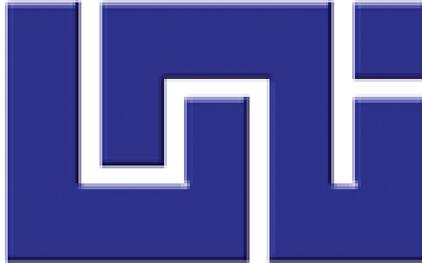


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE ELECTROTECNIA Y COMPUTACIÓN
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**TRABAJO MONOGRÁFICO PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO**

Generación Distribuida con Energía Fotovoltaica en Nicaragua

Autores:

Br. Edward Antonio Arias Cano.

2009-29086

Br. Jynner Alfonso González Obando

2009-29138

Tutor:

Milton Barboza, Mtr. en Ing. Eléctrica

Managua, noviembre del 2020

Dedicatoria

A Dios, dador de vida, sabiduría y paciencia, quien nos ha regalado la oportunidad de llegar al final.

A nuestras familias, quienes con su esfuerzo, nos permitieron enfrentar nuestra carrera universitaria sin mayor dificultad que aquella que supone aprender y crecer.

A nuestro tutor, por su dedicación, entrega y buena voluntad, cuya guía ha sido indispensable para que nuestra labor este a la altura del alma mater.

A nuestros colegas y amigos, quienes en algún momento nos han motivado a continuar con nuestros objetivos profesionales.

A Pablo Emilio Arias Kelly (Q.E.P.D), padre y hombre de bien, que donde sea que estés, se me permita entregarte el resultado de todo este esfuerzo, esfuerzo que también ha sido tuyo.

RESUMEN

El mundo moderno, tiene la necesidad cada vez mayor de encontrar mecanismos adecuados para sustituir la generación convencional con combustibles fósiles. La generación distribuida, por sus características y ventajas, se convierte en una opción importante para este propósito.

Las características de las redes de distribución, las tecnologías de energía solar fotovoltaica y los estándares internacionales, ofrecen conveniente campo de estudio para desarrollar la comprensión de la generación distribuida tanto en Nicaragua como en la región.

Los estándares IEEE y BDEW, ofrecen directrices de pruebas, condiciones de operación y seguridad, que permiten establecer un cuadro comparativo con las reglamentaciones vigentes sobre generación distribuida en los países vecinos y en Nicaragua, de manera que se pueda hacer un análisis sobre la integración de GD y el futuro de dichas tecnologías en nuestro entorno.

Actualmente, Nicaragua cuenta con una normativa de generación distribuida que está destinada exclusivamente al autoconsumo y no permite la competencia en el mercado mayorista.

El análisis de los datos de investigación obtenidos, revela que los países de la región americana tienen relativamente poco tiempo de desarrollo en GD y la mayoría de ellos se limita a instalaciones de autoconsumo en su marco legal, lo que sugiere que la tendencia de apertura de mercado para métodos nuevos de generación, aun no es vista como una solución energética, sino como una alternativa de fomento para el autoconsumo con energía renovable.

Finalmente, el estudio de la “Planta Fotovoltaica la Trinidad”, revela que la inyección de potencia a mediana escala en las redes de distribución es posible y ese debe ser el siguiente paso en el desarrollo de la reglamentación de GD en el país.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
OBJETIVOS	2
JUSTIFICACIÓN	3
MARCO TEÓRICO	5
1 CAPÍTULO I: Generación Distribuida y Redes de Distribución.	17
1.1 Generalidades de Generación Distribuida.	17
1.2 Generalidades de Redes de Distribución.	18
1.3 Recursos Renovables para la Generación de Energía Eléctrica.	20
1.4 Desarrollo de la Generación Distribuida a Nivel Mundial.	22
1.4.1 Generación Distribuida en Alemania	23
1.4.2 Generación Distribuida en Dinamarca.	26
1.4.3 Generación Distribuida en Suecia.	28
1.5 Calidad de la Energía.	30
1.5.1 Elementos de Electrónica de Potencia.	32
1.5.2 Inyección de Potencia Reactiva en Sistemas Fotovoltaicos.	35
1.5.2.1 Compensador Estático de Reactivo (SVC).	36
1.5.2.2 Compensador Estático Sincrónico (STATCOM).	37
2 CAPÍTULO II: Regulaciones y Requisitos Técnicos de la Generación Distribuida.	39
2.1 Marco Legal en Nicaragua	39
2.2 Generación Distribuida en la Región.	44
2.3 Estudios de Ingeniería Previos a una Interconexión de GD.	48
2.4 Recomendaciones para la Adecuada Operación de GD.	53
2.4.1 Estándar IEEE Std 1547.	55
2.4.2 Estándar BDEW2008	57
3 CAPÍTULO III: La Generación Distribuida y Energía Fotovoltaica en Nicaragua.	64
3.1 Las Redes de Distribución en relación a la Generación Distribuida.	64

3.2	Análisis de la Normativa de Generación Distribuida.	65
3.3	Experiencia de la Generación Distribuida en Nicaragua.	68
	CONCLUSIONES	79
	RECOMENDACIONES	81
	BIBLIOGRAFÍA	82

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Curva de Corriente-Tensión de Modulo FV [4]	9
Figura 2. Desempeño de un panel fotovoltaico según temperatura de celda [4]	10
Figura 3. Módulos de Silicio Mono cristalino [4].....	11
Figura 4. Módulos de Silicio Poli cristalino [4].....	12
Figura 5. Características de Módulos de Capa Fina [4].....	13
Figura 6. Sección Transversal del Panel Fotovoltaico Panasonic VBHN2 [24].	14
Figura 7. Líderes en Energía Renovable a Nivel Global [5].....	21
Figura 8. Detalles de la Generación de Energía Solar [5]	22
Figura 9. Proporción de energía renovable en el consumo de energía total bruto [6]	24
Figura 10. Capacidad de generación distribuida con energías renovables, instaladas en Alemania entre 1990 y 2012 [6].....	25
Figura 11. Aumento de la Generación Distribuida a través del tiempo en Alemania [6].....	25
Figura 12. Aporte de las Fuentes Renovables al Consumo Bruto de Energía en Dinamarca. [6]	27
Figura 13. Capacidad Instalada de Generación Distribuida en Dinamarca [6].	28
Figura 14. Participación de las Fuentes Renovables en el Consumo Bruto de Energía en Suecia [6]	29
Figura 15. Capacidad Fotovoltaica Instalada en Suecia [6].....	30
Figura 16. Tipos de Controladores de Potencia [10]	33
Figura 17. Esquema Simplificado del SVC [11]	36
Figura 18. Característica V-I del SVC [11].....	37
Figura 19. Estructura Básica de un STATCOM, denominado VSI de 6 puntos [11]	38
Figura 20. Característica V-I del STATCOM [11].....	38
Figura 21. Resumen de Selección del Punto de Acoplamiento.	71
Figura 22. Resumen de Requisitos para Solicitud de Interconexión.	72
Figura 23. Resumen de la Puesta en Servicio de la Planta.....	74
Figura 24. Resumen de las Condiciones de Operación.	76
Figura 25. Resumen de Políticas de Potencia Reactiva y Medio Ambiente.	77

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Sistemas de Generación Distribuida [2].....	7
Tabla 2. Tecnologías de Generación de Electricidad [2]	17
Tabla 3. Porcentaje de Energía Renovable en la Generación Eléctrica Global [5]	20
Tabla 4. Mercado Eléctrico Alemán [6].....	23
Tabla 5. Mercado Eléctrico Danés [6].....	26
Tabla 6. Mercado Eléctrico Sueco [6]......	28
Tabla 7. Características de Operación de Dispositivos Semiconductores [10]...	33
Tabla 8. Características de Dispositivos Semiconductores de Potencia [10]	34
Tabla 9. Manejo de Potencia de Conductores Típicos ACSR según datos de catálogo del fabricante General Cable®.....	40
Tabla 10. Clasificación de Generadores Distribuidos [32].	42
Tabla 11. Resumen de Reglamentaciones en la Región.....	47
Tabla 12. Secuencia de pruebas de diseño según IEEE [7].....	50
Tabla 13. Parámetros de Interconexión de un Recurso Distribuido a la Red de Distribución [7].....	51
Tabla 14. Respuesta del Sistema de Interconexión a Voltajes Anormales [7]....	56
Tabla 15. Respuesta del Sistema a Frecuencias Anormales [7]	56
Tabla 16. Distorsión Máxima Corriente Armónica en % de la Corriente Nominal. [7]	57
Tabla 17. Corriente de armónicos I_v , y corriente de inter-armónicos I_{μ} admisibles, relativas a potencia de cortocircuito [8].....	61
Tabla 18. Generación conectada a media tensión en Nicaragua.	69

ABREVIATURAS

A: Amperios

AC: Corriente Alterna.

Ah: Amperios Hora

ASCR: Siglas en ingles de conductor de aluminio con alma de acero

BDEW: Asociación Alemana de Industrias de la Energía y el Agua, por sus siglas en alemán.

BJT: Siglas de un tipo de transistor de alta frecuencia.

BT: Baja Tensión.

CC: Corriente Continua.

CCF: Cuchilla Corta Fusible.

CNDC: Centro Nacional de Despacho de Carga.

COR: Centro de Operación de la Red.

DC: Corriente Directa.

DN-DS: Distribuidora de electricidad del norte y del Sur.

DR: Distributed Resource por sus siglas en ingles abreviatura que usa IEEE para Generación Distribuida.

ED: Empresa Distribuidora.

ENATREL: Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica.

ENEL: Empresa Nacional de Electricidad.

EPS: "Electrical Power System" Forma en que IEEE denomina a la red de distribución.

FV: Fotovoltaico.

GD: Generador Distribuido.

GDR: Generador Distribuido Renovable.

GW: GigaWatt

GWh: GigaWatt-Hora.

IEC: Por sus siglas en inglés, Comisión Internacional de Electrotecnia.

IEEE: Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, por sus siglas en ingles.

IGBT: Transistor Bipolar de Puerta Aislada, por sus siglas en ingles.

INE: Instituto Nicaragüense de Energía.

kV: KiloVoltio.

KW: KiloWatt

MCM Mil Circular Mil.

MEM: Ministerio de Energía y Minas.

MT: Media Tensión.

PCC: Punto de Acoplamiento Común, por sus siglas en ingles.

PLT: índice de severidad del flicker de larga duración.

PST: índice de severidad del flicker de corta duración.

SCR: Rectificador Controlado de Silicio, por sus siglas en Ingles (tiristor)

SIN: Sistema Interconectado Nacional.

STATCOM: Compensador Estático Síncrono, por sus siglas en ingles.

STC: Condiciones Estándar de Prueba, por sus siglas en Ingles.

STD: Estándar.

TWh: TeraWatt-hora.

UE: Unión europea

V: Voltios

W: Watt

INTRODUCCIÓN

En el mundo es evidente la tendencia de la penetración energía eléctrica por recursos renovables, sobre todo, para contribuir en la solución de la problemática medioambiental e incidir de forma favorable sobre la tarifa de energía eléctrica y en los costos de elaboración y comercialización de los productos de consumo. También en Nicaragua, se han realizado cambios importantes en la matriz energética del país al ingresar generadores eléctricos a base de recursos renovables.

En consecuencia, han surgido nuevos modelos energéticos, exigiendo a los sistemas eléctricos a ser más dinámicos, siendo un ejemplo de esto la generación distribuida, que en algunos sistemas eléctricos como en Alemania, existen disposiciones legales desde los 90's, pero en países en vías de desarrollo como el nuestro, aún es incipiente. No obstante, Nicaragua es un país de abundantes riquezas naturales, y algunas concentran buenas cantidades de energía que pueden ser aprovechadas, como el viento, el sol y recursos hídricos.

Las redes eléctricas de distribución del país, están construidas bajo la influencia de normativas mexicanas, y con la llegada de Unión Fenosa, normativas españolas, por lo que puede suponerse que tienen altas posibilidades de integración de generación distribuida, sin embargo, primeramente, es importante que se tomen en cuenta todas las consideraciones necesarias, así como estudiar la experiencia de los países pioneros, proyectándose entonces un enorme potencial para estas tecnologías.

A pesar de todos los beneficios que se prevé puede hacer la generación distribuida en Nicaragua, se carece de la experiencia necesaria para probar esos métodos de manera íntegra, evidenciando la necesidad de impulsar estudios sobre generación distribuida, sobre todo con fuentes renovables, con el objetivo de perfilar al país a un futuro energético limpio y seguro.

OBJETIVOS

Objetivo General

Evaluar las condiciones técnicas de las redes de distribución eléctrica de Nicaragua, para la implementación de tecnologías de generación distribuida con energía fotovoltaica, a través de la recolección de información y análisis documental.

Objetivos Específicos

1. Estudiar los fundamentos que relacionan las tecnologías de generación distribuida, con las redes de distribución y energía fotovoltaica.
2. Estudiar las normativas y requerimientos técnicos nacionales e internacionales sobre generación distribuida valorando la implicancia de su implementación con tecnología de generación fotovoltaica.
3. Analizar las regulaciones y requerimientos técnicos internacionales de generación distribuida, alrededor de las normas de construcción de las redes de distribución vigentes en Nicaragua.

JUSTIFICACIÓN

La generación distribuida en general posee muchos beneficios, especialmente los relativos al aporte de suministro de la demanda máxima de carga en la red de distribución, así como la reducción de los costos en ampliaciones de la infraestructura de distribución. La generación distribuida puede ser incorporada al sistema eléctrico mucho más rápidamente que las soluciones convencionales. Además, presenta la notable ventaja de tener la capacidad de implantarse por escalones suficientemente pequeños ajustándose estrictamente al crecimiento de la demanda [4].

La GD renovable brinda beneficios adicionales que pueden constituir fundamentos válidos para que los países la promuevan dando beneficios adicionales como:

- Reducción de las emisiones globales de dióxido de carbono
- Reducción de las externalidades sociales y ambientales locales
- Contribución al desarrollo de una nueva industria verde
- Aumento de la seguridad energética
- Reducción de pérdidas del sistema y de capacidad innecesaria [5].

Profundizar en el estudio de la generación distribuida y transmitir estos conocimientos hacia las generaciones futuras de estudiantes de ingeniería de la UNI, vendría a expandir los criterios de los nuevos ingenieros, con respecto a lo que implica la generación limpia. Este impacto positivo, ayudaría a crear una nueva generación de Ingenieros Eléctricos, con mejores ideas de implementación de nuevas tecnologías, y con propósitos de explotar los beneficios de la generación distribuida en búsqueda del desarrollo del país.

Por tanto, en los futuros profesionales de la carrera en ingeniería eléctrica, el estudio de la generación distribuida los integra en un mundo de nuevas alternativas debido a que implica un cambio del esquema del sistema de generación y transmisión convencional, y cuyas opciones pueden ser estudiadas

para incidir en la economía del país y al ser un tema novedoso internacionalmente, posibilita convertirlos en profesionales más capacitados para el mercado laboral en desarrollo.

MARCO TEÓRICO

1. Aspectos Fundamentales de las Redes de Distribución.

Una red de distribución es un sistema de media tensión por medio del cual se distribuye la potencia a los clientes de acuerdo a su propia demanda y se diseña en base a los consumidores pronosticados a ser alimentados, teniendo como componentes básicos una subestación reductora, circuitos primarios, centros de transformaciones y circuitos secundarios.

La subestación reductora es la encargada de disminuir los niveles de alta tensión provenientes del sistema de transmisión a niveles de media tensión, en la cual se establecen los circuitos primarios de distribución, conformados por el interruptor de media tensión y los conductores de sus líneas que recorren una zona geográfica específica y de donde se conectan los centros de transformación que son bancos trifásicos y monofásicos, para reducir al nivel de baja tensión, siendo esto conocido como circuitos secundarios y despachan la energía al consumidor final.

Otro de los aspectos importantes a tomar en cuenta es el estudio de cargas, dado que el comportamiento de las redes de distribución está directamente relacionado por las cargas conectadas a ella y por la diversidad de consumidores, esta carga necesita ser estudiada a profundidad a fin de asegurar el comportamiento esperado y evitar cualquier inconveniente en las redes o reducción en la calidad del servicio. Las características básicas en el estudio de cargas en redes de distribución son: Densidad de la Carga, Potencia Instalada, Capacidad Instalada, Demanda Máxima, Horas Equivalente, Demanda.

Adicionalmente, se establecen una serie de criterios de diseño y de explotación de las redes de distribución, que se definen como factores a tomarse en cuenta para minimizar los costos de instalación, mejorar la calidad del servicio y la seguridad de las redes, siendo estos los siguientes: Factor de Demanda, Factor

de Utilización, Factor de potencia, Factor de Carga, Factor de Diversidad, Factor de coincidencia [1].

2. Definición de Generación Distribuida

En la actualidad, no hay una definición unificada de generación distribuida, porque son considerados muchos aspectos, tales como las tecnologías empleadas, límite de potencia y conexión a red. Por ejemplo, la DPCA (Distribution Power Coalition of América) la define como, cualquier tecnología de generación a pequeña escala que proporciona electricidad en puntos más cercanos al consumidor que la generación centralizada y que se puede conectar directamente al consumidor o a la red de transporte o distribución. Por otro lado, la Agencia Internacional de la Energía (IEA, International Energy Agency) considera como GD, únicamente la que se conecta a la red de distribución en baja tensión [2].

Existen diferentes tipos de tecnologías de generación, en la Tabla 1 se muestran las tecnologías maduras y semi-maduras según su grado de penetración en el mercado, pero algunas de estas tecnologías se utilizan principalmente en generación a gran escala, y se dan casos que el aprovechamiento a pequeña escala puede ser una solución viable. En función de la fuente de energía primaria que utilicen, estas tecnologías se pueden clasificar en GD no renovable y GD renovable, dentro de las no renovables a base de combustibles fósiles como por ejemplo los motores alternativos, turbinas de gas, pilas de combustible y micro turbinas [2].

En cuanto a los sistemas de almacenamiento de energía, los que poseen mayor penetración en el mercado global son el sistema por bombeo y las baterías, además, la tecnología de almacenamiento de energía por bombeo es la más madura de todas y se ha utilizado desde los años veinte del siglo pasado, basándose en almacenar energía mediante el bombeo de agua desde un embalse inferior o río hasta un embalse superior. [2]

Tabla 1. Sistemas de Generación Distribuida [2]

Tecnología de GD	Maduras	Motor Alternativo Turbina de Gas Mini hidráulica Eólica Solar Térmica Fotovoltaica Residuos
	Semi-Maduras	Biomasa Micro turbinas Pila de combustible
	Emergentes	Marina Geotérmica
Sistemas de Almacenamiento	Maduras	Bombeo Baterías
	Semi-maduras	Térmico Volante Aire a presión
	Emergentes	Hidrogeno Ultra capacidades

3. Definición de Energía Renovable.

Las fuentes de energía renovable, están definidas como aquellas cuyos recursos se regeneran de manera natural y continua, a la misma o mayor velocidad a la que es consumida por el hombre, lo que indica que es virtualmente inagotable, por sus enormes cantidades de energía o al ser regeneradas por procesos naturales; como la energía solar, eólica e hídrica entre las fuentes con mayor potencial y en los tres casos mencionados, la alimentación de las fuentes de energía tiene su origen de manera natural; el sol y su diaria y constante transmisión de energía, la energía potencial almacenada en el agua de los ríos, la energía cinética almacenada por el viento gracias a los sistemas de baja presión.

La razón por la cual, estas fuentes de energía han adquirido una importancia significativa en las últimas décadas, es porque en el mundo moderno, se consumen enormes cantidades de energía a diario en la realización de los procesos productivos y cotidianos de nuestras sociedades y la energía, producida por medios convencionales, genera grandes cantidades de emisión de gases

nocivos para el medio ambiente, pero las fuentes renovables, son una alternativa para la generación de energía que no contaminan directamente, y cuyo impacto es significativamente menor, sobre todo al no generar emisión de gases [12].

4. Generalidades de la Energía Solar Fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es aquella que obtiene potencial eléctrico mediante procesos químicos a partir de la luz obtenida directamente del sol, a través de módulos captadores denominados paneles solares fotovoltaicos, compuestos de celdas que convierten la energía luminosa en campo eléctrico a partir de cargas positivas y negativas, con la capacidad de generar corriente por la acción de dos semiconductores próximos de distintos tipos. En la actualidad, la mayoría de los sistemas fotovoltaicos ocupan el silicio como su componente principal y las celdas de silicio fabricadas a partir de una tonelada de arena pueden producir tanta energía como 500 000 toneladas de carbón.

Las principales ventajas de estos sistemas es que pueden generar energía eléctrica durante 25 años, tienen bajo costo de mantenimiento y no hay costo por combustible, por tanto, el sistema es seguro y fiable y la independencia de las redes de servicio es una de las más importantes. Las desventajas de estos, es el costo inicial de inversión, así como la variabilidad de irradiación disponible para la producción de energía eléctrica y la falta de información hace que su crecimiento sea lento. Los componentes básicos de los sistemas fotovoltaicos son: Paneles Fotovoltaicos, Reguladores de Carga, Inversores y Bancos de Baterías [3].

El Panel Fotovoltaico, es el elemento de la instalación encargado de transformar la energía del sol en electricidad de forma directa. Estos módulos garantizan un rendimiento de +/- 3% de la potencia nominal de origen durante un periodo de 25 años. Después de los 25 años se espera una reducción de la potencia no mayor al 10%. Las características de generación de cada panel fotovoltaico se definen por una curva de desempeño llamada curva característica de corriente-tensión, que muestra la relación entre la salida de corriente y tensión de un módulo [24].

La Figura 1 muestra la curva que se genera bajo las condiciones estándar de prueba (STC por sus siglas en inglés). Estas condiciones son: 1000 W/m² de irradiación y 25°C (77°F) de temperatura de la celda. En la práctica, la temperatura de celda normalmente está entre 30°C y 40°C por encima de la temperatura ambiente. Estas condiciones (un sol brillante y una temperatura de celda relativamente baja) no representan las condiciones reales de un sistema en operación.

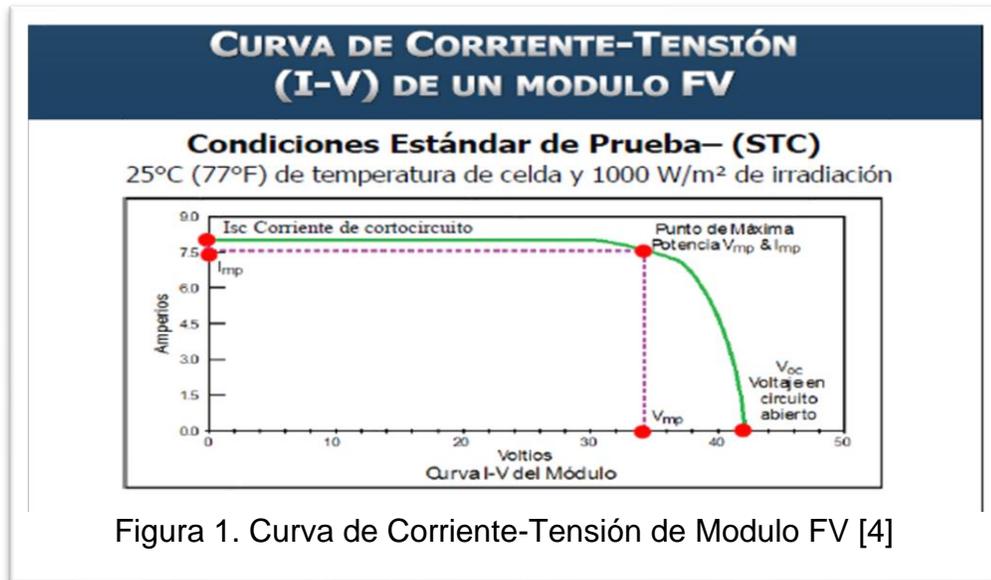


Figura 1. Curva de Corriente-Tensión de Módulo FV [4]

Los paneles fotovoltaicos operan con mayor eficiencia a temperaturas bajas. La figura 2 muestra el efecto que tienen los cambios de temperatura sobre la curva I-V del módulo. Las condiciones estándar de prueba (STC) son representadas por la curva verde, y es a menudo la única curva que está disponible por el fabricante. A medida que aumenta la temperatura, la producción del módulo disminuye, principalmente debido a la caída de tensión, ya que la corriente no se afecta de manera significativa por la temperatura. Asimismo, mientras la temperatura disminuye, la tensión del módulo aumenta [4].

