

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

Recinto Universitario Simón Bolívar.

Facultad de Electrotecnia y Computación



Tesis Monográfica para Optar al Título de Ingeniero Eléctrico.

Tema:

**Factibilidad de la generación distribuida solar
a mediana escala y su impacto a la red de
conexión**

Autores:

Br. José Francisco Cortés Chavarría

Br. Lesvin Noel Laguna

Tutor:

MSc. Sandro Yohasner Chavarría Condega

Managua, Nicaragua

Julio, 2019

Dedicatoria.

Hoy que logramos culminar nuestro trabajo monográfico, dedicamos y damos gracias a Dios principalmente por haber logrado la meta que nos propusimos y por siempre habernos guiado por el camino correcto.

A nuestros padres quienes con su apoyo en el momento de nuestra existencia nos impulsaron a seguir adelante en nuestro proyecto y que con sus esfuerzos nos brindaron la oportunidad de cumplir con nuestros objetivos y deseos.

A nuestros docentes por brindarnos los conocimientos necesarios para hacer de nosotros profesionales de alto nivel.

Con esfuerzo, valor y decisión hemos podido desarrollar y emplear los conocimientos y herramientas adquiridas durante los años de estudio de la carrera de Ingeniería Eléctrica.

Nos proponemos a ser profesionales con ética y brindar a esta sociedad y a la patria lo mejor de nuestros conocimientos siempre con eficiencia y seguridad.

Agradecimiento.

Ante todo, agradecemos a Dios por darnos fortaleza que nos permitió concluir este trabajo.

A nuestros padres porque han sido pilares fundamentales con su apoyo incondicional permitiéndonos culminar nuestros estudios superiores.

A nuestras parejas que han sido parte esencial en nuestra etapa universitaria brindándonos siempre motivación. A nuestros demás familiares y amigos por la ayuda y la paciencia que han demostrado.

A nuestros docentes que han compartido con nosotros el conocimiento y sean esforzado para brindarnos las mejores enseñanzas.

A nuestro Tutor MSc. Ing. Sandro Chavarría, que nos guio en el camino del aprendizaje y en la culminación de este trabajo.

A todos nuestros compañeros que empezamos juntos y los que conocimos en el transcurso de nuestra carrera, que seguramente pronto harán también la culminación de esta etapa.

Contenido

I.	Introducción	1
II.	Antecedentes	2
1.	Generalidad de la Generación Distribuida.....	2
2.	Historia de la Generación Distribuida	3
III.	Justificación	8
IV.	Objetivos	10
1.	Objetivo General.....	10
2.	Objetivos Específicos	10
V.	Marco Teórico	11
1.	Impacto	11
2.	Evaluación	12
3.	Normativas.....	13
4.	Costos.....	15
5.	Ventajas.....	16
5.1.	Técnicas.....	16
5.2.	Económicas	16
5.3.	Medioambientales.....	17
6.	Desventajas	18
7.	Generación Distribuida en Media Tensión; Evaluación en Redes de Distribución en Media Tensión.....	18
8.	Generación Distribuida en Nicaragua	21
9.	Impacto de la Generación Distribuida en un Sistema de Distribución	22
9.1	Efectos en las Pérdidas del Sistema.....	22
9.2	Efecto en el Flujo de Carga	22
9.3	Efectos sobre las Corrientes de Falla	23
10.	Confiabilidad de Sistemas de Distribución	25
10.1	Definiciones Básicas.....	25
11.	Componentes de un Sistema de Distribución.....	27
11.1	Elementos Básicos	27
11.2	Sistema Radial.....	28
11.3	Sistema Radial con Alternativa de Alimentación	28
11.4	Sistema Radial con Generación Distribuida.....	29

12.	Tecnologías de Generación Distribuida	29
12.1	Generación Distribuida Renovable	30
12.2	Generadores Fotovoltaicos	30
VI.	Impacto de la Generación Distribuida Solar	32
VII.	Simulación en DIgSILENT de una Red de Distribución	35
1.	Primer Escenario de Inyección de Energía Solar; Generación al 25% de la Carga Instalada:	40
1.1.	Direcciones de Flujo de Potencia	41
1.2	Pérdidas en la Línea de Distribución	41
1.3	Comportamiento de la Red de MT ante un Cortocircuito Trifásico	42
2.	Segundo Escenario de Inyección de Energía Solar; Generación al 50% de la Carga Instalada.....	44
2.1	Direcciones de Flujo de Potencia	44
2.2	Pérdidas en la Línea de Distribución	45
2.3	Comportamiento de la Red de MT ante un Cortocircuito Trifásico.....	46
3.	Tercer Escenario de Inyección de Energía Solar; Generación al 75% de la Carga Instalada.....	48
3.1	Direcciones de Flujo de Potencia	48
3.2	Pérdidas en las líneas de Distribución	49
3.3	Comportamiento de la Red de MT ante un Cortocircuito Trifásico.....	50
VIII.	Análisis de Resultados.....	52
IX.	Conclusiones.....	54
X.	Bibliografía	55
XI.	Anexos.....	56

I. Introducción

La generación distribuida (GD), también conocida como generación in-situ, generación embebida, generación descentralizada o generación dispersa, consiste básicamente en la generación de energía eléctrica por medio de muchas pequeñas fuentes de energía en lugares lo más próximos posibles a las cargas.

La definición más global de la generación distribuida vendría a decir que es aquella que se conecta a la red de distribución de energía eléctrica y que se caracteriza por encontrarse instalada en puntos cercanos al consumo.

Dentro de las características más destacadas se pueden mencionar:

- Reducen pérdidas en la red, al reducir los flujos de energía por la misma.
- Su energía vertida no revierte flujos hacia la red de transporte.
- Suelen tener potencias inferiores a 3 kW aunque en general no sobrepasan 10 kW de potencia instalada.
- Descongestionan los sistemas de transporte de energía.

La generación distribuida representa un avance en el sector energético muy significativo ya que esta garantiza una mayor confiabilidad de la que puede llegar a ofrecer un sistema de generación centralizado debido a que el desempeño de una red frente a fallas, mantenimientos, interrupciones por errores humanos, se ve mejorado a través de un sistema de GD, pues antes de realizar la reparación del componente que ha fallado, se podría energizar toda o parte de la red que no se vio afectada. Asimismo, la generación distribuida permite tener una mayor eficiencia energética ya que se reducen las pérdidas de energía por conducción en las redes de transporte debido a las largas distancias existentes entre los centros de generación y los puntos de consumo.

II. Antecedentes

1. Generalidad de la Generación Distribuida

El sistema de suministro eléctrico comprende el conjunto de medios y elementos útiles para la generación, el transporte y la distribución de la energía eléctrica. Este conjunto está dotado de mecanismos de control, seguridad y protección.

Constituye un sistema integrado que además de disponer de sistemas de control distribuido, está regulado por un sistema de control centralizado que garantiza una explotación racional de los recursos de generación y una calidad de servicio acorde con la demanda de los usuarios, compensando las posibles incidencias y fallas producidas.

La energía eléctrica se genera en las Centrales Eléctricas. Una central eléctrica es una instalación donde se lleva a cabo la transformación de la energía que se encuentra en las fuentes primarias, tales como: petróleo, gas, agua, carbón, uranio, etc. en energía eléctrica. Actualmente, los países industrializados generan la mayoría de su electricidad en grandes instalaciones centralizadas, tales como centrales de combustible fósil (carbón, gas natural) nuclear o hidroeléctrica. Estas centrales son excelentes a escala de rendimientos económicos, pero transmiten la electricidad normalmente a muy grandes distancias y el rendimiento energético y medioambiental es bajo.

Las centrales eléctricas se ubican en lugares determinados en función de ciertos factores económicos, de seguridad, logísticos o medioambientales, entre otros, que provocan que la mayoría de las veces la energía se genere muy lejos de donde se consume.

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

El futuro del petróleo se presenta, tanto en precio como en disponibilidad, tan negro como el propio combustible, así como también el de los otros combustibles fósiles y, si agregamos que la quema de los hidrocarburos es fuente de contaminación y de gases que provocan el efecto invernadero, la situación es todavía más crítica. Por estas y otras razones, la producción futura de energía eléctrica deberá reducir su dependencia de los combustibles fósiles y recurrir a fuentes de energía renovable, configurando nuevos modelos de gestión energética; por ejemplo, la generación distribuida.

La Generación Distribuida (GD) aunque se pudiera pensar que es un concepto nuevo, tiene su origen, de alguna forma, en los inicios mismos de la industria eléctrica.

Aunque no existe una definición como tal, diversos autores han tratado de explicar el concepto. A continuación, se presentan las más ilustrativas:

- Es la generación conectada directamente a las redes de distribución.
- Es la generación de energía eléctrica mediante instalaciones mucho más pequeñas que las centrales convencionales y situadas en las proximidades de las cargas.
- Son sistemas de generación eléctrica o de almacenamiento, que están situados dentro o cerca de los centros de carga.
- Es la producción de electricidad por generadores colocados, o bien en el sistema eléctrico de la empresa, en el sitio del cliente, o en lugares aislados fuera del alcance de la red de distribución.

2. Historia de la Generación Distribuida

La Generación Distribuida (GD), entendida como la generación de energía eléctrica mediante instalaciones mucho más pequeñas que las centrales convencionales y situadas en las proximidades de las cargas, ha existido desde hace muchos años en todos los países industrializados. Así, en algunas aplicaciones que se encuentran

alejadas de las redes eléctricas, se han utilizado generadores diesel de una gran variedad de potencias. Otro ejemplo son las plantas de cogeneración existentes en un buen número de instalaciones industriales, en las que el proceso utiliza grandes cantidades de energía térmica.

Se suele citar como curiosidad histórica que en las tres primeras centrales eléctricas, diseñadas y construidas por Edison en Holborn Viaduct (Londres, 12/1/1882), Pearl Street (Nueva York, 4/9/1882) y Appleton (Wisconsin, 30/9/1882), se había seguido la estrategia que hoy se denomina Generación Distribuida, esto es, instalar la generación eléctrica dentro de la zona donde se encuentran los consumidores. Precisamente, el nombre de Central, proviene del hecho de que la generación eléctrica estaba situada en el "centro geométrico" del consumo que "crecía" a su alrededor. Realmente, esto ocurrió con todas las centrales que se construyeron en los primeros años, ya que los generadores eléctricos eran de corriente continua y, a pesar de los intentos pioneros de transporte a distancia, especialmente los de Marcel Deprez, entre 1882 y 1886 (hasta 57 km) y H. Fontaine en 1886 de unos 30 km, la tensión relativamente modesta que se podía alcanzar hacía inviable el transporte de la energía eléctrica fuera de la zona de generación, ya que los rendimientos obtenidos en esas experiencias fueron inferiores al 50%.

