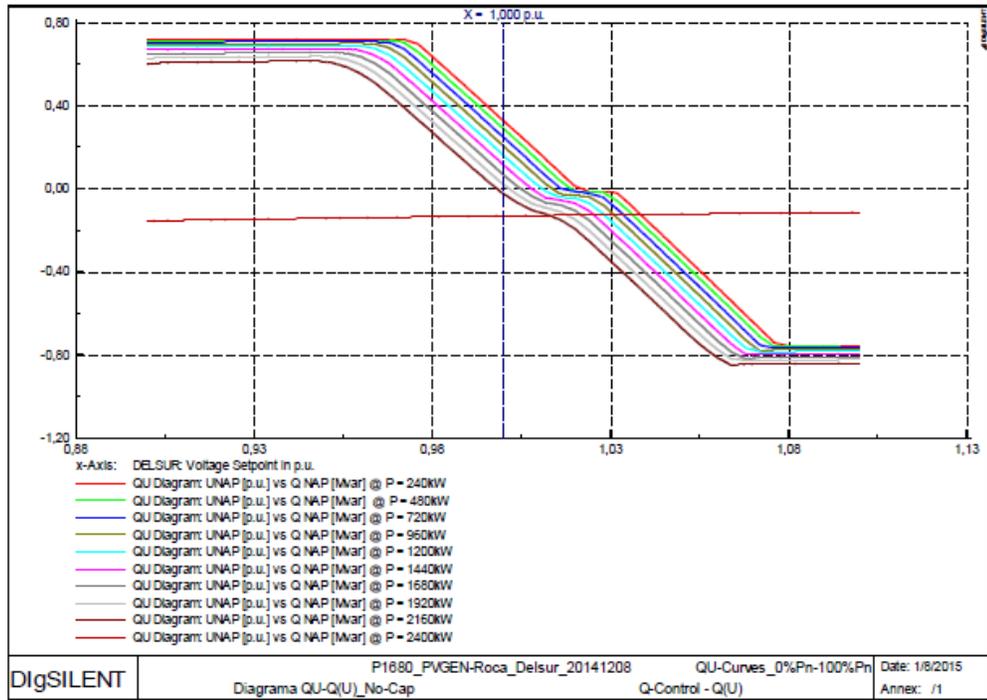


Figura 4.5. Comportamiento de la planta con control de potencia reactiva $Q(U)$ – 10%-100% P_n

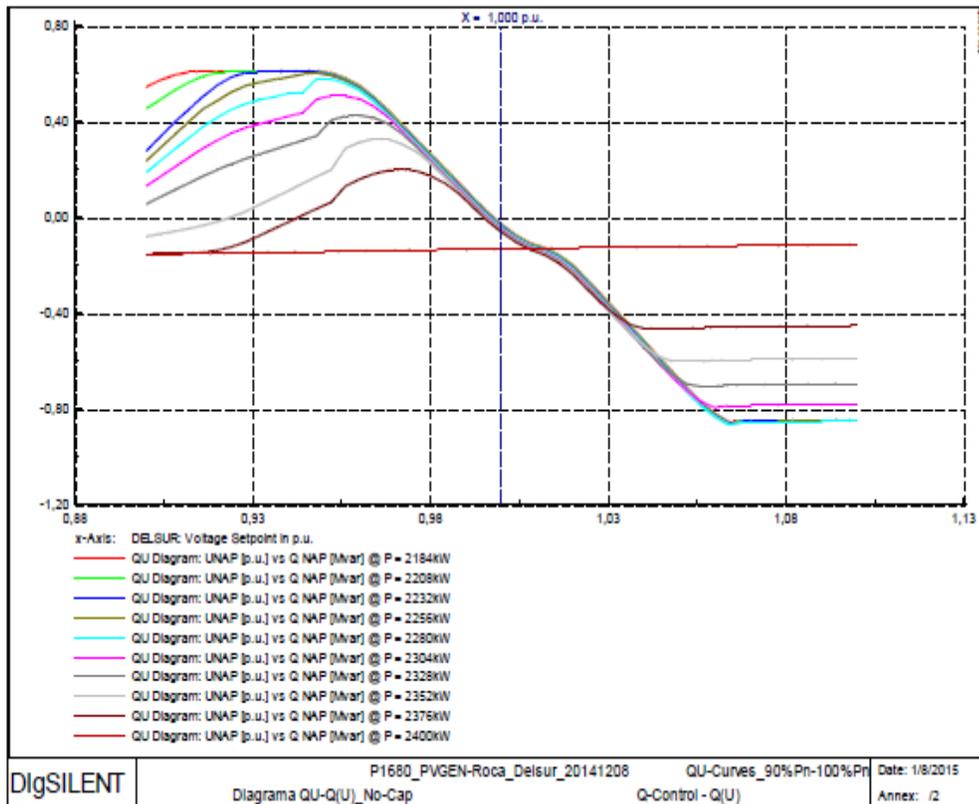


Figura 4.6. Comportamiento de la planta con control de potencia reactiva $Q(U)$ – 91%-100% P_n

Si solo se considera el punto de operación $U_c=23$ kV, se observa que si la potencia efectiva se reduce al 90% de la potencia nominal la planta operaría muy cerca al factor de potencia unitario. Entre más se reduzca la potencia efectiva (por ejemplo en el amanecer, atardecer o por efecto de nubes) la planta operaría con factor de potencia sobreexcitado.

Con el objetivo de comparación se muestran adicionalmente curvas QU para la operación con factor de potencia constante. En la Figura 4.7 se muestra el comportamiento con un control de factor de potencia constante ajustado en 0,95 sobreexcitado y sin la conexión de bancos de capacitores adicionales. Se observa que hasta aproximadamente 95% de la potencia nominal la planta es capaz de mantener el factor de potencia sobreexcitado (en el punto de operación a 90% de P_n se mantiene una potencia reactiva relativamente constante en 600 kvar). Al aproximarse al valor de potencia nominal, la capacidad de la planta de regular la potencia reactiva disminuye.

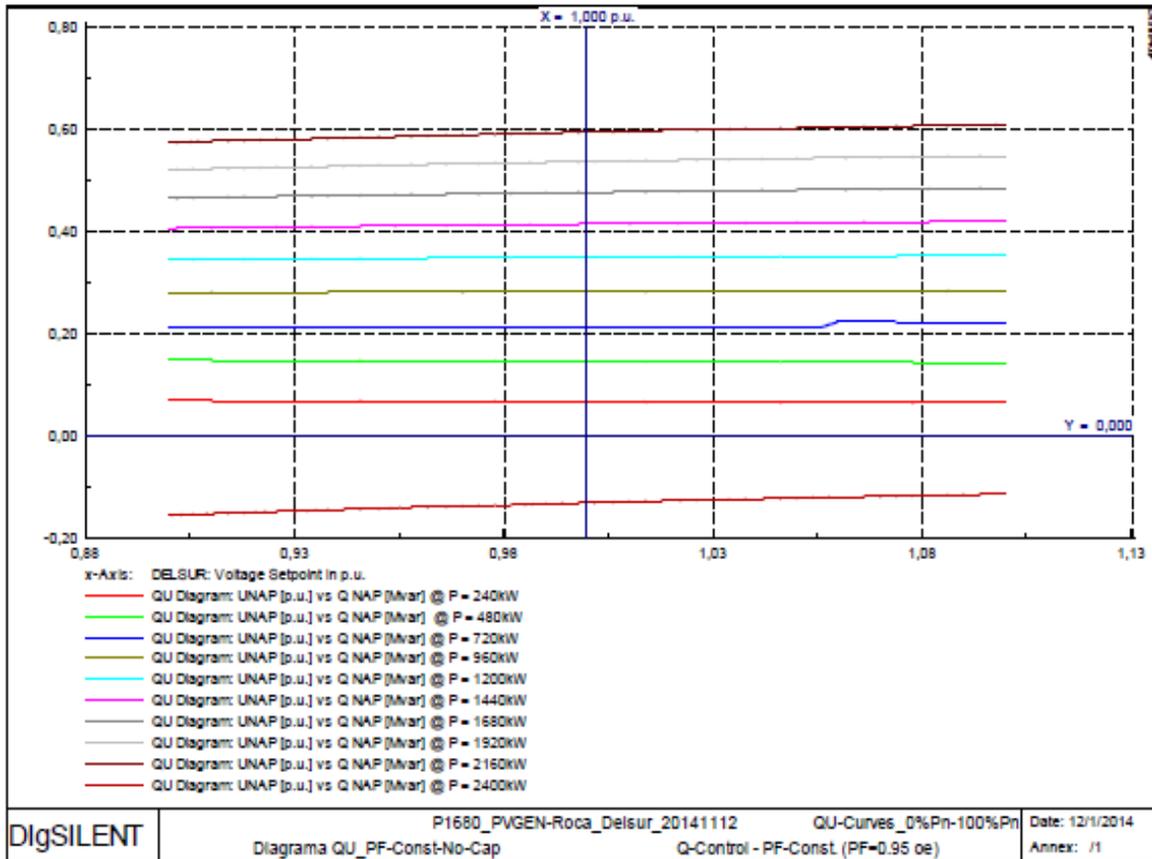


Figura 4.7. Comportamiento de la planta con control de factor de potencia constante (PF=0,95 oe).

Sin bancos de capacitores adicionales -10%-100% P_n

En la Figura 4.8 se muestran las curvas QU con el modo de operación planificado considerando bancos de capacitores adicionales y un factor de potencia constante unitario. Ya que los inversores no suministran potencia reactiva a la red se observa solamente la dependencia normal de la potencia reactiva de los bancos de capacitores de la magnitud del voltaje. En ningún punto se espera que la planta opere con factor de potencia subexcitado.

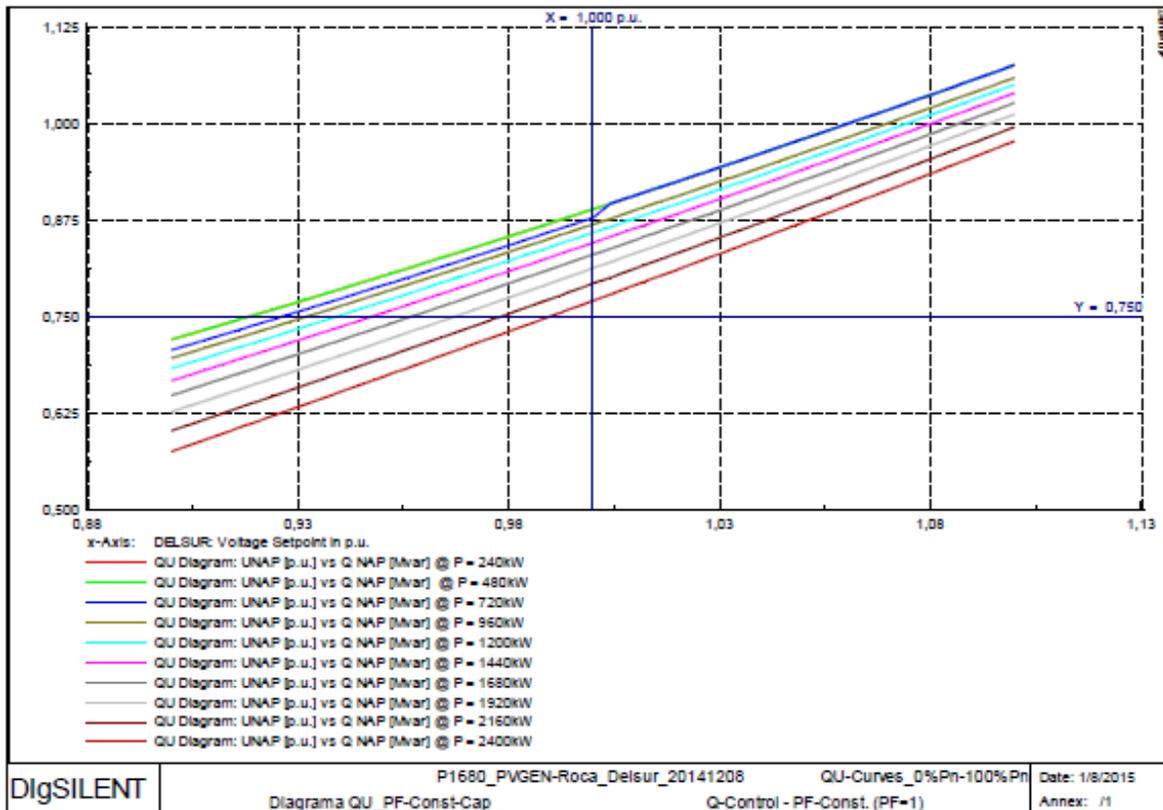


Figura 4.8. Comportamiento de la planta con control de factor de potencia constante (PF=1). Con bancos de capacitores adicionales -10%-100% Pn.