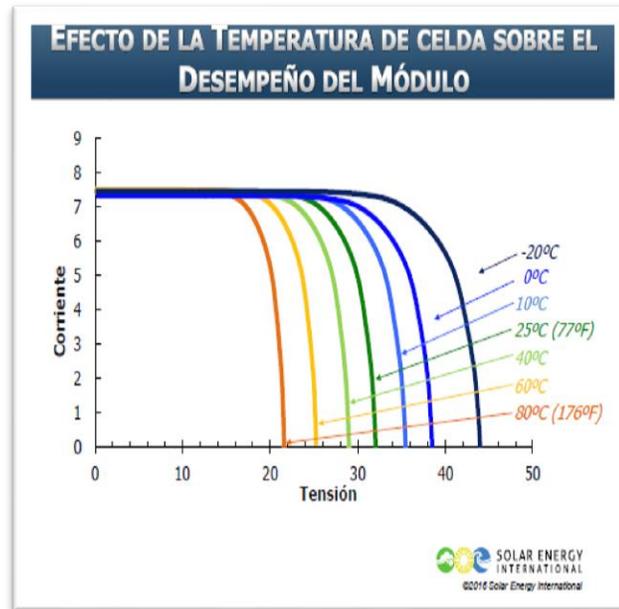


Figura 2. Desempeño de un panel fotovoltaico según temperatura de celda [4]

Es muy importante distinguir entre la temperatura de la celda y la temperatura ambiente. Una celda fotovoltaica de color oscuro expuesta al sol estará mucho más caliente que la temperatura ambiente, y de hecho, para obtener una temperatura de celda de 25°C (STC), la temperatura ambiente tendrá que estar alrededor de -5° C. Esto es 23° F, y es más frío que la temperatura de un día promedio en la mayoría de sitios [3].

En esta tecnología, podría encontrarse diferentes tipos de paneles fotovoltaicos para la captura de la energía solar, siendo los más conocidos los siguientes:

- | | |
|----------------------------|-------------------|
| a) Silicio Mono cristalino | d) Silicio Amorfo |
| b) Silicio Poli cristalino | e) Otros |
| c) Capa Fina | |

a) Silicio Mono cristalino:

Estas se fabrican por medio de una "semilla" de cristal de silicio que es remojada en silicio fundido y es lentamente elevada, girando bajo condiciones sumamente

controladas, el silicio fundido forma un cilindro de cristal homogéneo a partir de la semilla, con una estructura reticular perfecta. El silicio fundido es dopado con boro, dándole al lingote de silicio una carga positiva. Una vez que el silicio es formado, se le corta en obleas delgadas, de aproximadamente 200 micra de espesor (una micra es 1 millonésimo de metro). Estas obleas son entonces dopadas con fósforo sobre su parte superior, la cual se convierte en su capa N negativa.

El silicio de cristal homogéneo, está entre los módulos de mayor eficiencia disponibles comercialmente. Este proceso de manufactura no está libre de inconvenientes. Es complejo y costoso, y mucho del cristal se pierde en el corte de las obleas correspondiente al polvo de silicio creado por el grosor del instrumento cortante. Su eficiencia oscila entre 13-22%

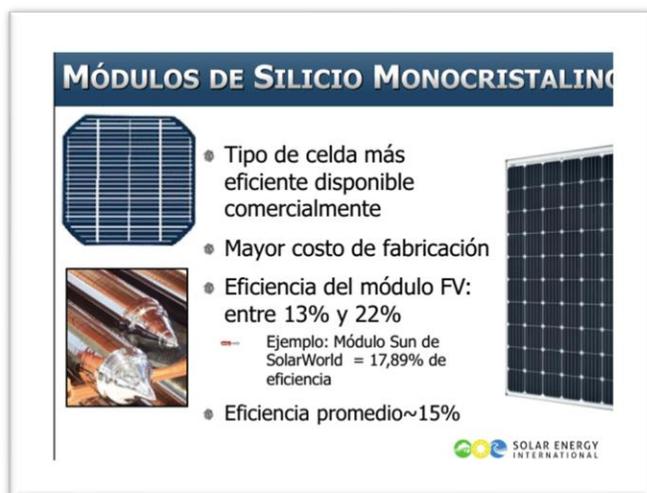


Figura 3. Módulos de Silicio Mono cristalino [4].

b) Silicio Poli cristalino:

Estas celdas (también llamadas multi-cristalinas) son generalmente fabricadas bajo un proceso de fundición. El silicio fundido es vertido en un molde donde se solidifica, este mismo crea varios cristales dentro del lingote (a diferencia del silicio mono cristalino, que es un solo cristal uniforme), y de ahí su nombre. Se puede distinguir un módulo FV poli cristalino por los cristales visibles que conforman cada celda. Son menos uniformes en el color y de alguna manera brillan con la luz, en

comparación con la uniformidad de las celdas de silicio mono cristalino. Los lingotes son generalmente cuadrados, y es por eso que los espacios entre sus celdas son menos notables, en comparación con los módulos con celdas mono cristalinas.

Las celdas FV poli cristalinas tienen una menor eficiencia que las celdas mono cristalinas. Los diferentes cristales dentro de la celda generan obstáculos (llamados fronteras de grano), lo cual hace que los electrones fluyan con mayor dificultad. En términos generales, el proceso de fabricación de celdas poli cristalinas es más sencillo que el de celdas mono cristalinas, y las celdas cuadradas evitan el corte innecesario aumentando el uso de la superficie de módulo y reduciendo el desperdicio de material.

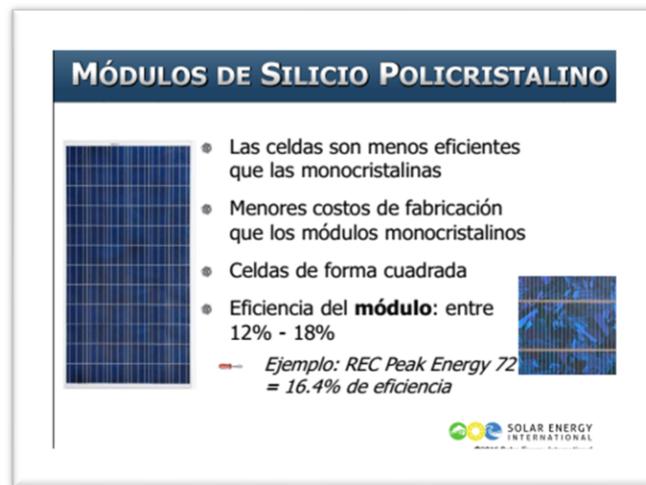


Figura 4. Módulos de Silicio Poli cristalino [4].

c) Capa Fina

Estos módulos tienen una estructura de cristal y son producidos por un proceso de deposición al vacío. Las capas de material fotovoltaico son en esencia "rociadas" sobre un sustrato, que puede ser de cualquier tamaño e incluso puede ser flexible, ya que no hay estructuras de cristal que se puedan quebrar, después de que el sustrato es cubierto, se utilizan láseres para inscribir las celdas

individuales en la superficie del módulo. El material conductor, un óxido conductor transparente, que también es flexible, se aplica en el proceso de deposición.

El proceso para fabricar módulos fotovoltaicos de capa fina es típicamente menos costoso que los métodos de silicio cristalino, y también utilizan menos material fotovoltaico. De igual forma ofrece más opciones de integración de productos permitiendo que diferentes sustratos sean utilizados.

MÓDULOS DE CAPA FINA

- › Es la tecnología más económica de producir
- › Puede ser depositada en un sustrato flexible
- › Redes metálicas son remplazadas con óxidos transparentes
- › Eficiencia del módulo ~ 7% a 17%
 - Generalmente menor a los cristalinos
 - Ejemplo: Serie First Solar 4V3 = 16,7% de eficiencia
- › Típicamente mayor voltaje y menor corriente de salida que otras tecnologías

Fuente: www.firstsolar.com

SOLAR ENERGY INTERNATIONAL

Figura 5. Características de Módulos de Capa Fina [4].

El silicio amorfo, forma parte del grupo de tecnologías de lámina delgada. Este tipo de célula solar se puede aplicar como película a sustratos de bajo costo tales como cristal o plástico. Las celdas de lámina delgada tienen muchas ventajas; como la deposición y ensamblado más fácil, la capacidad de ser depositadas en sustratos o materiales de construcción baratos, la facilidad de la producción en masa, y la gran conveniencia para grandes aplicaciones [4].

d) Silicio Amorfo

El silicio amorfo (a-Si) es la forma no cristalina del silicio utilizado para las células solares. En esta tecnología, una película de vapor de silicio amorfo de 2 μm de espesor se deposita en un rollo de vidrio o acero inoxidable, típicamente de 2000 pies de largo y 13 pulgadas de ancho. En comparación con el silicio cristalino, esta

tecnología utiliza solo alrededor del 1% del material. Su eficiencia es aproximadamente la mitad de la tecnología de silicio cristalino en la actualidad, pero el costo por vatio es significativamente menor [10]. El silicio amorfo (a-Si) se ha utilizado como material de célula solar fotovoltaica para dispositivos que requieren muy poca energía. La principal ventaja de a-Si en la producción a gran escala no es la eficiencia, sino el costo [21].

e) Otras tecnologías

El panel solar HIT de Panasonic (Heterojunction with Intrinsic Thin-layer) está formado por obleas de silicio Mono cristalino, recubiertas por una capa muy delgada de silicio amorfo. Esta célula es producida con las técnicas de fabricación más modernas y proporciona el rendimiento más elevado en el sector en los últimos años. El desarrollo de las células solares HIT fue realizado en parte en cooperación con la NEDO (Organización para las nuevas energías y el desarrollo tecnológico industrial).

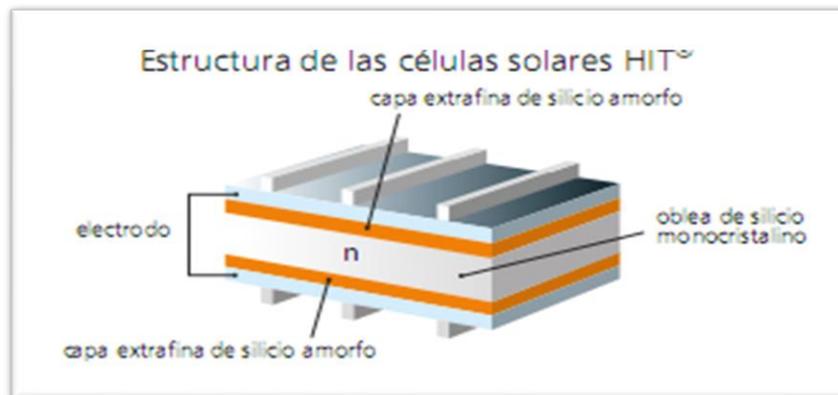


Figura 6. Sección Transversal del Panel Fotovoltaico Panasonic VBHN2 [24].

El Regulador Controlador de Carga, es un subsistema electrónico cuyo diseño tiene la responsabilidad de proteger las baterías. Este evita que las baterías sean dañadas a causa de sobre descargas y descargas rápidas que reducen la vida útil de las baterías. Los controladores simples contienen un relé el cual abre el circuito cuando se alcanza el voltaje deseado en la batería y cierra el circuito cuando el nivel de voltaje de la batería ha disminuido debido a su uso. De tal manera que

cuando se cierre el circuito el módulo fotovoltaico producirá un corriente que vuelva a cargar la batería. Por otra parte, controladores más sofisticados contienen varias etapas y secuencias de carga para asegurar que la batería esté completamente cargada [24].

Los Inversores son instrumentos que se encargan de transformar la corriente continua (DC) producida por los paneles fotovoltaicos en corriente alterna (AC) apta para su inyección a la red eléctrica. Este debe cumplir con la normativa vigente para este tipo de instalaciones, incorporando un aislamiento galvánico que básicamente es un transformador que aísla la corriente alterna procedente del inversor (una vez ha transformado la DC solar) y la corriente de la red donde ha de ir conectada, con tal que los dos circuitos queden independientes y no afecten las perturbaciones que se puedan dar entre ellos.

El inversor produce un tipo de onda sinusoidal pura, posee la capacidad de no producir armónicos en la línea más allá de los límites establecidos (según pliego de condiciones técnicas de la compañía de distribución eléctrica). Su función es convertir el bajo voltaje de las baterías en el voltaje que es comúnmente suministrado en la red eléctrica (120 V). Utiliza dispositivos de conmutación para convertir DC en AC y subir los niveles de voltaje de 12, 24 o 48V, a 120 o 220V a 60 Hz.

Entre las baterías más usadas para el almacenamiento de energía están las de plomo-ácido y las de níquel-cadmio. Las baterías de plomo ácido son las que se usan comúnmente en sistemas de almacenamiento de energía porque son de bajo costo y son confiables. El tamaño o capacidad de almacenamiento de energía de una batería es expresada en amperios horas (Ah) e indica la cantidad total de electricidad que se puede obtener de una batería cargada completamente.

La conexión interna de la batería es en serie. El voltaje total de una batería con plena carga debe sumar entre 12.6 y 13.2 Voltios (V). La vida útil de las baterías puede alargarse de cierta forma con un adecuado uso de las mismas, según los

fabricantes una batería puede descargarse hasta un 50 y 70% de su capacidad nominal [24].

Las aplicaciones a pequeña escala de los sistemas FV se usan en zonas remotas para suministrar energía a radios y relojes, en una escala mayor muchas redes de servicios públicos han instalado recientemente grandes arreglos de módulos fotovoltaicos para abastecer a los consumidores con electricidad de generación solar [4].

1 CAPÍTULO I: Generación Distribuida y Redes de Distribución.

1.1 Generalidades de Generación Distribuida.

El concepto de generación distribuida es amplio y muy discutido, existe diferencia para establecer el límite de potencia, por citar un caso, en los Estados Unidos, el Departamento de Energía (DOE) establece el rango desde un kilovatio hasta decenas de MW. Las aplicaciones de la GD van desde la generación base, generación punta, cogeneración, hasta la mejora de la calidad de suministro, respaldo y soporte a la red de transporte y distribución.

En la tabla No. 2, se pueden observar las tecnologías de generación de energía eléctrica tanto de fuentes renovables y no renovables, la capacidad de potencia de cada una, los costos mínimos de inversión y rendimientos eléctricos medios de las tecnologías de GD más desarrolladas. Los ciclos combinados de gas y las centrales nucleares no entran en la categoría de GD, pero permiten comparar la GD con la generación centralizada.

Tabla 2. Tecnologías de Generación de Electricidad [2]

Tecnologías	Energía primaria	Potencia (MW)	Rendimiento eléctrico ¹ (%)	Coste inversión ² (€/kW)	Disponibilidad comercial
Motor alternativo	Gas natural, diesel, biogás, propano	0,08-20	28-42 % (gas natural) 30-50 % (diesel) 80-85 % (cogeneración)	500-900	Actual
Turbina de gas	Gas natural, biogás, propano	0,25-500	25-60 % 70-90 % (cogeneración)	600-1400 (CHP)	Actual
Minihidráulica	Agua	0,01-10	80-90 %	1000-1800	Actual
Eólica	Viento	0,005-5	43 %	1100-1700	Actual
Solar térmica³	Sol	0,0002-200	13-21 %	3500-8000	Actual
Fotovoltaica	Sol	< 0,001-0,1	14 %	5000-7000	Actual
Biomasa	Biomasa		32 %	1500-2500	Actual
Microturbina	Gas natural, hidrógeno, propano, diesel, biogás	0,025-0,4	25-30 % Hasta 85 % (cogeneración)	900-2000	Actual (limitada)

El crecimiento de la generación distribuida ha sido rápido, debido a los beneficios de la aplicación de esta tecnología, para el usuario y la red eléctrica. En el caso del usuario, le brinda un incremento en la confiabilidad del servicio eléctrico debido a que puede contar con suministro de energía ya sea de la red o del GD, así como el aumento de la calidad de la energía al estar la generación cerca de la carga, haciendo que la tensión y la frecuencia sean más estables y reduciendo así, el número de interrupciones de operación en la producción o consumo en caso de fallas de la red eléctrica en una empresa distribuidora. El beneficio más importante para la red eléctrica es la reducción de pérdidas en transmisión y distribución debido a que existe menos flujo de potencia a través de la red. [2].

1.2 Generalidades de Redes de Distribución.

Las redes de distribución se caracterizan principalmente por su construcción en estructuras aéreas y subterráneas; cuando son aéreas, los conductores se encuentran desnudos sobre postes de madera o concreto y se soportan en aisladores instalados en crucetas y presentan ventajas como el bajo costo de instalación, fácil mantenimiento, fácil localización de fallas, fácil reparación de fallas y corto tiempo de construcción. Sin embargo, presentan desventajas como, el ser más vulnerable a fallas, riesgo de accidentes para el usuario, exposición a todo tipo de condiciones ambientales, así como el riesgo de vandalismo y robo de materiales.

Por su parte en las redes subterráneas, sus conductores se distribuyen en ductos contruidos bajo tierra y forrados con varias capas de material aislante, presentando ventajas como seguridad para los usuarios, confiabilidad respecto a fallas, una apariencia estética, no están expuestas al vandalismo y finalmente se dificulta el robo de materiales, sin embargo, las principales desventajas son su alto costo de instalación, dificultad para localizar fallas y mantenimiento [1].

En zonas urbanas, donde los consumidores se encuentran concentrados en un espacio geográfico reducido, existe la facilidad al acceso de las redes y transporte de materiales. Los niveles de voltaje son de 13.8KV/7.9KV y debido a esto las

distancias de seguridad y las pérdidas son menores, sin embargo, se genera la necesidad de hacer una coordinación adecuada de las redes eléctricas con las redes de telefonía y de televisión.

Para zonas rurales, los consumidores podrían estar más dispersos en el espacio geográfico, por lo que el acceso puede ser difícil, complicando el trabajo de mantenimiento correctivo y preventivo. Se utilizan postes de concreto para zonas de fácil acceso y postes de madera para zonas de difícil acceso. Los niveles de tensión usados son a 24.9/14.4KV debido a las grandes longitudes de las redes, los conductores utilizados generalmente son ASCR y las cargas son monofásicas con un bajo consumo eléctrico. Existe mayor vulnerabilidad a pérdidas no técnicas.

Considerando la calidad de los clientes, los consumidores de primera categoría son aquellos a los cuales la interrupción del servicio eléctrico les representa daños severos como riesgo de muerte, daños en procesos productivos en masa, daños en equipos de alto costo económico, etc. Algunos ejemplos de este tipo de clientes son los Hospitales, plantas de procesamiento de alimentos, fábricas o aeropuertos. Este tipo de consumidores, generalmente cuenta con sistemas alternos de alimentación, con conmutación automática que les permite abastecerse de energía en caso de una inevitable interrupción por causas de fuerza mayor.

Para consumidores de segunda categoría, una interrupción no implica riesgos severos, pero recientes pérdidas económicas en caso de interrupciones prolongadas. Entre estos tipos de consumidores se destacan pequeñas fábricas cuyos procesos productivos sea predominantemente la mano de obra y empresas privadas, para las cuales una interrupción implica tiempo ocioso de sus trabajadores. En cambio, para los consumidores de tercera categoría, una interrupción prolongada no significa mayores perjuicios, este tipo de clientes no presenta una dependencia importante del suministro eléctrico y entre ellos se

puede destacar los clientes residenciales, pequeñas fábricas artesanales, poblaciones rurales [1] [40].

1.3 Recursos Renovables para la Generación de Energía Eléctrica.

El desarrollo global de recursos renovables utilizados para la generación de energía eléctrica ha presentado un crecimiento de 8,9% en 2017 con respecto al año anterior, permaneciendo estable en más de 10 años, presentando una tasa de crecimiento anual del 7,5% entre 2007 y 2017 [5].

En lo que respecta al desarrollo de las tecnologías en recursos renovables, de la capacidad de generación eléctrica total instalada a nivel global con este tipo de recursos, la energía hidroeléctrica comprende el 54%, seguido de la energía eólica con un 24%, la energía solar fotovoltaica con un 15%, la biomasa con un 6% y finalmente la geotérmica con un 1%. En la Tabla 3 se presenta información de estas estadísticas.

Tabla 3. Porcentaje de Energía Renovable en la Generación Eléctrica Global [5]

	Hidroeléctrica	Fotovoltaica	Eólico	Geotérmico	Biomasa	Total	Potencia GW
2007	19.2%	0.2%	2.1%	0.2%	1.1%	22.8%	1022
2008	19.1%	0.3%	2.6%	0.2%	1.1%	23.3%	1082
2009	18.8%	0.4%	3.3%	0.2%	1.2%	24.0%	1161
2010	18.4%	0.8%	3.9%	0.2%	1.3%	24.6%	1253
2011	18.0%	1.3%	4.5%	0.2%	1.4%	25.4%	1356
2012	17.8%	1.8%	5.1%	0.2%	1.5%	26.5%	1470
2013	17.6%	2.4%	5.5%	0.2%	1.5%	27.3%	1579
2014	17.5%	2.9%	6.1%	0.2%	1.5%	28.5%	1712
2015	17.0%	3.6%	6.9%	0.2%	1.7%	29.5%	1848
2016	16.8%	4.6%	7.5%	0.2%	1.7%	30.8%	2016
2017	16.3%	5.9%	7.9%	0.2%	1.8%	32.2%	2196

La Figura 7 indica los países líderes en energía renovable a nivel mundial, liderando China en capacidad acumulada de energía eólica, hidroeléctrica y fotovoltaica conectada a la red, España lo es en capacidad instalada de CSP y en

cambio Estados Unidos en capacidad instalada de geotermia y biomasa, ocupando el segundo lugar en capacidad instalada de electricidad renovable [5].

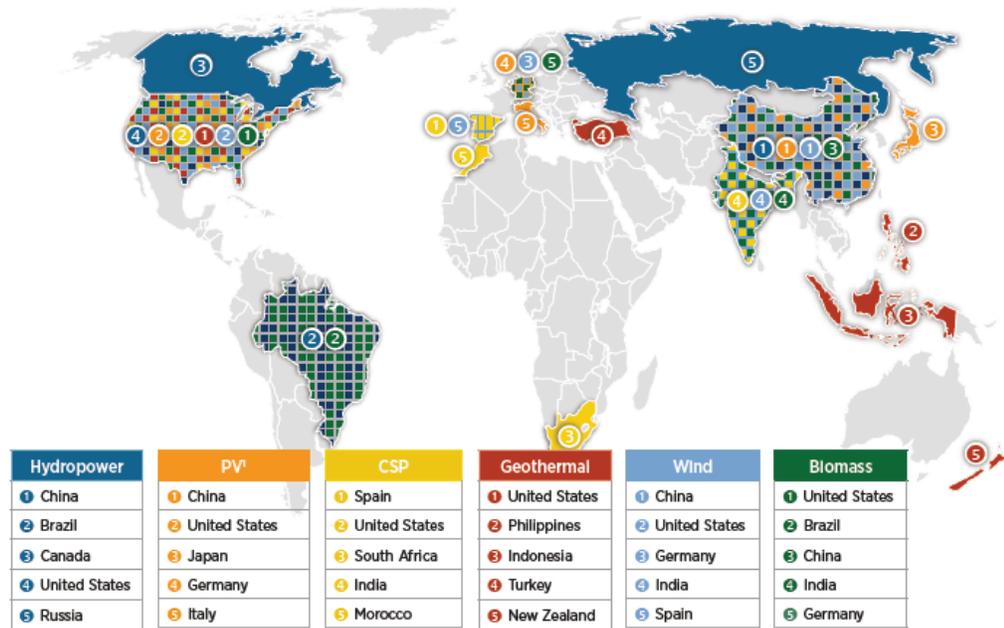


Figura 7. Líderes en Energía Renovable a Nivel Global [5]

La Figura 8 muestra como los fabricantes asiáticos lideran la producción global de módulos fotovoltaicos (83% de la producción total) en 2017, con China representando el 65% de la producción y Estados Unidos representando aproximadamente el 1%. La tecnología más fabricada en paneles son los Poli-cristalinos porque su fabricación resulta más económica y rápida en cambio los paneles Mono-cristalinos tienen gran costo energético y su proceso es más lento. Por manufactura la marca Jinko solar es una de la más destacada con un 6% dentro del mercado fotovoltaico, obteniendo el primer lugar otras marcas con un 63% [5].