No existe aún una definición comúnmente aceptada para la Generación Distribuida, e, incluso, la propia denominación difiere según la fuente documental. Una definición muy conocida es la del IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers): "Generación Distribuida es la producción de electricidad con instalaciones que son suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales de generación, de forma que se puedan conectar casi en cualquier punto de un sistema eléctrico. Es un subconjunto de recursos distribuidos".

Una de las principales fuentes de energía distribuida es la energía solar fotovoltaica, producida por paneles solares. Se trata de una tecnología que está creciendo con rapidez, doblando su capacidad total instalada aproximadamente cada dos años. Existe una amplia gama de sistemas fotovoltaicos, desde pequeñas instalaciones

en tejados residenciales o comerciales, instalaciones integradas en edificios, y plantas fotovoltaicas de conexión a red eléctrica.

En los últimos años, la energía solar fotovoltaica ha mejorado su eficiencia de conversión de energía lumínica en electricidad, reduciendo los costes de instalación (watio pico). Sin embargo, como la mayoría de las energías renovables, y al contrario que el carbón o la energía nuclear, la energía solar fotovoltaica es variable y no gestionable, pero entre sus ventajas se encuentran la ausencia de costes del combustible (la radiación solar), su nula contaminación durante la fase de operación, así como su fiabilidad y seguridad. Tiene su máximo pico de producción en torno al mediodía solar y su factor de capacidad se sitúa en torno al 20%.

En la región latinoamericana existen sistemas instalados como GD dentro de los cuales se destaca, por ejemplo, Costa Rica. En el 2010, en este país centroamericano, el instituto Costarricense de Electricidad (ICE), inició un programa piloto de generación distribuida (GD) con energía renovables para el autoconsumo. Su objetivo era analizar las nuevas tecnologías de generación a pequeñas escalas y su efecto en las redes de distribución. Su propósito fue permitir diseñar posteriormente programas de desarrollo de este tipo de generación y establecer los ajustes adecuados al sistema eléctricos y al marco tarifario y regulatorio. Este programa finalizó en febrero del 2015 con una potencia instalada en micro y mini generadores inscrito de 10 MW.

La autoridad reguladora de los servicios públicos, ARESEP, aprobó en marzo del 2014 la norma técnica “Planeación, Operación y acceso Eléctrico al Sistema Nacional”, esta es la primera norma emitida para regular de manera específica la relación entre los productores-consumidores y las empresas distribuidoras.

La política pública consistió en promover únicamente la Generación Distribuida para el Autoconsumo y no para la venta de excedente por lo que se desarrolló un esquema de medición neta sencilla, según el cual no constituyen un sistema regulado pues su propósito no es la venta de electricidad a las distribuidoras, sino el consumo propio de la misma.

En 2015 el ministerio de ambiente y energía (MINAE) de Costa Rica, aprobó por medio de un decreto ejecutivo (N° 39220-MINAE) el “reglamento de generación distribuida para autoconsumo con energía renovable”.

En la tabla 1 se puede visualizar el modelo de la generación distribuida en Costa Rica.

Costa Rica 2016	
Tipo de Energía	Fuentes de energía renovables (Solar, Eólica, Biomasa, mini Hidroeléctrica)
Nivel de penetración	Limitado por el reglamento de GD: la capacidad máxima de todos los sistemas de generación conectados en un mismo circuito, incluye el sistema propuesto, no deberá exceder 15% de la demanda máxima anual del circuito (520MW)
Beneficiarios	Residenciales, Comerciales e Industriales
Capacidad de la fuente de energía	La potencia eléctrica del generador Distribuido debe ser dimensionado a la proyección del comportamiento de su consumo
Modalidad de precios	Medición neta con opción a créditos durante un ciclo anual.
Especificaciones de la modalidad	El crédito anual acumulado no da derecho a pago o compensación adicional. El productor consumidor tiene que consumir al menos el 51% de la energía total producida durante un ciclo anual
Tarifa de acceso a la red	Cargo variable que se cobrará cada mes por los créditos de energía retirada a la red. Equivale a un cobro de "almacenamiento de energía".
Tarifa de interconexión	Costo fijo de interconexión a la red de distribución de acuerdo, dependiendo del tipo de medidor.
sistema de medición	medidor bidireccional simple (consumo neto) + medidor unidireccional simple (producción del generador distribuido)

Tabla 1. Modelo de GD para autoconsumo de energías renovables en Costa Rica

Si el productor-consumidor consume más energía que la depositada en la red de distribución, este deberá pagar la diferencia por la empresa distribuidora.

Las tarifas de acceso a la red de distribución en el 2016 oscilan entre 0.015 y 0.15\$/KWh

Actualmente en Nicaragua la normativa de generación distribuida para autoconsumo fue publicada en el boletín oficial en diciembre del 2017. Las nuevas reglas permiten a los generadores de potencia de hasta 5 MW de vender el excedente de energía a las empresas nicaragüenses de distribución. La nueva normativa establece los requisitos, criterios, procedimientos técnicos y comerciales que deben cumplir las pequeñas plantas generadoras y de las empresas distribuidoras para tramitar y operar la generación.

La electricidad vendida a las distribuidoras será pagada al 80% del precio más bajo de la banda de referencia aprobada por el MEM. En un documento publicado por el ministerio en junio de 2017, la banda de referencia para la solar había sido indicada en unos 70 dólares estadounidenses por MWh. Anteriormente ese valor era de 118 dólares por MWh.

La nueva normativa salió de una reforma a la Ley 272 que fue tramitada a la Asamblea Nacional por el Presidente de Nicaragua en turno, en junio de 2017. En ese mismo mes, la estatal nicaragüense de transmisión eléctrica, Enatrel, había anunciado realizar un estudio de factibilidad para la generación eléctrica distribuida.

En diciembre de 2017, además, la Asamblea Nacional aprobó la reforma de la Ley 532 para la Promoción de Generación Eléctrica con Fuentes Renovables que prolonga de hecho los incentivos fiscales para las energías renovables por otros cinco años.

III. Justificación

Este proyecto pretende aportar al campo de la investigación, la industria y la academia identificando los principales efectos que tiene la integración de GD solar en los sistemas de distribución. Además, los resultados de esta investigación pueden tomarse como punto de partida para realizar estudios encaminados a la evaluación del impacto de la GD en el dimensionamiento de los equipos que conforman los sistemas de protección contra sobrecorrientes y sobretensiones de los sistemas eléctricos.

La implementación de la generación distribuida es sumamente importante, ya que contribuye a solucionar en gran medida parte de los problemas del mundo energético actual como lo son la escasez de recursos energéticos (y el agotamiento de estos) económicos y la contaminación ambiental, convirtiéndose en una prometedora alternativa, para el suministro energético.

Así mismo, el establecimiento de la generación distribuida como una vía alterna para el suministro energético sustancial, ya que se logra tener una mayor eficiencia, brinda al sistema de distribución una mayor flexibilidad, hace posible posponer las extensiones de líneas de transmisión y distribución, permite un mejor y más uniforme despacho de carga, reduce la magnitud de la capacidad de reserva requerida y además para los usuarios representa un servicio más confiable y de mejor calidad.

En Nicaragua, para la GD en lugares apartados con pequeñas demandas, los sistemas fotovoltaicos son una de las tecnologías con mejores perspectivas y económicamente viables, ya que al hacer uso de energéticos locales evitan el suministro de combustibles fósiles hasta lugares remotos, o la extensión de la red eléctrica por grandes distancias. Nicaragua tiene un gran potencial para la generación de energía solar en diversas partes del país. La utilización razonable y eficaz de la energía solar es una buena alternativa para afrontar la crisis energética

mundial en la actualidad, con el fin de reducir el costo de la energía en general y aumentar la eficiencia de la red.

IV. Objetivos

1. Objetivo General

- Realizar el estudio de factibilidad de implementación de fuentes de generación solar a mediana escala y determinar su impacto de conexión a la red.

2. Objetivos Específicos

- Estudiar las condiciones de la implementación de las tecnologías de generación de energía solar a mediana escala y sus costos asociados.
- Identificar las leyes y normativas nacionales e internacionales para la generación distribuida solar en Nicaragua.
- Realizar el estudio del impacto de conexión a la red de distribución.

V. Marco Teórico

1. Impacto

En los últimos años el uso de la GD se ha incrementado, su implementación en los sistemas de distribución resulta beneficiosa para el SEP y para los usuarios. Para las compañías eléctricas la Generación Distribuida tiene bastantes aspectos positivos, especialmente los relativos a la limitación de las puntas de carga en la red de distribución, y para diferir o evitar totalmente el coste en ampliaciones de la infraestructura de distribución.

Por otra parte, la Generación Distribuida puede ser incorporada al sistema eléctrico mucho más rápidamente que las soluciones convencionales, presentando, además, la notable ventaja de su capacidad de ser implantada por escalones suficientemente pequeños de forma que puede ajustarse estrictamente al crecimiento de la demanda.

No obstante, existen también algunas desventajas, especialmente ligadas a las herramientas de planificación tradicionalmente utilizadas por las compañías eléctricas, herramientas que deben ser modificadas para adaptarlas a la nueva situación. Estos problemas afectan a ciertas áreas clásicas, por ejemplo la planificación de las ampliaciones de la red, y también a nuevos campos, como las herramientas de predicción de la generación y el control de ésta, que se encuentra distribuida en cientos de unidades dispersas.

Otro tema importante que puede condicionar el desarrollo de la Generación Distribuida, es la participación de ésta en los servicios complementarios (o servicios del sistema) de la red. Los posibles servicios que esta nueva forma de generación puede proporcionar a la red al nivel de distribución incluyen el soporte de tensión, la potencia reactiva, la liberación de congestiones, y el servicio de reserva de emergencia para restaurar el servicio en una zona limitada de consumidores. Estos servicios, en el nivel de distribución afectan también al nivel superior del sistema de transmisión, de forma que proporcionan también apoyo a este sistema.

2. Evaluación

El nivel de penetración de GD en un sistema es un factor clave a considerar en estudios de estabilidad de sistema puesto que los impactos que acarrearán modifican el comportamiento del SEP considerablemente. En efecto, la generación que se conecta en las redes de distribución puede producir una disminución de los flujos de potencia en las líneas de transmisión, lo cual se traduce en una reducción en las pérdidas del sistema y los riesgos de sobrecarga de las líneas.