- Cálculos de Corrientes de Cortocircuito

Los inversores instalados pueden operar en un modo de apoyo dinámico a la red en caso de falla (Low Voltage Ride Through). En este modo de operación los inversores inyectan una corriente reactiva a la red que depende de la magnitud de la caída del voltaje en las terminales del inversor. La curva de operación se muestra en la Figura 4.9.

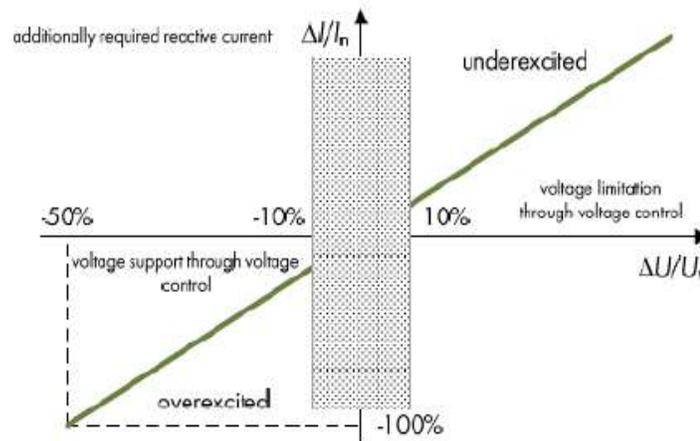


Figura 4.9. Inyección de corriente reactiva de los inversores dependientes de la caída de voltaje en terminales según datos proporcionados por SMA.

Este modo de operación de los inversores no es compatible con ninguna norma actual de cálculo de cortocircuito. Por este motivo el cálculo se realiza basado en “método completo” adaptado para que se asemeje a la norma IEC 60909.

La contribución máxima de corriente de cortocircuito de la planta solar a la red de 23 kV es de 65 A. La máxima corriente de falla que los inversores inyectan a la red de 0,4 kV es de aproximadamente 33 A para una falla directa en terminales del inversor.

La máxima corriente de falla en la red de 23 kV es en el poste (P7) con 1,17 kA. La máxima corriente de falla en el nivel de 0,4 kV es de 11,56 kA en el lado de bajo voltaje del transformador Planta 1-Tr.3. La máxima corriente de falla en las terminales de los inversores oscila entre 3,23 kA (Planta-1_PV11) y 6,73 kA (Planta-2_PV20) y depende sobre todo de la longitud del cable alimentador y de la ubicación de la sección de la planta con respecto al PCC.

Considerando la magnitud de las corrientes de falla calculadas no se identifican violaciones de límites térmicos de componentes, incluso si la duración de la falla se extendiera hasta 1 segundo.

4.4.2. Capacidad de Potencia Reactiva

El objetivo de este tipo de estudio es la verificación de la capacidad de suministro de potencia reactiva por parte de la planta. El operador de la red normalmente define un margen de operación que debe de ser cubierto por la planta. Esto es especialmente importante en plantas en las que el punto de operación con respecto al suministro de potencia reactiva puede ser definido por medio de un control remoto en un centro de control de la red.

También para la definición de puntos de operación fijos es importante para el operador de la red conocer cuál es la capacidad real de la planta.

Este tipo de estudios se realiza por medio de flujos de carga iterativos en los que se varía tanto la potencia efectiva despachada como el voltaje de operación. Los resultados se muestran en diagramas P-Q y U-Q.

En esta sección se calculan los límites operativos de la planta solar sin consideración del tipo de control seleccionado para el suministro de potencia reactiva. Se consideran dos escenarios de operación: sin bancos de capacitores fijos y con bancos de capacitores

La estimación de los límites operativos de la planta solar se realiza por medio de diagramas de capacidad PQ y UQ. Mediante el diagrama PQ, se identifican los límites de potencia efectiva y reactiva dependiendo del voltaje en el PCC. El diagrama UQ muestra la capacidad de potencia reactiva de la planta con respecto al voltaje de operación con dependencia de la potencia efectiva despachada.

La Figura 4.10 muestra el diagrama PQ de la planta considerando la operación sin bancos fijos de capacitores. La curva azul muestra el rango de operación que normalmente puede ser exigido por el operador de la red al operador de la planta, en este caso se considera una posible exigencia de operación con un factor de potencia de 0,95 sobreexcitado o subexcitado en cualquier punto de despacho de potencia efectiva, considerando un despacho máximo de de 2,4 MW (1 p.u.).

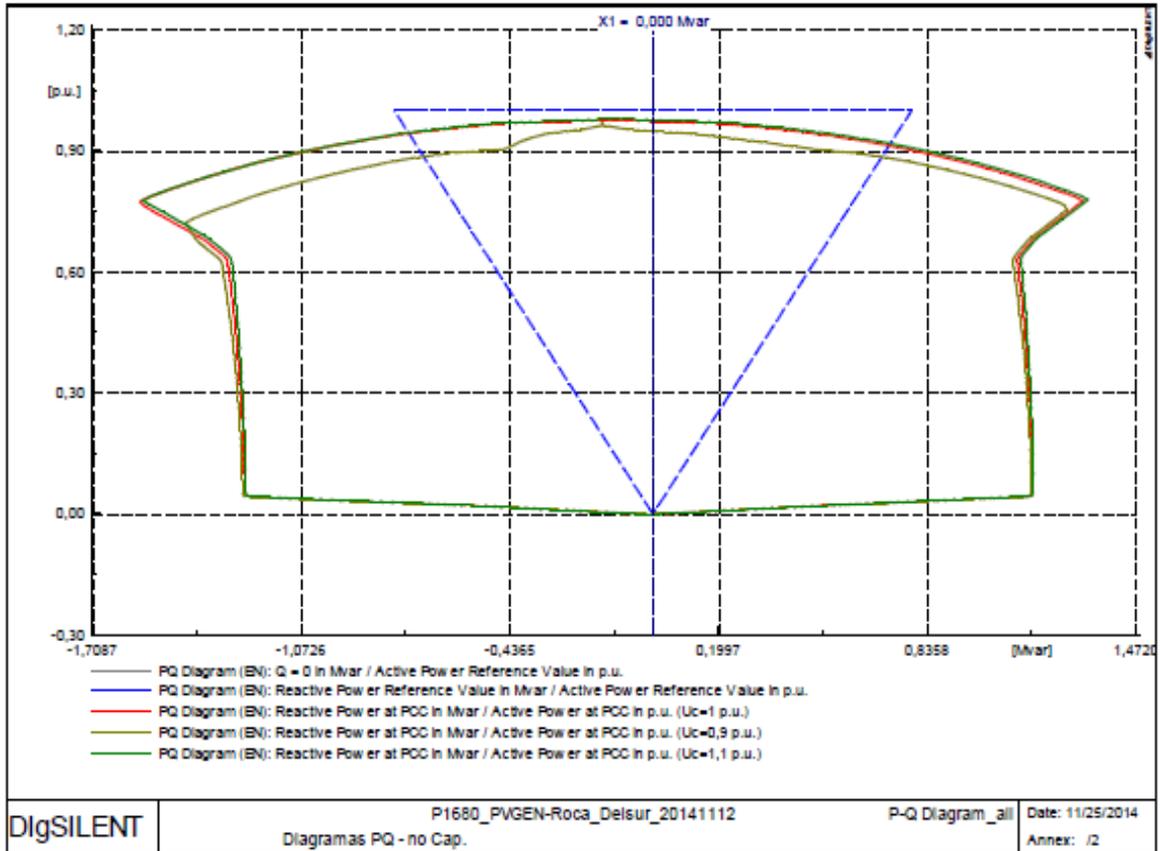


Figura 4.10. Diagrama PQ sin consideración de capacitores

Ya se ha mencionado en la Tabla 4.6 que la máxima potencia efectiva que puede despachar la planta solar es de 2,34 MW (0,975 p.u.) para un voltaje de operación en el PCC de 1 p.u. En caso de que el operador de red exigiera un factor de potencia 0,95 sobreexcitado para cualquier punto de operación, la potencia efectiva de cada inversor tendría que limitarse a 91,2% de la potencia nominal. En caso de que el operador de la red exigiera un factor de potencia 0,95 subexcitado entonces la máxima potencia a ser despachada se incrementa hasta 94,2% de la potencia nominal de los inversores. En caso de que el voltaje de operación se eleve, el cambio en la potencia efectiva máxima es despreciable, no así si el voltaje en el PCC se disminuye, en ese supuesto caso la planta tendría que limitar el despacho de potencia efectiva hasta aproximadamente 90% de la potencia nominal. Estas limitaciones se muestran detalladamente en la Tabla 4.8.

Punto de Operación	Máximo Despacho de P [p.u. - $P_{Base} = 2,4 \text{ MW}$]		
	$U_c = 0,9 \text{ p.u.}$	$U_c = 1 \text{ p.u.}$	$U_c = 1,1 \text{ p.u.}$
PF = 0,95 sobreexcitado	0,885	0,913	0,918
PF = 1	0,949	0,973	0,977
PF = 0,95 subexcitado	0,885	0,943	0,947

Tabla 4.8. Máximo despacho de P dependiente del punto de operación exigido

Considerando la conexión de bancos de capacitores fijos con una potencia nominal de 150 kvar para cada sección de la planta solar se obtiene la curva de capacidad que se muestra en la Figura 4.11. Se puede observar que la inclusión de bancos de capacitores fijos provoca un desplazamiento de la curva de capacidad de la planta.