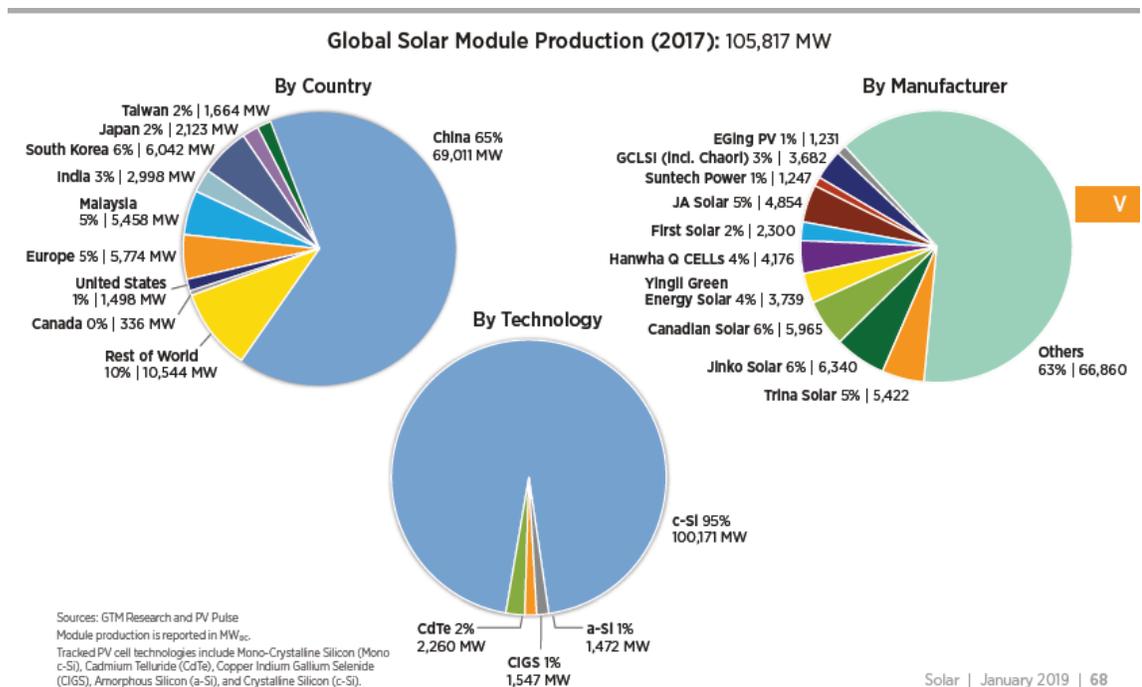


Figura 8. Detalles de la Generación de Energía Solar [5]

1.4 Desarrollo de la Generación Distribuida a Nivel Mundial.

En algunos países del mundo la generación distribuida ha estado presentando un desarrollo importante desde hace décadas, aunque inicialmente su enfoque haya sido el avance de la generación con energía renovable, la relación estrecha entre estas energías y la GD descentralizada ha permitido que conforme ha aumentado la generación de energía eléctrica con base renovable, mucha de esta generación ha sido descentralizada e instalada en hogares y comercio, claramente con el respaldo de políticas gubernamentales.

De acuerdo a la bibliografía consultada, países como Alemania, Dinamarca y Suecia son reconocidos como líderes en cuanto a políticas y desarrollo de generación distribuida, por tanto, se presentan estadísticas de dichos países con las que se puede comprobar que cuentan con niveles altos en cuanto a penetración de GD y desarrollo de las políticas gubernamentales aplicables [6].

1.4.1 Generación Distribuida en Alemania

El mercado eléctrico en Alemania posee un gran número de empresas distribuidoras, algunas de origen público y otras privadas y su sistema de transmisión es el centro de tránsito de electricidad más importante en el mercado continental europeo de electricidad. La Tabla 4 resume el mercado alemán de la electricidad.

Tabla 4. Mercado Eléctrico Alemán [6]

Mercado Eléctrico Alemán							
Redes de Distribución (km)	Voltaje de Distribución	Redes de Transmisión	Voltaje de Transmisión	Clientes (millones)	Producción de Electricidad (TWh)	Capacidad Instalada (GW)	Capacidad Instalada en Energía Renovable (GW)
1,753,290	≤110KV	34,841	150KV, 220KV, 380KV	48.8	576.6	178.3	75.6

Las instalaciones de generación que utilizan fuentes de energía renovables, representan poco menos del 50% de la capacidad instalada y ha aumentado del 5,8% (2004) al 12,4% (2012) en el consumo final bruto de energía. A pesar de este importante aumento, la participación media en Alemania durante el período 2004-2012 sigue siendo inferior a la media de los 28 Estados miembros de la UE. Alemania figura entre los 16 Estados miembros de la UE que esperan superar su objetivo nacional al 2020, respecto de la proporción de fuentes de energía renovables en el consumo final bruto de energía, fijado en el 18%.

En 2010, la capacidad instalada asignada a la generación distribuida fue de 83 GW y representó el 51,7% del total. Un poco menos del 97% de las fuentes de energía renovables estaban conectadas a la red de distribución. La energía eólica y la energía solar fotovoltaica son las que tienen la mayor proporción de

generación distribuida. A finales de 2012, la energía eólica y la fotovoltaica representan el 83% de la capacidad renovable total instalada [6].

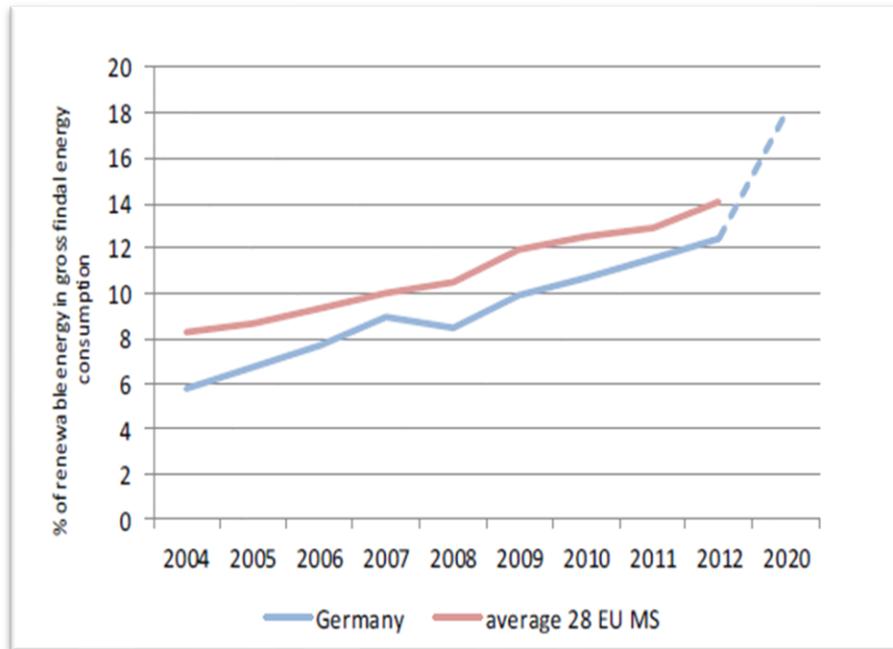


Figura 9. Proporción de energía renovable en el consumo de energía total bruto [6]

En términos de energía solar, la mayoría de los generadores están conectados a la red de baja tensión (230/400V), siendo el 65% del total, mientras que el 35% están conectados a redes de media tensión (11-60 kV) y solo unas pocas plantas están conectadas a un nivel de alta tensión (110 kV). En relación con la energía eólica, el 95% de los clientes de generación distribuida están conectados a redes de media tensión. La Figura 10 ilustra la tendencia de la GD centrada en las fuentes de energía renovables para el período 1990-2012.

En cuanto a la propiedad, más del 50% de la generación distribuida es propiedad de clientes (propietarios privados, empresas industriales y agricultores) y sólo el 5% pertenece a las 4 grandes empresas. La integración de más electricidad de fuentes de energía renovables a la red del sistema está afectando a las 4 grandes empresas debido a la reducción de los precios al por mayor. Empresas como

RWE, que es el mayor productor de energía en Alemania es una de las más afectadas sobre la base de la expansión de energía solar fotovoltaica.

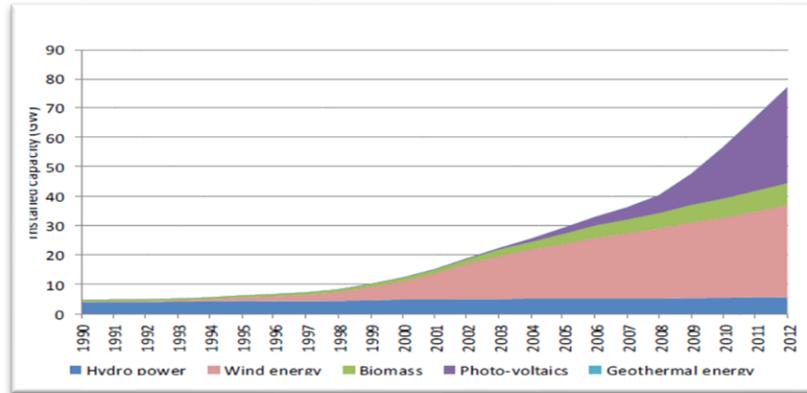


Figura 10. Capacidad de generación distribuida con energías renovables, instaladas en Alemania entre 1990 y 2012 [6]

A finales de 2012, la generación distribuida tenía una participación del 22,5% en el consumo bruto de electricidad. Posterior a la década de los 90, se observa un importante aumento en fuentes de energía renovables diferentes a la hidroeléctrica, que coincide con la aplicación del EEG¹ que entró en vigor en 2000. La Figura 11 muestra la tendencia de la generación distribuida a través del tiempo [6].

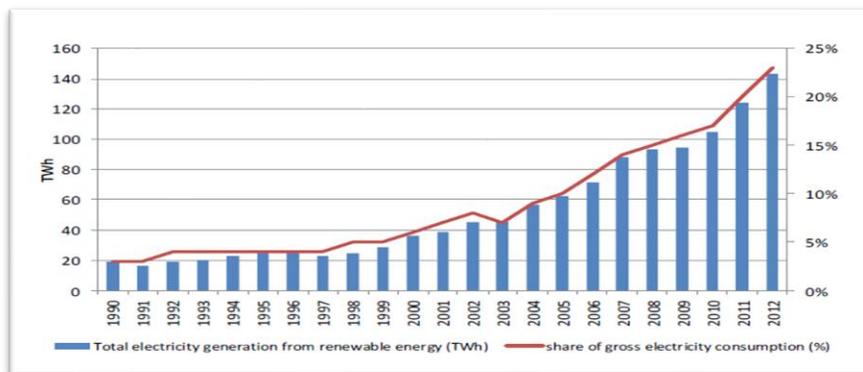


Figura 11. Aumento de la Generación Distribuida a través del tiempo en Alemania [6]

¹ EEG es las siglas en alemán de la más reciente modificación del “Acta de Recursos Renovables”, Legislación Alemana para energía renovable.

1.4.2 Generación Distribuida en Dinamarca.

El mercado eléctrico danés se abrió a la competencia en 2003 y cuenta con un gran número de empresas de servicios privados y públicos. Existe un único gestor de redes de transporte (Energinet) y un solo regulador de energía independiente (Danish Energy Regulatory Agency). La Tabla 5 resume el mercado danés de electricidad.

Tabla 5. Mercado Eléctrico Danés [6]

Mercado Eléctrico Danés							
Redes de Distribución (km)	Voltaje de Distribución	Redes de Transmisión	Voltaje de Transmisión	Clientes (millones)	Producción de Electricidad (TWh)	Capacidad Instalada (GW)	Capacidad Instalada en Energía Renovable (GW)
168,000	≤60KV	6,300	132KV, 150KV, 400KV	3.2	35	13.6	6.4

A finales de 2012, la capacidad instalada de la generación total era de alrededor de 14.17 GW, de la cual las unidades de gran escala representan el 51%, de ese porcentaje, las plantas de cogeneración representan el 45% de la misma. Hasta principios de los años noventa, la capacidad de producción de electricidad estaba dominada por unidades de energía a gran escala. La participación de las fuentes de energía renovables en el consumo final bruto de energía ha aumentado del 14,5% (2004) al 26% (2012).

En contraste con Alemania, el aporte medio de las fuentes renovables al consumo total en Dinamarca durante el período 2004-2011 (19,5%) es superior a la media de los 28 Estados miembros de la UE (10,9%). Alemania y Dinamarca son unos de los miembros de la UE que espera superar su objetivo de participación de las

energías renovables en el consumo final bruto de energía, fijado en un 35% para 2020 [6].

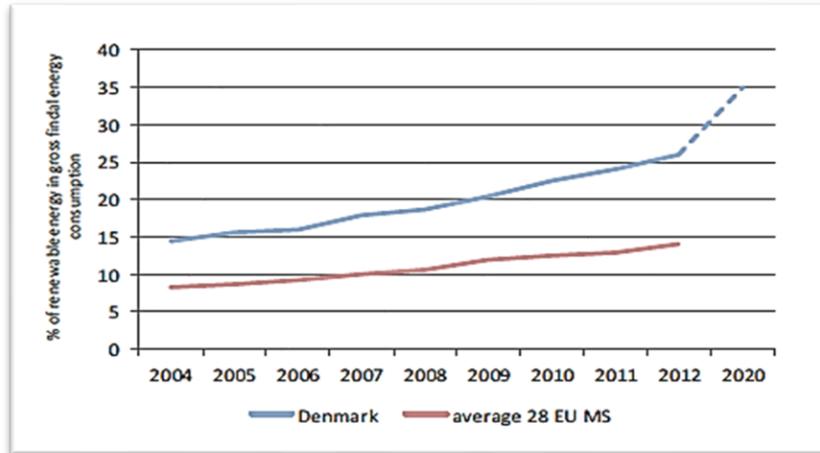


Figura 12. Aporte de las Fuentes Renovables al Consumo Bruto de Energía en Dinamarca. [6]

En 2009 la participación de la generación distribuida total fue alrededor del 43%, de los cuales el 50% es de fuente eólica. En general, la mayoría de las fuentes de energía renovables, están conectadas a la red de distribución y sólo las mayores plantas marinas están conectadas a la red de transmisión (132 o 150 kV). Según “Energinet” a partir de 2013, la capacidad instalada total de la generación distribuida era alrededor de 6,6 GW.

La energía solar fotovoltaica sólo representa alrededor del 8,1% de la capacidad total de la GD conectada. Sin embargo, la capacidad instalada de generación fotovoltaica aumentó de 6 MW en 2009 a 563 MW en 2013. Según “Energinet”, el número de generadores distribuidos a finales de 2013 fue de 97.952, de los cuales los generadores de energía solar fotovoltaica tienen la mayor proporción (93%) seguido por los generadores eólicos (5.5%). La Figura 13 muestra la evolución de la capacidad instalada de la GD durante el período 2005-2013 [6].

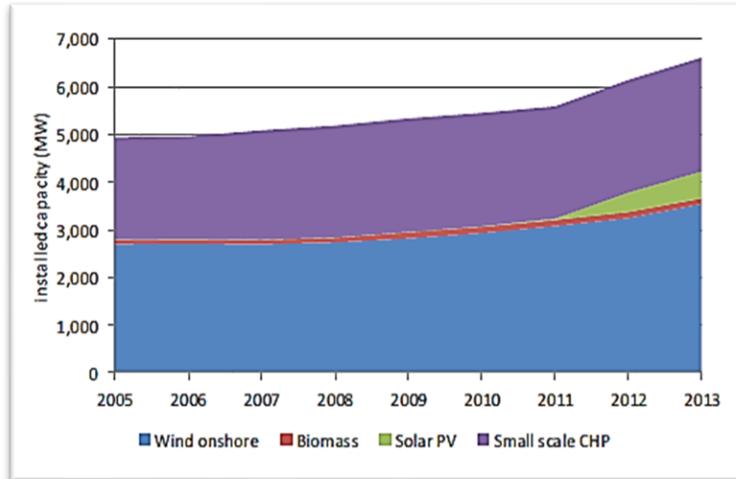


Figura 13. Capacidad Instalada de Generación Distribuida en Dinamarca [6].

1.4.3 Generación Distribuida en Suecia.

El mercado sueco de electricidad se incorporó en la competencia en 1996 y es operado por empresas de distribución regionales y locales. La empresa estatal “Vattenfall AB” es la que tiene mayor participación en la generación (40%) y las empresas (“Vattenfall AB”, “E.ON Sverige AB”, “Fortum Power”) representaron el 80% de la generación de electricidad doméstica en 2011. A principios de 1970 el petróleo representaba más del 75% del suministro energético sueco, para el año 2012 esta cuota se ha reducido de manera importante y ahora no supera el 21,5%.

Tabla 6. Mercado Eléctrico Sueco [6].

Mercado Eléctrico Danés							
Redes de Distribución (km)	Voltaje de Distribución	Redes de Transmisión	Voltaje de Transmisión	Clientes (millones)	Producción de Electricidad (TWh)	Capacidad Instalada (GW)	Capacidad Instalada en Energía Renovable (GW)
530,000	≤40KV	15,000	220KV 400KV	5.2	142.2	37.3	23.4

En términos de capacidad instalada, la hidroeléctrica y la nuclear son las que tienen mayor participación, al cierre de 2012 la contribución fue de 62,5% y 25,1%, respectivamente. La aportación de las fuentes de energía renovables en el consumo final bruto de energía ha aumentado del 38,7% (2004) al 51% (2012), esto indica que se ha alcanzado el objetivo de 2020 (fijado en el 50%).

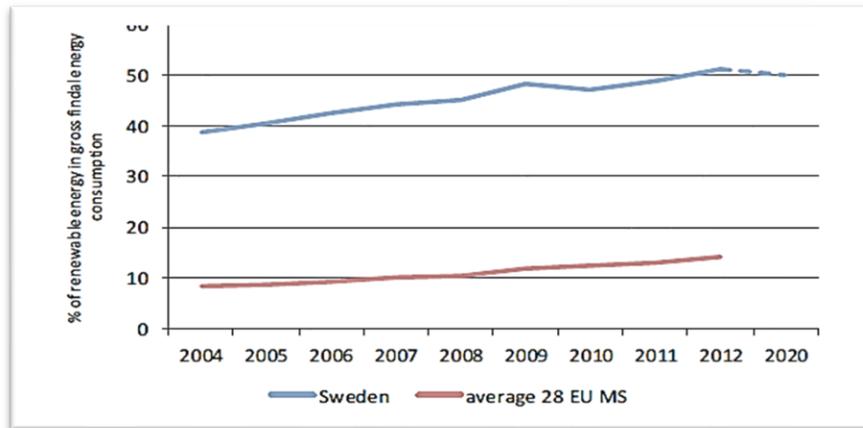


Figura 14. Participación de las Fuentes Renovables en el Consumo Bruto de Energía en Suecia [6]

La Agencia de Energía de Suecia, relaciona la generación distribuida con la micro generación, que usualmente está asociada con las plantas detrás de un fusible de 100amp. Este tipo de instalación suele corresponder a una planta con una capacidad máxima de 40 kW [6].

La información proporcionada por la Agencia Sueca de Energía se basa en la encuesta anual realizada por la Agencia Internacional de la Energía en el marco del Programa Cooperativo sobre Sistemas de Energía Fotovoltaica (IEA, 2013c). A pesar de que los datos se refieren a la capacidad total de energía solar fotovoltaica conectada en Suecia, se puede decir que estas cifras reflejan su tendencia (las instalaciones fotovoltaicas suelen estar conectadas a la red de distribución). La Figura 15 muestra la evolución de las conexiones fotovoltaicas durante el período 1992-2012 [6].

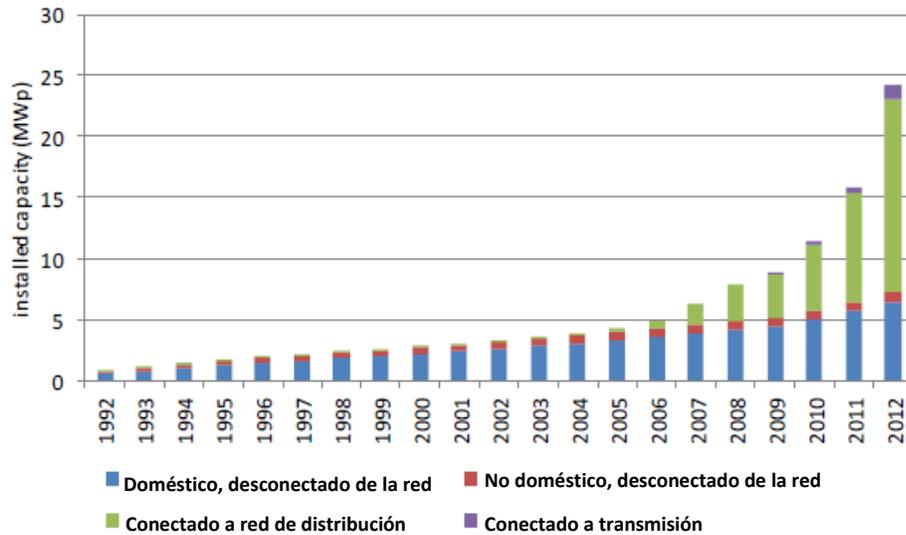


Figura 15. Capacidad Fotovoltaica Instalada en Suecia [6].

La generación fotovoltaica conectada a las redes de distribución es la que presenta el crecimiento más impresionante de los últimos años. A finales de 2012, la capacidad instalada de generación fotovoltaica era de unos 24,3 MW, el aumento puede explicarse por la implementación del plan de apoyo a la energía solar fotovoltaica en julio de 2009. Esta categoría es la más representativa de la capacidad total de energía solar fotovoltaica con una cuota del 65% [6].

1.5 Calidad de la Energía.

Un tema muy importante en los diferentes renglones de la economía, es la calidad de la energía, pues se requiere contar con un servicio eléctrico que no genere daño en equipos sensibles a fluctuaciones en parámetros como tensión, corriente y frecuencia. Los disturbios permanentes más importantes son; las armónicas, flicker, elevación y depresión de tensión (variaciones de corta duración) subtensiones y sobretensiones (variaciones de larga duración).

Se conoce como distorsiones armónicas la deformación de la onda sinusoidal pura y se sabe que las fuentes tradicionales normalmente no son productoras de armónicas, por ejemplo, las máquinas de combustión interna, turbinas de vapor y de combustible fósil. Los equipos que utilizan fuentes no convencionales, son

productores de distorsión de la forma de onda, como lo son los eólicos, celdas de combustible, celdas fotovoltaicas. En la actualidad hay dispositivos que pueden controlar fácilmente el nivel de las armónicas de bajo orden (de 3ª a 13ª). El control de las armónicas generadas se efectúa en base a los límites dados por la normalización norteamericana o europea, norma IEEE 519-1992 y la IEC 61800-3. En general, la distorsión armónica depende del tipo de inversor y de la estrategia de control empleados [9].

El Flicker se define como un parpadeo o una variación rápida y cíclica del voltaje. Este evento de calidad de potencia solo molesta al usuario ya que en general no afecta a equipos. El límite está dado por los índices PST y PLT, definidos por la IEC 60868 en base a una curva normalizada de variación de tensión en función de la frecuencia. El flicker de régimen permanente, se debe a dos tipos de máquina de impulso empleada en la GD, que es la de explosión interna y la turbina eólica [25].

Las variaciones de tensión de corta duración generalmente se originan por las fallas del sistema eléctrico, energización de grandes bloques de carga. Dependiendo de la localización de la falla y las condiciones de operación del sistema puede ocasionar elevación de tensión (SWELL), la cual es caracterizado por el incremento del valor eficaz de la tensión en el orden de 1.1 a 1.8 [p.u] con una duración entre 0.5 a 1 minuto o puede ocasionar una depresión de tensión (SAG), que origina una reducción momentánea del valor eficaz de la tensión al orden de 0.1 a 0.9 [p.u] con una duración entre 0.5 ciclos a 1 minuto.

Las sub-tensiones son definidas como una reducción del valor eficaz de la tensión de 0.8 a 0.9 [p.u] por un periodo superior a 1 minuto. La entrada de carga o salida de bancos de capacitores puede provocar sub-tensiones, causando un aumento en las pérdidas en los motores de inducción y mal funcionamiento de los sistemas de mando de motores. Por otra parte, las sobretensiones son caracterizadas por el aumento del valor eficaz de la tensión de 1.1 a 1.2 [p.u] durante un tiempo superior a 1 minuto donde pueden tener origen en la salida de grandes bloques

de carga, entrada de bancos de capacitores y también al ajuste incorrecto de los taps de los transformadores [9] [25].

1.5.1 Elementos de Electrónica de Potencia.

Los circuitos electrónicos de potencia en sistemas de energía eólica y fotovoltaica (FV) realizan básicamente las siguientes funciones de convertir la corriente alterna (CA) en corriente continua (CC), convertir DC a AC, control del voltaje y frecuencia de control.

Estas funciones se realizan mediante dispositivos semiconductores de estado sólido que se encienden y apagan periódicamente a una frecuencia deseada, por lo tanto, la elección del dispositivo depende de la potencia, el voltaje, la corriente y los requisitos de frecuencia del sistema según sea la aplicación. Una característica común de estos dispositivos es que todos son dispositivos de tres terminales, como se muestra en sus símbolos de circuito (generalmente usados) en la Figura 16. Los dos terminales de alimentación 1 y 0 están conectados en el circuito de alimentación principal, y el tercer terminal G, conocido como terminal de compuerta, está conectado a un circuito de control auxiliar. En una operación de conducción normal, el terminal 1 generalmente está a un voltaje más alto que el terminal 0 [10].