Sin embargo, altos niveles de penetración de GD afectan directamente al sistema en términos de inercia, predictibilidad de generación y efectividad de los esquemas de desconexión que se empleen, lo cual puede producir problemas de estabilidad.

- Inercia

Tanto la estabilidad transitoria como la estabilidad de frecuencia se ven fuertemente afectadas por la cantidad de energía cinética presente en los rotores de las máquinas de un sistema. Esta cantidad está a su vez ligada a la constante de inercia de cada una de las máquinas rotatorias. La energía cinética de un generador de inercia J rotando a una velocidad angular ω está dada por la siguiente ecuación:

$$E_{\text{Cinética}} = \frac{1}{2} J \omega^2$$

Ecuación 1. Energía cinética de un generador.

En estudios de SEP, la energía cinética de una máquina rotatoria es generalmente expresada a través de la constante de inercia H , la cual corresponde a la energía cinética a la velocidad angular nominal:

$$H = \frac{(1/2)J\omega_0}{S_{\text{nom}}}$$

Ecuación 2. Energía cinética de una máquina rotatoria expresada por medio de la constante de inercia H .

Es así como en estudios de SEP se emplea comúnmente la constante de inercia del sistema completo, el cual está definido por la siguiente expresión:

$$H_{Tot} = \frac{\sum H_i * S_i}{S_{Tot}}$$

Ecuación 3. Constante de inercia del sistema completo.

Donde el numerando de la fracción corresponde a la energía cinética total contenida en las máquinas rotatorias del sistema. Reemplazar grandes generadores conectados a la red de transmisión por GD cambiaría la cantidad de energía cinética presente en el sistema, lo que podría arrastrar un gran impacto en la estabilidad. En efecto, la GD acoplada a la red a través de inversores no contribuye a la inercia total del sistema. Cuando la GD reemplaza a centrales convencionales, la cantidad de energía cinética en el sistema va a disminuir.

Es así como grandes cantidades de GD impactaría a la estabilidad de frecuencia en dos formas: La primera es una respuesta inercial más abrupta debido a la disminución de la energía cinética disponible en el sistema, lo cual puede derivar en las activaciones de los EDAC. Además una disminución en la constante de inercia resulta en variaciones de frecuencia más pronunciadas durante la operación normal como en la respuesta inercial frente a la pérdida de un bloque de generación.

3. Normativas

Para visualizar el avance internacional en la materia en estudio se revisan los estándares IEEE que analizan la generación distribuida.

- IEEE Std. 1547-2003:

El estándar IEEE Std. 1547-2003 “IEEE Standar for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems” es el primer modelo creado por este grupo mundial dedicados a la estandarización, the Institute of Electrical and

Electronics Engineers. Al ser la primera de la serie 1547, efectúa un hito de referencia. Esta norma se centra en las especificaciones técnicas para la regulación de la propia interconexión. Proporciona requerimientos pertinentes para la ejecución, operación, pruebas efectuadas, consideraciones de seguridad, mantenimiento de la interconexión. El estándar está enfocado a medios de generación menor o igual a 10[MVA], no hace diferencia de la tecnología usada. Algunas de las consideraciones señaladas en el documento son: regulación de voltaje, sincronización, puesta a tierra, protecciones en presencia de variaciones de voltaje o frecuencia, entre otras.

- IEEE Std. 1547.1-2005

El documento IEEE Std. 1547.1-2005 “IEEE Standard Conformance Test Procedures for equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems” especifica el tipo, la ejecución, las pruebas de puesta en marcha que se realizan a los equipos distribuidos para cumplir con el estándar 1547-2003

- IEEE Std. 1547.2-2008

El documento IEEE Std. 1547.2-2008 “Guide for IEEE Std. 1547, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems” entrega los antecedentes técnicos y detalles de aplicación para apoyar la comprensión del estándar IEEE 1547-2003. La guía facilita el uso del estándar mediante la caracterización de las diversas formas de los recursos distribuidos y sus tecnologías asociadas a las anomalías de interconexión. Además se presentan los antecedentes y justificación de los requisitos técnicos del estándar. Finalmente ofrece consejos, técnicas y reglas generales que se ocupan en temas generales con la ejecución de proyectos con recursos distribuidos.

- IEEE Std. 1547.3-2007

El documento IEEE Std. 1547.3-2007 “Guide for Monitoring Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric

Power Systems” su objetivo es facilitar la interoperabilidad de los recursos distribuidos y ayuda a definir aspectos de supervisión y monitoreo de los proyectos en GD, intercambio de información y control para apoyar las operaciones técnicas y comerciales de los recursos distribuidos. Este documento proporciona directrices en lugar de una obligación, o las preferencias en orden de prioridad.

4. Costos

Eventualmente los costos de instalación estarán en dependencia del tipo de energía renovable que se utilice para la generación distribuida. Sin embargo en Europa y en ciertos sectores de América Latina, la Empresa Distribuidora a cada usuario le reconocerá hasta el 49% de la electricidad que generaron; para utilizar esa electricidad se tendrá que pagar una tarifa especial por costo al acceso de la red la cual estará definida por la Empresa en función (en Costa Rica por ejemplo es la ARESEP).



Figura 1. Tarifa promedio regular y de acceso a la red definidas por ARESEP en Costa Rica.

5. Ventajas

5.1. Técnicas

- Aumento de la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica, ya que se reducen las probabilidades de fallos por caídas de las líneas de alta tensión al disminuir su porcentaje de uso.
- La GD puede aumentar la calidad de la onda eléctrica mediante su conveniente localización y las características de la energía inyectada a la red.
- La GD puede reducir las pérdidas de energía eléctrica tanto en las redes de distribución como de transporte. La adecuada ubicación de los sistemas de GD reduce el flujo de potencia que conlleva la disminución de las pérdidas energéticas y la mejora del perfil de tensiones. La reducción de las pérdidas en el transporte y distribución de energía eléctrica aumenta la capacidad de distribución de la red eléctrica.
- La GD interviene en la estabilidad del sistema, ya que se puede utilizar como suministro de reserva de la energía necesaria. Puede suministrar diversos servicios auxiliares como: la inyección/consumo de potencia reactiva para estabilizar tensión, gestión de posibles congestiones a través de potencia activa o participación en los mercados de ajuste y reservas.
- Los sistemas de GD son modulares y proporcionan flexibilidad al sistema eléctrico de distribución. Esto implica una instalación sencilla y en un corto período de tiempo. Además, proporciona una gran ventaja en el funcionamiento y en el mantenimiento del sistema, así como, en la flexibilidad de su capacidad total, aumentando o disminuyendo el número de módulos (variabilidad de su tamaño y localización).

5.2. Económicas

- Reducción de las inversiones en infraestructura eléctrica. La GD puede suministrar los aumentos de carga local necesarios, instalándolas en

localizaciones determinadas, por lo que pueden reducir o evitar la construcción de nuevas líneas de transporte y distribución, mejorar los sistemas eléctricos existentes y reducir la capacidad de los sistemas de transporte y distribución durante la etapa de planificación. Instalando GD se reduce la construcción de centrales eléctricas convencionales. Esta reducción de costes, derivados de la implantación de GD, permite reducir el precio de la electricidad.

- Disminución de los costes de operación y mantenimiento. La GD aumenta la vida útil de los transformadores y de los equipos del sistema de transporte y distribución, y facilita el ahorro de combustible.
- Reducción de los costes de combustible debido a la mejora de la eficiencia, en el caso de aplicaciones de cogeneración, usando calor residual para calefacción, para refrigeración o para aumentar su eficiencia mediante la generación de más energía eléctrica
- Incremento de la seguridad y fiabilidad para las cargas críticas. Este beneficio está directamente relacionado con el aumento de la calidad de la onda eléctrica.
- Participación de un gran número de pequeñas y medianas empresas locales en negocios de generación de energía, ya que por lo regular la generación, en escala convencional, está limitada a empresas extranjeras multinacionales de gran capital de aporte.

5.3. Medioambientales

- La ventaja económica de disminución en redes de transporte y centros de transformación, implica una reducción del impacto visual, mejor aceptación social y menores inversiones.
- El uso de sistemas de GD renovables reduce la emisión de contaminantes a la atmósfera. No obstante, cualquier sistema de GD puede influir en la

emisión de contaminantes debido a la reducción de pérdidas energéticas que ocasiona.

6. Desventajas

- Existen aspectos relacionados con las fluctuaciones de voltaje que afecta a los consumidores vecinos
- Requiere un sistema de adquisición de datos más complejo.
- Alto costo de inversión inicial.
- La falta de estándares para la conexión de pequeños generadores impide su desarrollo.

7. Generación Distribuida en Media Tensión; Evaluación en Redes de Distribución en Media Tensión

El efecto de los flujos de potencia activa sobre las tensiones es mayor que los de potencia reactiva, debido a que el ratio R/X de las líneas de media tensión suele ser mayor que la unidad. El efecto depende de la red sobre la que se estudie, siendo la red mixta donde se aprecia un efecto similar de la potencia activa y reactiva.

El impacto de la penetración de la GD en el perfil de tensiones de redes de media tensión depende de la segmentación y del escenario de demanda. En la Figura 2 se observa el impacto que la GD (cuantificada en porcentaje respecto a la demanda de cada escenario, punta o valle), conectada en el nudo final, tiene en la tensión del mismo nudo, respecto al escenario sin GD. Como se observa, el incremento de la tensión es linealmente proporcional a la inyección de potencia activa en el nudo.

La segmentación mixta es en la que se aprecia mayor variación, dado que la longitud de los tramos de línea es mayor que en otras segmentaciones, y que la demanda en los nudos también es superior. También se observa una gran variación en la red rural concentrada, caracterizada por líneas largas. El resto de segmentaciones tienen una menor variación: las redes urbana y semiurbana tienen menores longitudes de red, mientras que la red rural dispersa tiene poca demanda.

Las variaciones de la tensión en horas valle (Figura 2) son menores que las observadas en horas punta. Esto se debe a que la producción de la GD es parcialmente función de la demanda (cogeneración), que al ser menor que en horas punta, dicha producción también es menor.