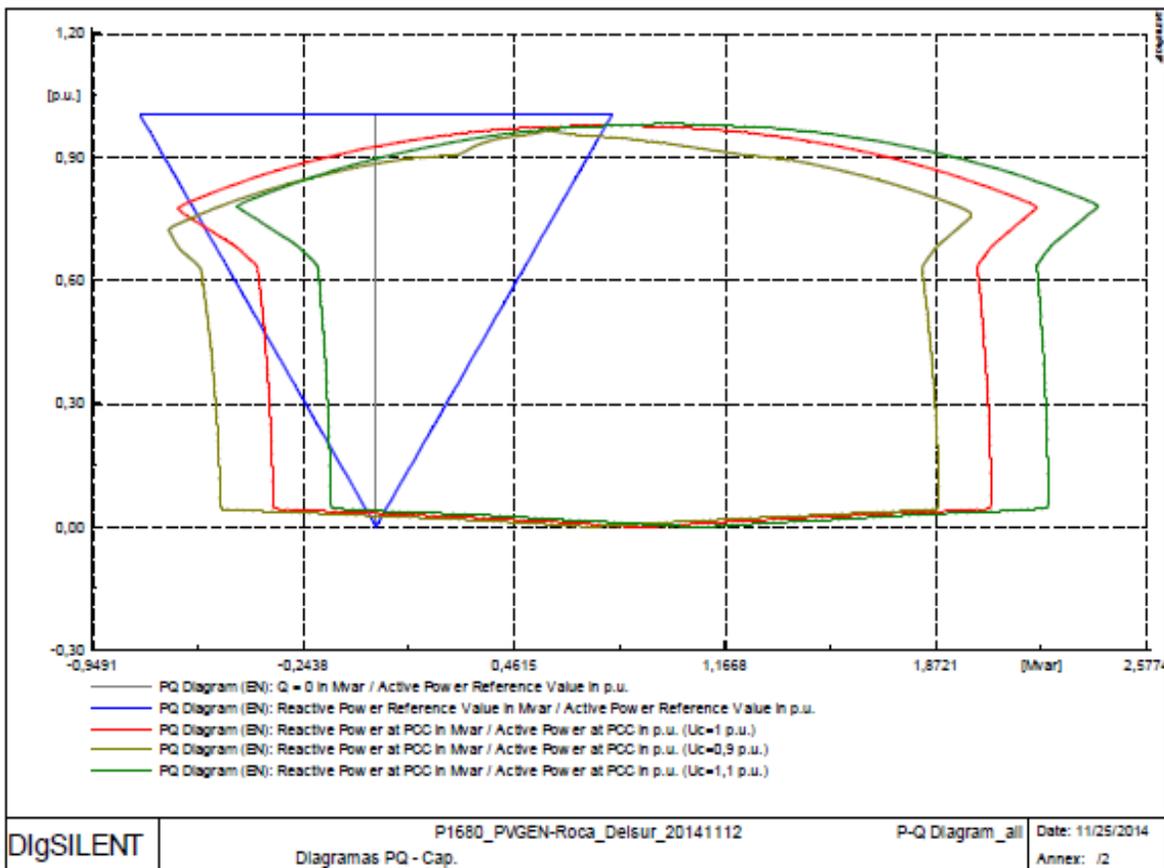


Figura 4.11. Diagrama PQ con consideración de bancos de capacitores fijos.

Por una parte se incrementa la capacidad de suministro de potencia reactiva permitiendo a la planta operar sin límite en la potencia efectiva despachada y cumpliendo con un posible factor de potencia 0,95 sobreexcitado. Por otro lado este mismo desplazamiento provoca que la capacidad de la planta se reduzca substancialmente en el posible caso de que el operador de la red exija una operación con factor de potencia subexcitado.

Para ampliar la capacidad de producción de potencia reactiva sobreexcitada sin alterar la capacidad de producción de potencia reactiva subexcitada, normalmente se utilizan bancos de capacitores a pasos conectados directamente en el PCC y en modo de control de factor de potencia. De esta forma no ocurre desplazamiento de la curva de capacidad, sino que solamente una ampliación en la magnitud de potencia reactiva sobreexcitada.

El operador de la red también puede tener exigencias con respecto al voltaje de operación en el punto de conexión. El cumplimiento de esta exigencia se verifica por medio de diagramas UQ.

En la Figura 4.12 se muestra las curvas UQ de la planta solar sin consideración de los bancos de capacitores. La curva azul muestra de nuevo una posible exigencia del operador de la red en cuanto al área de operación de la planta.

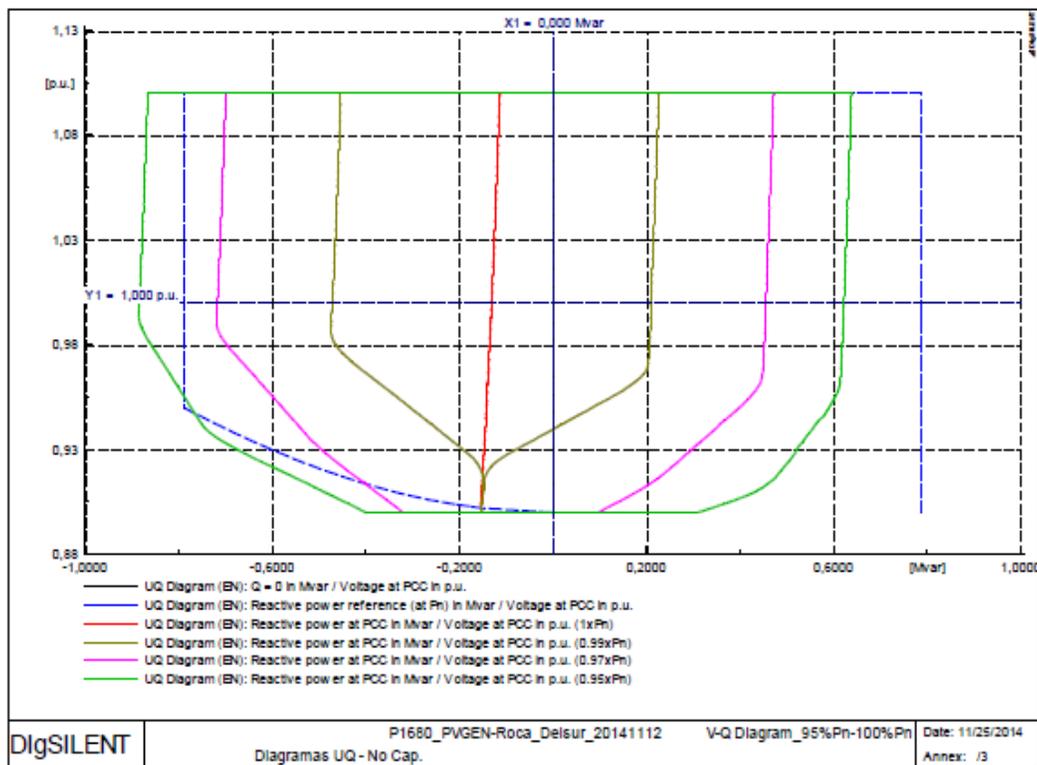


Figura 4.12. Diagrama UQ sin consideración de bancos de capacitores.

Se observa que reduciendo el valor de la potencia efectiva despachada a aproximadamente 95% de la potencia nominal se podría cumplir con la exigencias de operación con factor de potencia subexcitado. Para cubrir el área de potencia reactiva sobreexcitada sería necesario reducir aún más el límite de potencia efectiva (aproximadamente a 90% de la potencia nominal).

Para solventar esta limitación se conectan bancos de capacitores. La Figura 4.13 muestra las curvas UQ considerando bancos de capacitores fijos. De nuevo se observa un desplazamiento de las curvas. Lo que viene a mejorar el comportamiento en el área de factor de potencia sobreexcitado, pero disminuye substancialmente la capacidad en el área de operación con factor de potencia subexcitado.

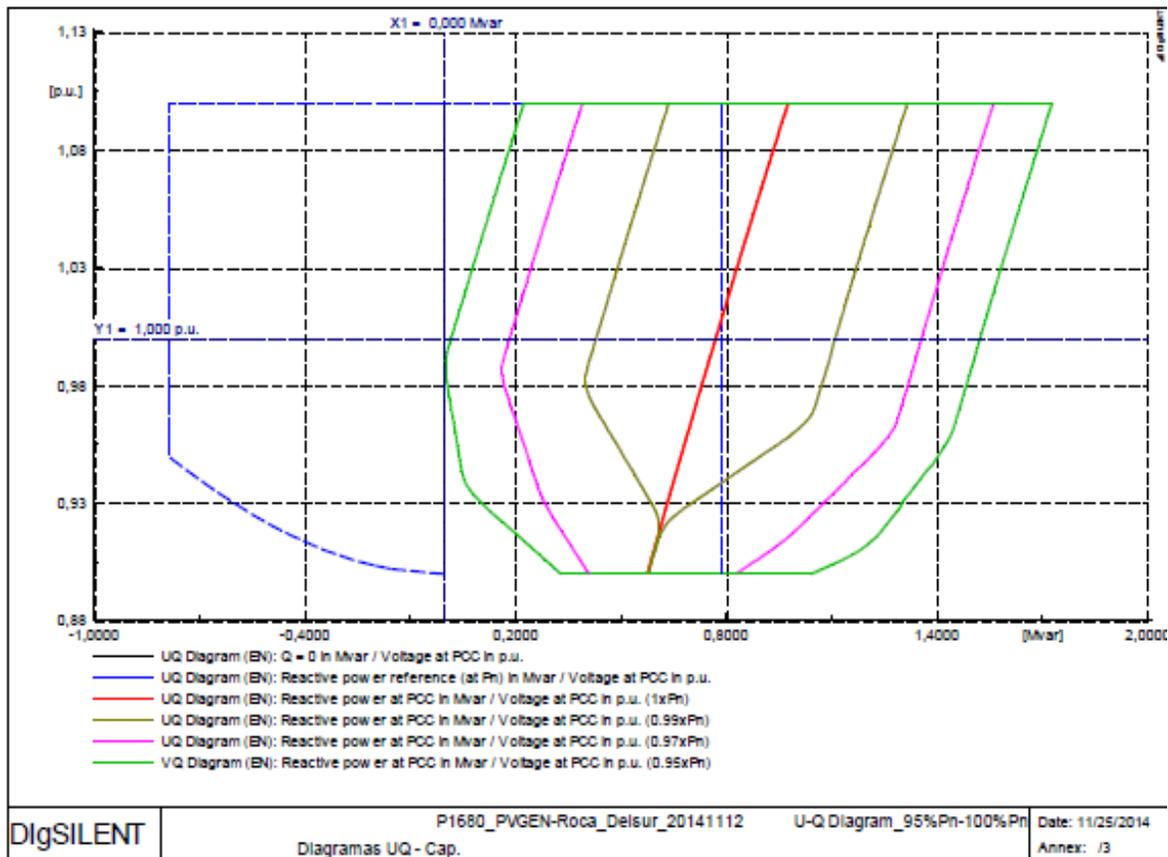


Figura 4.13. Diagrama UQ con consideración de bancos de capacitores.

4.4.3. Perturbaciones.

Como mencionado anteriormente, se debe verificar el grado de perturbaciones que serán inyectadas al sistema debido a la operación de la planta. Especialmente se debe de definir límites para fluctuaciones de voltaje, armónicos y flicker.

4.4.3.1. Cambios de Voltaje.

Se consideran dos tipos de cambio de voltaje que son producidos por la operación de la planta: cambios de estado estacionario y cambios súbitos.