Debido a que estos dispositivos se utilizan principalmente para encender y apagar la alimentación según sea necesario, están representados funcionalmente por un interruptor controlado por compuerta (que se muestra en la última fila en la Figura 16). En ausencia de una señal de control en la puerta, la resistencia del dispositivo entre los terminales de alimentación es grande, un equivalente funcional de un interruptor abierto. Cuando la señal de control se aplica en la puerta, la resistencia del dispositivo se aproxima a cero, haciendo que el dispositivo se comporte como un interruptor cerrado. El dispositivo en este estado permite que la corriente fluya libremente a través de él.

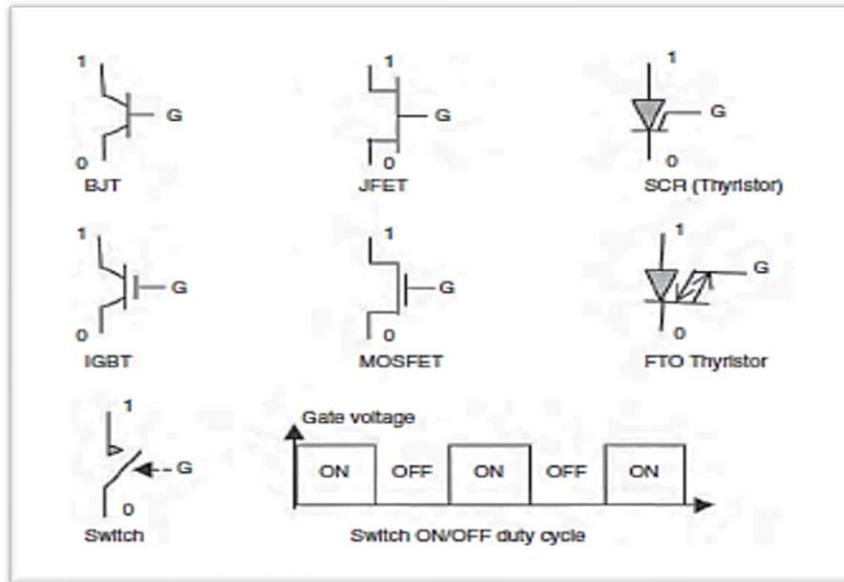


Figura 16. Tipos de Controladores de Potencia [10]

Las clasificaciones máximas de voltaje y corriente junto con las características operativas únicas de los transistores y SCR que se usan comúnmente en aplicaciones de alta potencia, como en los sistemas de energía eólica y fotovoltaica, se enumeran en la Tabla 7. Las características de los dispositivos de conmutación comúnmente disponibles en el mercado se enumeran en la Tabla 8.

Tabla 7. Características de Operación de Dispositivos Semiconductores [10]

Dispositivo	Rango de Voltaje	Rango de Corriente	Características de operación
BJT	1500	400	Requiere una señal de corriente alta para activarse.
IGBT	1200	400	Combina las ventajas de los BJT, MOSFET y GTO
MOSFET	1000	100	Tiene la velocidad de cambio más alta
SCR	6000	3000	Una vez activado, requiere un circuito de apagado pesado

Tabla 8. Características de Dispositivos Semiconductores de Potencia [10]

Tipo	Función	Voltaje	Corriente	Frecuencia Máxima (kHz)	Tiempo de Switcheo (μ seg)	Resistencia ($m\Omega$)
Diodo	Propósito General	5000	5000	1	100	0.1-0.2
	Alta Velocidad	3000	1000	10	2-5	1
	Schooky	<100	<100	20	0.25	10
Transistor de Apagado Forzado	Reverse Blocking	5000	5000	1	200	0.25
	Alta Velocidad	1200	1500	10	20	0.5
	Reverse Blocking	2500	400	5	40	2
	Reverse Conducting	2500	1000	5	40	2
	GATT	1200	400	20	8	2
	Light triggered	6000	1500	1	200-400	0.5
TRIAC	-	1200	300	1	200-400	3-4
Tiristor de Auto apagado	GTO	4500	3000	10	15	2-3
Transistor de Potencia	SITH	1200	300	100	1	1-2
	Single	400	250	20	10	5
		400	40	20	5	30
		600	50	25	2	15
	Darlington	1200	400	10	30	10
MOSFET de potencia	Single	500	10	100	1	1
		1000	5	100	1	2
		500	50	100	1	0.5
IGBT	Single	1200	400	100	2	60
MCT	Single	600	60	100	2	20

La tecnología de tiristores ha avanzado en una variedad de dispositivos tales como tiristores conmutados forzados y conmutados en línea. GTO y tiristores de inducción estática (SITHs) se enciende con un pulso positivo en la puerta del tiristor y se apaga con un pulso negativo, estos ofrecen buenas técnicas de conmutación forzada. Los GTO están disponibles en clasificaciones de hasta 4500 V / 3000 A y SITH hasta 1200 V / 300 A. Ambos tienen una gran flexibilidad y se pueden controlar fácilmente. Los SITH tienen una capacidad de conmutación de alta frecuencia superior a la de los GTO, que están limitados a aproximadamente 10 kHz. Los SCR y los IGBT están limitados a 100 Hz en la actualidad.

Los IGBT son menos comunes, pero podrían dar una buena flexibilidad de control. En general, los BJT (1200 V / 400 A) tienen capacidades de manejo de potencia más bajas que los tiristores, pero tienen buenas características de control y conmutación de alta frecuencia. Los MOSFET se controlan mediante una tensión de compuerta, a diferencia de otros transistores controlados por una corriente de compuerta, y se pueden utilizar a frecuencias de conmutación incluso más altas, pero en rangos de baja potencia [10].

1.5.2 Inyección de Potencia Reactiva en Sistemas Fotovoltaicos.

Para conseguir que las instalaciones fotovoltaicas ayuden a la estabilidad del sistema eléctrico, es necesario implementar en los inversores una serie de modificaciones que permitan adaptarlos a las necesidades de la red.

Actualmente, los inversores fotovoltaicos trabajan extrayendo en todo momento la máxima potencia disponible del generador fotovoltaico. Sin embargo, es posible hacer que los inversores funcionen fuera del punto de máxima potencia cuando la red lo requiera, adecuando convenientemente la potencia entregada a la red. Para ello, el operador de red puede imponer una reducción de la potencia inyectada por los inversores o se puede realizar una regulación de potencia contra frecuencia [26].

Lo anterior quiere decir, que es posible generar o absorber potencia reactiva sin el uso de bancos de capacitores o inductores; lo que se ha materializado después de la aparición de los convertidores electrónicos de alta potencia basados en GTOs, lo que condujo al desarrollo y la aplicación de la nueva generación de dispositivos FACTS. Los FACTS son dispositivos capaces de controlar el flujo de potencia o variar características de la red, empleando semiconductores de potencia para controlar el flujo de los sistemas de corriente alterna, cuyo propósito es dar flexibilidad a la transmisión de la energía. El Compensador Estático de Reactivo (SVC) se ha utilizado ampliamente para la regulación de la tensión en sistemas de potencia, mediante el control de la inyección de potencia reactiva por

los métodos tradicionales. La evolución del SVC es el STATCOM, llamado Compensadores Estático Sincrónico basado en inversores auto-conmutados [26].

1.5.2.1 Compensador Estático de Reactivo (SVC).

El Compensador Estático de Potencia Reactiva o *Static Var Compensator (SVC)* se basa en la utilización de tiristores conjuntamente con condensadores y bobinas. Los elementos más característicos de un SVC son:

- Los condensadores conmutados por tiristores (*TSC*): es la configuración más sencilla de la utilización de dispositivos electrónicos de potencia en el control de reactivo. Este elemento está formado por un interruptor de estado sólido en serie con un condensador o batería de condensadores.
- Las bobinas conmutadas por tiristores (*TSR*).
- La bobina controlada por tiristores (*TCR*): su principal misión es la de conseguir una regulación continua y rápida de la potencia reactiva consumida por una bobina. Está formado por una bobina (R+L) y un convertidor CA/CA compuesto por dos tiristores en anti paralelo.

En la Figura 17 se muestra un esquema simplificado para un SVC donde se incluyen los elementos anteriormente mencionados.

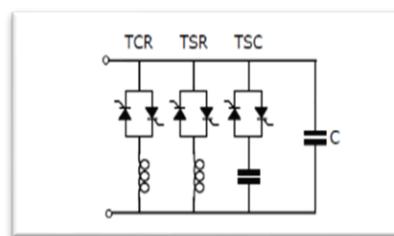


Figura 17. Esquema Simplificado del SVC [11]

La Figura 18 muestra el diagrama de tensión-corriente del SVC, donde se puede apreciar que es capaz de absorber o generar potencia reactiva.

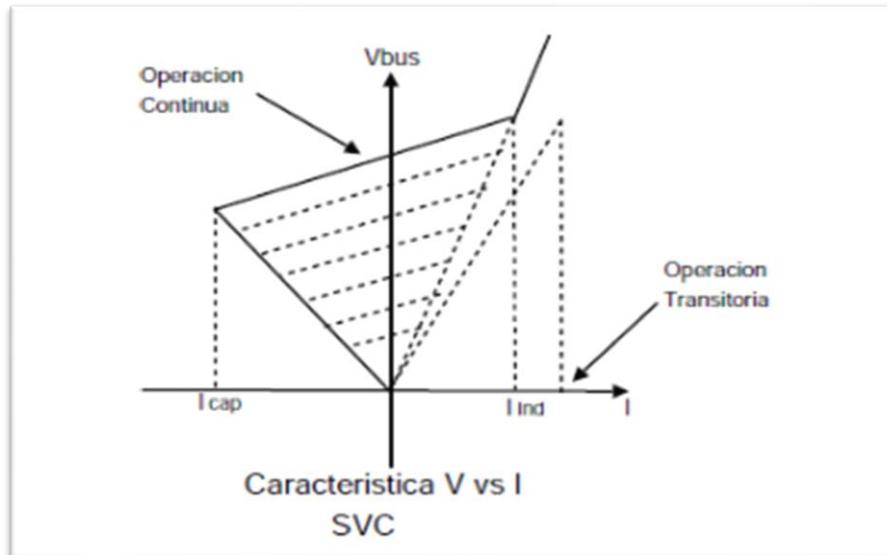


Figura 18. Característica V-I del SVC [11].

1.5.2.2 Compensador Estático Sincrónico (STATCOM).

El Compensador Estático Síncrono o *Static Synchronous Compensator (STATCOM)* es un dispositivo *FACTS*, compuesto por inversores, transformadores, capacitores y controles, el cual se implementa para controlar potencia reactiva, tanto inductiva como capacitiva. Este dispositivo puede ser utilizado para hacer el control del factor de potencia, regulación de tensión en el punto de conexión y para mejorar la estabilidad dinámica del sistema eléctrico.

En general, el *STATCOM* es un convertidor de estado sólido capaz de generar o absorber de forma controlada tanto potencia reactiva como potencia activa. Es análogo a una máquina síncrona ideal que genera tensiones balanceadas a la frecuencia fundamental, con amplitud y ángulo controlables. Ésta máquina ideal no tiene inercia y su respuesta es prácticamente instantánea. En la Figura 19 se muestra la estructura básica de un *STATCOM* (a esta configuración se le denomina *VSI* de 6 pulsos).

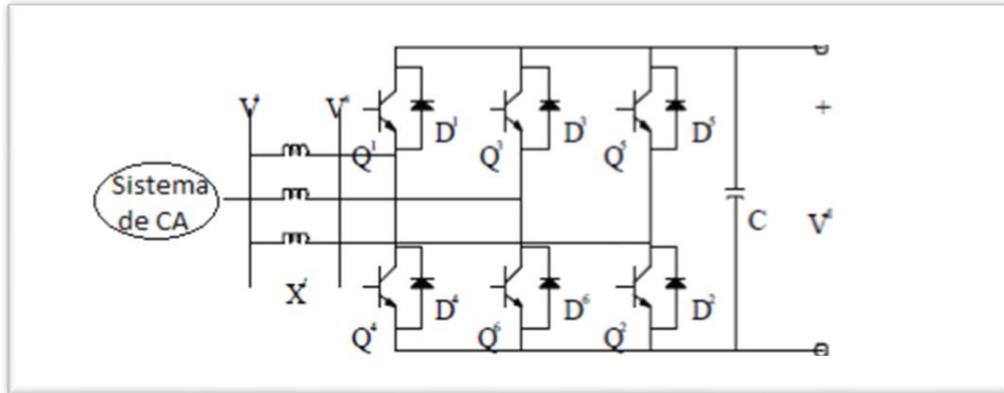


Figura 19. Estructura Básica de un STATCOM, denominado VSI de 6 puntos [11]

La característica V-I típica del *STATCOM* se muestra en la Figura 20. Como puede verse, este dispositivo puede suministrar tanto compensación capacitiva como inductiva, y es capaz de controlar su corriente de salida en su capacidad máxima, independientemente de la tensión del sistema. Puede proporcionar plena potencia reactiva capacitiva a cualquier tensión del sistema. En la región inductiva, los inversores son naturalmente conmutados y por lo tanto la capacidad de corriente transitoria está limitada por la máxima temperatura permisible en la unión de los conmutadores [11].

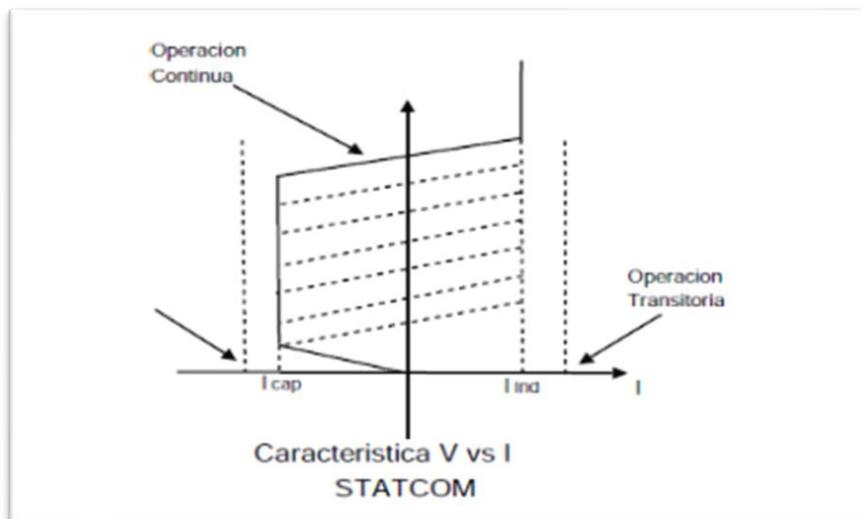


Figura 20. Característica V-I del STATCOM [11]

2 CAPÍTULO II: Regulaciones y Requisitos Técnicos de la Generación Distribuida.

2.1 Marco Legal en Nicaragua

En Nicaragua, el sistema eléctrico nacional, está regulado por la Ley N°272 “Ley de la Industria Eléctrica” publicada en la Gaceta el día jueves 23 de abril del año 1998, y sus reformas el día 10 de septiembre del año 2012, dictando en su artículo uno: *“La presente Ley tiene por objeto establecer el régimen legal sobre las actividades de la industria eléctrica, las cuales comprenden la generación, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación de la energía eléctrica”*, Además en la ley se establece que la ED tiene la obligación de construir y dar mantenimiento a las redes de distribución, y que el INE es la entidad a cargo de la regulación, supervisión, fiscalización y quien será la encargada de aprobar las normativas de construcción de las redes.

A la fecha, existen dos normativas aprobadas para construcción de redes de distribución, una es la Norma ENEL que data del año 1998 cuando eran administradas por el estado y la otra denominada “Proyecto Tipo” que data de 2005, impuesta por la trasnacional Unión Fenosa, cuando tuvo la concesión de las redes de distribución, conocido hoy como de DN-DS [27] [28].

En conformidad con estas normas, la mayor parte de las redes de distribución están diseñadas en estructuras aéreas a dos niveles de tensión trifásicas en configuración estrella, una de ellas a 13.8/7.9 kV para el sector urbano y el otro a 24.9/14.4 kV para sectores rurales. Los elementos de maniobra a partir de la salida de mufa de las subestaciones son “Cuchilla porta-fusible”, “Seccionador tipo Barra Solida” e “Interrupor Tele-controlado” a través de las cuales, las redes primarias se conectan a los transformadores de distribución. Generalmente en las zonas urbanas, las redes suelen ser más confiables, con postes de concreto y conductores de alto calibre en el primario, pero en zonas rurales las redes dependen mucho de las características del terreno, así los postes se instalan en

su mayoría de madera con transformadores distanciados entre sí y por ello las averías son difíciles de localizar [29] [30].

En la construcción de las redes de distribución, se exige utilizar conductores tipo ACSR (conductor de aluminio con alma de acero), para las redes primarias de media tensión el conductor mínimo a instalarse debe ser calibre 1/0 y no se establecen límites sobre el conductor máximo.

De acuerdo a la distribuidora, el calibre de conductor más común en las líneas troncales de los circuitos de Managua es de 336 MCM y tomando en cuenta que la demanda máxima de los circuitos oscila alrededor de 8MW, y con un promedio entre 6 y 7 MW, la capacidad de transporte de energía de los circuitos es adecuada a las demandas registradas. En la Tabla 9. se muestra la potencia aproximada que puede transportar un conductor de acuerdo a su calibre [28] [31].

Tabla 9. Manejo de Potencia de Conductores Típicos ACSR según datos de catálogo del fabricante General Cable®

Calibre de Conductor	Capacidad de Trasporte de Corriente (A)	Manejo de Potencia para 13.8KV (MW)	Manejo de Potencia para 24.9KV (MW)
2 AWG	185	3.53*	6.37*
1/0 AWG	240	4.55*	8.21*
3/0 AWG	315	6.40*	11.5*
4/0 AWG	359	7.29*	13.2*
336 MCM	529	10.8*	19.4*

*Cálculo de potencia considerando FP mínimo permitido en el pliego tarifario emitido por el INE que es de 0.8

Fuente: Elaboración Propia.

Sin embargo, en la regulación referente al sistema de distribución, no se había definido los mecanismos que hicieran posible la integración de GD, sino hasta en la edición del 5 de Julio de 2017 de “La Gaceta” diario oficial, donde se publica la ley 951 “Ley de Reformas y Adiciones a la Ley 272”, en donde se introducen en el

marco jurídico los conceptos de “Generación Distribuida”, “Generador Distribuido” y “Normativa de Generación Distribuida”, además le otorga a la empresa distribuidora la capacidad de suscribir contratos de compra y venta con clientes que pretendan ser generadores distribuidos y finalmente le da al MEM la facultad de emitir la normativa de generación distribuida [13].

El contenido de la normativa fue publicado en La Gaceta el lunes 18 de diciembre de 2017 a través del acuerdo ministerial No. 063-DGERR-002-2017 y señala como objetivo establecer los requisitos, criterios, procedimientos, metodologías y responsabilidades administrativas, técnicas y comerciales que deben cumplir las empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica y las personas naturales o jurídicas que tengan y/o proyecten la instalación de generación eléctrica del tipo renovable para autoconsumo conectadas a un sistema de distribución.

Los objetivos específicos presentes en la misma son, regular la generación distribuida (exclusiva al autoconsumo con sus excedentes inyectados a la red), regular la adopción de tecnologías limpias de clientes de las empresas distribuidoras, establecer mecanismos que compensen los costos incurridos en la red de distribución, establecer un mecanismo que remunere el excedente de la energía inyectada a la red y definir criterios técnicos de instalación y otros objetivos relacionados con calidad y seguridad [32].

En cuanto a sus alcances, se establece que es aplicable a toda persona natural o jurídica que tenga o proyecte la instalación y conexión al sistema de distribución, en baja o media tensión, de pequeñas instalaciones de generación destinadas al autoconsumo y cuya potencia Instalada sea menor de 5MW. También se menciona que está fuera de la aplicación de la normativa cualquier instalación aislada y aquellos grupos de generación móviles o de uso intermitentes utilizados exclusivamente para emergencia en caso de apagones (plantas de emergencia de los edificios). En la tabla 10. se presenta la clasificación para los tipos de proyectos considerados generación distribuida, de acuerdo al nivel de voltaje y a la potencia instalada.

Tabla 10. Clasificación de Generadores Distribuidos [32].

Clasificación	Descripción.
BT1	<ul style="list-style-type: none"> - Conexión en baja tensión. - Debe ser un cliente ya activo de la distribuidora. - Generación conectada aguas abajo del Punto de Suministro. - La capacidad máxima de generación es de 2.0Kw - La potencia demandada del cliente debe ser menor o Igual a 2.0Kw
BT2	<ul style="list-style-type: none"> - Conexión en baja tensión. - Debe ser un cliente ya activo de la distribuidora. - Generación conectada aguas abajo del Punto de Suministro. - Capacidad de Generación mayor de 2.0Kw - La Potencia demandada del Cliente debe ser mayor a 2.0Kw
MT1	<ul style="list-style-type: none"> - Conexión en media tensión - Debe ser un cliente ya activo de la distribuidora. - Generación conectada aguas abajo del Punto de Suministro. - Capacidad máxima de generación de 1Mw - La potencia demandada del cliente debe ser menor o igual que 1Mw. - La ED podrá determinar un límite de capacidad de conexión.
MT2	<ul style="list-style-type: none"> - Conexión en media tensión - Debe ser un cliente ya activo de la distribuidora. - Generación conectada aguas abajo del Punto de Suministro. - Capacidad de generación de mayor de 1Mw y menor de 5Mw. - La potencia demandada del cliente debe ser mayor de 1Mw y menor de 5Mw - La ED podrá determinar un límite de capacidad de conexión. - El CNDC podrá requerir a la ED información sobre el generador distribuido.

Fuente: Elaboración Propia

Otro aspecto importante que menciona la normativa, son los tipos de fuentes primarias de energía considerados renovables, los cuales son: Biomasa, Eólica, Geotérmica, Hidráulica, Mareomotriz, Residuos Sólidos y solar. Por otro lado, se establecen condiciones de operación, como por ejemplo que el GD será responsable del mantenimiento de sus instalaciones internas, los dispositivos de protección y conexión, así como de informar cuando algún componente este obsoleto o fuera de servicio por tiempo indeterminado, y garantizar una operación correcta de manera que no se generen afectaciones a la continuidad del servicio; dejando sentado que el GD no es considerado un agente económico y por lo tanto no requerirá de licencia de generación para operar.

Con respecto a la remuneración de los excedentes inyectados a la red, será realizado únicamente en caso que exista un contrato de compra venta entre el cliente y la ED, siendo la remuneración de un 80% del precio más bajo de la banda de referencia aprobada por el MEM.

En términos de operación, para garantizar la estabilidad y seguridad operativa del Sistema, el CNDC realizará cada dos años los cálculos de potencia y energía que el SIN sea capaz de absorber de los GD conectados a los circuitos típicos de distribución, para lo cual, la ED le suministrará los datos de potencia instalada en concepto de GD y otros datos técnicos. Adicionalmente, la ED podrá determinar límites admisibles debidamente fundados en estudios eléctricos operativos que determinen la cantidad de GD en la zona de influencia de los proyectos y en los circuitos de conexión, o la potencia a instalar en el punto de suministro, debidamente justificada por la empresa de distribución.

Adicionalmente la ED registrará y tendrá una estimación de los excedentes de energía y potencia en el punto de conexión del GD para anticipar condiciones de la red y establecer acciones de seguridad operativa, además, en caso de desconexión por tiempo indeterminado de las redes de distribución debido a cualquier razón, el titular o cliente podrá operar en forma aislada del sistema de distribución con un enclavamiento mecánico visible para lo cual únicamente deberá hacer una notificación por escrito, sin embargo tendrá el derecho a recibir el suministro de energía en una parte de sus instalaciones, si así lo requiere, presentando la inspección del INE y la ED en donde se certifique que no reciben energía, ni tienen elementos de interconexión con la instalación del GD.

En cuanto a monitoreo y registro, los GD clasificados como MT2 deberán mantener comunicación y coordinación técnica constante con el COR de la ED para ejecutar las maniobras que este último le instruya, por otro lado, en todas las clasificaciones, el registro de energía se realizará a través de un esquema de dos medidores, ambos al alcance del personal de la ED para tomar los registros correspondientes, los cuales serán, uno de tipo bidireccional y el otro podría ser

simple o también bidireccional, siendo la entrada del medidor bidireccional el único punto de conexión eléctrica del GD con la ED, previo a la protección de acoplamiento con la red de distribución.