El orden de afectación es similar al de horas punta, siendo en este caso la red rural concentrada la que sufre mayor impacto. La Figura 3 muestra el impacto de la localización de la GD en una red de media tensión de segmentación rural concentrada. Al inyectar potencia activa en un punto de la red, se reduce el flujo de potencia en los tramos aguas-arriba. Esta reducción resulta en una menor caída de tensión en dichos tramos previos. Por tanto, aumentan las tensiones de la red, manteniendo perfiles similares. Cuanto más próximo a la cabecera de la línea se localice la GD su impacto en las tensiones aguas-abajo es menor, dado que hay menos tramos donde se reducen los flujos de potencia. La mayor variación de las tensiones se produce si la inyección se realiza al final de la línea, dado que la reducción del flujo de potencia afecta a muchos más tramos de línea de MT, y se aumentan notablemente las tensiones. De esta forma el escenario que sirve como referencia al límite superior de tensión en la red es el correspondiente a GD a final de la línea, en un escenario de punta (con mayor producción). El efecto en las otras segmentaciones de redes de distribución es conceptualmente similar, y el impacto real en las tensiones depende de las características propias de las mismas.

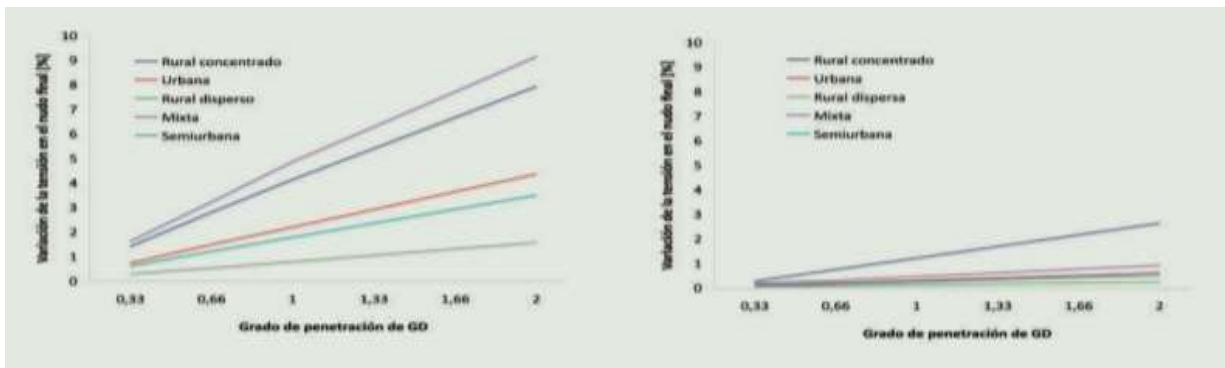


Figura 2. Variación de la tensión en función del grado de penetración en horas punta (izquierda) y valle (derecha).

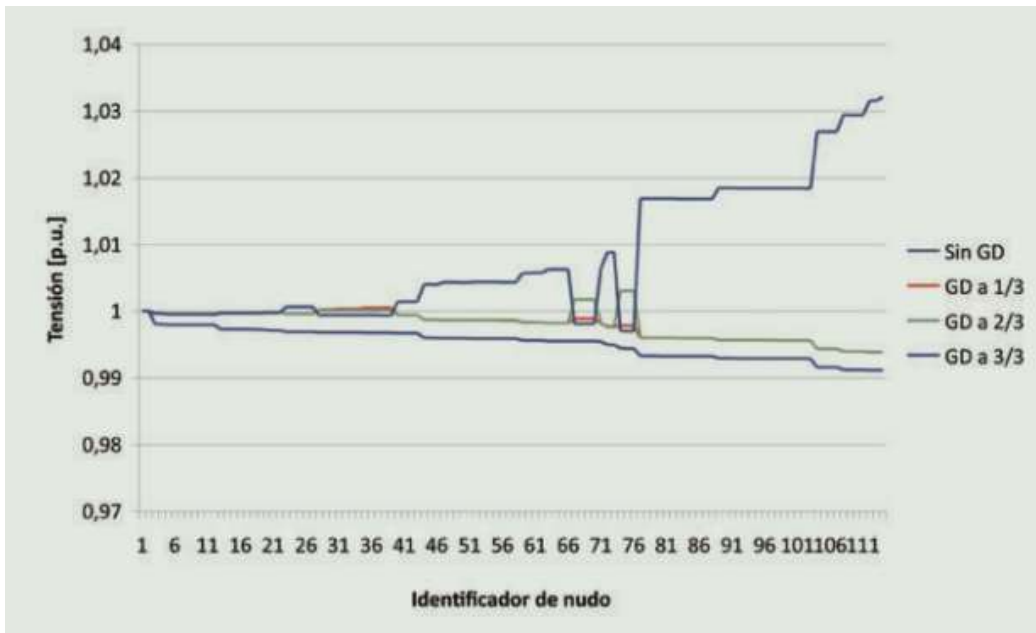


Figura 3. Variación de la tensión en función de la localización de la GD en una red de media tensión.

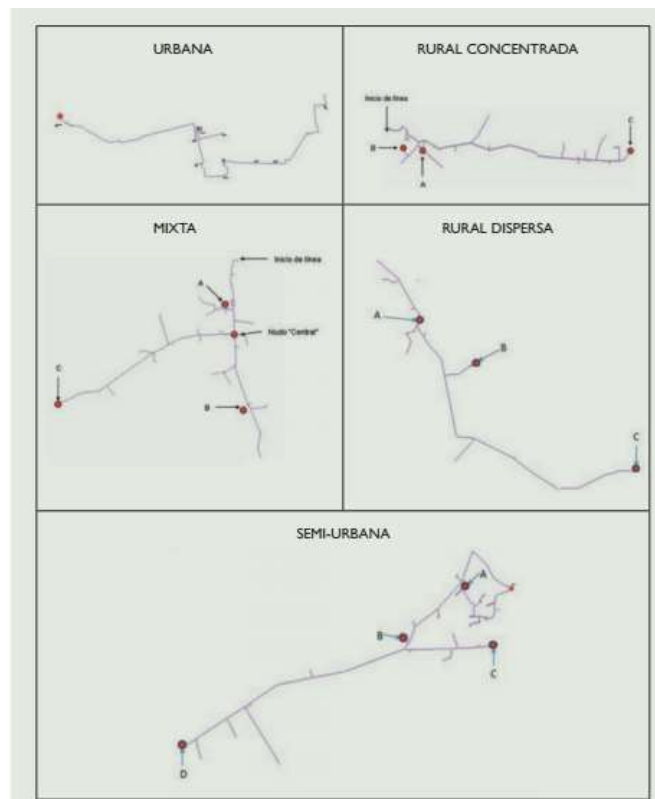


Figura 4. Esquemas unifilares de redes de media tensión.

8. Generación Distribuida en Nicaragua

El precio de la energía se ha vuelto un dolor de cabeza para sus finanzas, ahora ya existe la opción de generar su propia energía y el excedente poderlo vender, tras la publicación de la Normativa de Generación Distribuida Renovable para Autoconsumo, que fue publicada en La Gaceta.

La aprobación de la normativa apareció casi seis meses después que el 20 de junio del año 2017, el plenario de la Asamblea Nacional aprobó la reforma a la Ley 272, Ley de la Industria Eléctrica, la cual permitiría al usuario convertirse en un generador distribuido.

En la normativa establecen criterios de calidad, que si no los cumple el usuario, no puede hacer la solicitud para ser un generador. Para eso el Ministerio de Energías y Minas realiza algunas visitas, además dentro de los requisitos que ponen es que no pasen de la generación de los cinco megavatios. Si se pasa, no es considerado generador distribuido. Además en la normativa establece que estos costos los asumirá el usuario.

- Compra de excedente

El artículo 16, de la normativa establece que: “La remuneración por excedentes se realizará solamente en los casos que haya suscrito un contrato de compra-venta. Estos excedentes serán remunerados al ochenta por ciento del precio más bajo de la banda de referencia aprobada por el MEM”.

- Requisitos de generación de energía

La normativa le exige al usuarios ciertos requisitos como: cumplir con las normas técnicas, permitir el acceso al sitio donde se encuentran instalado los equipos de generación, instalar los sistema de protección, garantizar que la operación no supere lo permitido que establece el MEM, así como realizar estudios de impacto de red.

Una vez aprobada la solicitud de interconexión y de haber cumplido los trámites pertinentes por el cliente, la empresa distribuidora deberá hacer la conexión y esta podrá tenerla lista en un plazo de diez a cuarenta días.

La distribuidora puede rechazar la solicitud, sino se encuentra en el área de concesión, cuando se está en mora o cuando se excede el límite permitido.

El artículo 32 de la normativa indica que se puede operar en isla, es decir que el usuario se puede desconectar por un tiempo de la red nacional y operar de forma aislada, siempre que lo notifique.

9. Impacto de la Generación Distribuida en un Sistema de Distribución

La Generación Distribuida tiene efectos positivos y negativos en una red eléctrica, a continuación se realiza una breve descripción de los mismos.

9.1 Efectos en las Pérdidas del Sistema

De manera general se puede afirmar que, al inyectar corriente producida por la GD conectado al nodo de la red, se puede disminuir las pérdidas, pues al disminuir la intensidad por una rama, disminuye la caída de tensión y por tanto las pérdidas en un tramo de la línea, pero si el nivel de penetración de la GD aumenta, afectada a la capacidad térmica de los conductores por lo que las pérdidas más bien aumentan.

Los bancos de capacitores reducen pérdidas al igual que la GD pero la diferencia fundamental es que, la GD influye en los flujos de potencia tanto activa como reactiva y los capacitores únicamente en el flujo de potencia reactiva.

9.2 Efecto en el Flujo de Carga

El impacto que tiene la GD en el flujo de carga está relacionado con las corrientes y tensiones en los nodos del alimentador. Si en una red que se alimenta desde una subestación se añade una o varias fuentes de generación, las tensiones en los

nodos de la red tienden a subir debido a que la corriente que fluye desde la subestación hacia a carga disminuye y las cargas que se alimentan desde fuentes más cercanas a ellas además de la fuente principal, esto reduce las caídas de tensión en las líneas.

Lo contrario a esto sería que la inyección de potencia sea mayor a la que los conductores del alimentador soporta y con esto provocar que la capacidad térmica de los conductores sea violada, con lo que aumentaría la resistencia de los conductores y por ende aumentan también las pérdidas. El criterio en este caso sería “deslastrar” DG, con el fin de llevar a la red un estado de operación normal (entendiéndose por “operación normal” como el estado en que una red opera sin rebasar límites térmicos y de voltajes).

En el caso que la potencia generada por la GD sea mayor que la consumida y que el sistema soporta este flujo de carga sin problemas, la potencia sobrante es transferida a través de las subestaciones primarias a la red de transmisión.