Los cambios estacionarios de voltaje consideran los cambios durante la operación normal de la planta, es decir se asume que el voltaje se mantiene constante y que ya ha sido controlado por la operación del cambiador del tap del transformador principal del alimentador. Este tipo de análisis debe de ser realizado por el operador de la red considerando un modelo detallado del alimentador y todas las plantas conectadas. La verificación se realiza por medio de la comparación de resultados de dos cálculos de flujo de carga, con y sin operación de todas las plantas y considerando diferentes escenarios de carga. La diferencia en el voltaje no debe de ser mayor al 4% del voltaje nominal de acuerdo a los “Anexos del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción. Unidad de Transacciones. D.O. Número 138 Tomo No. 392, 22.07.2011”.

Los cambios súbitos son los que se producen en el momento de desconexión o conexión de la planta o equipo dentro de la planta y antes de que el cambiador del tap o equipo de compensación de potencia reactiva opere. La evaluación por desconexión de la planta se realiza también comparando resultados de flujos de carga sin considerar cambiadores automáticos del tap o equipos controladores de potencia reactiva. En la guía técnica Alemana se menciona un límite de 5% del voltaje nominal para este cambio.

De acuerdo a guía técnica Alemana la desconexión o conexión de cada uno de los equipos o inversores dentro de la planta no debe producir cambios no permitidos en el PCC. Estos cambios se evalúan considerando ciertos factores de calidad de cada inversor que son proporcionados por

el fabricante. El valor límite definido en la Guía Técnica Alemana para este cambio es de 2% del voltaje nominal.

- Cambio estacionario de voltaje

Este criterio se refiere a la magnitud de posibles cambios de voltaje que ocurren durante la operación normal de la planta. Se asume que el transformador principal del alimentador donde está conectada la planta ya ha regulado por medio de la operación del cambiador automático del tap el voltaje en el lado de 23 kV. Este tipo de estudio se tendría que realizar considerando un modelo de todo el alimentador y así mismo todas las plantas que están conectadas a ese alimentador. Es decir la comparación del voltaje en todos los nodos del alimentador con y sin operación de todas las plantas generadoras en ese alimentador. En este caso se utiliza un modelo simplificado del alimentador y solamente se evalúa el cambio de voltaje en el PCC.

De nuevo se evalúa la operación con y sin bancos de capacitores (inversores con factor de potencia constante unitario) y la operación el control de potencia reactiva Q(U) limitando la potencia efectiva al 99% de Pn (19,8 kW). Los resultados se resumen en la Tabla 4.9. Se considera para la evaluación un límite para el cambio de voltaje de 4% como se menciona en “Anexos del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción. Unidad de Transacciones. D.O. Número 138 Tomo No. 392, 22.07.2011”.

Escenario de operación	Δu – Calculado [%]	Δu – Límite [5] [%]
PF-Cte (1.0) – Sin bancos de Cap.	3,3	4,0
PF-Cte (1.0) – Con bancos de Cap.	3,4	
Control Q(U) – 99% Pn	2,8	

Tabla 4.9. Resultados del cálculo de cambio estacionario de voltaje

Los resultados muestran que en ninguno de los casos se viola el límite para el cambio estacionario de voltaje.

- Cambio súbito de voltaje

Este criterio se refiere a la evaluación de cambios en la magnitud de voltaje en la red en el momento de conexión o en caso de que ocurra una desconexión súbita de la planta. En este caso el cambiador automático del tap del transformador principal no ha operado aun.

Para evaluar este criterio no se encuentran valores límites en la normativa Salvadoreña, así que se utilizan los valores propuestos en la guía técnica Alemana para la conexión de plantas a redes de mediana tensión.

Para realizar este tipo de evaluación se necesitan algunos factores de calidad que deberían ser suministrados por el fabricante del inversor. Estos datos son los siguientes y en algunos casos dependen del ángulo de impedancia de la red (ψ_k):

- - Coeficiente de Flicker – $c(\psi_k)$
- - Factor de paso de Flicker - $k_f(\psi_k)$
- - Factor de cambio de Voltaje – $k_u(\psi_k)$
- - Factor de switcheo – $k_{imax}(\psi_k)$
- - Máximo número de operaciones de switcheo en 10 minutos – N10
- - Máximo número de operaciones de switcheo en 120 minutos - N120
- El fabricante de inversores ha suministrado solamente la siguiente información:

Voltage Fluctuations and Flicker as per BS EN 61000-3-11								
	Starting			Stopping			Running	
	dmax	dc	d(t) in ms	dmax	dc	d(t) in ms	Pst	Plt (2 hours)
Limit	4,0%	3,3%	500	4%	3,3%	500	1	0,65
MV	0,5%	0,1%	0	0,4%	0,3%	0	0,05	0,05
Verification	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok	ok

Tabla 4.10. Fluctuaciones de voltaje y flicker del inversor STP 20000TL-US [15]

En este caso se intenta estimar los factores arriba enumerados a partir del cálculo del factor de severidad de Flicker de corto (Pst) y de largo plazo (Plt), así como a partir del cambio máximo de voltaje (dmax). A continuación se muestran las ecuaciones necesarias:

- Factores de severidad de Flicker en operación continúa:

$$P_{st} = P_{lt} = c(\psi_k, v_a) \cdot \frac{S_n}{S_k}$$

- Factores de severidad de Flicker debido a operaciones de switcheo:

$$P_{st} = 18 \cdot N_{10}^{0.31} \cdot k_f(\psi_k) \cdot \frac{S_n}{S_k}$$

$$P_{lt} = 8 \cdot N_{120}^{0.31} \cdot k_f(\psi_k) \cdot \frac{S_n}{S_k}$$

- Cambio relativo de voltaje:

$$d = 100 \cdot (k_u(\psi_k)) \cdot \frac{S_n}{S_k}$$

Donde S_n es la potencia nominal de cada inversor y S_k es la potencia de cortocircuito en terminales del inversor.

Para estimar los valores mencionados y para modelar el peor de los casos se asume lo siguiente:

- El valor del factor de severidad de flicker de operación continua es igual al factor de severidad de flicker por operaciones de switcheo

- $S_n = 20$ kVA

- $S_k = 4,29$ MVA (mayor potencia de cortocircuito en terminales de un inversor en la planta solar)

Aplicando las premisas arriba mencionadas se obtienen los factores de calidad para cada inversor mostrados en la Tabla 4.11. Debido a que el valor de P_{st} y P_{lt} dependen de la potencia de cortocircuito en el punto de medición, y el fabricante no menciona con que valor de potencia de cortocircuito fueron obtenidos los valores de la Tabla 3.4-6, resultan los valores estimados

bastante elevados en comparación con valores típicos (ver Tabla 4.11). Sin embargo con el fin de considerar el peor de los casos esos valores elevados funcionan perfectamente. En otras palabras, si la evaluación resulta positiva con esos valores elevados, los valores reales, que seguramente son menos restrictivos que los asumidos, arrojarían resultados más favorables.

Factor	Valor Estimado	Valor referencia Inversor de 700 kW
$c(\psi_k)$	9,6	1,64
$k_v(\psi_k)$	0,22	0,09
$k_u(\psi_k)$	0,9	0,83
N_{10}	15	2
N_{120}	100	8

Tabla 4.11. Factores de calidad estimados a partir de los datos Pst y Plt

Primero se evalúa el cambio súbito de voltaje por medio de cálculos de flujo de carga.

Escenario de operación	Δu – Calculado [%]	Δu – Límite [1] [%]
PF-Cte (1.0) – Sin bancos de Cap.	3,4	5,0
PF-Cte (1.0) – Con bancos de Cap.	5,0	
Control Q(U) – 99% Pn	3,7	

Tabla 4.12. Resultados del cálculo de cambio súbito de voltaje – Planta completa.

No se observan violaciones del límite establecido.

De acuerdo a la Guía Técnica Alemana, la desconexión de inversores individuales dentro de la planta no debe producir un cambio de voltaje en el PCC mayor al 2% de U_c . Esta evaluación se efectúa considerando los factores $k_u(\psi_k)$ y $k_{imax}(\psi_k)$ mediante las siguientes ecuaciones:

$$\Delta u_{max} = k_{imax} \cdot \frac{S_{rE}}{S_{kV}}$$

$$\Delta u_{ers} = k_u \cdot \frac{S_{rE}}{S_{kV}}$$

Donde S_{rE} es la potencia nominal de cada inversor (20 kVA) y S_{kV} es la potencia de cortocircuito calculada en el PCC (43,11 MVA). Para $k_{imax}(\psi_k)$ se asume el valor de 1. Con esto se obtienen los siguientes valores:

$$\Delta u_{max} = 1,0 \cdot \frac{0,02 \text{ MVA}}{43,11 \text{ MVA}} = 0,000464 = 0,0464 \%$$

$$\Delta u_{ers} = 0,9 \cdot \frac{0,02 \text{ MVA}}{43,11 \text{ MVA}} = 0,000418 = 0,0418 \%$$

Ambos valores son mucho menores que 2% de Uc.

4.4.3.2. Distorsión armónica y flicker.

- Flicker

El efecto de flicker se evalúa por medio del cálculo de los factores de severidad de flicker Pst y Plt tanto en operación continua como por operaciones de switcheo en el PCC. Estos valores de severidad se calculan para plantas que están compuestas de varios inversores con las siguientes ecuaciones:

- Factores de severidad en operación continua:

$$P_{st\Sigma} = P_{lt\Sigma} = \frac{1}{S_k} \sqrt{\sum_{i=1}^{N_{wt}} (c(\psi_k, v_a) \cdot S_{n,i})^2}$$

- Factores de severidad por operaciones de switcheo:

$$P_{st\Sigma} = \frac{18}{S_k} \left[\sum_{i=1}^{N_{wt}} N_{10,i} \cdot (k_{f,i}(\psi_k) \cdot S_{n,i})^{3,2} \right]^{0,31}$$

$$P_{lt\Sigma} = \frac{8}{S_k} \left[\sum_{i=1}^{N_{wt}} N_{120,i} \cdot (k_{f,i}(\psi_k) \cdot S_{n,i})^{3,2} \right]^{0,31}$$

Los valores calculados se resumen en la Tabla 4.13.

Factor de Severidad de Flicker	Operación continua	Por operación de switcheo	Valor Límite
P_{st}	0,0491	0,0197	0,8 [7]
P_t	0,0491	0,0158	0,25 [1]

Tabla 4.13. Evaluación de Flicker – Planta completa.

No se detectan violaciones de valores límites para los factores de severidad de flicker.

- Distorsión armónica

El cálculo de armónicos se realiza aplicando la norma IEC 61000-3-6. La información correspondiente a la inyección de armónicos de corriente se muestra en la Figura 4.2. Los límites de inyección de corriente han sido considerados de acuerdo a lo estipulado en Modificación a las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución y a la Metodología para el Control de la Calidad del Producto Técnico Referente a la Campaña de Perturbaciones. SIGET. Anexo 1 del Acuerdo No. 320-E-2011. Junio de 2011. Los resultados se muestran en la Figura 4.14.