La ED tomara dos grupos de registros, uno por cada medidor, un grupo con los registros de la energía eléctrica del GD y el segundo grupo con lo registrado en el medidor bidireccional de la energía consumida e inyectada a la red de distribución, también deberá llevar el control mensual, o del periodo que estipule el INE, de inyecciones y extracciones de energía y potencia de los clientes que cuentan con GD [32].

2.2 Generación Distribuida en la Región.

En el caso de EEUU, el concepto de generación distribuida varía según los estados y no se puede identificar una legislación única, no obstante, existe un marco general de fomento de energías renovables y eficiencia energética, parte del cual le es de aplicación a la GD. Este se encuentra a nivel federal como estatal y se componen por incentivos económicos y políticas regulatorias que incluyen condiciones de conexión, operación y seguridad. A pesar de las limitantes, han presentado un notorio crecimiento en los últimos años, habiendo instalaciones de GD en más de 600,000 usuarios para el 2018, concentrado en California, con alrededor de la mitad de ellos, gracias a sus condiciones meteorológicas especialmente favorables [20].

Una de las políticas de remuneración más aplicadas, son las de balance neto, las cuales pueden ser encontradas con algunas variaciones en más de 43 estados. El balance neto es un mecanismo de retribución al auto consumidor, mediante el cual el GD puede inyectar la energía sobrante a la red a cambio de poder consumirla en otro momento. Se estima que entre 20 y 40% de la energía producida por los sistemas de generación distribuida es inyectada a la red.

Sin embargo, como resultado de las políticas de balance neto, los clientes con autoconsumo llegan a recibir una retribución cruzada o “encubierta” por parte de

los usuarios convencionales, pues por un lado, el balance neto no tiene en cuenta la diferencia del costo de generación en distintos momentos del día, por lo cual, los auto consumidores podrían cambiar energía “barata” por “cara” sin pagar por ello, y por otro lado, estos usuarios dejan de contribuir al pago de los costos fijos de los sistemas eléctricos, que luego son soportados por el resto de los usuarios.

En consecuencia, varios estados se han planteado ajustes en su normativa, por ejemplo, Nevada, California y Hawaii, con desarrollo en generación fotovoltaica, han anunciado que limitarán la aplicación de políticas de balance neto con el objetivo de reducir o eliminar estas retribuciones encubiertas. En ese aspecto el estado de Nevada, aprobó en el año 2016 una regulación aplicable tanto a las nuevas instalaciones como a aquellas con menos de cuatro años de antigüedad, que retribuirá la energía sobrante al precio del mercado eléctrico en vez de aplicar balance neto; así mismo, California y Hawaii han modificado su normativa recientemente, mientras California ha impuesto costos a los GD como compensación a aquellos que soportaban el resto de consumidores, en Hawaii han introducido cupos para las nuevas instalaciones y han sustituido el intercambio de energía, por la retribución al excedente, al igual que en Nevada [20] [30].

En el caso de América latina, en base a una investigación sobre información disponible públicamente en entidades oficiales de distintos países y sus sitios web, se ha encontrado que la mayoría de ellos han publicado y desarrollado políticas de regulación para la GD, recientemente en la última década.

Para el caso de Brasil, la generación distribuida fue regulada a partir del 2012, con un rango de 1Kw a 1Mw, exclusivamente para autoconsumo y con fuente de energía renovable. En cuanto a las políticas económicas, la remuneración de los excedentes es a través del balance neto. [38] [39].

En cambio, Perú, con reglamento aprobado en 2012, tiene un límite de 20MW y abarca GD para autoconsumo y para competencia en el mercado mayorista,

además no existe limitación para la tecnología de generación y no define políticas particulares para el autoconsumo [36].

Chile y Ecuador son ejemplos de países con poco desarrollo en GD. El primero posee legislación desde el 2006, de fomento a la generación domiciliar, sin embargo, no define GD sino hasta el 2019, con una potencia máxima de 300kW en GD y el precio de la energía inyectada será definido por la ED en un contrato particular. Ecuador por su parte, solamente posee reglamentación para generadores catalogados como “no convencionales” que pretendan conectarse tanto en distribución como en transmisión, sin embargo, no define GD ni sus alcances, además que no existen políticas de autoconsumo y no aplica para instalaciones menores de 100kW [17] [36]

Guatemala posee reglamentación para GD desde 2014, define una potencia máxima de 5Mw, abarca autoconsumo con inyección de excedentes, así como GD para el mercado mayorista, utilizando balance neto para clientes de autoconsumo y permitiendo la negociación de precios para clientes que compitan en el mercado mayorista, no limita la tecnología primaria, además, la aprobación de la solicitud de interconexión está en manos del ente regulador y no de la distribuidora [14]

Para Costa Rica, la reglamentación existe desde 2015, limita la GD a fuentes renovables destinadas al autoconsumo y aunque no establece límites de potencia instalada, si especifica que el total de generadores distribuidos conectados a una red no puede exceder el 15% de su demanda promedio anual. El aspecto más particular de la regulación costarricense radica en que la remuneración utiliza técnicas de balance neto, sin embargo, solo se puede canjear el 49% del total de la energía inyectada a la red y solo en un periodo de un año [18]

Por su parte, México ha aprobado su propia reglamentación de GD en 2017 y define la capacidad de GD máxima en 0.5MW, aunque no limita su operación al autoconsumo, sino que se pueden vender tanto los excedentes como el total de la energía generada, además, establece el concepto de “clientes exentos” que son

aquellos cuya instalación sea para autoconsumo y pretendan inyectar únicamente los excedentes, para quienes se aplica balance neto. Con respecto a los clientes que pretendan ingresar al mercado mayorista, se establecerá un precio de la energía a través de un contrato entre el cliente y la ED. Una particularidad de México es que solamente solicita un estudio de impacto de la red cuando la fuente de generación es con maquinaria síncrona, independientemente de la fuente primaria. Un resumen se puede observar en la tabla 11. [19].

Tabla 11. Resumen de Reglamentaciones en la Región.

Fuente: Elaboración Propia.

País	Año	PMax	Estudio de Impacto de Red	Auto consumo	Mercado Mayorista	Balance Neto	Solo Renovable
Brasil	2012	1MW	A Solicitud	Si	No	Si	Si
Mex	2017	0.5MW	A Solicitud	Si	Si	Si	No
Chile	2019	0.3MW	A Solicitud	Si	No	No	No
Uruguay	2010	10MW	Abierto	Si	Si	Si	Si
Peru	2012	20MW	A Solicitud	No	Si	No	No
Rep. Dom.	2011	0.2MW	No	Si	No	No	No
Costa Rica	2015	N/Def.*	No	Si	No	Si	Si
Guatemala	2014	5MW	Si	Si	Si	Si	No

Finalmente, algunos aspectos en común, son que se solicita la instalación de un solo medidor bidireccional, aunque dejan abierta la opción de que el cliente instale el suyo si pretende contrastar la información de la distribuidora, también, se mencionan estudios de impacto de la red, los cuales en la mayoría de los casos, serán ejecutados por la empresa distribuidora sin ningún costo cuando esta determine que el proyecto original pudiera crear condiciones desfavorables para la red de distribución [16] [19] [36].

2.3 Estudios de Ingeniería Previos a una Interconexión de GD.

La interconexión de una fuente de generación, a una red de media tensión en explotación, obliga a realizar estudios para garantizar la seguridad de las personas y los equipos involucrados, siendo, aquellos análisis aceptados en las buenas prácticas de diseño y planificación de este tipo de proyectos, a como sigue: Estudio de la demanda, estudios económicos, estudio de corriente de cortocircuito, estudio de coordinación de proyecciones y el estudio de flujo de potencia [35].

El estudio de la demanda pretende determinar la potencia activa, reactiva y aparente demandada por las cargas conectadas al generador, una vez entre en operación, para lo cual se desarrollan curvas de parámetros eléctricos que definirán el régimen de operación del generador distribuido. La metodología radica principalmente en recopilación de facturas eléctricas para determinar los siguientes datos: tipo de servicio original, uso de la demanda y energía, tipo de tarifa, comportamiento de las cargas, penalizaciones por factor de potencia, costos de facturación en general. Finalmente, en base a estos parámetros, se determinará la potencia necesaria para la generación y las características del consumo del cliente, para el correcto dimensionamiento de sistema de generación.

Los estudios económicos tienen principalmente el propósito de determinar la rentabilidad de la inversión y ayudarán a definir aspectos como el tipo de tecnología a usar o el sobredimensionamiento del generador calculado con el

estudio de cargas. En términos generales, el tipo de estudio económico a realizarse dependería del tipo de planta de generación: generación distribuida sin autoconsumo, planta de cogeneración, autoconsumo con venta de los excedentes o generación para autoconsumo aislada [35].

El estudio de cortocircuito determinará si las protecciones existentes o a utilizar, pueden interrumpir con seguridad las corrientes más altas derivadas de una eventual falla en el sistema de generación o de consumo, cualquiera que sea el caso. Para un GD conectado a la red de distribución, es preciso realizar una simulación de la corriente de cortocircuito en el punto de acoplamiento o los puntos sugeridos de acoplamiento, para determinar la corriente máxima que podría circular y encontrar el dimensionamiento y tipo de protecciones necesarias para evitar que dicha corriente sea asumida o incrementada por el generador distribuido.

El estudio de coordinación de protecciones desarrolla un esquema de la cantidad, magnitud y tipo de protecciones instaladas o a instalar, de manera que se minimicen los riesgos para el personal y para los equipos eléctricos conectados a la red. En general, este estudio podría cubrir los siguientes aspectos: requerimientos de protección de la empresa distribuidora, efectos de las protecciones instaladas en la red de distribución sobre los elementos de protección a instalarse o instalados en el generador distribuido, dispositivos necesarios de protección para el generador distribuido, modificaciones requeridas en las protecciones del sistema local existente o en la red de distribución, ajustes de curvas de actuación en los dispositivos de protección para realizar la interrupción de manera segura y confiable, adicionalmente se puede determinar la necesidad de utilizar elementos de maniobra tele controlados para evitar funcionamiento en isla [35].

El estudio de flujo de potencia, trasladado a las redes de distribución, permitirá determinar lo siguiente: flujo de potencia real y reactiva en los nodos a estudiar, voltaje en el punto de acoplamiento y nodos cercanos, el ángulo de la potencia en

los nodos en relación al ángulo de la fuente y las pérdidas de potencia en el punto de acoplamiento y nodos cercanos.

Por otro lado, el estándar internacional std1547 de IEEE sobre generación distribuida, establece pruebas específicas para el análisis de generadores distribuidos, las cuales deben ser ejecutadas antes de la interconexión, así como durante y después de la misma, estas se desglosan a continuación en la Tabla 12 [7].

Tabla 12. Secuencia de pruebas de diseño según IEEE [7]

Orden Requerido	Prueba a Realizarse
Antes de la Interconexión	
(1)	Respuesta a Voltajes y Frecuencia Anormales
(2)	Sincronización
(3)	Prueba de integridad de Interconexión
Orden Sugerido	Prueba a Realizarse
Durante o Después de la Interconexión	
(4)	Realizar prueba (1)
(5)	Realizar prueba (2)
(6)	Isla no Intencional
(7)	Limitación de Inyección DC
(8)	Armónicos

- (1) Respuestas a Voltajes y Frecuencia Anormales: Esta prueba debe demostrar que el recurso distribuido saldrá de servicio cuando el voltaje o frecuencia excedan límites especificados en dicha normativa. Estos ensayos se llevarán a cabo utilizando la utilidad simulada o el método de inyección secundaria.

(2) Sincronización e Interconexión de Inversores: Se debe demostrar que, en el momento del cierre del dispositivo en paralelo, los tres parámetros de la Tabla 13 se encuentran dentro de los rangos indicados y en caso de no estarlo, el dispositivo paralelo no cerrará. Todos los demás sistemas de interconexión basados en inversores se someterán a prueba para determinar la corriente máxima de arranque, cuyos resultados se utilizarán junto con la impedancia de la red de distribución en el punto de acoplamiento propuesto, para estimar el cambio de magnitud de la tensión de arranque y verificar que la unidad cumpla con los requisitos de sincronización y los requisitos de flicker.

Tabla 13. Parámetros de Interconexión de un Recurso Distribuido a la Red de Distribución [7].

Potencia del GD agregada (kVA)	Diferencia de Frecuencia Δf , Hz)	Diferencia de Voltaje (ΔV , %)	Desfase ($\Delta\Phi$, °)
0-500	0.3	10	20
>500-1500	0.2	5	15
1500-10000	0.1	3	10

(3) Prueba de Integridad de Interconexión, estaría compuesta por los siguientes ensayos individuales:

- Protección contra EMI (ElectroMagnetic Interference): El sistema de interconexión deberá ser ensayado de acuerdo con el estándar IEEE Std C37.90.2-1995.
- Rendimiento de la Fuente ante Sobrecargas: El sistema de interconexión debe ser probado de acuerdo con IEEE Std C62.45-2002 para equipos con un voltaje nominal de menos de 1000 V para confirmar que la capacidad de resistencia a sobretensiones se cumple usando el nivel de prueba seleccionado de IEEE Std C62.41.2-2002. Los equipos del sistema de interconexión con una capacidad nominal superior a 1000 V deberán ser probados de acuerdo con las normas aplicables del fabricante o del

integrador del sistema. Los resultados de estos ensayos indicarán que la unidad no falló, no funcionó mal y no proporcionó información errónea [7].

- Dispositivos en Paralelo: Se realizará una prueba dieléctrica a través del interruptor de cierre en paralelo, en posición abierto para confirmar que este dispositivo del sistema es capaz de soportar un 220% del voltaje nominal del sistema sin sufrir daños.

(6) Isla no Intencional: Se llevará a cabo una prueba para confirmar que se cumple con lo establecido para el requerimiento de “isla no intencional”, independientemente del método seleccionado.

(7) Limitación de la inyección de DC: El recurso distribuido basado en inversores debe ser sometido a una prueba para confirmar que no inyecta corriente continua a la red.

(8) Armónicos: La intención de la prueba de interconexión de armónicos es evaluar que, bajo un conjunto controlado de condiciones, el recurso distribuido cumple los límites armónicos especificados en los requerimientos generales. El generador deberá funcionar en paralelo con una fuente de tensión predominantemente inductiva con una corriente de cortocircuito I_{sc} no inferior a 20 veces la corriente de salida nominal del recurso distribuido a frecuencia fundamental. La tensión y la frecuencia de salida de la fuente de tensión deberán corresponder a la tensión y frecuencia nominal de recurso distribuido. La forma de onda de voltaje descargada producida por la fuente de tensión de la red eléctrica simulada deberá tener una distorsión armónica total inferior al 2,5% [7].

Por otra parte, el estándar de generación distribuida BDEW2008 de aplicación en Alemania y Europa, establece que, durante la elaboración de la propuesta técnica de conexión, deberá ser entregada a la ED la siguiente información:

- a. Plano de la ubicación de la planta, localización y límites del emplazamiento, así como la ubicación de las plantas de generación y su punto de interconexión.
- b. Hojas de datos con especificaciones técnicas de los equipos de la planta de generación, así como certificaciones relevantes.
- c. Diagrama básico de circuitos de las instalaciones eléctricas de la planta, con la información de los equipos utilizados. Se debe incluir información de las redes de media tensión construidas por la planta para la interconexión, información de conductores y equipos de protección con sus configuraciones.
- d. Información sobre la capacidad de cortocircuito de los equipos en la instalación de la planta.
- e. Datos técnicos de los transformadores de potencia a utilización para la conexión: capacidad, relación de transformación, impedancia y simbología.
- f. Prueba de corriente de cortocircuito de la planta de generación en el punto de acoplamiento con la red de media tensión.
- g. Descripción del tipo y del modo de funcionamiento del motor de potencia primaria, del generador, y en su caso, del convertidor y del tipo de conexión con la red mediante hojas de datos o registros de inspección [8] [35].

2.4 Recomendaciones para la Adecuada Operación de GD.

Para realizar una recopilación de recomendaciones y criterios en la operación de GD, se ha tomado como referencia a dos estándares internacionales cuyas fuentes son de importante trayectoria y confiabilidad a nivel mundial, estos estándares son de IEEE con su Std1547 “Estándar para Interconexión de Recursos Distribuidos con Sistemas Eléctricos de Potencia” y de una institución alemana denominada BDEW con su BDEW2008 “Guía Técnica de Plantas de Generación Conectadas a la Red de Media Tensión” [7] [8].

El estándar IEEE Std 1547 establece criterios y requisitos para la interconexión de GD con sistemas de distribución de energía eléctrica, por lo que establece los requerimientos necesarios para el adecuado rendimiento, funcionamiento, pruebas, consideraciones de seguridad y mantenimiento de la interconexión y se aplica a todas las unidades de GD que se encuentran en una red de distribución.

Las especificaciones y requisitos establecidos, técnicos y de prueba son universalmente necesarios para la interconexión de GD, incluyendo máquinas sincrónicas, máquinas de inducción o convertidores de potencia, esto quiere decir que los requisitos se cumplirán en el punto de acoplamiento común (PCC), aunque los dispositivos utilizados para cumplir estos requisitos pueden estar situados en otro lugar, adicionalmente, su aplicación es para todas las tecnologías de recursos distribuidos con una capacidad agregada de 10MVA o menos en el PCC, aunque cabe destacar que no define la capacidad máxima de generación distribuida para una instalación particular que puede estar interconectada a un PCC.

Por otra parte, el std1547 no prescribe la autoprotección del GD ni todos los requisitos de funcionamiento de sus unidades, por tanto, no aborda la planificación, diseño, operación o mantenimiento de la red de distribución y tampoco aplica a los esquemas de transferencia automática en los que la carga es transferida entre el generador y la red en una operación momentánea antes de la interrupción, siempre que la duración de la puesta en paralelo de las fuentes sea inferior a 100ms [7].

El estándar BDEW2008, es aplicado a la planeación, construcción, operación y modificación de plantas de generación que inyecten flujo de potencia directamente a las redes de media tensión, además es aplicado para generadores que estén conectados a la red de baja tensión y que a través de un transformador, inyecten flujo de potencia a la red de media tensión, sin embargo no aplica para plantas de generación que estén conectadas a una red de media tensión, pero que su propósito sea inyectar potencia a la red de alta o ultra alta tensión.

Las tecnologías de generación acordes a las directrices de esa guía técnica son las plantas de generación eólica, hidroeléctricas, fotovoltaica y de cogeneración (biomasa, biogás, etc.) y no se discriminan las características de la planta de generación, esta puede estar compuesta por un solo generador o por muchas unidades de generación. Puede tener generadores síncronos, asíncronos, o por generadores de corriente continua (celdas solares) conectados a inversores.

El estándar BDEW2008, no proporciona un nivel máximo o mínimo de potencia que se debe instalar para poder inyectar flujo de potencia directamente a las redes de distribución. La potencia máxima o mínima que se pueda suministrar, dependerá del régimen de operación de la planta de generación y de las condiciones generales de la red a conectar. Por tanto, la potencia a instalarse debe ser estudiada para cada caso en particular, dependiendo la decisión final del criterio de la empresa distribuidora que opere las redes de media tensión [8].

2.4.1 Estándar IEEE Std 1547.

Los requerimientos generales del estándar tienen su enfoque en la continuidad, calidad y seguridad de las instalaciones eléctricas de la empresa distribuidora y los usuarios. En cuanto a regulación de voltaje, el recurso distribuido debe adaptarse al voltaje de la red y nunca debe violar los límites establecidos por la Norma ANSI C84.1-1995, Range A; el sistema de tierra del recurso distribuido debe ser firme y no debe provocar ningún tipo de perturbación.

La sincronización del recurso distribuido será en paralelo con la red de distribución y no debe causar variaciones de $\pm 5\%$ en el voltaje de la red ni debe provocar flickers, además, nunca debe entrar en operación cuando la red de distribución este desenergizada.

En cuanto a maniobras y dispositivos de corte y maniobra, el estándar indica que cualquier recurso distribuido que tenga una capacidad de 250KVA o más en un mismo punto de acoplamiento, debe estar provisto de elementos de monitoreo, donde se debe observar el estado de la conexión, la potencia aparente, activa y

reactiva real a la salida y los voltajes en el punto de conexión, además debe existir un dispositivo de corte, que sea visible, bloqueable y de fácil acceso, para cuando por prácticas operativas y de mantenimiento, sea requerido por la distribuidora y debe estar entre el recurso distribuido y la red de distribución [7].

Por otro lado, el GD debe detectar cualquier falla imprevista en la red de distribución y salir de servicio de inmediato y debe detectar el voltaje efectivo en el punto de acoplamiento con la red de distribución, de manera que cuando el voltaje se encuentre dentro de los rangos descritos en la Tabla 14, el recurso distribuido debe desconectarse de la red de distribución en el tiempo establecido en la misma tabla.

Tabla 14. Respuesta del Sistema de Interconexión a Voltajes Anormales [7]

Rango de Voltaje (% del voltaje base)	Tiempo de Respuesta (seg)
$V < 50$	0.16
$50 < V < 88$	2
$110 < V < 120$	1
$V > 120$	0.16

*Voltaje Base en sistemas nominales según ANSI C84.1-195

De igual manera, cuando la frecuencia del sistema se encuentre dentro de los rangos establecidos en la Tabla 15, el recurso distribuido dejará de energizar la red de distribución en el tiempo descrito en la misma.

Tabla 15. Respuesta del Sistema a Frecuencias Anormales [7]

Tamaño del GD	Rango de Frecuencia (Hz)	Tiempos de Apertura (S)
<30 kW	> 60.5	0.16
	>59.3	0.16
> 30 kW	>60.5	0.16
	< 59.8 - 57.0 (Punto de Operación Ajustable)	Ajustable 0.16 a 300
	< 57.0	0.16

Al normalizarse la red de distribución, que se encontraba perturbada por una falla imprevista, no se realizará la reconexión de recursos distribuidos hasta que el voltaje de la red de distribución esté dentro del rango B de ANSI C84.1-1995 y rango de frecuencia de 59,3 Hz a 60,5 Hz. El recurso distribuido debe esperar un tiempo de retardo de hasta 5 minutos después que el voltaje y la frecuencia de la red de distribución sean estables.

Asimismo, el GD no debe crear flickers visibles para los consumidores de la red, además, la inyección de corrientes de armónicos a la red de distribución no excederá los límites que se indican en la Tabla 16. Las inyecciones de corriente armónica serán excluidas de cualquier corriente armónica debida a la distorsión armónica del voltaje que exista en la red cuando el recurso distribuido está desconectado.

Tabla 16. Distorsión Máxima Corriente Armónica en % de la Corriente Nominal. [7]

Componente armónica de orden h (impares)	h < 11	11 ≤ h < 17	17 ≤ h < 23	23 ≤ h < 35	35 ≤ h	Distorsión Total Demandada (TDD)
Porcentaje (%)	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	0.5

^a I = La mayor de las corrientes, de las demandas máximas del EPS Local medidas durante 15 o 30 min sin la presencia del DR o la capacidad de corriente nominal del DR en el PCC, cuando existe un transformador entre el DR y el PCC.

^b Inclusive se acostumbra limitar los armónicos un 25% más que los armónicos mostrados.

En lo que respecta a la operación en isla no intencional en la que el recurso distribuido energice parte de la red de distribución a través del punto de interconexión, el estándar establece que se debe detectar la isla y desenergizar la red de distribución en un tiempo máximo de dos segundos [7].

2.4.2 Estándar BDEW2008

Las disposiciones generales del estándar establecen que el GD a conectarse a la red de media tensión, debe estar preparado para operar en paralelo con la misma de manera continua y entre otras cosas, la potencia inyectada por la planta de generación nunca debe superar la potencia aparente acordada.

Asimismo, la conexión de la red de media tensión, debe ser acordada con el operador de red para cada caso particular durante la fase de planificación antes de la compra de cualquier componente y el proyecto debe ser ejecutado por una empresa especializada. La ED puede exigir modificaciones y terminaciones a las plantas existentes o en construcción, en la medida en que esto sea necesario para un funcionamiento seguro y sin perturbaciones en la red.

Para la puesta en marcha de la planta de generación, debe existir una fecha acordada entre el operador de la red y el representante de la planta de generación y también se debe comprobar que los documentos técnicos y contratos están a la mano del representante de la planta. Antes de la puesta en servicio, se deben realizar las pruebas de los componentes y funcionalidades de la planta, de acuerdo a las exigencias del operador de la red y en presencia de un representante del mismo [8].