9.3 Efectos sobre las Corrientes de Falla

La potencia de cortocircuito en cada nodo se ve afectada por muchos parámetros, uno de ellos es el cambio de topología en la red de conexión de nuevos generadores o cargas. Además, para un evento de fallo, los generadores conectados al sistema contribuyen a la corriente de falla.

Considerando los aspectos mencionados, el sistema de protecciones de la red se verá afectado, debido a que estos equipos han sido diseñados para unos valores de sobrecarga determinados con su respectivo rango máximo de tolerancia, el cual puede llegar a ser el factor limitante de conexión de nuevos generadores, por lo tanto, los equipos de protección deberían ser redimensionados y/o calibrados (tiempos y capacidad) para los nuevos valores de corriente de falla y establecer tiempos de operación de los equipos de protección para las nuevas corrientes de fallas.

En general, la contribución de los generadores síncronos a la corriente de falla es alta, la de los generadores de inducción es baja, y en el caso de los generadores de corriente continua acoplados al sistema a través de equipos electrónicos es muy baja.

En cuanto a los efectos en la calidad de energía, La instalación de GD afecta de varias formas a la calidad de potencia, entre las cuales se pueden mencionar; la inyección de armónicos en caso de emplear interfaces con inversores, complicando la operación de los equipos reguladores de voltaje, el incremento en el riesgo de presencia de ferro resonancia introduciendo “flicker” (parpadeo) desde a generación.

La presencia de GD en los sistemas de distribución tiene aspectos positivos desde el punto de vista de confiabilidad a la hora de analizar la confiabilidad de estos sistemas, ya que al convertirse a GD en una alternativa de alimentación para la red, el tiempo de interrupción causado por una falla disminuye para el área que se vería afectada, ya que el tiempo de interrupción en este caso sería aproximadamente el mismo tiempo que conllevaría aislar el tramo que falló o el tiempo de transferencia a un alimentador vecino.

La diferencia fundamental entre contar con una alternativa de alimentación de un alimentador vecino y una alternativa de alimentación de GD es que, con la segunda, la topología de la red no cambia por lo que los tiempos de operación son menores que cuando se hace transferencia de carga y luego de reparado el componente se tenga que volver a la topología inicial.

10. Confiabilidad de Sistemas de Distribución

10.1 Definiciones Básicas

10.1.1 Confiabilidad

La confiabilidad es la probabilidad de que un componente o un sistema cumplirán su función de modo satisfactorio durante un periodo de tiempo determinado en un entorno natural.

10.1.2 Confiabilidad de los Sistemas de Distribución

Es la capacidad para abastecer de servicio de energía eléctrica con el mínimo de interrupciones, como calidad de servicio técnico, comercial y producto.

10.1.3 Seguridad

Es la habilidad o la respuesta del sistema ante una determinada contingencia, viene dada por el tipo de respuesta que tenga el sistema.

10.1.4 Suficiencia

Es la habilidad que posee el sistema eléctrico de distribución para abastecer los requerimientos de energía a los consumidores en todo instante, en consideración de salidas tanto programadas como intempestivas razonablemente esperadas. Guarda relación con la planificación del sistema (márgenes de reserva, capacidad en los distintos elementos del sistema, diseño adecuado).

10.1.5 Falla y Defecto

Es la capacidad de un componente o un sistema de desempeñar una función requerida; defecto o una imperfección en el estado del componente.

10.1.6 Disponibilidad

Es el porcentaje de tiempo de un componente o sistema reparable en que trabaja o está listo para trabajar en óptimas condiciones.

10.1.7 Indisponibilidad

Es el porcentaje de tiempo de un componente o sistema reparable de estar fuera de servicio debido a fallas o salidas programadas.

10.1.8 Operación

Aplicación del conjunto organizado de las técnicas y procedimientos consignados al uso y funcionamiento adecuado del equipo.

10.1.9 Mantenimiento

Conjunto de acciones y procedimientos orientados a y/o reparar un determinado equipo para mantenerlo disponible y en operación.

10.1.10 Reparación

Es toda área que se efectúa en un componente a fin de restablecer su estado de disponibilidad luego de la falla.

10.1.11 Desconexión

Estado de no disponibilidad de un tramo de la red, produzcan o no interrupción del suministro.

10.1.12 Reconexión

Es el procedimiento mediante el cual se lleva un sistema de distribución de un estado de reposo a un estado de operación normal.

10.1.13 Tramos de una Troncal

En este estudio se considera que un tramo es la sección que se establece entre dos puntos de la troncal, dichos puntos son sitios donde se ubican equipos de maniobras o seccionamiento.

Un tramo puede estar establecido también entre un punto (seccionamiento) de la troncal y el final del circuito.

11. Componentes de un Sistema de Distribución

11.1 Elementos Básicos

Esencialmente un sistema de distribución se compone de elementos como: equipos de maniobra y protección, subestaciones de reducción, transformadores de distribución, líneas de distribución y cargas.

Según su disposición, las líneas del alimentador se dividen en la troncal y ramales primarios y secundarios.

Los índices de confiabilidad de los componentes de un sistema de distribución se determinan basándose en aspectos como: donde se produce la falla, número de interrupciones, duración de falla, etc.

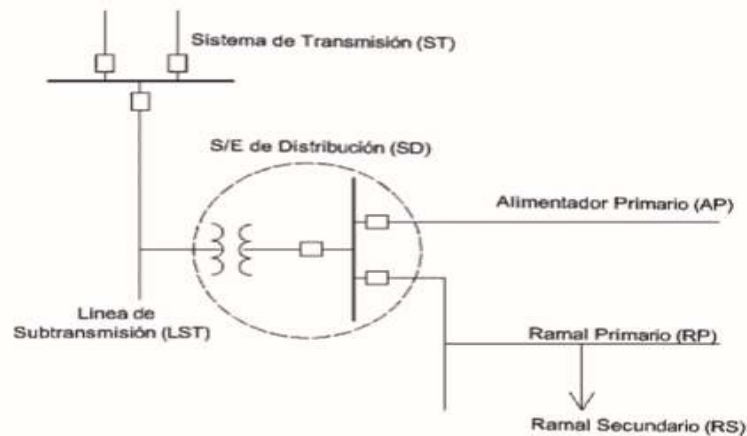


Figura 5. Esquema de un Sistema de Distribución

11.2 Sistema Radial

La figura 6 muestra un sistema de distribución radial. Este sistema cuenta de una sola fuente de potencia (subestación eléctrica) para alimentar a todo el sistema.

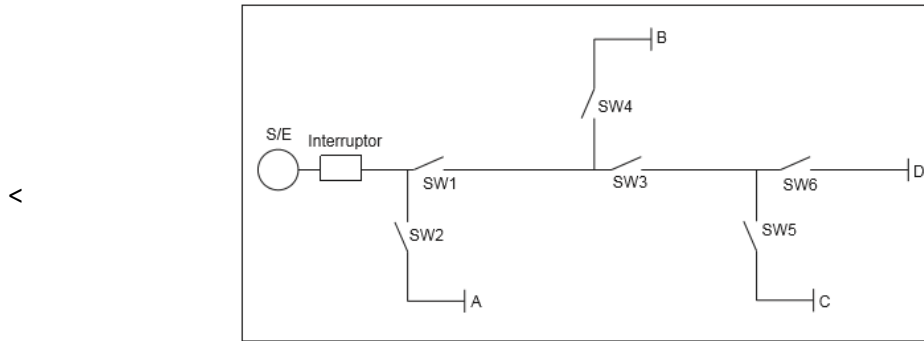


Figura 6. Sistema de Distribución Radial

11.3 Sistema Radial con Alternativa de Alimentación

Este tipo de arreglo brinda una mayor confiabilidad al sistema. Se puede ver en la figura 7 como la instalación dispone de dos “alternativas de alimentación” para suministrar energía a la carga, una de estas no alimenta al sistema, sino que su interruptor SW6 está en posición normalmente abierto (NA). En el caso que se suscite una falla en la S/E 1, dicha falla sería despejada por el interruptor con lo que se procedería a cerrar el SW6 permitiendo que los consumidores recuperen el suministro de energía a través de a fuente alternativa S/E 2 mientras la reparación de la S/E 1 se lleva a cabo.

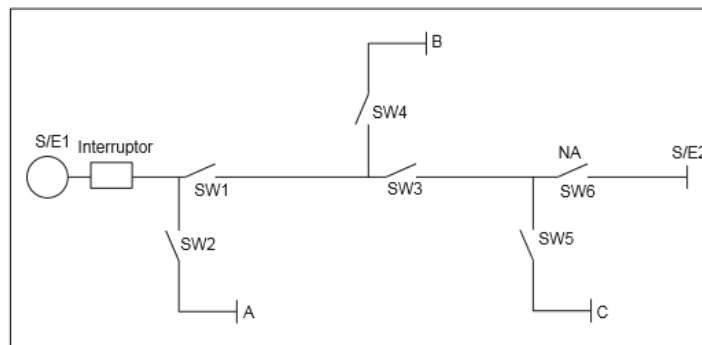


Figura 7. Sistema de Distribución con Fuente Alternativa

11.4 Sistema Radial con Generación Distribuida

Como se indica en la figura 8, añadiendo a la red una fuente de GD, se puede mejorar aún más la confiabilidad de un sistema con la estructura de a figura 7, la cual disponía de la S/E 2 como única alternativa de alimentación.

En caso de una falla en S/E 1 se dispondría de dos fuentes de dos fuentes alternativas: S/E 2 (cerrando SW6) y GD para suplir el requerimiento de energía de los consumidores. De esta manera se mejora la continuidad del servicio eléctrico, ya que se aprovecharía de la generación cercana a la carga (una fuente renovable) como un recurso adicional; colaborando a la fuente S/E 2 para que no sea violada su limitación de capacidad máxima, ni degradada su calidad de energía, especialmente en horas de demanda pico.