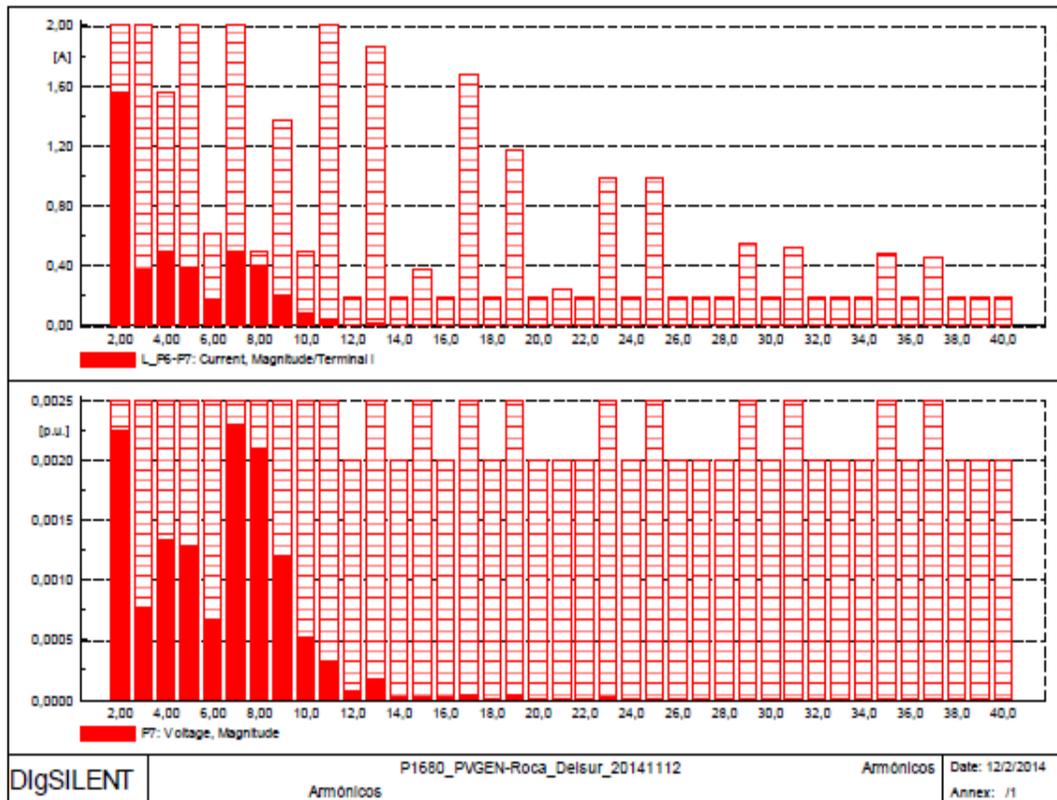


Figura 4.14. Resultados del flujo de carga armónico.

Se debe de mencionar que los resultados no consideran armónicos existentes en la red de DELSUR. Por consiguiente En caso de que existan actualmente resonancias predominantes en frecuencias menores a 600 Hz, la magnitud de los armónicos inyectados y por ende los armónicos en el voltaje podrían variar. Mediante este análisis se verifica que la inyección de armónicos de la planta está dentro de los límites estipulados asumiendo que el voltaje en el PCC está libre de armónicos. Los valores calculados de THD se muestran en la Tabla 4.14.

Parámetro	Valor calculado	Límite [7]
THD (I_{PCC}) [%]	2,98	20
THD (U_{PCC}) [%]	0,46	8

Tabla 4.14. Distorsión Armónica Total de voltaje y corriente (THD) – PCC

Mediante la conexión de los bancos de capacitores se está produciendo una resonancia en área alrededor de 480 Hz. La Figura 4.15, muestra un barrido de frecuencia y el comportamiento de la impedancia en el punto de conexión.

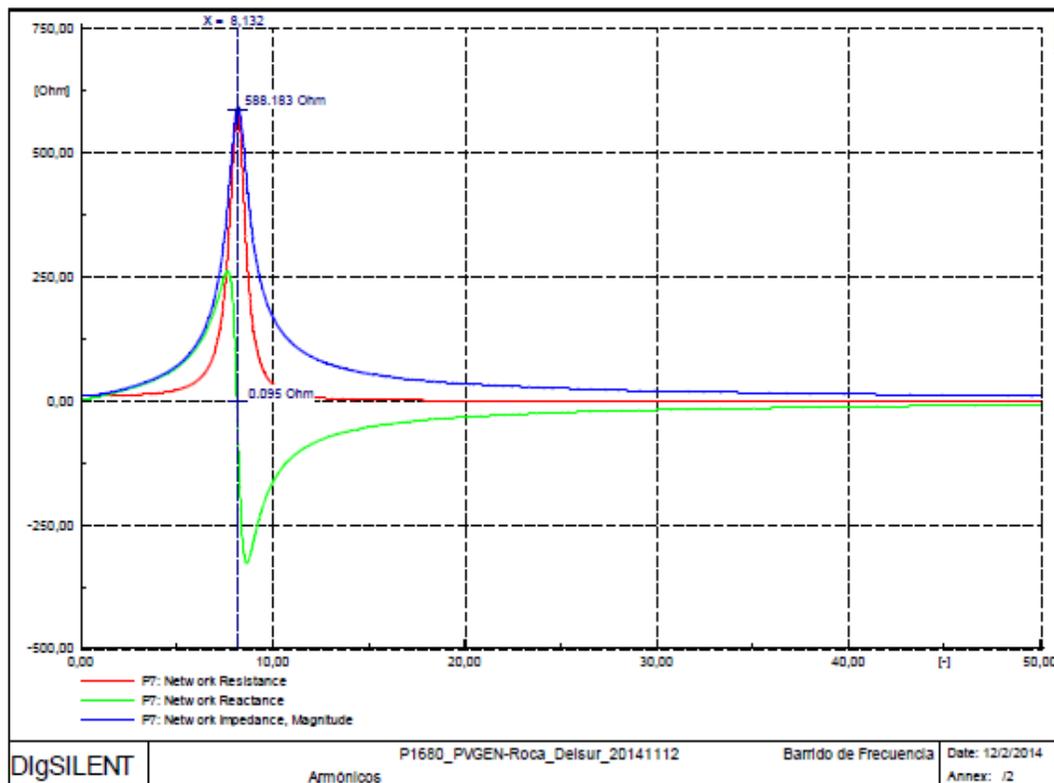


Figura 4.15. Resultados del barrido de frecuencia – Impedancia en el PCC

En caso de que después de considerar todo el modelo de red para un análisis posterior de armónicos, o después de realizar mediciones, se detecte que en algunas frecuencias los límites de armónicos no se cumplen, los bancos de capacitores conectados en la red de la planta solar podrían sintonizarse mediante la conexión de reactores adicionales a una determinada frecuencia para que además de cumplir la función de mejoramiento del factor de potencia, puedan trabajar como filtros de armónicos.

4.4.3.3. Comportamiento Dinámico de la planta.

El fabricante de los inversores debe de proporcionar un modelo dinámico del inversor, con el cual se debe de poder realizar simulaciones en el tiempo para analizar el comportamiento de la planta ante huecos de tensión en el PCC. El operador de la red debe de definir exigencias para ese comportamiento. Normalmente se exige que la planta suministre una corriente reactiva a partir de una determinada amplitud de hueco de tensión con el objetivo de brindar un soporte para el voltaje del sistema durante fallas externas. Durante ese periodo de tiempo la generación de potencia efectiva pasa a un segundo plano y lo más importante es la inyección de una corriente reactiva adicional al inyectado durante la operación normal en el PCC que cumpla con el propósito definido.

Actualmente la normativa de El Salvador no define este comportamiento, así que en este estudio se asume la exigencia definida en la Guía Técnica Alemana. De acuerdo a esta exigencia la duración del soporte y la magnitud de la corriente reactiva inyectada dependen de la profundidad del hueco de tensión.

Este comportamiento debe de ser verificado para diferentes modos de operación con el objetivo de verificar que la planta está en la capacidad de inyectar la corriente reactiva solicitada.

En esta sección se analiza el comportamiento dinámico de la planta ante fallas en la red.

Actualmente no existe una exigencia de la normativa Salvadoreña con respecto al comportamiento de la planta en caso de fallas en la red (huecos de tensión). Existen tres posibles comportamientos de la planta:

1. La planta tiene que desconectarse inmediatamente en el momento de que ocurra una falla en la red. Este criterio supone la existencia de un relé de protección que reconozca una falla externa por ejemplo por medio de un salto vectorial de la medición de voltaje y que desconecte la planta en su totalidad. Este fue históricamente hablando el primer comportamiento exigido a las plantas de energía renovable. Sin embargo, ha sido en casi todos los códigos de red descartado por las desventajas que produce durante la transición del estado transitorio al estado estable de la red después la ocurrencia de una falla.
2. La planta debe permanecer conectada al sistema por un periodo de tiempo determinado, pero no debe contribuir a la magnitud de corriente de falla. Este criterio es sencillo de cumplir, ya que solamente implica el ajuste de la protección de bajo voltaje para que actúe en forma lenta. Los inversores bajan la producción de potencia activa durante la falla, e inmediatamente después de que la falla ha sido despejada contribuyen al restablecimiento de la estabilidad del sistema. En muy pocas condiciones se exige este comportamiento.
3. La planta debe permanecer conectada al sistema por un periodo de tiempo determinado y durante ese tiempo debe de inyectar una corriente reactiva a la red para soportar el voltaje del sistema y de este modo contribuir activamente a la restauración del voltaje en la red después de despejada la falla. Este es el punto de operación mayormente exigido en los códigos de red.

Se analizará solamente el comportamiento de la planta asumiendo que se exige que la planta contribuya inyectando corriente reactiva a la red durante huecos de tensión. Ya que el inversor no puede mantener este suministro de corriente reactiva por tiempo indefinido el operador de red tiene que definir los límites de tiempo y de desviación de voltaje en terminales. En este estudio se utiliza la exigencia especificada por Guía Técnica Alemana (ver Figura 4.16).

Limiting curves of the voltage characteristics

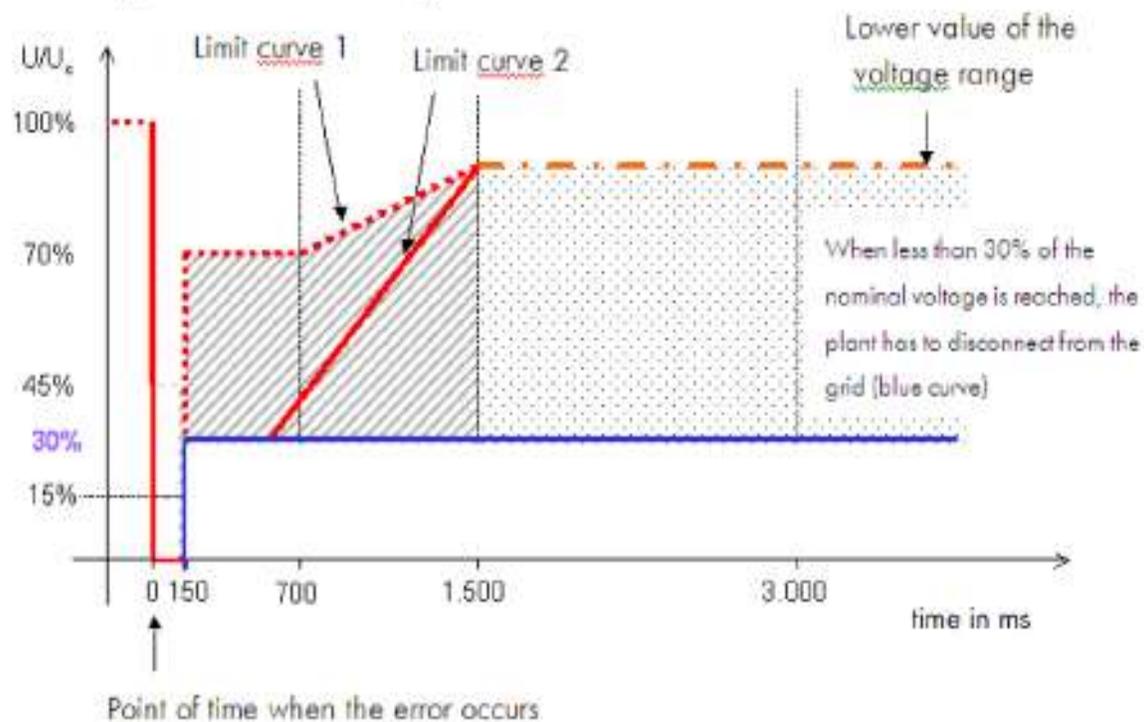


Figura 4.16. Límites para la exigencia de soporte dinámico de la red.