Las disposiciones que deben cumplirse al momento de la puesta en marcha de un proyecto de GD serán: una inspección general de la planta de generación, cotejo entre los diagramas iniciales y la construcción final de la planta, comprobación de la accesibilidad y función de desconexión del dispositivo de transferencia y conexión, prueba de que los dispositivos de medición estén acordes a los propósitos contratados y requerimientos técnicos, prueba funcional de protecciones de cortocircuito y de los equipos de conexión y desconexión en el punto de acoplamiento, chequeo de los elementos de control y monitoreo a distancia y su interfaz con el operador de la red, chequeo de las instalaciones técnicas de control de potencia entregada para asegurarse de que se pueda cumplir con lo acordado.

Luego de cumplirse con las disposiciones, la puesta en marcha inicial será ejecutada por el operador de red, el cual también deberá decidir durante la operación, la entrada y salida de las unidades de generación, en cambio el operador de la planta de generación deberá realizar el monitoreo y control del voltaje, así como el encendido de las unidades de generación. La puesta en

servicio de toda la planta de generación, representa una prueba real de los equipos de protección de las unidades de generación.

En cuanto al punto de conexión adecuado, será la ED la que lo escoja y garantice el funcionamiento seguro de la red tomando en consideración la planta generadora y en el que se pueda recibir y transferir la potencia solicitada. El criterio decisivo para la evaluación de la conexión de red es siempre el comportamiento de la planta generadora en el punto de conexión de red y dentro de la red de media tensión [8].

El operador de red debe examinar en términos técnicos, la potencia de conexión solicitada y el siguiente ensayo se debe llevar a cabo analizando las redes de distribución a conectarse, teniendo en cuenta la topología de red en su estado normal:

- a) La libertad del operador de red en cuanto a las operaciones de conmutación no debe ser restringida por el funcionamiento de la planta generadora, con el fin de mantener la fiabilidad del suministro y garantizar la realización de los trabajos de mantenimiento.
- b) Si la potencia acordada es superior a la potencia admisible, la salida de la planta generadora debe estar limitada o la planta debe estar completamente desconectada.
- c) Por cuestiones de seguridad, la planta no puede conectarse por sí sola, sin la coordinación con el operador de red.

Se debe señalar que la evaluación de los efectos de las perturbaciones en la red al estar conectada la planta de generación, se basará en la impedancia de red en el punto de unión (potencia de cortocircuito, resonancias), la potencia de conexión y el tipo y modo de funcionamiento de la planta generadora. Si varias plantas generadoras están conectadas a la misma red de media tensión, debe tenerse en cuenta su impacto global [8].

Por otro lado, tomando en cuenta que la conexión a la red de distribución de una planta generadora puede causar sobrecarga, ya sea a las líneas de distribución como a los transformadores y otros equipos de red, es indispensable examinar la capacidad de carga de los equipos con respecto a la generadora en cuestión y para tal fin es importante que, para el GD, se debe prever un factor de carga = 1, en lugar del factor de carga de uso frecuente.

Para la mayoría de las plantas de generación, la potencia aparente máxima S_{AMAX} puede ser usada como la base para determinar la capacidad térmica de los equipos de la red, la cual se obtiene por la sumatoria de la potencia activa máxima que puede entregar el generador P_{EMAX} , dividida por el factor de potencia mínimo permitido λ , definido por el operador de red.

$$S_{AMAX} = \frac{\sum P_{EMAX}}{\lambda}$$

En cuanto a los aspectos de calidad de energía, los cambios de voltaje en el punto de conexión, atribuidos a la entrada y salida de unidades generadoras o plantas de generación no debe exceder el 2% y nunca debe ocurrir con mayor frecuencia que una vez en 3 minutos. En caso de que una o varias plantas, conectadas a una misma red, sean desconectadas simultáneamente, la variación de voltaje no debe exceder el 5%.

Con respecto a la presencia de flickers de largo plazo, su comportamiento debe medirse en el punto de acoplamiento, considerando las variaciones de voltaje efectivas debidas a razones operativas, siendo en cualquier caso de un factor menor a 0.46, intensidad P_{lt} que será estimada mediante el producto del coeficiente de flicker “c” por la relación entre la potencia aparente nominal del generador ser, entre la potencia de cortocircuito del mismo generador S_{kv} , de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$P_{lt} = c * \frac{S_{rE}}{S_{kv}}$$

En el caso de que la planta de generación, posea varias unidades, el P_{lt} debe ser calculado por separado para cada unidad de generación, y en base a eso, el valor resultante será determinado por el factor de interferencia de flicker en el punto de conexión, de acuerdo a la siguiente ecuación [8].

$$P_{ltres} = \sqrt{\sum_i P_{lti}^2}$$

Con respecto a las corrientes de armónicos e inter-armónicos producidas por una unidad o por una planta de generación debe cumplirse que, si hay un solo punto de conexión en las redes de distribución, las corrientes de armónicos totales admisibles, se obtienen de acuerdo a las corrientes i_{vzul} que se extrae de la Tabla 17, multiplicada por la potencia de cortocircuito en el mismo punto de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$I_{vzul} = i_{vzul} * S_{kV}$$

Tabla 17. Corriente de armónicos I_v , y corriente de inter-armónicos I_μ admisibles, relativas a potencia de cortocircuito [8]

Ordinal number v, μ	Admissible, related harmonic current $i_{v, \mu zul}$ in A/MVA		
	10 kV network	20 kV network	30 kV network
5	0.058	0.029	0.019
7	0.082	0.041	0.027
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	0.010	0.005	0.003
$25 < v < 40$ ¹⁾	$0.01 \times 25/v$	$0.005 \times 25/v$	$0.003 \times 25/v$
even-numbered	$0.06/v$	$0.03/v$	$0.02/v$
$\mu < 40$	$0.06/\mu$	$0.03/\mu$	$0.02/\mu$
$\mu, v > 40$ ²⁾	$0.18/\mu$	$0.09/\mu$	$0.06/\mu$

- 1) Numeraciones impares.
- 2) Integrales y no integrales con un rango de 200Hz.

Si varias plantas inyectan en este mismo punto de conexión, la fórmula que debe ser usada como base para el cálculo de las corrientes de armónicos admisibles, al multiplicar el promedio de la potencia aparente conecta S_A de esta planta con el total de potencia aparente programada a conectarse en el mismo punto en la red de distribución, es la siguiente:

$$I_{vzAul} = I_{vzul} * \frac{S_A}{S_{Gesamt}} = i_{vzul} * S_{kV} * \frac{S_A}{S_{Gesamt}}$$

En dicha ecuación, S_{Gesamt} represente la suma de las potencias aparentes de todas las plantas de generación conectadas a un mismo punto de conexión. Para inversores de corriente continua con una frecuencia de pulso mayor de 1khz, esta fórmula debe aplicarse para armónicos mayores al 2do orden.

Si los cálculos muestran que las corrientes de armónicos admisibles fueron excedidas, se deben aplicar medidas correctivas, sin embargo, situaciones particulares, deben ser sometidas a análisis especiales.

Cuando la fuente de voltaje es con inversores, la magnitud relativa de los huecos por conmutación d_{kom} , no deben exceder un valor de 2.5% en el punto de interconexión, en su condición menos favorable.

Respecto a la máxima corriente de cortocircuito admisible, la contribución del GD se debe considerar de acuerdo al tipo de generador, siendo para generadores síncronos ocho veces la corriente nominal, para los asíncronos seis veces y para generadores con inversores igual a la corriente nominal. Si la planta de generación proporciona un incremento en la corriente de cortocircuito en la red de media tensión, por encima de los valores nominales, el operador de la red y la planta de generación, deben llegar a un acuerdo bajo las mediciones apropiadas, así como el uso de supresores de corriente de cortocircuito para generadores [8].

Relacionado a la potencia activa, la planta de generación debe tener la facultad de controlar la salida de potencia de manera que pueda ser reducida. El operador dela red tiene derecho a requerir una limitación temporal de la potencia de salida

o la desconexión de la planta de generación, cuando haya peligro potencial para la seguridad operativa del sistema, cuando haya riesgo de sobrecarga en la red de distribución, cuando haya riesgo de condición de Isla, cuando haya riesgo para la estabilidad del control de estado estable o de estabilidad dinámica, cuando haya un aumento de la frecuencia, poniendo en riesgo la estabilidad del sistema, o cuando sean necesarias reparaciones de mantenimiento.

La planta de generación debe ser capaz de reducir su potencia activa por partes de un máximo de 10% de la potencia activa total acordada, la cual debe ser posible en cualquier condición de operación y desde cualquier punto de funcionamiento a un valor acordado por el operador de la red, sin embargo, el operador de red no debe interferir en la operación de la planta de generación y solo debe ser responsable de la señalización.

En otras palabras, La reducción de la potencia de alimentación, es responsabilidad del operador de la planta, pero una vez que es solicitada, debe ser realizada dentro de un periodo de un minuto con la capacidad de tener una reducción de la potencia de salida de hasta un valor del 10% de la potencia nominal acordada, sin que se exista una desconexión automática de la planta y para valores por debajo del 10% de la potencia nominal acordada, la planta de generación debe desconectarse de la red.

Por otro lado, con la salida de potencia activa, debe ser posible operar la planta generadora en cualquier porcentaje de funcionamiento, con al menos una salida de potencia reactiva correspondiente a un factor de potencia entre 0.95 inductivo y 0.95 capacitivo y cualquier factor de potencia diferente al rango descrito, debe ser acordado por escrito entre el operador de red y el propietario de la planta de generación. La potencia reactiva de la planta de generación debe ser ajustable entre valores de potencia reactiva acordados en cuestión de minutos y tan a menudo como sea requerido [8].

3 CAPÍTULO III: La Generación Distribuida y Energía Fotovoltaica en Nicaragua.

3.1 Las Redes de Distribución en relación a la Generación Distribuida.

A nivel nacional, del total de las redes al menos en un 95% son estructuras aéreas, representando más de 18 mil Km de líneas para los dos niveles de voltaje establecidos en media tensión (13.8kV y 24.9kV), además, el número de centros de transformación superan los 46 mil, incluyendo configuraciones monofásicas y trifásicas, dando en promedio, un centro de transformación por cada 400mts de línea primaria, en su mayoría estructuras sencillas de apoyo, con espacio para añadir ramales de red, facilitando la conexión de un punto de acoplamiento para cualquier derivación, incluyendo GD en MT [28] [29] [30].

Además, existen ventajas para conexiones en BT pues las instalaciones pequeñas a nivel residencial no requieren de instalación de acometidas o estructuras especiales de baja tensión, sino que dicha conexión se realizaría a través de una acometida común, modificando el elemento de medición y agregando protecciones que suelen estar integradas en los equipos electrónicos involucrados en el sistema de generación.

En adición a lo anterior, más del 50 % de los circuitos de distribución son rurales, los cuales pueden presentar muchos tramos con trayectorias de difícil acceso, dificultando un adecuado mantenimiento que eventualmente se traduce en estadísticas altas de averías, por ejemplo, al norte y oriente del país que promedian un índice de interrupciones por día, de 4 y 2 respectivamente, con un posible tiempo de recuperación del servicio de 9 horas para ambos casos, desfavoreciendo el planeamiento de proyectos de GD para competir en un mercado mayorista, ya que podría enfrentarse a frecuentes interrupciones, dificultades para traslado de materiales, suministros y materias primas [3] [24] [28].

En zonas urbanas los índices de interrupción son menores, con 0.8 interrupciones por día en Managua y un tiempo de recuperación del servicio de 1.5h, y resulta

conveniente tomar en cuenta que existe un criterio de prioridad (clientes no desconectable), favoreciendo la ejecución de proyectos de generación distribuida. La empresa distribuidora establece como clientes “no desconectables” los siguientes casos y en el orden siguiente:

- a) Hospitales
- b) Acueductos (Bombeo de Enacal)
- c) Zonas Industriales
- d) Zonas Oficiales (Gobierno)
- e) Clientes Sensibles (edificios, grandes empresas, centros comerciales, universidades, etc.)
- f) Porcentaje de Perdidas no Técnicas
- g) Porcentaje de Cobro

Entonces, en un circuito donde estén interconectados usuarios como hospitales y acueductos, tiene prioridad por parte de la distribuidora en caso de fallas que provoquen apagones no programados al igual que se evita afectarlos con cortes programados, lo que hace que los índices de interrupción de estos circuitos sean más bajos que el promedio de toda la red [28].

3.2 Análisis de la Normativa de Generación Distribuida.

En la normativa y su anexo técnico, no se define si los clientes de la ED que instalen generación para autoconsumo, deben registrarse como generadores distribuidos, porque no se especifica que los poseedores de instalaciones de generación renovable previos o posteriores a la aplicación de la normativa, estén obligados a solicitar ser GD, y no se menciona sobre penalizaciones o consecuencias si se instala generación renovable sin hacer la solicitud. No obstante, están contemplados los alcances, obligaciones y beneficios para aquellos que soliciten voluntariamente ser GD.

En otro aspecto, el tipo de medidor de energía utilizado, de acuerdo a las regulaciones anteriores, es unidireccional, por tal razón los distribuidores locales

de equipos de generación para autoconsumo, han estado incorporando en sus ofertas, equipos para evitar inyectar potencia a la red, pero con la normativa de generación distribuida, se introduce el concepto de “autoconsumo” al mercado eléctrico y se establece la definición y posibilidad de instalación de medidores bidireccionales al marco regulatorio.

La normativa específica que su objetivo es regular la generación de energía eléctrica únicamente para autoconsumo con la inyección de su excedente y establecer mecanismos para la remuneración de los mismos sin dejar posibilidad de incorporarse al mercado eléctrico mayorista y competir abiertamente, porque un generador distribuido dedicado a la venta de energía eléctrica, estaría al margen de la legalidad. Otros aspectos a destacar es que todo aspirante a ser un GD ha de tener un previo consumo propio, y no se contempla ninguna instalación que supere los 5MW de potencia instalada, de forma que para definir la potencia del generador se debe considerar la demanda histórica registrada por el solicitante y finalmente, se establece como precio a retribuir por el excedente de energía, el 80% del precio más bajo de la tabla de referencias aprobada por el MEM [32].

Por otro lado, los parámetros de voltaje permitidos oficialmente por el anexo técnico, establecen como tensiones homologadas en “BT” aquellas a 120/240 V, 120/208 V en sus configuraciones trifásicas y monofásicas y no se menciona dentro de ninguna clasificación, configuraciones a 480V, a su vez, “MT” se define como voltaje monofásico 7.6kV o 14.4kV y trifásico 13.2kV y 24.9kV, aunque menciona apertura para cualquier voltaje que la distribuidora emplee, teniendo esa salvedad únicamente para voltaje en “MT” monofásico. Sobre la operación del GD en paralelo con la red, se establece que no debe afectar el régimen permanente de la red, no se deben crear condiciones peligrosas para los usuarios o colaboradores de la distribuidora y debe desconectarse de la red en caso de fallas.

En cuanto a los estudios técnicos en las solicitudes de conexión, el primer paso es el “Dictamen de Factibilidad Operativa”, que deberá ser ejecutado por la

empresa distribuidora para comprobar si el solicitante cumple con los requisitos técnicos mínimos de la normativa y con los siguientes aspectos específicos: comprobar si el cliente está dentro de la concesión de su distribuidora, determinar las características de conexión con las redes, asegurar que no se supere la capacidad térmica de los conductores y asegurar que no se superen los valores máximos de GD admisible en un circuito, los cuales serán determinados por el CNDC, teniendo como referencia el valor promedio de demanda valle del circuito en cuestión. Finalmente, este análisis tendrá tres posibles resultados: aprobación, rechazo o el requerimiento de un estudio de impacto de la red.

Por su parte, el “Estudio de Impacto a la Red” es un mecanismo para determinar el comportamiento de los parámetros eléctricos de la red, con la integración del GD y en caso de encontrar anomalías, proponer soluciones. La responsabilidad de ejecutar este estudio caerá, a diferencia del anterior, sobre el cliente solicitante, quien deberá contratar una empresa certificada para tal fin, sin embargo, no están definidos los mecanismos para certificación de empresas ni la entidad a la cual le compete dicho trámite.

En concreto, dicho estudio deberá incluir uno o varios de los siguientes parámetros de análisis: Flujo de potencia, variaciones de voltaje, cortocircuito, coordinación de protecciones, verificación del diseño de puesta a tierra y análisis de estabilidad del sistema, los cuales serán solicitados individualmente o en conjunto si la ED determina que podrían existir problemas a la red en ese particular [32].

No obstante, el estudio de impacto de la red será solicitado siempre, para cualquier GD en media tensión que supere los 1MW de potencia instalada y para cualquier caso donde el dictamen de factibilidad determine la necesidad de hacer coordinación de protecciones con la red en análisis. Por otro lado, para todas las solicitudes que por sí solas o en conjunto con otros GD en el mismo circuito, superen 1MW de potencia instalada, se deberá hacer un análisis en condiciones de máxima demanda y mínima generación, así como en mínima demanda y

máxima generación, para comprobar que no se provocarán perturbaciones de voltaje y continuidad.

Es concluyente que la normativa y el anexo técnico, presentan el dictamen de factibilidad y el estudio de impacto de la red como aspectos modulares del proceso de integración de generación distribuida, a diferencia de los países de la región estudiados, los cuales en su mayoría establecen un único estudio solo si se determina necesario hacerlo, sin embargo, los criterios estudiados sugieren que el dictamen simplificará el proceso para todos los solicitantes en nivel residencial y para la mayoría en baja tensión y/o con potencias menores a 1MW.

Finalmente, la reglamentación nicaragüense en contraste con las de la región, presenta muchas posibilidades respecto a los niveles máximos de potencia máxima de GD, pero pocas con respecto a las políticas de remuneración, sin opción para modelos de negocios en el mercado mayorista, además, las variables más evidentes rondan alrededor de los requisitos técnicos, pues la normativa nicaragüense sería la única que solicite más de un medidor para generación distribuida y una de las pocas que no define ningún tipo de política de balance neto para auto consumidores de nivel residencial. El desglose de la normativa demuestra muchas opciones de mercado para clientes de nivel comercial e industrial, sin embargo, aún no se establece reglamentación para la integración de GD a la competencia en el mercado mayorista. [13] [16] [32].

3.3 Experiencia de la Generación Distribuida en Nicaragua.

La investigación ha mostrado que el desarrollo de reglamentaciones oficiales en GD puede verse influenciado por la presencia de inversiones y proyectos que caben en su definición y al ejecutarse o pretenderse ejecutar, quedan dentro de un vacío legal. En relación a esto, el antecedente en Nicaragua evidencia condiciones desfavorables para inversiones de este tipo, pues no ha existido algún tratamiento especial para proyectos de generación pequeños cercanos a 1MW (sea conectada o no directamente a las redes de distribución), dado que se les exige una garantía de cumplimiento, la cual incrementa los costos y dificulta la

ejecución de los mismos, además, hay una histórica recurrencia en problemas relacionados con la calidad del servicio en media tensión y anomalías de inestabilidad e interrupciones imprevistas [34]

Sin embargo, las circunstancias sugieren que en Nicaragua, la presencia de instalaciones de autoconsumo, así como proyectos de GD en el mercado mayorista, pueden haber impulsado el desarrollo de las políticas y regulaciones vigentes, prueba de esto es que alrededor del país existe registro de plantas de generación a pequeña escala, interconectadas directamente a las redes de distribución, aunque sobre las cuales no hay información oficial disponible de su operación, en la Tabla 18 se presentan las que existen o han existido, según la distribuidora [34] [28].

Tabla 18. Generación conectada a media tensión en Nicaragua.

Nombre de la Planta	Ubicación	Puesta en Servicio
El Sardinal	Salida a la Dalia, Carretera a Waslala, Matagalpa.	03/01/2009
Cerro Frio	Derivación Hacienda Cumplida, Matagalpa	03/01/2011
El Bote	Límite Fronterizo, Dalia y el Cua. Jinotega.	02/01/2002
La Trinidad	La Trinidad, Diriamba	16/01/2013
Tichana	Tichana, Ometepe	10/12/2008
Wapi	Empalme Wapi, Bo. Francisco Sacaza. El Rama.	02/01/2008
Pirolisis	Los Brasiles, Ciudad Sandino, Managua.	08/09/2015

Fuente: Centro de Operación de la Red. DN-DS.

No obstante, En relación a este punto, la información presentada está basada en datos oficiales disponible sobre agentes económicos y no estará incluida cualquier información relacionada con entidades privadas que pudieran formar parte de contratos especiales. En este sentido, para analizar la situación de la generación distribuida en Nicaragua, el único agente de operación reconocido es la empresa “Generadora de Energía Fotovoltaica La Trinidad”, ubicada en la comarca La Trinidad, del municipio de Diriamba, Carazo, en el km 54 de la carretera entre Diriamba y La boquita, la cual tiene una capacidad instalada de 1.38MW, fue

inaugurada el 21 de febrero del año 2013, su construcción demoró alrededor de 18 meses a cargo de la empresa japonesa “Marubeni Corporation” y se ubica en un terreno de 27,879vrs², donado por la Alcaldía Municipal de Diriamba para este propósito [25] [26].

Para este caso, se destaca que durante su construcción, en Nicaragua aún no estaba disponible reglamentación oficial para una planta de generación distribuida, por tanto, los criterios utilizados en el estudio y puesta en servicio no están documentados y se hizo necesario visitar in situ para recopilar la experiencia con los involucrados, con el objetivo de presentarlos como caso de estudio y prueba de la experiencia del país en generación distribuida y para ellos en particular, como agente de mercado mayorista [26].

La investigación realizada sugiere que en general, la operación de “La Trinidad” es acorde con lo recomendado por los estándares internacionales consultados, sin embargo, para contrastar el procedimiento utilizado en la planta, con las buenas prácticas en proyectos de GD a nivel internacional, se ha dividido el proceso en una serie de pasos críticos para el desarrollo de los mismos. De los lineamientos internacionales estudiados en los estándares IEEE y BDWE, así como de las reglamentaciones de la región, se han definido para fines de este análisis, los siguientes pasos en la formulación y desarrollo de GD:

- Selección del Punto de Acoplamiento
- Requisitos para la Solicitud de Interconexión
- Arranque y Puesta en Servicio de la Planta
- Condiciones de Operación y Protección
- Políticas de Medio Ambiente y Potencia Reactiva

a) Selección el Punto de Acoplamiento.

El análisis realizado sobre los estándares internacionales y las regulaciones tanto de la región como locales, sugieren que la selección del punto de acoplamiento de un GD, debe estar sujeta a las disposiciones particulares de cada proyecto a

desarrollar. Por su parte, el estándar IEEE no define ningún mecanismo para su selección, mientras que el estándar BDEW menciona que debe ser la ED la que defina el punto adecuado de acoplamiento basándose en el menor impacto posible, producido por la integración del GD [7] [8].



Figura 21. Resumen de Selección del Punto de Acoplamiento.

Fuente: Elaboración Propia

En el mismo tema, todas las regulaciones estudiadas señalan que el posible punto de acoplamiento debe ser propuesto por el solicitante y a la empresa distribuidora le competará únicamente aprobarlo, salvo la excepción de Guatemala donde quien aprueba es el ente regulador, y también en todos los casos, el punto de acoplamiento podrá ser propuesto por la distribuidora cuando algún estudio de impacto a la red así lo determine. Por otro lado, no se encuentran directrices que mencionen detalles específicos sobre materiales, estructuras de construcción o calibres de conductor ni en los estándares internacionales, ni en el marco regulatorio estudiado en la región.

Por su parte, la planta "La Trinidad" fue construida en un lote donado específicamente para tal propósito, y la investigación sugiere que la selección del punto de acoplamiento ha estado condicionada por la disponibilidad del lote y no por las características específicas del potencial solar del lugar o por las redes de distribución cercanas [25] [26].

Por lo tanto, una vez definido el espacio geográfico para su construcción, el PCC se ha propuesto en un circuito de distribución a 24.9KV que posee una trayectoria que bordea dos de los costados del terreno de la planta y cuya conexión no requería de la construcción de tramos nuevos de red para el acoplamiento; este circuito proviene de la subestación “San Rafael del Sur” con nomenclatura SRS4040².

Finalmente, el PCC se realizó en el poste con una estructura simple, del circuito SRS4040, que permitiera el recorrido más corto hasta el punto donde se construirían las salidas de potencia de la planta de generación. En base a la información disponible de investigación, se puede alegar que el criterio de selección del punto de acoplamiento con la red para la planta “La Trinidad” ha sido congruente con las buenas prácticas estudiadas [25] [28] [34].

b) Requisitos para la Solicitud de interconexión.



Figura 22. Resumen de Requisitos para Solicitud de Interconexión.

Fuente: Elaboración Propia.