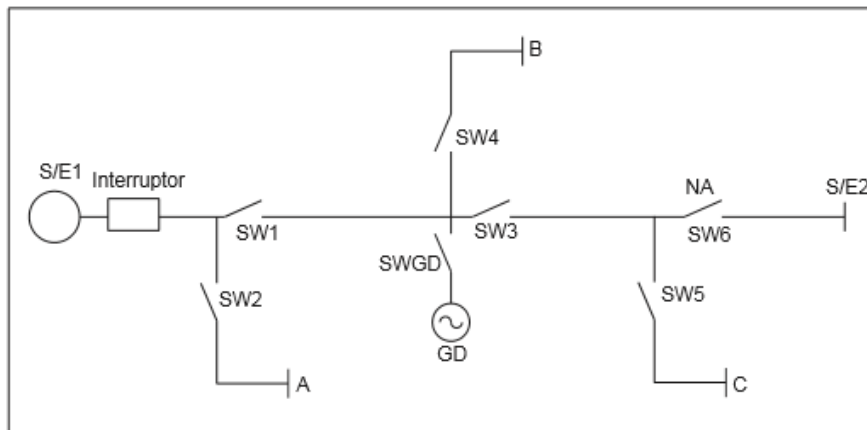


Figura 8. Sistema de Distribución mallado con GD

12. Tecnologías de Generación Distribuida

Puesto que este proyecto no tiene por objetivo la descripción a fondo de las construcciones y formas de funcionamiento de cada tipo de tecnología, se estudiará por razones de topología y condiciones climáticas exclusivamente la tecnología de generación solar, considerando los aspectos más importantes y sobresalientes.

Cabe destacar, que la tecnología en sí, no se la debe considerar como generación distribuida, sino que tiene su intervención en el concepto solo cuando, dichas tecnologías se acoplan a la red de distribución.

12.1 Generación Distribuida Renovable

Estos tipos de energías utilizan recursos renovables como energía primaria. Los recursos renovables se definen como inagotables, tales como, la fuerza del viento, el calor, la luz del sol, las corrientes de agua, materia orgánica (biomasa), la energía de los mares, océanos y el calor geotérmico. A continuación se muestran algunas de las tecnologías de GD renovables:

- Generadores Eólicos
- Celdas Fotovoltaicas
- Microturbinas hidráulicas
- Biomasa

En este proyecto se enfocará la factibilidad de la generación distribuida utilizando tecnología solar (celdas fotovoltaicas) y su impacto en la red de conexión en Nicaragua.

12.2 Generadores Fotovoltaicos

Este tipo de generación utiliza la como fuente primaria la energía solar la cual es transformada en energía eléctrica. Por medio de un material semiconductor (células fotovoltaicas) absorbe radiación solar provocando un desplazamiento de cargas en su interior que dan como resultado la generación de una corriente continua

La estructura de un sistema fotovoltaico está compuesto por módulos colocados en serie y en paralelo a fin de obtener el nivel deseado de voltaje de salida.

La capacidad de un módulo normalmente varía entre 50 y 240W, estos módulos pueden estar dispuestos en serie y/o paralelo en un numero tal que; pueda suplir la potencia requerida o de diseño, la eficiencia puede fluctuar entre 10 y 20%.

Los sistemas de generadores fotovoltaicos se pueden dividir en tres grandes grupos:

- a. Funcionamiento aislado: adecuado para localizaciones en donde no se tiene acceso a la red de distribución.
- b. Funcionamiento híbrido: se conectan en paralelo con otro tipo de fuente de generación (generador eólico, generador hidráulico etc.).
- c. En paralelo con la red: El consumidor puede alimentarse de los paneles fotovoltaicos o de la red.

Las ventajas de este tipo de generación son que: necesitan poco mantenimiento, no emiten gases contaminantes, son confiables y silenciosos, duran aproximadamente 30 años. Por otro lado entre las desventajas se puede citar que los desechos químicos introducidos durante el proceso de manufacturación pueden producir contaminación del agua, requiere la utilización de grandes superficies colectoras de energía.

La figura 9 muestra el diagrama esquemático de la generación fotovoltaica

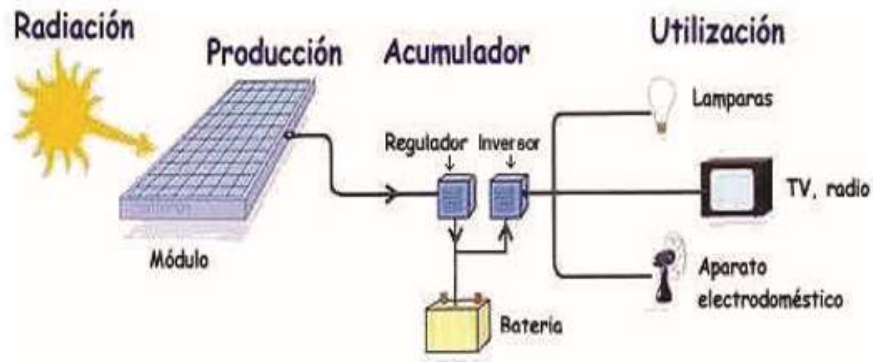


Figura 9. Componentes del Sistema de Generación Fotovoltaico.

VI. Impacto de la Generación Distribuida Solar

La tecnología FV aplicada en la GD suma ciertos puntos a favor sobre muchas problemáticas técnicas nombradas en la sección anterior. Por un lado, el impacto de la tecnología FV sobre las protecciones resulta ser insignificante comparado con otras tecnologías. Esto se debe al uso de inversores de potencia, cuyo aporte al cortocircuito es del orden de su corriente nominal, es decir entre 8 y 6 veces inferior en comparación con máquinas sincrónicas o de inducción, respectivamente.

Además, la energía FV, al no involucrar una inercia mecánica, puede ejecutar su desconexión a la red rápidamente y sin ningún tipo de impacto. En cuanto a la operación en isla, la GDFV de pequeña escala no implica problemas ya que los inversores trabajan con factor de potencia (FP) unitario, o fijo en un valor determinado. Esto significa que no emplean estrategias de control tratando de regular potencia reactiva o tensión, reduciendo el riesgo de caer en esta condición.

Por otro lado, si se trata de sistemas más grandes, los inversores de potencia tienen el soporte tecnológico para ejecutar algoritmos de detección de isla muy efectivos. La repercusión de la tecnología FV sobre las pérdidas en la red no es, en lo absoluto, su punto fuerte. La mayor reducción de pérdidas viene asociada a perfiles de generación que se adapten mejor a los perfiles de demanda. Sin embargo, la energía FV depende de la radiación solar que llega al plano de los paneles, resultando en una curva de potencia en función del tiempo, variable según la época del año e inestable ante clima nublado.

En la figura 10 se muestra un ejemplo de esta curva, extraída de los datos reales de producción de una planta FV. Dicha curva tiende a formar una campana, cuyo máximo se halla en el mediodía solar, si la planta se orienta con su azimut óptimo, siendo incompatible con una curva típica de demanda residencial, donde la mayor potencia se consume en horas de la noche. Además los resultados de comparar la tecnología FV, la eólica, la cogeneración y la generación constante; indican a la

primera como la gran perdedora en términos del hueco y el estiramiento de las pérdidas.

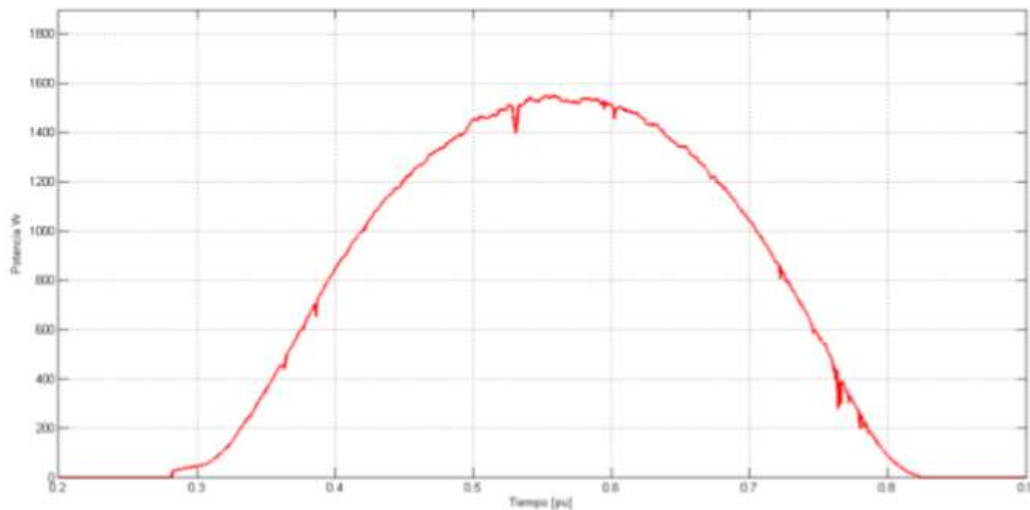


Figura 10. Curva de producción de una planta solar fotovoltaica.

A primera vista, la calidad de la energía es el aspecto que más alarma sobre este tipo de tecnología. Sin embargo, esto no encuentra fundamento cuando la tecnología de inversión que se usa en la actualidad logra bajos valores de inyección de corrientes armónicas. Individualmente los inversores modernos inyectan a la red energía con un THDi menor al 3%. La introducción masiva de cargas no-lineales, que se ha desarrollado en los últimos años, representa una inyección de armónicos con THDi individuales muy superiores a este valor.

Conceptualmente, la GDFV puede tener un fuerte impacto sobre los perfiles de tensión que percibe un usuario de la red. Las tecnologías de generación que varían su producción de forma rápida, son más perjudiciales sobre el perfil y la regulación de tensión que otras tecnologías de generación estable. Las variaciones de la producción FV son difíciles de prevenir, ya que dependen de la nubosidad que cubra el cielo sobre los paneles. Esto hace que la GDFV sea susceptible a perturbar la tensión eléctrica en las redes y su control. En la Fig. 11 se muestra una curva de producción real de una planta FV durante un día nublado. Este tipo de curvas de

producción eléctrica plantea cambios permanentes en los flujos de potencia, por lo que sería muy perjudicial si la GDFV aporta a la red una potencia considerable en relación a la consumida en sus inmediaciones.