La Figura 4.16, especifica el tiempo que la planta debe de permanecer conectada a la red dependiendo de la magnitud del hueco de tensión. La magnitud de la corriente reactiva inyectada a la red depende de la magnitud de la caída de voltaje (ver Figura 4.9) según siguiente ecuación:

$$\Delta IB = K \cdot \Delta U$$

Donde:

- ΔIB = Corriente reactiva adicional
- ΔU = Caída de voltaje
- K = Constante de proporcionalidad

El comportamiento descrito anteriormente se debe de verificar en el PCC. En este caso la medición de la caída de tensión se realiza en el punto de conexión de cada inversor y cada inversor reacciona de forma independiente de acuerdo al voltaje medido. Se asume que la constante de proporcionalidad ha sido ajustada en 2 para todos los inversores.

El comportamiento dinámico de la planta solar durante huecos de tensión en lo que se refiere a la inyección de corriente reactiva adicional en el PCC se muestra en la Figura 4.17, Figura 4.18 y Figura 4.19 para los distintos modos de operación considerados.

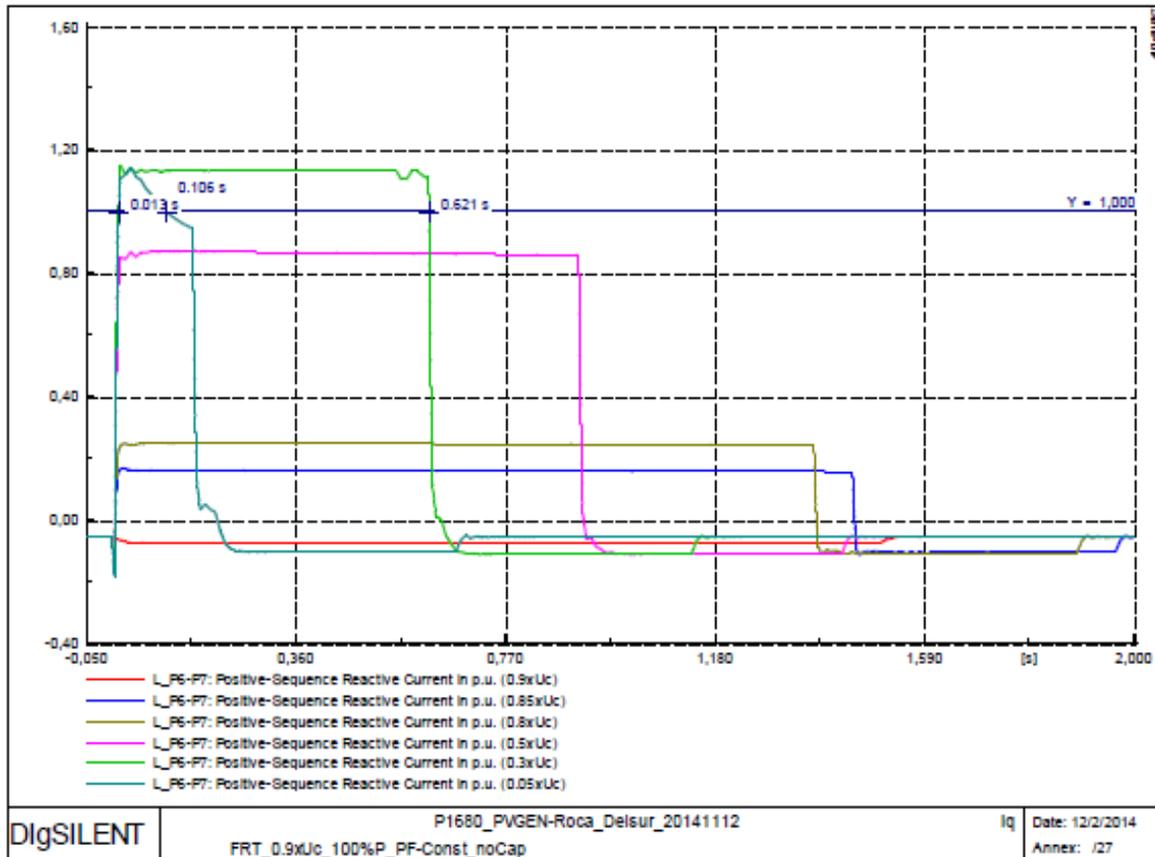


Figura 4.17. Magnitud de la corriente reactiva I_q dependiente de U_c – PF-Cte. - Sin Cap.

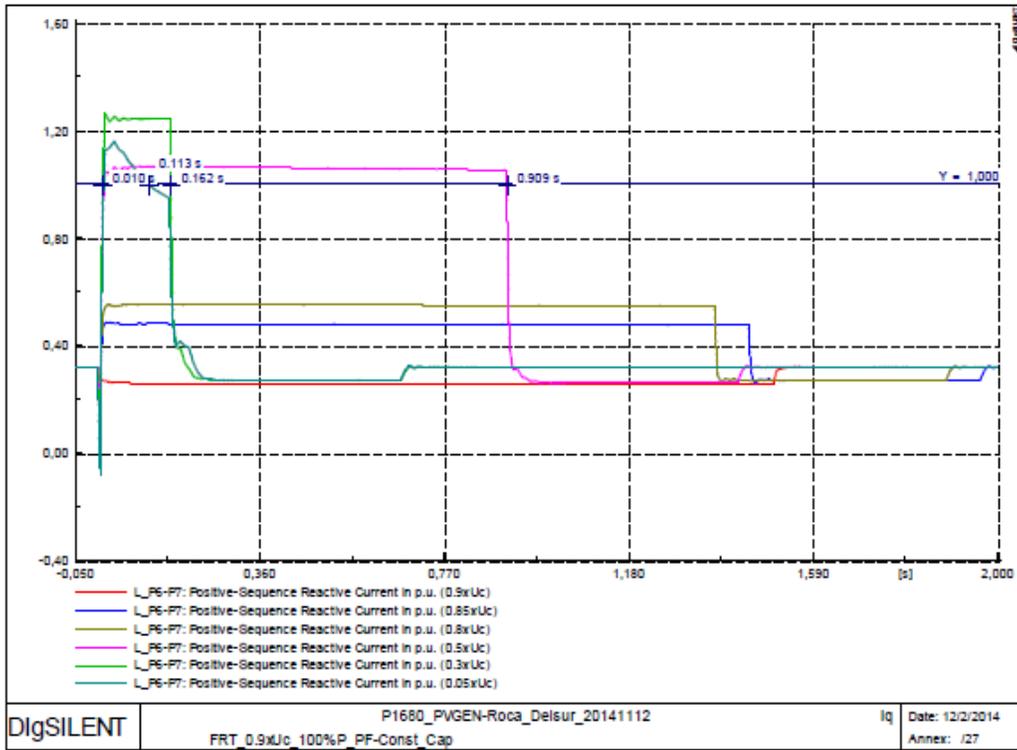


Figura 4.18. Magnitud de la corriente reactiva I_q dependiente de U_c – PF-Cte. - Con Cap.

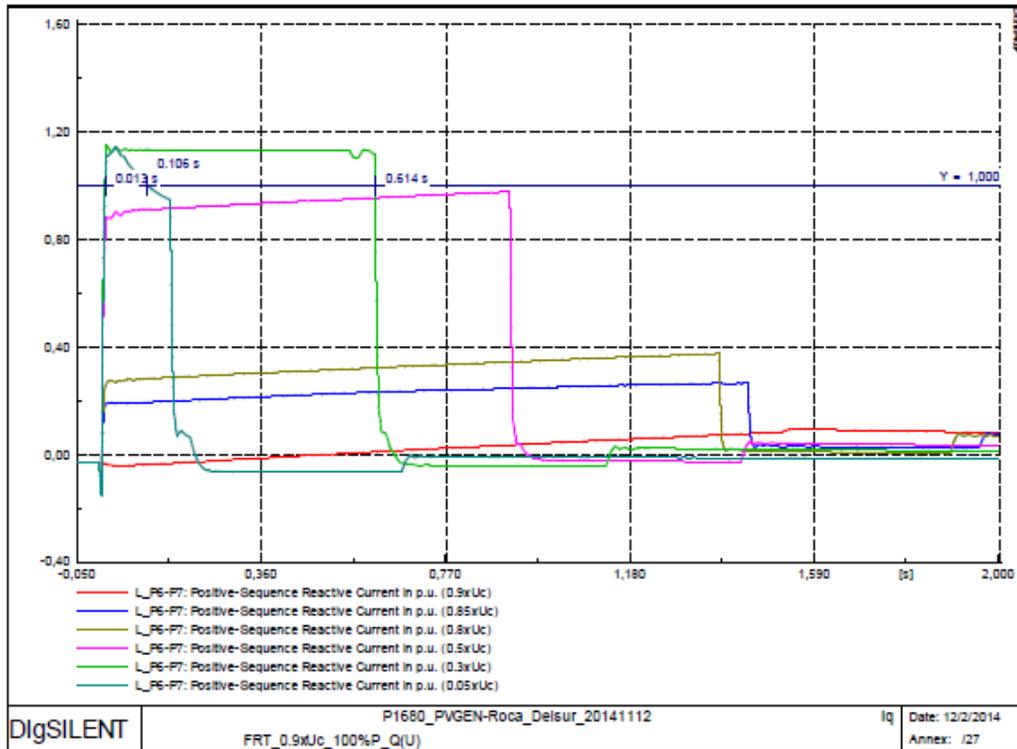


Figura 4.19. Magnitud de la corriente reactiva I_q dependiente de U_c – $Q(U)$. - Sin Cap.

Se observa que la magnitud de corriente reactiva inyectada al PCC no corresponde exactamente al valor ajustado para la constante de proporcionalidad ($K=2$). Esto se aprecia especialmente en los casos sin consideración de la operación de los bancos de capacitores adicionales. Este comportamiento queda claro cuando se observa la magnitud de caída de tensión en las terminales de un inversor aislado (ver Figura 4.20). Cuando por ejemplo la caída de tensión en el PCC es de 0,5 p.u. esta misma tiene un valor de 0,425 p.u. en las terminales del inversor, por lo que el inversor inyecta entonces una corriente proporcional a esa caída de tensión.