El estándar IEEE no establece ningún requisito administrativo a solicitar para la interconexión de GD, por su parte, el estándar BDEW indica que dicha solicitud,

² Dato Suministrado por la distribuidora: SRS = San Rafael del sur. 40 = Nivel de voltaje 24.9KV. 40 = 4to circuito de la subestación.

debe incluir planos de la ubicación de la planta, punto de interconexión, hojas técnicas de especificación de equipos, diagrama de circuitos, información de capacidad de cortocircuito de los elementos de protección y maniobra, datos de transformadores, descripción de las tecnologías de generación, entre otros detalles [7] [8].

En cuanto al marco regulatorio estudiado, todos los países establecen diferentes listas de requisitos para solicitar la interconexión de GD, aunque naturalmente, la complejidad de estas responde a los alcances que permiten, por lo tanto dichos requisitos en Guatemala, son más complejos en relación a Costa Rica, puesto que el primero permite integración de generadores tanto para autoconsumo, como para competir en el mercado mayorista, mientras el segundo se limita a regular autoconsumo a nivel residencial.

Sin embargo, los países estudiados tienen aspectos en común como la entrega de planos y diagramas unifilares de conexión, entrega de cartas o procesos burocráticos, información técnica de los equipos de protección a utilizar, así como la evaluación que hará la empresa distribuidora para determinar la magnitud de las perturbaciones que el GD puede llegar a provocar en la red. Finalmente, todo el proceso tiene su aspecto técnico en estudios que son necesarios para demostrar que el impacto del GD se encuentra en rangos mínimos definidos, algunos países lo exigen desde la propia solicitud y otros lo presentan como un mecanismo a utilizarse solamente si la ED lo llegase a considerar necesario [14] [18] [15] [16].

Respecto a la solicitud de la planta “La Trinidad”, la mayor parte del proceso recibió apoyo estatal en el cumplimiento de los requisitos, debido a que la inversión, de origen extranjero, se perfilaba a ser para fines demostrativos de los alcances de la generación con fuente solar fotovoltaica, como referente para proyectos ecológicos en el país, por lo tanto, la opción de ser un agente que compite en el mercado mayorista solo fue el resultado de la adaptación de un

proyecto de GD a la reglamentación vigente en el momento, pues la construcción del proyecto nunca fue perfilada para fines lucrativos [25] [26].

Sin embargo, los requisitos que la planta “La Trinidad” tuvo que entregar a la empresa distribuidora para el proceso de interconexión fueron los siguientes: acceso para visitas de inspección, ficha técnica de los equipos de generación, pruebas de calidad de voltaje e integridad de la forma de onda de los inversores, ficha técnica de los elementos de protección de la planta, diagrama de generación e interconexión donde se apreciarán los elementos de protección, maniobra y corte y finalmente una prueba de inyección de armónicos. Es importante resaltar que, de acuerdo a la administración de la planta, ellos no entregaron un estudio de impacto de la red.

Finalmente, las solicitudes más específicas que la ED le hizo a la planta fueron la instalación de un elemento de corte tele controlado con protecciones integradas, igual a los utilizados como interruptores de media línea en sus redes, instalación de un elemento de maniobra CCF para corte visible en caso de mantenimiento a la red y que la instalación de un segundo elemento de medición bidireccional, que fue suministrado por el proyecto de la planta [25].

c) Puesta en Servicio de la Planta.



Figura 23. Resumen de la Puesta en Servicio de la Planta.
Fuente: Elaboración Propia

Para la interconexión de un GD con la red de distribución, el estándar IEEE establece algunos criterios de sincronización, sin embargo, solamente define como procedimiento específico a ejecutar, las pruebas de calidad de operación descritas en la tabla 10 del acápite 2.3; no así el estándar BDEW, que establece todo un protocolo de revisión y coordinación que debe ser ejecutado entre la ED y el GD que incluye inspecciones, pruebas, enlaces de comunicación, entre otros aspectos técnicos y administrativos, además, es específico en establecer que el operador de la red de la ED es quien deberá liderar el proceso de arranque e interconexión del sistema de generación [7] [8].

Por su parte, en el marco regulatorio estudiado se aprecia poco énfasis en un procedimiento específico para la puesta en marcha del GD. La investigación sugiere que la mayoría de las reglamentaciones apuntan a la integración de generación a nivel residencial o comercial, y muy pocos países tienen regulación para GD como agente de mercado mayorista, no obstante, las directrices de estos últimos, establecen la puesta en marcha como un proceso que debe ser liderado por la empresa distribuidora.

La información recopilada evidencia que un generador distribuido a nivel residencial, tendrá poca o nula vigilancia de la ED sobre la entrada y salida de sus sistemas de generación, los cuales, serán fotovoltaicos en la mayoría de los casos. Sin embargo, los estándares abordan la integración de GD con escalas superiores a las que se puedan encontrar en nivel residencial, por tal razón, establecen procedimientos de pruebas e inspecciones antes de encender el sistema de generación por primera vez y ponerlo en paralelo con la red de distribución.

Por su parte, las características de potencia e interconexión de la planta fotovoltaica “La Trinidad”, obligan a aplicar los procedimientos recomendados por los estándares estudiados, sin embargo, de acuerdo a la administración de la misma, dicho proceso se realizó de manera autónoma sin la ejecución de ningún protocolo por parte de la ED, además, la investigación ha revelado que en su

operación cotidiana, la planta fotovoltaica no posee enlaces de coordinación con el COR para la conexión y desconexión de la misma y no existe tampoco comunicación SCADA entre ellos [13] [14] [15] [16] [18] [25].

d) Condiciones de Operación.

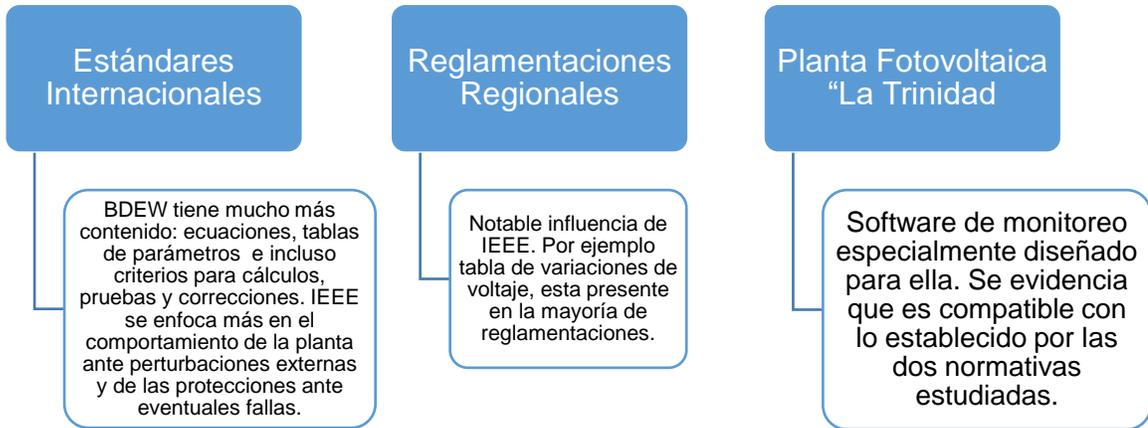


Figura 24. Resumen de las Condiciones de Operación.
Fuente: Elaboración Propia.

Con respecto a la Operación, el estándar BDEW tiene mucho más contenido, donde se puede encontrar ecuaciones, tablas de parámetros permitidos e incluso criterios para cálculos, pruebas y correcciones, mientras que IEEE se enfoca más en el comportamiento de la planta ante perturbaciones externas y de las protecciones ante eventuales fallas.

Por su parte, todas las regulaciones sobre GD estudiadas tienen una evidente influencia del estándar IEEE y presentan tablas, requerimientos generales y hasta requisitos específicos que están dentro de dicha normativa. Un ejemplo es la tabla de respuesta ante voltajes anormales que presenta IEEE en su normativa, la cual es adoptada por la mayoría de los marcos regulatorios estudiados, incluyendo el de Nicaragua [7] [8].

En el caso de "La Trinidad", esta cuenta con un software especialmente diseñado para ella, que les permite monitorear los parámetros de la red en tiempo real:

niveles de voltaje, potencia entregada, frecuencia, etc. Aunque el sistema es totalmente automático, normalmente hay un operador en sus oficinas, cuyo trabajo se limita al monitoreo y labores de mantenimiento.

La investigación en sitio sugiere que el software es compatible con las directrices de ambos estándares, puesto que entre sus funciones está impedir que la planta entre en isla no intencional, no permitir el ingreso de la planta hasta luego de 5 minutos posteriores a la normalización de los parámetros de la red y monitoreo de voltaje y frecuencia.

Por otro lado, la continuidad en la operación de “La Trinidad”, además de la poca coordinación que existe entre ella y el COR, es evidencia de que el circuito al cual está conectada, ha sido lo suficientemente robusto para soportar los cambios en el flujo de potencia que su interconexión haya podido provocar. De acuerdo a la distribuidora, el criterio de construcción de las redes de distribución es congruente de manera general, con las características del circuito SRS4040, lo que sugiere que las redes del país deberían tener la capacidad de soportar la integración de GD [13] [14] [15] [16] [18] [25].

e) Políticas de Medio Ambiente y Potencia Reactiva.

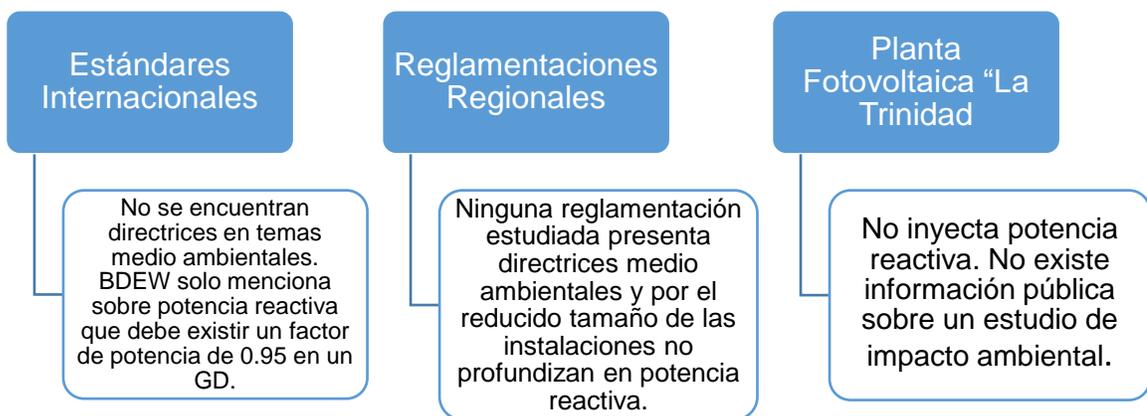


Figura 25. Resumen de Políticas de Potencia Reactiva y Medio Ambiente.

Fuente: Elaboración Propia.

Las políticas de medio ambiente y regulaciones sobre potencia reactiva, son dos aspectos importantes que los estándares internacionales no mencionan dentro de sus directrices. De la misma manera, el estudio del marco regulatorio en la región, revela la ausencia de criterios en dichos aspectos, lo que no implica la falta de políticas de protección al medio ambiente, sino que las mismas están ligadas con otras reglamentaciones legales y no son mencionadas en lo referente a GD.

El marco regulatorio de México, Guatemala, Perú y Costa Rica, para citar algunos ejemplos, no mencionan ningún aspecto sobre políticas de medio ambiente relacionadas con la generación distribuida, mientras que República Dominicana, únicamente menciona que el GD no debe afectar el medio ambiente.

En lo que respecta a la potencia reactiva, se encuentra muy poco contenido en las normativas. Por su parte, BDEW menciona únicamente que cualquier GD debe entregar potencia reactiva, de manera que el factor de potencia se mantenga en un rango entre 0.95 inductivo y 0.95 capacitivo, mientras IEEE no menciona ninguna directriz específica con respecto a la inyección de potencia reactiva.

En este particular, México menciona que debe existir un factor de potencia entre 0.95 inductivo y capacitivo, igual que el estándar BDEW, mientras Guatemala solo hace énfasis en compensación de potencia reactiva para generadores asíncronos y Perú solo menciona que cualquier variación en la potencia reactiva inyectada debe ser en coordinación con la distribuidora, para citar algunos ejemplos.

La investigación revela que la mayoría de las normativas tienen como alcance la GD para autoconsumo a muy pequeña escala, por lo cual, la hipótesis de un impacto ambiental reducido y efectos despreciables en potencia reactiva, para este tipo de instalaciones, podría explicar que estos aspectos queden desestimados de dichas reglamentaciones, y para aquellas que permiten GD de mayor potencia, posiblemente ya exista un marco regulatorio que determine aspectos medioambientales desde una perspectiva general y políticas regulatorias de generación que también apliquen directrices de inyección de potencia reactiva [7] [8] [13] [14] [15] [16] [18] [25].

CONCLUSIONES

La información recopilada muestra una relación directa entre las redes de distribución y la generación distribuida pues tanto en los estándares como en la bibliografía consultada, definen la generación distribuida como aquella que se inyecta directamente a la red de distribución o se encuentra mas cerca del usuario.

Adicionalmente, el repaso de la historia de la generación distribuida en países líderes como Alemania, así como los estudios de las normativas de los países consultados, muestran una relación importante entre el incentivo a la energía fotovoltaica y el desarrollo de políticas favorables para la generación distribuida.

Los estándares STD 1547 de IEEE y el BDEW2008 son los referentes mas conocidos e importantes de carácter internacional, sobre generación distribuida, además, las normativas aprobadas individualmente en los países de la región estudiados, muestran una enorme influencia, sobre todo del STD 1547 de IEEE. Además, la implementación de tecnologías de energía solar fotovoltaica, son modulares dentro de las normativas para generación distribuida de los países de la región consultados.

Para Nicaragua, la normativa de generación distribuida presenta condicionantes y limitantes para la inyección de potencia a las redes de distribución, primeramente, porque está destinada exclusivamente al autoconsumo, y además debido a que el cálculo del GD estará basado en su propio consumo, de manera que la cantidad de potencia excedente que pudiera generarse, con la operación normal del consumo propio del GD, debería ser relativamente reducida.

Esta condición específica, permite prever que las redes de distribución de Nicaragua están adecuadamente dimensionadas para cualquier generador distribuido dentro de los alcances de la normativa.

Por otro lado, la normativa no establece políticas que funcionen como incentivo a la generación distribuida para autoconsumo a nivel residencial, por ejemplo, la

remuneración a través del balance neto, a como es aplicado en países vecinos como Costa Rica o Guatemala.

La estructura de la normativa nicaragüense limita la expansión del mercado de GD y el desarrollo de centrales solares de mayor tamaño que inyecten directamente al SIN a través de distribución como lo hace “La Trinidad”, además, todas las opciones de GD para competir en el mercado mayorista, quedarían al margen de la legalidad.

La operación ininterrumpida de la planta fotovoltaica “La Trinidad” desde el año 2013, inyectando energía a la red de 24.9kV del circuito SRS4040, demuestra la viabilidad técnica de la interconexión de GD con las redes de distribución del país. Además, aunque la normativa se limita a instalaciones para autoconsumo, el hecho de que “La Trinidad” opere como una planta de generación sin consumo propio, permite la apertura para el futuro a este tipo de instalaciones dentro del marco regulatorio.

En conclusión, la reglamentación nicaragüense aun no permite la ejecución de proyectos de generación, con ninguna tecnología, cuya inversión sea específicamente para el negocio de venta de energía eléctrica.

RECOMENDACIONES

Se recomienda a todo usuario que pretenda iniciar un proyecto de generación distribuida, además de apegarse a la normativa nacional, tomar en consideración las normativas IEEE y BDEW.

Es recomendable que, en el contexto actual, los maestros incluyan los conceptos básicos de generación distribuida dentro de las asignaturas correspondientes en la Universidad Nacional de Ingeniería.

Se recomienda dar continuidad a este trabajo monográfico, realizando un estudio de flujo de potencia en un circuito típico de distribución de Nicaragua, antes y después de la integración de un generador distribuido de al menos 5MW de potencia instalada.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ramírez, S. (2004). Redes de Distribución de Energía (3ª ed.) Colombia. Universidad Nacional de Colombia, Sede Manizales. I.S.B.N 958-9322-86-7.
- [2] Labein Tecnalia (n.d), Guía Básica de la Generación Distribuida. Madrid, Fenercom.
- [3] Mathews Lane, (2007). Manual de diseño e instalación Fotovoltaica (3ª ed.) Canadá. Solar Energy Internacional.
- [4] Mathews Lane, (2007). Módulos Fotovoltaicos, 3-25.Canada.Solar Energy Internacional
- [5] Philipp Beiter, Michael Elchinger and Tian Tian. (2017). Renewable Energy Data Book.
- [6] Karim L. Anaya and Michael G. Pollitt. (2014). Integrating Distributed Generation: Regulation and Trends in Three Leading Countries, England. University of Cambridge.
- [7] IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, IEEE P1547.2™, Draft Application Guide for IEEE Std 1547-2003.
- [8] Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network, Std BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft. V. 2008)
- [9] J. C. Gómez, Senior Member IEEE, J. Vaschetti, C. Coyos, C. Ibarlucea, (2012). Generacion Distribuida: impacto en la calidad de potencia y en las protecciones.
- [10] Mukund R. Patel. (2006). Wind and Solar Power System: Design, Analysis and Operation (2nd ed.) 6000 Broken Sound Parkway NW, Suite 300.
- [11] E.S. Rodríguez, *Compensador Estático Síncrono (STATCOM); Modelado y Simulación, Disponible en: <https://www.coursehero.com/file/31005795/PDF-Statcompdf/>
- [12] Sanz López E. (2009), Estudio técnico-económico de una instalación Solar fotovoltaica conectada a red de 5kw, Madrid. Leganés. Disponible en:<http://earchivo.uc3m.es/bitstream/10016/8694/1/Estudio%20Tecnico%20Economico%20Instalacion%20Solar%20Fotovoltaico%205kW.pdf>

- [13] Nicaragua, Ministerio de Energía y Minas (2017). Diario Oficial la Gaceta No 126, Ley No 951: Ley de reformas y adiciones a la ley 272.
- [14] Guatemala, Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (2014). Norma técnica de generación distribuida renovable y usuarios auto productores con excedentes de energía.
- [15] Puerto Rico. Autoridad De Energía Eléctrica. (2008). Reglamento para la interconexión de generadores con el sistema de distribución eléctrica.
- [16] Republica Dominicana. Comisión Nacional de Energía. (2012). Reglamento Interconexión Generación Distribuida (1ª ed.).
- [17] Ecuador. Agencia de Regulación y Control de Electricidad (2015). Regulación Arconel 000/15.
- [18] Costa Rica. Ministerio de Ambiente y Energía. (2015). Procedimiento para la solicitud, estudio, aprobación y puesta en servicio de generadores para autoconsumo con las redes de distribución eléctrica.
- [19] México. Comisión Reguladora de Energía. (2016). Resolución Núm. RES/142/2017.
- [20] Estados Unidos. Energía y sociedad. Boletín #147. (2016). Cambios en la normativa de autoconsumo en Estados Unidos.
- [21] Hiosur (n.d.). Silicio Amorfo. Obtenida el 29 de agosto de 2018 de, <https://www.hiosur.com/es/amorphous-silicon-39639/>
- [22] Panasonic VBHN235-240SE10_ES 2013. Datos técnicos del panel utilizado en la planta de generación Fotovoltaica. http://www.as-iberica.com/descargasleft/doc_download/197-datasheet-panasonic-vbhn235-240se10-es-2013-pdf
- [23] Solar Energía (n.d). Ubicación, orientación e inclinación de los paneles solares. Obtenida el 29 de Julio de 2018 de, <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/elementos/panel-fotovoltaico/ubicacion-de-los-paneles-solares>
- [24] Gutiérrez Granja. Marlon Antonio. (2013). Una propuesta de Generación de Energía Eléctrica Sustentables en Edificios. Managua Nicaragua, Universidad Nacional de Ingeniería.

- [25] Ing. C. J. Moreira, Gerente General, “Generadora de Energía Fotovoltaica La Trinidad”, entrevista personal, 25 de septiembre de 2015.
- [26] Boletín de Prensa. (2013). Embajada del Japón en Nicaragua. Recuperado de <https://www.ni.emb-japan.go.jp/es/novedad/boletin/20130226%20boletin.html>
- [27] Ley No. 272. Diario Oficial La Gaceta No. 74, Managua, 23 de abril de 1998.
- [28] Ing. J. D. Aragón Torres, jefe del Centro de Operaciones de la Red, Despacho Eléctrico. Disnorte-Dissur, entrevista personal, 24 de septiembre de 2017.
- [29] Empresa Nicaragüense de Electricidad, (1998). Norma De Construcción De Redes De Media Tensión. Managua.
- [30] Unión Fenosa, (2005). Proyecto Tipo. Managua.
- [31] Catalogo de conductores para MT. (2015). 21 de marzo de 2016. https://www.generalcable.com/eu/gc_pvapp/1800?codCatalog=1800
- [32] Nicaragua, Ministerio de energía y minas (2017). Normativa de generación distribuida renovable para autoconsumo.
- [33] Castro Legarza, U., & Alvarez Pelegry, E. (2016). Generación Distribuida en Reino Unido y Estados Unidos. *Orkestra*. ISSN 2340-7638
- [34] Renovables de Nicaragua. (2012) Propuesta de Reformas al Marco Legal y Regulatorio de las Fuentes Renovables de energía en Nicaragua.
- [35] Philip A. Nobile (1987), IEEE Senior Member, “Estudios del Sistema de Potencia para Cogeneración: ¿Qué se Necesita Realmente?”
- [36] Perú, Ministerio de Energía y Minas. (2012). Reglamento de Generación Distribuida.
- [37] Chile, Ministerio de Energía. (2019). Reglamento de Generación Distribuida para Autoconsumo.
- [38] Renewable Energy Magazine. (2020). Generación distribuida alcanza los 2GW. 13 de febrero de 2020. <https://www.energias-novables.com/fotovoltaica/la-generacion-distribuida-fotovoltaica-alcanza-los-2-20200130>

ANEXOS

Anexo 1: Glosario

Autoconsumo: Es el régimen de generación de energía eléctrica admitido para el abastecimiento de consumo propio en las instalaciones internas de un cliente.

Balance Neto: Mecanismo de remuneración mediante el cual, la energía en kwh inyectada a la red, es canjeada por la misma cantidad de energía en kwh para consumo en cualquier otro momento del tiempo.

Cliente: Se entiende por cliente de una empresa de distribución a la persona natural o jurídica que ha suscrito un contrato de servicio eléctrico con la empresa de distribución que le provee de energía eléctrica.

Contrato de Compra-Venta de Energía: Documento que suscriben el Generador Distribuido Renovable (GDR) y la empresa Distribuidora(ED), y que contiene los derechos y obligaciones en lo referido a la generación distribuida y su esquema de remuneración. El modelo de contrato será elaborado por la ED y aprobado por el INE.

Convenio de Conexión: Acuerdo que establece los requisitos técnicos el equipamiento necesario para la autorización de la conexión física de la unidad de la generación distribuida renovable a las redes de BT o MT de la empresa Distribuidora. En él se incluyen, además, las condiciones generales de uso de las instalaciones de distribución. El modelo de convenio de conexión será elaborado por la ED y aprobado por el INE.

Dictamen de Factibilidad Operativa: Informe técnico emitido por la ED sobre la capacidad del circuito y de la subestación de conexión del GDRA, que determina la necesidad o no de un Estudio de impacto a la Red. Como resultado del dictamen se definirá inicialmente la factibilidad de incorporar a la GDRA a la red de distribución.

Estudio del Impacto a la Red: Estudio técnico-económico por menor izado que define las posibles consecuencias de la operación, conexión y desconexión de un GDR incorporado a la red de distribución. El estudio determinara los aspectos técnicos, tales como las pérdidas de energía, control de tensión, compensación de la potencia reactiva, distorsión armónica, el grado de carga de la red y aquellos económicos, como inversiones requeridas para ejecutar las obras complementarias en caso que sean necesarias.

Empresa de Distribución: Es la empresa que entrega la energía eléctrica a Clientes y grandes consumidores a través de un sistema de distribución poniendo a disposición de terceros agentes económicos del mercado eléctrico la capacidad de transporte remanente que no se encuentre comprometida.

Excedente de Energía Eléctrica: Energía Eléctrica generada en la red interior de un cliente que es inyectada a las redes de distribución, y que es resultado del sobrepaso/excedente de la generación para autoconsumo respecto de lo efectivamente demandado.

Funcionamiento en Isla: Situación en la que un GDR permanece con tensión y desacoplado de la red de distribución o cuando esta ha dejado de tener tensión por cualquier circunstancia. En este caso deberá tener un enclavamiento que garantice la seguridad de las personas.

Funcionamiento en Paralelo: Es el funcionamiento del GDR acoplado a la red de distribución y funcionando en correcto sincronismo con la misma.