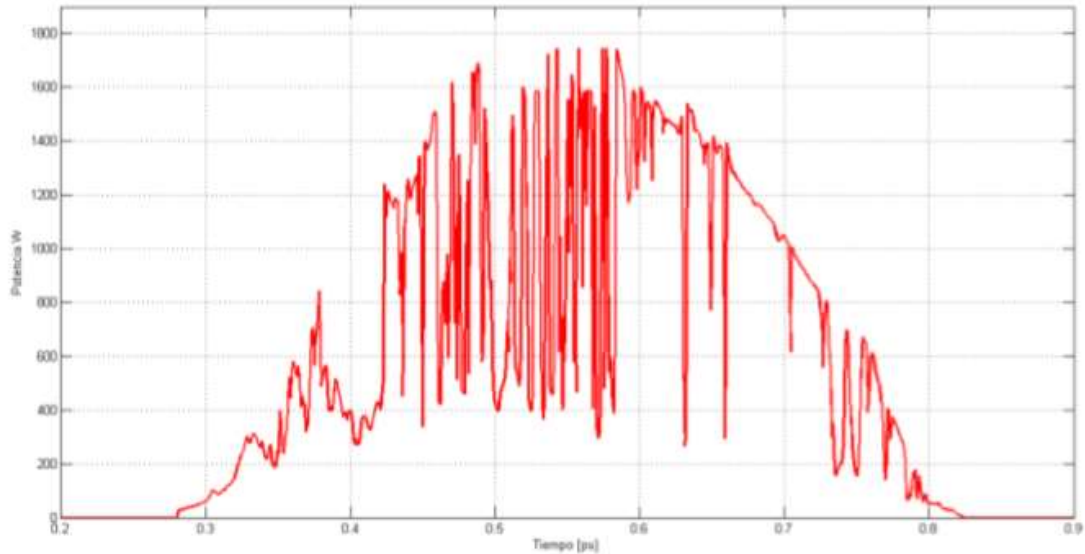


Figura 11. Curva de potencia de una planta FV en un día nublado.

VII. Simulación en DlgSILENT de una Red de Distribución

La figura 12 ilustra la red de distribución a analizarse, la cual es un modelo base proporcionado por el programa, sin embargo presenta características similares a las redes de media tensión implementadas en el país, como por ejemplo la carga instalada en las ciudades de la región del pacífico.

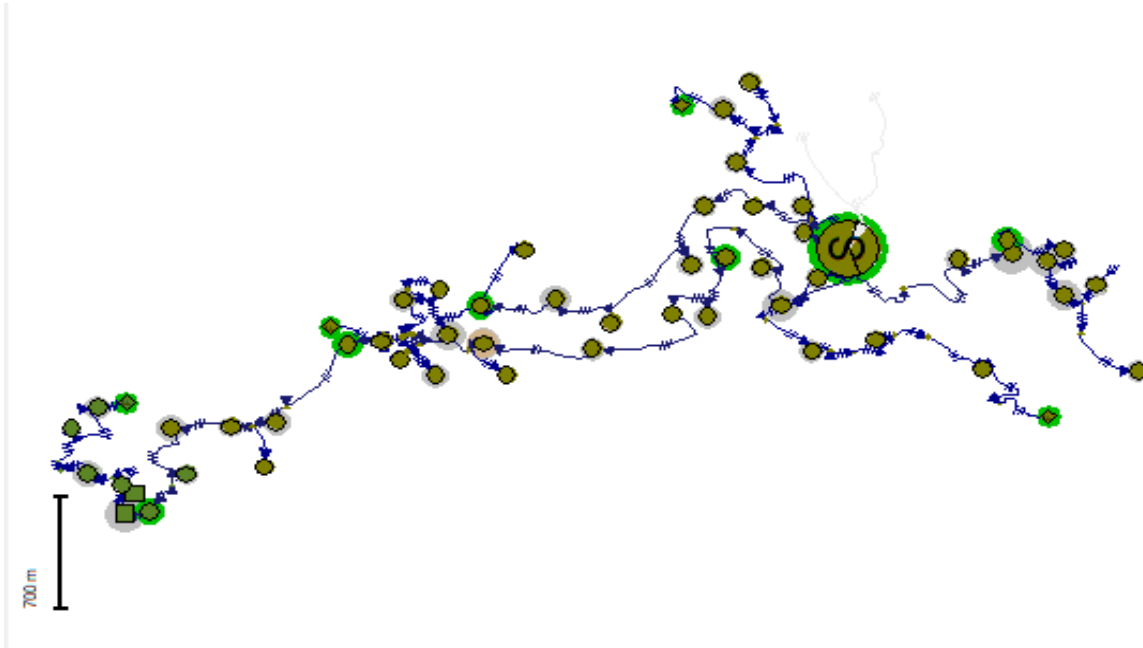


Figura 12. Modelo base de red de media tensión predeterminada por el programa

La figura 13 representa el diagrama unifilar de la red de media tensión a analizarse. Este se encuentra compuesto por 2 barras, una de alta tensión y otra de media tensión, en esta última se encuentran conectados los 5 circuitos a alimentarse (cargas) y se utiliza un transformador reductor de 36MVA con una relación de transformación de 63kV/20kV, es decir " $a=3.15$ ", el cual es alimentado por una generación externa constituida de una potencia activa de 6,125.9kW y una potencia reactiva de 2,935kVAR.

Para llevar a cabo a la simulación y su respectivo análisis, se debe aclarar que la carga en kW que se tomará en cuenta es el valor de salida (secundario) de potencia activa del transformador, es decir 6096.8kW. Asimismo se aclara que la red en estudio es parte de una red más amplia donde se encuentran más subestaciones, circuitos derivados y cargas, por cual se hace mención que los circuitos ND_0258 y ND_0261 no se toman en cuenta (los cuales se encuentran abiertos en el momento de llevar a cabo la simulación) debido a que estos están conectados a otra subestación.

En la tabla 2 se aprecian los circuitos de la red a analizar, cuyos parámetros son los siguientes:

# de circuito	Nombre	Potencia Activa (kW)	Potencia Reactiva (kW)
1	ND_ 0259	792.2kW	292.9kVAR
2	ND_ 0260	1442.9kW	502.6kVAR
3	ND_ 0262	1419.3kW	529.1kVAR
4	ND_ 0263	423.7kW	161.3kVAR
5	ND_ 0264	2018.7kW	681.0kVAR

Tabla 2. Parámetros de los circuitos derivados de la red base a analizar

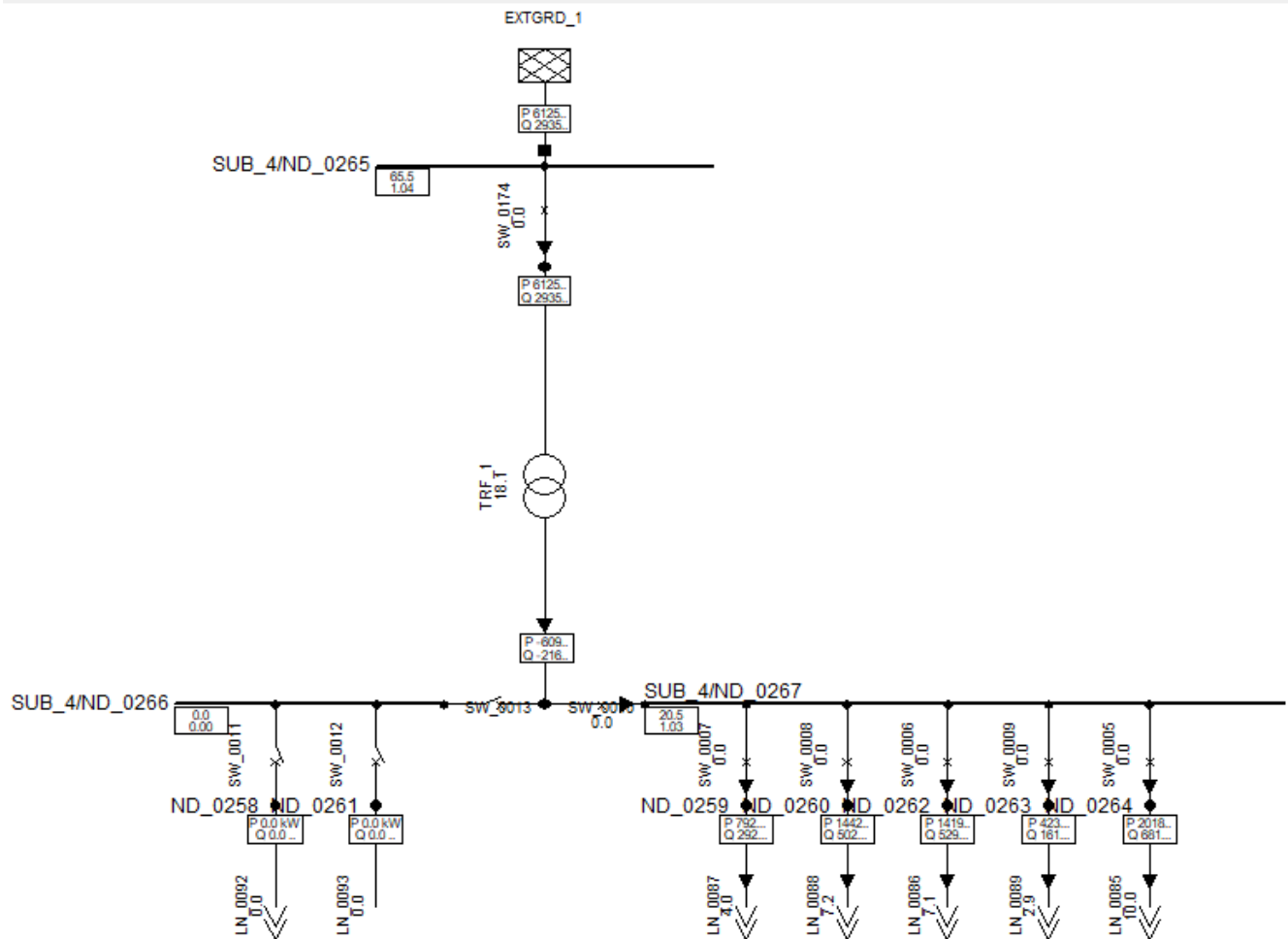


Figura 13. Diagrama unifilar de la red de media tensión base sin implementar GDFV, con una carga de 6,096kW.

El caso base que se tomara como referencia es cuando no existe fuente de alimentación GDFV. En este se puede observar que el flujo de potencia es unidireccional, es decir, sigue una única trayectoria en forma radial, desde el secundario del transformador hasta los circuitos derivados. Toda esta potencia es abastecida por una fuente de alimentación externa.

La tabla de la figura 14 y figura 15 proporcionan información respecto a las pérdidas de potencia en la línea de transporte y los parámetros obtenidos debido un cortocircuito cuando no se cuenta con una GDFV conectada a la red respectivamente. Posteriormente en los siguientes puntos se analizará cómo se

comporta el sistema cuando se conecta una fuente de GDFV a la red a un 25%, 50% y 75% de la capacidad nominal de la carga instalada.