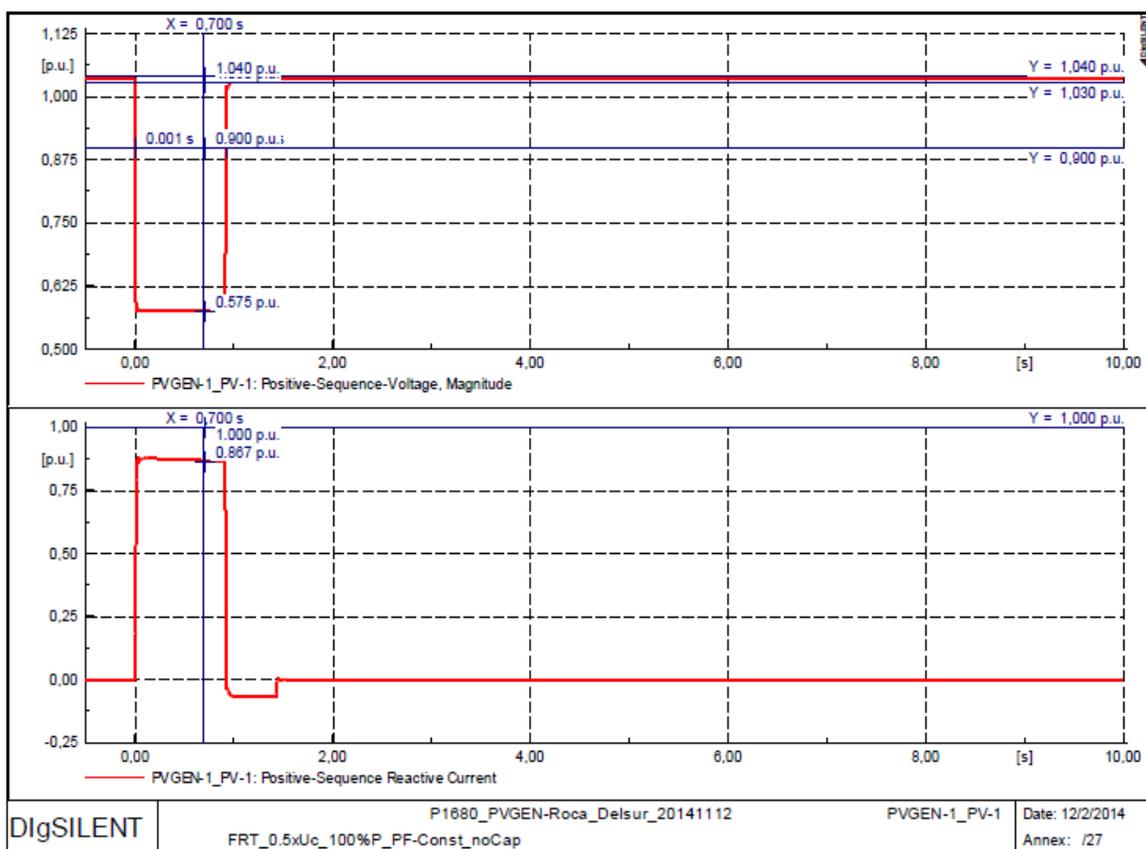


Figura 4.20. Magnitud de la corriente reactiva I_q dependiente de U_c – -Planta 1_PV1 – PF-Cte - Sin Cap.

Se observa que en los casos donde la caída de tensión es bastante elevada (voltaje en el PCC muy cercano a 0 p.u.) la magnitud de corriente reactiva inyectada en el PCC decae, esto es debido a que la corriente reactiva producida por los inversores es absorbida en gran parte por los

transformadores. Con esto el soporte dinámico del voltaje de la red disminuye un poco (ver curva correspondiente a $0,05xU_c$ por ejemplo en la Figura 4.17).

Además se observa que el inversor inyecta la máxima corriente reactiva posible (1,13 p.u.) a partir de fallas donde la caída de tensión en terminales es mayor a 0,5 p.u.

Los resultados de las simulaciones muestran que fallas con una caída de tensión entre 0,1 y 0,15 p.u. en el PCC no son reconocidas por todos los inversores como fallas. Los inversores reaccionan a la caída de tensión dependiendo del modo de control de potencia reactiva seleccionado. El modo de falla es activado en todos los inversores cuando la falla produce un hueco de tensión mayor a 0,15 p.u. en el PCC. El límite considerado para la activación del modo de falla en los inversores ha sido seleccionado en 0,9 p.u. Este límite podría elevarse a 0,92 para que los inversores comiencen antes a soportar el voltaje en el sistema.

Se ha detectado que en las simulaciones los inversores tienden a absorber potencia reactiva después de que la falla ha sido despejada. Este comportamiento del modelo ha sido reportado al fabricante, quien ha expresado que este resultado se debe a un problema de modelación que será corregido en versiones posteriores del modelo según lo indicado por SMA. En realidad, el inversor no debería de absorber más potencia reactiva que la consumida antes de la ocurrencia de la falla. Aunque el comportamiento de la planta después de la falla no se está evaluando en este informe, se debe mencionar que con el objetivo de que la recuperación del voltaje en el sistema ocurra lo más rápido posible, las plantas de energía renovable no deben de operar después de una falla con un factor de potencia más subexcitado que antes de la falla.

4.4.4. Varios.

En este punto se trata de la verificación de criterios que no necesariamente precisan de un cálculo o simulación, sino que pueden ser evaluados de acuerdo a documentación suministrada.

En este estudio se considera el comportamiento de la planta ante elevaciones en la frecuencia y una evaluación del concepto de protección.

Normalmente se desea que las plantas de energía no convencional contribuyan activamente a la normalización de la frecuencia del sistema cuando existe una elevación de la misma. La

contribución se realiza mediante una limitación o reducción del suministro de potencia activa. Ya que este comportamiento no está definido en la normativa de El Salvador, se considera lo estipulado en Guía Técnica Alemana.

La evaluación del concepto de protección de la planta está orientada a verificar que los ajustes propuestos permitan el comportamiento requerido de la planta durante fallas en la red. Se debe de evaluar además que fallas internas en la planta no provoquen fluctuaciones o problemas de calidad en el suministro de energía eléctrica en el alimentador.

- Limitación de Potencia Efectiva Dependiente de la Frecuencia

De acuerdo a la información provista por el fabricante, los inversores son capaces de limitar la producción de potencia efectiva en caso de sobre-frecuencia. En caso de activarse esta función el inversor actuaría de acuerdo a la siguiente curva:

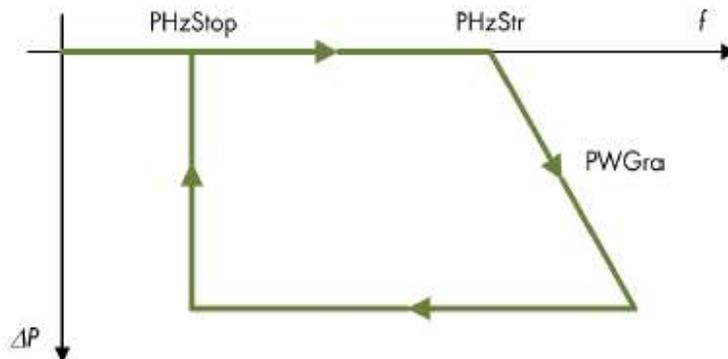


Figura 4.21. Limitación de potencia efectiva dependiente de la frecuencia, información de SMA.

Asumiendo los ajustes de la Tabla 4.15, el inversor comenzaría a reducir la potencia efectiva a partir de 60,2 Hz con un gradiente de 40 %/Hz. La generación de potencia efectiva se normalizaría hasta que la frecuencia haya bajado al valor 60,05 Hz.

Parametro	Descripción	Rango	Ajuste
PWCtHzMod	Droop mode P(f) statics	0: deactivated 1: activated	1
PHzStr	Grid frequency offset for starting power reduction [Hz]	0 ... 5	0,2
PHzStop	Grid frequency offset for power resetting [Hz]	0 ... 5	0,05
PWGra	Gradient for power reduction [%/Hz]	0 ... 100	40

Tabla 4.15. Ajustes para el modo de limitación de potencia efectiva P(f).

En cuanto a la protección de la planta, esta será protegida por medio de un re cerrador (recloser) en el poste (P7). Se recomienda activar dos niveles de protección de sobrecorriente. Un nivel direccional para despejar fallas internas en la planta y un nivel no direccional que opere tanto para fallas internas como para externas. Ambas con una curva de operación de tiempo definido. Los ajustes recomendados se muestran en la Tabla 4.16.

Parámetro	Ajuste
I> (direccional hacia el interior de la Planta)	30 A
t _{I>}	0,3 s
I>> (no direccional)	70 A
t _{I>>}	0,5 s

Tabla 4.16. Ajustes de protección de sobre-corriente en PCC.

Se recomiendan además protecciones por sobre y bajo voltaje así como sobre y baja frecuencia en el PCC. Se mantienen los ajustes recomendados por BDEW. Estos ajustes se muestran en la Tabla 4.17.

Función	Parámetro	Recomendación BDEW [1]
Sobre Voltaje	U>>	1,15 U _c
	t _{U>>}	≤ 0,10 s
	U>	1,08 U _c
	t _{U>}	60 s
Bajo Voltaje	U<	0,80 U _c
	t _{U<}	2,7 s
Sobre Frecuencia	f>	61,8 Hz
	t _{f>}	≤ 0,10 s
Baja Frecuencia	f<	57,0 Hz
	t _{f<}	≤ 0,10 s

Tabla 4.17. Ajustes de protección – Desconexión de la Planta.

Cada inversor debe de contar con protección independiente. Se recomienda mantener los ajustes recomendados por BDEW (ver Tabla 4.18).

Función	Parámetro	Recomendación BDEW [1]
Sobre Voltaje	$U_{>>}$	$1,15 U_{NS}$
	$t_{U_{>>}}$	$\leq 0,10 \text{ s}$
Bajo Voltaje	$U_{<}$	$0,80 U_{NS}$
	$t_{U_{<}}$	$1,0 \text{ s}$
	$U_{<<}$	$0,45 U_{NS}$
	$t_{U_{<<}}$	$0,3 \text{ s}$
Sobre Frecuencia	$f_{>}$	$61,8 \text{ Hz}$
	$t_{f_{>}}$	$\leq 0,10 \text{ s}$
Baja Frecuencia	$f_{<}$	$57,0 \text{ Hz}$
	$t_{f_{<}}$	$\leq 0,10 \text{ s}$

Tabla 4.18. Ajustes de protección – Inversor.

Se recomienda que cada transformador sea protegido por medio de fusibles seleccionados de acuerdo a la potencia nominal.

4.5. ANÁLISIS DE RESULTADOS PROPIOS DE LA EVALUACIÓN.

El objetivo de este estudio es la evaluación del cumplimiento de las condiciones de conexión de la planta solar Planta 1 y Planta 2 a la red de 23 kV de DELSUR. Esta evaluación resulta un poco complicada porque en la actualidad no existe en la normativa de calidad de energía de El Salvador un apartado dedicado a la definición del comportamiento de plantas generadoras a base de energía no convencional (solar y eólica). La evaluación se realiza entonces considerando algunos aspectos estipulados en la Norma de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución y de la Guía Técnica para la Conexión y Operación de Plantas Generadoras a redes de Media Tensión.