Generador Distribuido Renovable o GDR: Es la persona natural o jurídica titular o propietario de una instalación de Generación Distribuida Renovable conectado al sistema de distribución en baja o media tensión.

Generación Distribuida Renovable para Autoconsumo o GDRA: es la generación de energía eléctrica en base a recursos renovables destinado al autoconsumo y conectada al sistema de distribución en baja o media tensión, que

tiene un régimen de funcionamiento en Paralelo(sincronizada) con la red de distribución.

Instalaciones Internas: Son las instalaciones usadas por un cliente para el uso del servicio eléctrico y ubicadas dentro de la propiedad donde recibe el servicio (después del punto de medición) y particularmente para el desarrollador de una instalación de GDRA.

Medición: Es el resultado del valor registrado como consumido/demandado y el valor de la generación inyectada a la red, en el puesto de medición del cliente.

Obras Complementarias: Instalaciones y trabajos en la red de distribución eléctrica necesarios para la conexión de un equipamiento de Generación Distribuida y que deben ser solventes por el GDR.

Potencia Instalada: Es el valor registrado ante la ED que establece la suma de la potencia máxima nominal de las unidades de generación del tipo renovable y que conforman la Generación Distribuida Renovable para autoconsumo de un Cliente cuyos excedentes de generación deberán ser evacuados por el mismo Punto de Suministro utilizado como usuario del servicio público de distribución.

Potencia Máxima: La potencia máxima (kw) a instalar de una GDRA, Sera coincidente con el momento de la demanda máxima del cliente

Punto de Medición: Lugar físico establecido para el equipamiento de medición de energía eléctrica en el esquema preestablecido y será el mismo que confluyan todos los equipos, los circuitos de consumo e instalaciones de generación conectadas a su red. El punto de Medición tiene condiciones de acceso para la toma de registros y seccionamientos.

Puntos de Suministro: La ley de la industria eléctrica lo define como la instalación eléctrica que determina el punto de acoplamiento eléctrico entre el cliente y la Empresa Distribuidora.

Corriente de cortocircuito (I_{cc}): Máxima corriente que puede entregar un dispositivo bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura correspondiendo a tensión nula y consecuentemente a potencia nula.

Tensión de circuito abierto (V_{ca}): Máxima tensión que puede entregar un dispositivo bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura correspondiendo a circulación de corriente nula y consecuentemente a potencia nula.

Potencia Pico (P_{mp}): Es el máximo valor de potencia que puede entregar el dispositivo. Corresponde al punto de la curva en el cual el producto $V \times I$ es máximo.

Corriente a máxima potencia (I_{mp}): Corriente que entrega el dispositivo a potencia máxima bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura. Se la utiliza como corriente nominal del mismo.

Tensión a máxima potencia (V_{mp}): tensión que entrega el dispositivo a potencia máxima bajo condiciones determinadas de radiación y Temp. Se le utiliza como tensión nominal del mismo.

Anexo 2: Estándar ANSI de Regulación de Voltaje.

Esta estándar establece los valores de tensión nominal y las tolerancias de funcionamiento de los sistemas de energía eléctrica de 60hz por encima de 100 voltios y menos de 230 kilovoltios. También hace recomendaciones a otros grupos de normalización con respecto a los valores de voltaje para el equipo utilizado en los sistemas de alimentación y los dispositivos de utilización conectada a dichos sistemas.

En general esta norma Promueve:

- Estandarización de los equipos de voltaje y tolerancias.
- Coordinación de las relaciones entre el sistema y capacidades de tensión equipos y tolerancias.
- Establecer nomenclatura uniforme en el campo de tensiones.
- Normalización de las tensiones del sistema nominales y los rangos de variaciones de tensión para los sistemas operativos.
- Coordinación de las relaciones entre el sistema y capacidades de tensión equipos y tolerancia.

VOLTAGE CLASS	Nominal System Voltage (Note a)			Nominal Utilization Voltage (Note f)	Voltage Range A (Note b)			Voltage Range B (Note b)		
	Two-wire	Three-wire	Four-wire	Two-wire Three-wire Four-wire	Maximum	Minimum		Maximum	Minimum	
					Utilization and Service Voltage (Note c)	Service Voltage	Utilization Voltage	Utilization and Service Voltage	Service Voltage	Utilization Voltage
Low Voltage (Note 1)	Single-Phase Systems									
	120	120/240		115	126	114	110	127	110	106
				115/230	126/252	114/228	110/220	127/254	110/220	106/212
	Three-Phase Systems									
		208Y/120 (Note d) 240/120	200	218Y/126	197Y/114	191Y/110	220Y/127	191Y/110 (Note 2)	184Y/106 (Note 2)	184Y/106 (Note 2)
	240		230	252/126	228Y/114	220Y/110	254/127	228Y/110	212Y/106	212Y/106
	480	480Y/277	480	504Y/291	456Y/263	440Y/254	508Y/293	440Y/254	424Y/245	424Y/245
	600 (Note e)		600	630 (Note e)	456 570	440 550	508 635 (Note e)	440 550	424 530	424 530
Medium Voltage	2400			2520	2340	2160	2540	2280	2080	
	4160	4160Y/2400		4370/2520	4050Y/2340	3740Y/2160	4400Y/2540	3950Y/2280	3600Y/2080	
	4800			4370	4050	3740	4400	3950	3600	
	6900			5040	4680	4320	5080	4560	4160	
		8320Y/4800		7240	6730	6210	7260	6560	5940	
				8730Y/5040	8110Y/4680		8800Y/5080	7900Y/4560		
				12600Y/7270	11700Y/6760		12700Y/7330	11400Y/6580		(Note f)
				13090Y/7560	12160Y/7020	(Note f)	13200Y/7620	11850Y/6840		
		13800		13860Y/8000	12870Y/7430		13970Y/8070	12504Y/7240		
				14430Y/8370	13460Y/7770	12420	14520Y/8380	13110Y/7570		11800
			14490	13460		14520	13110			
			20780Y/12000	20260Y/11700		22000Y/12700	19740Y/11400			
			22860Y/13200	22290Y/12870	(Note f)	24200Y/13970	21720Y/12540		(Note f)	
	23000		24150	22430		24340	21850			
			24940Y/14400	24320Y/14040		26400Y/15240	23690Y/13680			
	34500		36230Y/19920	33640Y/19420		36510Y/20800	32780Y/18930			
			36230	33640		36510	32780			
	46000									
	69000									
				Notes: (1) Minimum utilization voltages for 120-600 volt circuits not supplying lighting loads are as follows:			(2) Many 220 volt motors were applied on existing 208 volt systems on the assumption that the utilization voltage would not be less than 187 volts. Caution should be exercised in applying the Range B minimum voltages of table 1 and note (1) to existing 208 volt systems supplying such motors			
				Maximum Voltage	Nominal System Voltage	Range A	Range B			
				(Note g) { 48300	120	106	104			
				{ 72500	120/240	108/216	104/208			
					208Y/120	187Y/108	180Y/104			
					240Y/120	216Y/108	208Y/104			
					240	216	208			
					480Y/277	432Y/249	416Y/240			
					480	432	416			
					600	540	520			
High Voltage	115000			121000						
	138000			145000						
	161000			169000						
	230000			242000						
Extra-High Voltage	345000			362000						
	500000			550000						
	765000			800000						
Ultra-High Voltage	1100000			1200000						

Anexo 3: Entrevista Realizada al Ingeniero Carlos Moreira, Gerente General de Planta de Generación Fotovoltaica “La Trinidad”

Entrevista Realizada el día viernes 25 de septiembre del 2015, en las instalaciones de la Planta Fotovoltaica “La Trinidad”

1. ¿Qué elementos componen la planta fotovoltaica la trinidad?

La planta fotovoltaica está compuesta por 5,880 paneles fotovoltaicos híbridos marca Sanyo de 235W con una potencia pico de 1.38MW, 14 inversores Marca Sanyo de 100kWp cada uno.

2. ¿Cómo comienza el proceso de instalación de la planta fotovoltaica?

Para iniciar el proceso de instalación primero se consultó con la distribuidora los datos de carga de los 5 circuitos cercanos al lugar para validar si la potencia que entregaría la planta estaría dentro de la demanda de carga de los circuitos. Se consultó con Enatrel para el estudio de la coordinación de protecciones.

3. ¿Qué problemas se presentaron para seguir con el proceso de instalación?

Primeramente, los postes de los circuitos más cercanos se encontraban en mal estado, aisladores de porcelana en mal estado y por último no existía la línea neutra varios kilómetros del circuito principal.

4. ¿Qué requisitos pidieron para la implementación de la planta?

Estudio de impacto de la red, Calidad de la onda sinusoidal y Armónicos.

5. ¿Cuál es la potencia pico del Sistema FV?

La potencia pico es de 1.38MWp pero la inyección efectiva ya con pérdidas es de 1MW.

6. ¿Existe inyección de potencia Reactiva por parte de los inversores?
Si o no ¿Por qué? Aunque son de tecnología japonesa, aun no tienen la opción de entregar potencia reactiva a la red.

7. ¿Inyectan armónicos los inversores?

No, porque están diseñados según estándares que exigen inyección cero de armónicos.

8. ¿Tienen onda sinusoidal pura los inversores?

La ficha técnica de los inversores no refleja este dato, por lo que la distribuidora dio el permiso de instalar la planta, pero con condiciones de verificarlo posterior a su marcha.

9. ¿La planta tiene su propio servicio de consumo?

Sí, porque la planta fotovoltaica no posee banco de baterías para el almacenamiento, se entrega potencia durante el día y en la noche se consume.

10. ¿A qué voltaje inyectan potencia a los circuitos cercanos a la planta?

Se totaliza la energía en media tensión a 14.4kV/24.9kV

11. ¿Cuántos bancos de transformadores tiene para la inyección de potencia a los circuitos de media tensión?

El total de bancos de transformadores son 7, cada uno con 3 transformadores monofásicos de 75Kva y 1 banco para el Servicio Propio.

12. ¿Tienen algún tipo de protección los inversores?

Estos inversores cuentan con protecciones de sobre voltaje, bajo voltaje, sobre frecuencia y baja frecuencia por lo que ante cualquier eventualidad actúan a lo inmediato.

13. ¿A qué voltaje trabajan los inversores?

Estos tienen un voltaje de salida de 202VAC por lo que se necesita un transformador aislador que asegure un voltaje de operación estándar de 240VAC, Posterior a esto se tiene un centro de transformación que eleva el voltaje a 24.9kV para la inyección de potencia activa a los circuitos.

14. ¿Hubo alguna normativa que utilizaran como guía para el proyecto de la planta?

La empresa japonesa encargada de la construcción, traía sus propios lineamientos para el proyecto. Dado que en Nicaragua no había una normativa de generación distribuida, se siguieron las instrucciones que dio la empresa distribuidora y Enatrel.

15. ¿La puesta en servicio tuvo alguna complicación?

No. La mayor parte de los requisitos fueron cumplidos con el apoyo de Enatrel y la distribuidora, gracias a que la inversión extranjera no era con el objetivo de lucrar, sino de ser un referente.

16. ¿Actualmente, a quien le pertenece la planta?

La planta es propiedad de Enatrel, por consiguiente, es propiedad del estado.

17. ¿Existe coordinación entre la planta fotovoltaica y el COR?

No. La planta opera de manera autónoma, e incluso el proceso de puesta en servicio se realizó de manera autónoma y no hubo coordinación directa con la distribuidora. Después que dieron el visto bueno, la interconexión para inyectar se hizo de inmediato.

Anexo 4: Fotografías de la Visita a la Trinidad.



Anexo 5: Trámite de solicitud de Interconexión según la “Normativa de Generación Distribuida Renovable para Autoconsumo”

NDGRA 18. Procedimiento de Solicitudes. Para tramitar las solicitudes de interconexión de instalaciones de Generación Distribuida a las redes de la Empresa de Distribución, se seguirá el siguiente procedimiento:

El interesado en conectar una planta de GDR a la red de distribución deberá informar por escrito su solicitud de conexión a la ED, adjuntando la información compuesta por el formulario de solicitud, características técnicas de la planta de GDRA, según corresponda.

La ED dispondrá de 15 días calendario para aceptar o rechazar las solicitudes de conexión. Aquellas solicitudes con información incompleta o deficiente serán rechazadas, notificando al interesado por escrito, sobre las causales del rechazo de la solicitud. Una vez notificado el incumplimiento, el interesado dispondrá de 30 días calendario para completar la información.

La Empresa Distribuidora, habiendo aceptado la solicitud de conexión, elaborará el Dictamen de la Factibilidad Operativa, el cual deberá ser notificado a la parte interesada a más tardar 60 días calendario para sistemas GDR MT1 Y GDR MT2 y 20 días calendario para sistemas GDR BT1 y GDR BT2. Los criterios y metodología para la determinación de la Dictamen de Factibilidad Operativa estarán establecidas en el Anexo Técnico de esta norma.

El Dictamen de Factibilidad Operativa indicará la necesidad o no de la elaboración del Estudio de Impacto a la Red, el cual deberá ser realizado por el GDR mediante consultores especializados y presentado al ED en un plazo máximo de 90 días Calendarios.

Después de transcurridos el plazo y de no existir una solicitud por escrito para la ampliación del mismo, la ED podrá desestimar la solicitud. Los Estudios y alcance que deberá tener el Estudio de Impacto de Red estarán especificados en el Anexo Técnico de esta norma.

La ED, en un plazo máximo de 30 días calendario deberá pronunciarse en torno a las correcciones, ampliaciones o bien, sobre la aceptación al Estudio de Impacto a la Red. Los costos derivados del estudio de impacto a la Red deberán de ser asumidos por el GDR. El estudio de impacto solo podrá ser realizado por personal idóneo.

Con la aprobación del Estudio de Impacto de Red y cumplidas las obligaciones administrativas señaladas en esta Normativa, la empresa Distribuidora y el GDR tendrán un plazo de 7 días calendario para firmar el Convenio de Conexión, comprometiéndose hasta ese momento la capacidad de la red. Una vez firmado el convenio la ED procederá al registro de la central de Generación Distribuida Renovable ante el MEM.

Con el registro del Convenio de Conexión aprobado y cumplidas las obligaciones administrativas señaladas en esta Normativa, la Empresa Distribuidora y el GDR podrán firmar el Contrato de Compra-Venta de Energía.

En caso de incumplimiento de los plazos previstos en esta Normativa, el solicitante podrá hacer uso de los derechos establecidos en el Título 7: Procedimiento para Reclamos de la Normativa del Servicio Eléctrico.

NGDRA 19. Formulario de solicitud de Conexión. El formulario de solicitud para la interconexión de un GDR a las redes de las ED deberá contener al menos la siguiente información:

Nombre del Proyecto

Nombre del propietario, razón social o representante.

Dirección de correspondencia, teléfonos (móvil y fijo), correo electrónico, apartado postal.

Numero NIS o de expediente de solicitud.

Tipo o fuente primaria renovable de la central de Generación Distribuida, esta puede ser de una sola fuente (Solar FV o térmica, eólica, hidráulica,) o mixta. El interesado debe describirla con claridad.

Detalle de información técnica contenida en el formulario. Se deberá adjuntar la información técnica indicada en el NGDRA 20 de la presente Normativa.

Lugar, fecha de la solicitud, la cual deberá ser firmada por el dueño o representante, debidamente acreditado, del proyecto de Generación Distribuida Renovable.

NGDRA 20. Solicitud de la Información Técnica del Cliente. La información técnica incluirá la descripción de las obras a realizar así como los datos y especificaciones de los equipos a instalar.

Descripción general del proyecto. La descripción general de la tecnología o fuente primaria de energía que la central empleara, incluyendo la estimación del régimen de generación horario considerando la estacionalidad típica de recurso primario.

Cronograma de trabajos e identificación de las obras a realizar.

BT Menores o iguales a 2 kW: Sin detalle

BT Mayores a 2 kW: Descripción de las principales actividades a realizar y duración de las obras y presentación de cronograma en soporte magnético.

MT Menores a 1MW: Descripción de las principales actividades a realizar y duración de las obras y presentación de cronograma en soporte magnético.

MT Mayores a 1MW: Descripción de las principales actividades a realizar y duración de las obras y presentación de cronograma en soporte magnético.

Ubicación del proyecto

BT Menores o Iguales a 2kW: Dirección del proyecto.

BT Mayores a 2 kW: Dirección del proyecto, Coordenadas UTM y plano de ubicación. Las coordenadas de proyecto incluirán la ubicación de la planta generación de energía eléctrica con fuente natural y líneas de evacuación de energía.

MT menores a 1MW: Dirección del proyecto, Coordenadas UTM y plano de ubicación. Las coordenadas de proyecto incluirán la ubicación de la planta generación de energía eléctrica con fuente natural y líneas de evacuación de energía.

MT Mayores a 1MW: Dirección del proyecto, Coordenadas UTM y plano de ubicación. Las coordenadas de proyecto incluirán la ubicación de la planta generación de energía eléctrica con fuente natural y líneas de evacuación de energía.

Datos de Potencia y Energía consumida por el cliente.

BT Menores o Iguales a 2kW: Valores de carga que fueron facturados en el ultimo año

BT Mayores a 2 kW: Valores de carga que fueron facturados en el último año y curva característica de demanda de los últimos 3 meses para clientes no estacionales. Para los suministros estacionales, curva características de carga estacional.

MT menores a 1MW: Valores de carga que fueron facturados en el último año y curva característica de demanda de los últimos 3 meses para clientes no estacionales. Para los suministros estacionales, curva características de carga estacional.

MT Mayores a 1MW: Valores de carga que fueron facturados en el último año y curva característica de demanda de los últimos 3 meses para clientes no estacionales. Para los suministros estacionales, curva características de carga estacional.

En este caso que la información de los valores de carga y/o curva de demanda no esté disponible, el solicitante presentara su memoria de cálculo.

La ED realizara las validaciones y/o mediciones necesarias para comprobar los datos, cuando las instalaciones del cliente son nuevas y no se disponen de datos medidos, la ED realizara las previsiones de consumo y curva característica de demanda en función del censo de carga, del tipo de tarifa y de su consumo.

Datos de Potencia y Energía a generar.

BT Menores o Iguales a 2kW: Potencia nominal a instalar y energía horaria estimada.

BT Mayores a 2 kW: Potencia nominal (kW, kVA) y energía horaria estimada, número de unidades generadoras a instalar, curva de generación prevista mensual y anual (desagregada en Invierno y Verano), energía mensual (kWh/mes) probable a inyectar a la red.

MT menores a 1MW: Potencia nominal (kW, kVA) y energía horaria estimada, número de unidades generadoras a instalar, curva de generación prevista mensual y anual (desagregada en Invierno y Verano), energía mensual (kWh/mes) probable a inyectar a la red.

MT Mayores a 1MW: Potencia nominal (kW, kVA) y energía horaria estimada, número de unidades generadoras a instalar, curva de generación prevista mensual y anual (desagregada en Invierno y Verano), energía mensual (kWh/mes) probable a inyectar a la red.

Diagrama unifilar de las instalaciones de generación hasta el punto de interconexión para todos los GDR.

Datos del centro de Transformación propiedad de la GD. Para centrales mayores a 25 kW, si el sistema de Generación Distribuida cuenta con su propio

equipo de transformación: Marca, tipo de conexión, número de taps, voltaje nominal, potencia KVA, pérdidas en vacío y a plena carga. Datos de transformadores de medida e instrumentación (TP y TC) si aplica.

Sistema de Control y Protecciones

BT Menores o Iguales a 2kW: Esquema típico de conexionado y datos del fabricante(ficha técnica)

BT Mayores a 2 kW: Esquema típico de conexionado y especificaciones técnicas de todos los equipos y componentes del sistema. Diagrama Unifilar que contenga datos de los elementos de control, medición y protección.

MT menores a 1MW: Esquema típico de conexionado y especificaciones técnicas de todos los equipos y componentes del sistema. Diagrama Unifilar que contenga datos de los elementos de control, medición y protección.

MT Mayores a 1MW: Esquema típico de conexionado y especificaciones técnicas de todos los equipos y componentes del sistema. Diagrama Unifilar que contenga datos de los elementos de control, medición y protección.

NGDRA 21. Estudio de Impacto a la Red. El estudio de Impacto a la Red contendrá un análisis del proyecto de GDR en escenarios de máxima media y mínima demanda (correspondiente a bandas horarias de días hábiles, semi-hábiles y feriado), en dos periodos (estaciones) de año, o bajo cualquier régimen operativo que por sus características el GDR tenga mayor impacto en la red y la ED considere que es necesario evaluar. El análisis debe considerar las características del recurso primario (intermitencia de las fuentes renovables), en función del tipo de fuente, estacionalidad, el régimen de consumo del Cliente, entre otros parámetros que serán integrados en los Estudios de Impacto a la Red.

En caso que el resultado de estudio determine afectaciones sobre la red, como complemento, el informe deberá describir las alternativas que elimine tales afectaciones.

NGDRA 22. Convenio de Conexión. El Convenio de Conexión contendrá como mínimo la siguiente información:

Identificación de las partes, esto es, el GDR y la Empresa Distribuidora

Objeto

Potencia instalada

Características técnicas del medidor de lectura

Características técnicas esenciales del equipamiento de generación.

Ubicación del punto de conexión y de la(s) unidad(es) de generación y demás componentes del equipamiento de generación que así lo requieran.

Fecha de conexión del equipamiento de generación.

Causales de termino o resolución del contrato de conexión

Vigencia Minima de 10 años.

Medio de comunicación acordado para la operación de la planta GDRA, si aplica

Datos para notificación

Resolución de Controversias.

La fecha de conexión de la planta de Generación Distribuida se establecerá en el cronograma de obras suministrado por el GDR al momento de hacer la solicitud. En caso de cambios en la fecha de entrada en operación de la planta, el cliente titular deberá notificarlo por escrito a la ED, justificando las causales de las demoras con al menos 30 días calendario de anticipación. La ED otorgara por una única vez una ampliación de plazo de hasta 6 meses antes de rescindir el Convenio de Conexión.

NGDRA 23. Registro ante el MEM. Una vez concluido el proceso ante la Empresa Distribuidora, la ED deberá remitir en forma digital al MEM a fin de realizar el registro, la siguiente documentación:

Documentación del proyecto

Dictamen de Factibilidad Operativa y Estudio de Impacto a la Red(en caso de que este último haya sido requerido)

Autorización de la ED aceptando la conexión del proyecto a sus redes de distribución.

Copia del Convenio de Conexión

Copia del Contrato de Compra-Venta de Energía, de existir.

NGDRA 25. Idioma de la Información: Toda la información deberá ser entregada en idioma castellano.

NGDRA 24. Procedimiento de Conexión. Como parte del procedimiento de acceso el GDR deberá:

Solicitar a la ED la inspección general de las instalaciones y de funcionamiento

Con la inspección y/o diagnóstico respectivo, la ED remitirá por escrito al titular de GDR, un informe con los resultados de la inspección de la factibilidad de acceso

Con los resultados de la inspección favorable, se autorizará el inicio de operación de un GDR.

NGDRA 26. A) Rechazo de la solicitud de conexión de un GDR. La Empresa de Distribución puede rechazar la solicitud de conexión de un GDR, si se da cualquiera de las siguientes condiciones:

Cuando no se ubique dentro de su área de concesión.

Cuando en su condición de Cliente, el solicitante estuviese en mora con la Empresa de Distribución.

Cuando el solicitante hubiese cometido infracciones establecidas en la Ley 661, Ley para la distribución y el uso responsable del servicio público de energía eléctrica y sus reformas, y no hubiese pagada el importe adecuado.

Cuando se demuestre que la potencia máxima solicitada excede la demanda máxima del cliente.

Cuando la potencia máxima solicitada exceda el límite de capacidad admisible de conformidad a la NGDRA 29.

Cuando el Dictamen de Factibilidad Operativa no sea aprobado y no se haya realizado el Estudio de Impacto a la Red.

B) Rechazo de la Conexión de un GDR

Cuando las instalaciones del GDR no cumplan con la norma técnica vigente, o la ampliación o construcción de circuitos de distribución primarios o secundarios realizados por el solicitante, no cumplan con las leyes y normas de la materia.

Cuando el GDR no cumpla con las adecuaciones y medidas necesarias definidas en los resultados de los Estudios de Impacto a la Red.

Por cualquier otra causa específicamente señalada en la Ley y su Reglamento.

NGDRA 27. Revisión del Rechazo. Al GDR que se le haya negado la solicitud o la conexión al sistema de distribución, puede solicitar revisión ante la ED en un plazo máximo de 10 días calendarios. La ED dispondrá del mismo plazo para emitir una respuesta. Una vez concluido el proceso ante la ED y obtenido una respuesta no satisfactoria, acudir ante las instancias del INE para seguir con los procedimientos administrativos del caso.