En primer lugar se ha creado un modelo de red de la planta solar que puede ser usado tanto para cálculos de estado estacionario como para la realización de simulaciones dinámicas en el software para análisis de redes eléctricas DigSILENT Power Factory. Este modelo está basado en datos que han sido suministrados por DELSUR y por el fabricante de los inversores SMA.

Se ha procedido a la evaluación de los siguientes criterios:

- Dimensionamiento de la Planta

Se ha verificado por medio de cálculos de flujo de carga y cortocircuito el correcto dimensionamiento del equipo dentro de la planta. No se registran sobrecargas bajo consideración del escenario de máxima generación.

En la planta se han considerado bancos de capacitores fijos para permitir a la planta el máximo suministro de potencia efectiva con un factor de potencia máximo de 0,95 sobreexcitado. Los inversores se ajustarán para que operen con un factor de potencia unitario. Se ha verificado que este objetivo se cumple. Sin embargo debe mencionarse que esta forma de operación limita cuantiosamente la capacidad de la planta de operar con un factor de potencia subexcitado. Se ha demostrado que cambiando el modo de operación del control de potencia reactiva de factor de potencia unitario al modo Q(U) sin consideración de los bancos de capacitores fijos, la planta podría contribuir al amortiguamiento o disminución de fluctuaciones de tensión en el PCC. Para plantas futuras se recomienda considerar otros tipos de ajuste de control de potencia reactiva o la conexión de bancos de capacitores en etapas con algún tipo de control.

- Capacidad de Potencia Reactiva

La planta está en capacidad de suministrar un amplio margen de potencia reactiva tanto sobreexcitada como subexcitada. El límite está impuesto por la magnitud de potencia efectiva despachada y por el voltaje en el PCC. Por ejemplo para garantizar la operación de la planta con un factor de potencia de 0,95 sobreexcitado sería necesario limitar el despacho de potencia efectiva de cada inversor a 91,2% de la potencia nominal. En caso de que el factor de potencia fuera subexcitado el límite sería 94,2%.

Debido a la variabilidad de la energía primaria se recomienda para futuras plantas con dimensiones similares analizar la factibilidad de activar un control de potencia reactiva de los inversores antes de decidir la conexión de bancos de capacitores. En este caso la conexión de bancos fijos de capacitores incrementa substancialmente la capacidad de operación con factor de potencia sobreexcitado, pero reduce radicalmente la capacidad de operación con factor de potencia subexcitado.

- Perturbaciones

Se han analizado cambios estacionarios y súbitos de voltaje en el punto de conexión. No se registran violaciones de los límites definidos por la norma de El Salvador o de los límites asumidos.

La magnitud de armónicos de corriente inyectados en el PCC así como los armónicos de voltaje producidos permanecen dentro de los límites considerados. La evaluación de la magnitud de flicker resulta igualmente positiva.

Es necesario mencionar que, aunque el resultado de este análisis muestra que la inyección de armónicos por parte de la planta a la red está dentro de los límites establecidos, se recomienda realizar mediciones de armónicos de voltaje en el PCC. En caso de verificarse la existencia de armónicos de voltaje, se podría analizar la posibilidad de aprovechar los bancos de capacitores existentes para dimensionar filtros necesarios.

- Comportamiento Dinámico

Aunque este criterio no está especificado en la norma de El Salvador se recomienda considerar la activación del modo de soporte dinámico de la red de los inversores. Se observa que la inyección de corriente reactiva en el sistema por parte de la planta solar durante fallas que produzcan una caída de tensión hasta aproximadamente 30% del voltaje nominal, puede contribuir a la recuperación del voltaje en el PCC después del despeje de fallas en la red.

También se recomienda considerar el incremento del ajuste de voltaje para la activación del modo de falla a 0,92 p.u. en los inversores, para que estos comiencen más temprano a suministrar el apoyo dinámico a la red en caso de fallas.

- Limitación de potencia efectiva dependiente de la Frecuencia

Los inversores existentes en la planta solar tienen la función de reducción de potencia efectiva en caso de incrementos en la frecuencia. Se recomienda considerar la activación de esta función en los inversores de esta planta solar.

- Evaluación del concepto de protección

Se han hecho recomendaciones tanto de funciones como de ajustes de protección para garantizar que la planta suministre los servicios evaluados. Sobre todo se recomienda mantener los ajustes mencionados en la guía técnica del BDEW.

5. CONCLUSIONES

1. El incremento de las fuentes renovables de generación trae consigo importantes desafíos técnicos a resolver, tanto en la etapa de la elaboración del proyecto de conectividad del generador a la red, como en el momento de definir las protecciones a instalar en el generador y adecuar las protecciones de la red en la zona de influencia del generador.
2. Actualmente el país no cuenta con una normativa de calidad de energía para evaluar el comportamiento de las plantas generadoras a base de energías renovables no convencionales (solar y eólica) conectadas a sistemas de distribución para efectos de factibilidades y correcta operación de los involucrados.
3. La potencia máxima de las Plantas fotovoltaicas a interconectarse al sistema de distribución de media y baja tensión deberá ser determinada mediante estudios que deberá realizar la distribuidora en base a las condiciones eléctricas de su red. Esto con el objetivo de garantizar que las plantas en su conjunto no superen la potencia que puede manejar el sistema de distribución tanto en operación normal como en condición n-1 garantizando los parámetros de calidad de energía exigidos en el país
4. La generación fotovoltaica, aunque sea de pequeña escala en la medida que van teniendo mayor penetración en el sistema eléctrico, podría tener un impacto relevante en la estabilidad del Sistema, especialmente durante eventos de pérdidas de grandes bloques de carga o generación.
5. La normativa Alemana, el estándar IEEE 1547 y el NEC se constituyen en una herramienta guía para abordar algunos de los impactos más relevantes que tiene la conexión de generación sobre el sistema de distribución.
6. Las Plantas fotovoltaicas son capaces de operar dentro de un rango de tensión que les permite trabajar a valores de tensión diferentes al valor de tensión nominal en el Punto de Conexión antes de su desconexión. Por lo tanto, pueden soportar fallas externas súbitas de tensión sin interrumpir su inyección a la red.
7. Las plantas fotovoltaicas son capaces de proporcionar corriente reactiva en el Punto de Conexión y de esa forma ayudar a la regulación de voltaje en la línea de distribución a la

que esté interconectada, por lo que debería aportar una potencia reactiva a un factor de potencia que pueda variar, de acuerdo a los requerimientos del distribuidor.

6. RECOMENDACIONES.

1. Se recomienda incluir en la NORMA TÉCNICA DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA, en el TÍTULO III, ACCESO A LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN lo siguiente, para el caso de proyectos fotovoltaicos conectados a la red de distribución en media tensión se deberá requerir lo siguiente:
 - i. Presentar una descripción de las instalaciones y características técnicas de los equipos de Generación que serán interconectados con la red de distribución, como mínimo se requiere:
 - ii. Plano de planta de las instalaciones y ubicación geográfica.
 - iii. Esquema eléctrico unifilar de la planta de generación, indicando los equipos de generación, inversores, transformadores, dispositivos de seccionamiento y protección, equipo de medición y sistemas auxiliares.
 - iv. Potencia a instalar.
 - v. Indicar el nivel de tensión a conectarse en la red de distribución
 - vi. Potencia máxima y mínima a inyectar en la red de distribución.
2. Se recomienda considerar el incremento del ajuste de voltaje para la activación del modo de falla a 0,92 p.u. en los inversores, para que estos comiencen más temprano a suministrar el apoyo dinámico a la red en caso de fallas.
3. Los inversores tienen la función de reducción de potencia, por lo que se recomienda considerar la activación de esta función en los inversores.

4. Los parámetros de fabricación que especifiquen lo relacionado con requerimientos para las centrales fotovoltaicas, serán certificados por estándares internacionales de la IEEE, IEC y UL.
5. Las centrales fotovoltaicas, deberán ser diseñadas para que puedan operar dentro del rango de +/- 10% del voltaje nominal en el Punto de Conexión. El rango continuo requerido de operación del voltaje es: $90\% < V < 110\%$.
6. Deberán cumplirse los parámetros de calidad definidos en la Norma de Calidad de los Sistemas de Distribución y los definidos para el sistema de transmisión en el ROBCP aplicables para la generación de energía proveniente de los proyectos fotovoltaicos.
7. Tipos de Estudios técnicos requeridos:
 - impacto de regulación de voltaje en el punto de conexión.
 - Perturbaciones: fluctuaciones en el voltaje, armónicos y flicker.
 - Comportamiento Dinámico ante huecos de tensión y sobre tensiones.
 - Comportamiento de la planta ante la variación de la frecuencia.
 - Cálculos de corrientes de cortocircuito.
 - Coordinación de Protecciones (sobre voltaje, bajo voltaje, sobre frecuencia y baja frecuencia)
8. Los Sistemas de Centrales Fotovoltaicas, deberán estar equipados con las siguientes funciones de control:
 - a. Rango de Frecuencia establecido en el ROBCP para esquema de desconexión debe considerar 58.10 Hz como valor mínimo.
 - b. El factor de potencia deberá operar en un rango de 0.95 en atraso o adelanto, pero no menor a este valor. lo cual también está establecido en el numeral

12.3.4.3 del capítulo 12-Servicios auxiliares del ROBCP y que se adapta correctamente a la temática aquí contemplada.

9. Para la regulación en la frecuencia se debe adoptar los estándares de funcionamiento en el rango de frecuencia establecidos en el ROBCP a fin de no incidir negativamente en la estabilidad del sistema de distribución.
10. Para soportar fallas externas súbitas de tensión sin interrumpir su inyección a la red se propone la contemplada en el ROBCP, en el numeral 6.2.4 del anexo 12-Normas de calidad y seguridad operativa para la evaluación de esta condición.
11. Proyectos a conectarse en la red de distribución en baja tensión, no debe requerírseles estudios, únicamente deberán cumplir con la certificación UL, IEC o IEEE para los equipos.
12. En caso de ser necesario, la compañía distribuidora debería realizar las mediciones respectivas a su costo, para establecer que sus redes cumplen con lo establecido en la Norma de calidad de servicio de los sistemas de distribución.
13. Los esquemas de protección de los generadores fotovoltaicos deben evitar la operación no intencional en modo de “isla”, cuando estos están conectados a las redes de distribución.

7. BIBLIOGRAFIA.

- Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión (Acuerdo SIGET No. 30-E-2011, Enero 2011).
- Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución (Acuerdo SIGET No. 192-E-2004, Diciembre 2004) última actualización a la norma se presenta en el Acuerdo SIGET No. 320-E-2011
- Technical Guideline “Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network” BVDE.
- Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (Acuerdo SIGET No. 335-E-2011, Julio 2011)
- Código Eléctrico Nacional de los Estados Unidos de América (NEC, en inglés), edición en español del 2008 (NFPA, 2008)
- Normativa de Construcción para Redes de 46 kV, 23 kV, 13.2 kV, 4.16 kV y 120/240 V (Acuerdo SIGET No. 66-E-2001, Marzo 2001)
- Procedimiento para la interconexión de Generadores a la Red de Distribución (AES)
- La Generación Distribuida en España, documento de la Universidad Carlos III de Madrid
- Estudio técnico de Verificación del Cumplimiento de Condiciones de Conexión de un proyecto de generación fotovoltaico realizado por la distribuidora Del Sur.