Grid: SUB_04		System Stage: SUB_04		Study Case: 0 - Base Model		Annex: / 1	
Summary							
No. of Substations	61	No. of Busbars	62	No. of Terminals	218	No. of Lines	105
No. of 2-w Trfs.	1	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	0	No. of asyn. Machines	0
No. of Loads	58	No. of Shunts	0	No. of SVS	0		
Generation	=	1344.90 kW	0.00 kvar	1344.90 kVA			
External Infeed	=	6125.89 kW	2935.87 kvar	6793.07 kVA			
Inter Grid Flow	=	0.00 kW	0.00 kvar				
Load P(U)	=	7424.00 kW	2934.15 kvar	7982.80 kVA			
Load P(Un)	=	7424.00 kW	2934.15 kvar	7982.80 kVA			
Load P(Un-U)	=	0.00 kW	-0.00 kvar				
Motor Load	=	0.00 kW	0.00 kvar	0.00 kVA			
Grid Losses	=	123.89 kW	70.08 kvar				
Line Charging	=		-201.16 kvar				
Compensation ind.	=		0.00 kvar				
Compensation cap.	=		0.00 kvar				

Figura 14. Tabla de información general de parámetros según DlgSILENT sin fuente de GDFV.

Grid: SUB_04		System Stage: SUB_04		Annex: / 1						
	rtd. V [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Sk" [kVA]	Ik" [kA]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [kVA]	Ik [kA]	Ith [kA]
SUB_4										
ND_0265	63.00	0.00	0.00	1.101998489.49	18.31	-84.29	45.22	18.31 1998489.49	18.31	18.62
ND_0267	20.00	0.00	0.00	1.10 218809.77	6.32	-87.88	16.95	6.32 218809.77	6.32	6.60

Figura 15. Tabla de información de fallos de cortocircuito según DlgSILENT sin fuente de GDFV.

El cálculo de cortocircuitos, es uno de los estudios más elementales que se le deben hacer a un sistema eléctrico de potencia para cualquier arreglo, expansión y cualquier otra modificación en el diseño de una red eléctrica. En general las corrientes de cortocircuito alcanzan magnitudes mucho mayores que los valores nominales de los generadores, transformadores y líneas. Si se permite que estas corrientes circulen por un período prolongado, pueden causar un serio daño térmico al equipo y problemas de estabilidad en la red.

El cortocircuito es una conexión de baja impedancia entre dos puntos entre los que existe una diferencia de potencial, dando lugar a una corriente de intensidad alta. Las consecuencias de los cortocircuitos son variables dependiendo de la naturaleza y duración de las fallas, el punto de la instalación afectado y la magnitud de las corrientes.

La mayoría de las fallas que ocurren en las redes de transmisión y distribución, son cortocircuitos asimétricos y, en menor medida pero como caso más extremo, se tienen los cortocircuitos simétricos. Las fallas que pueden ocurrir son: fallas monofásicas a tierra, fallas línea a línea, fallas doble línea a tierra y las fallas trifásicas, siendo estas últimas las simuladas en DIGSILENT para llevar a cabo el análisis.

La forma tradicional de estudiar este tipo de fenómenos es a través de las componentes simétricas que permiten determinar las corrientes y voltajes en todas las partes del sistema una vez ocurrida la falla. Su estudio es tan primordial ya que estas fallas provocan que fluyan corrientes desbalanceadas en el sistema y son las encargadas de determinar los cálculos, dimensionamiento y calibraciones de las protecciones eléctricas. Sin embargo, el programa DIGSILENT una vez que se ejecuta la programación, proporciona directamente los resultados de las corrientes en la barra, no importando así la complejidad de los cálculos que se deberían realizar de forma manual. Se observa que el cortocircuito se presenta en la barra ND_ 0267 obteniendo los siguientes resultados:

Skss: 218809.8kVA

Ikss: 6.316kA

Ip: 16.947kA

En la tabla de valores de la figura 14, las pérdidas totales de potencia activa desde el secundario del transformador hasta la barra de 20kV presentan un total de 123.89kW. En la tabla de valores de la figura 15 se observan las magnitudes de los parámetros de cortocircuito en la barra de 20kV (área más significativa para el

análisis) tanto de corriente subtransitoria (I_{kss}), corriente pico (I_p), potencia aparente subtransitoria (S_{kss}), etc., por lo tanto se simulará cómo se comporta el sistema a nivel de direcciones de flujo, pérdidas por transporte y fallos por cortocircuito si se instalada una fuente de GDFV. Se hace mención que solamente se analizará el comportamiento de la red de media tensión ante cortocircuitos trifásicos al tratarse de los más severos.

1. Primer Escenario de Inyección de Energía Solar; Generación al 25% de la Carga Instalada:

La figura 16. Ilustra el diagrama unifilar de la red de media tensión base con GDFV al 25% de la carga instalada.

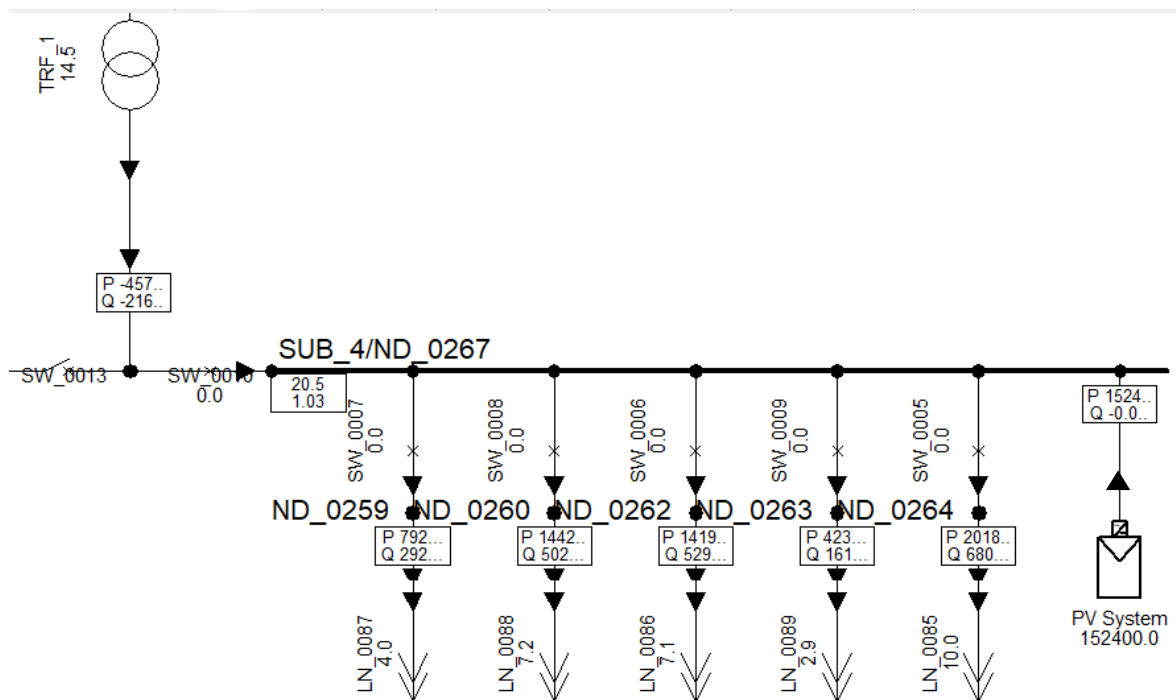


Figura 16. Diagrama unifilar de la red de media tensión base con una GDFV al 25% de la carga instalada

1.1. Direcciones de Flujo de Potencia

Como se puede observar en la figura 16, los flujos de potencia se dirigen en dirección a la carga (6,096kW), sin embargo al inyectar a la red de media tensión una GDFV al 25% de la carga instalada, se logra apreciar que la generación externa disminuye a 4,572kW siendo evidentemente la GDFV quién compensa la potencia restante.

El 25% de la capacidad instalada representa en términos de potencia activa 1,524kW los cuales están siendo inyectados a la red, teniendo de esta manera una disminución en la cantidad de energía transporta a través de la línea que une al generador con la barra, también es observable que las cargas no son variables en términos de potencia, en otras palabras; la energía total que necesitan las cargas está siendo suministrada tanto por la GDFV con 1,524kW como por la fuente de alimentación externa través de la barra ND_ 0267 con 4,572kW.

Se podría decir que la inyección de energía a la barra de 20kV es bidireccional a como se observa en la figura 16, ya que esta procede desde una fuente externa de alimentación y una fuente de GDFV.

1.2 Pérdidas en la Línea de Distribución

De acuerdo a la información proporcionada por el Software utilizado, se puede apreciar que las pérdidas en la línea, desde el transformador hasta la barra ND_ 0267, son mínimas ya que se registran tan solo 121.75kW, lo cual representa un 2.64% respecto a la magnitud de la potencia inicial suministrada al transformador y de acuerdo a la simulación de la red de media tensión sin implementar una GDFV se observa que es poca pero evidente la reducción en las pérdidas.

Sin la GDFV las perdidas eran de 123.89kW y con la fuente son 121.75kW, disminuyendo en 2.14kW representando así una disminución del 1.73% de las perdidas originales sin la GDFV por lo cual se puede considerar que a nivel de pérdidas sí es factible emplear una GDFV a 25% de la carga instalada.

Grid: SUB_04		System Stage: SUB_04		Study Case: 0 - Base Model		Annex: / 1	
Grid: SUB_04 Summary							
No. of Substations	61	No. of Busbars	62	No. of Terminals	218	No. of Lines	105
No. of 2-w Trfs.	1	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	0	No. of asyn. Machines	0
No. of Loads	58	No. of Shunts	0	No. of SVS	0		
Generation	= 2868.90 kW	-0.00 kvar		2868.90 kVA			
External Infeed	= 4599.74 kW	2862.32 kvar		5417.61 kVA			
Inter Grid Flow	= 0.00 kW	0.00 kvar					
Load P(U)	= 7424.00 kW	2934.15 kvar		7982.80 kVA			
Load P(Un)	= 7424.00 kW	2934.15 kvar		7982.80 kVA			
Load P(Un-U)	= -0.00 kW	-0.00 kvar					
Motor Load	= 0.00 kW	0.00 kvar		0.00 kVA			
Grid Losses	= 121.75 kW	-3.52 kvar					
Line Charging	=	-201.48 kvar					
Compensation ind.	=	0.00 kvar					
Compensation cap.	=	0.00 kvar					
Installed Capacity	= 1345.70 kW						
Spinning Reserve	= 0.00 kW						
Total Power Factor:							
Generation	= 1.00 [-]						
Load/Motor	= 0.93 / 0.00 [-]						

Figura 17. Tabla de información según DlgSILENT a penetración de 25% de la carga instalada utilizando GDFV.

1.3 Comportamiento de la Red de MT ante un Cortocircuito Trifásico

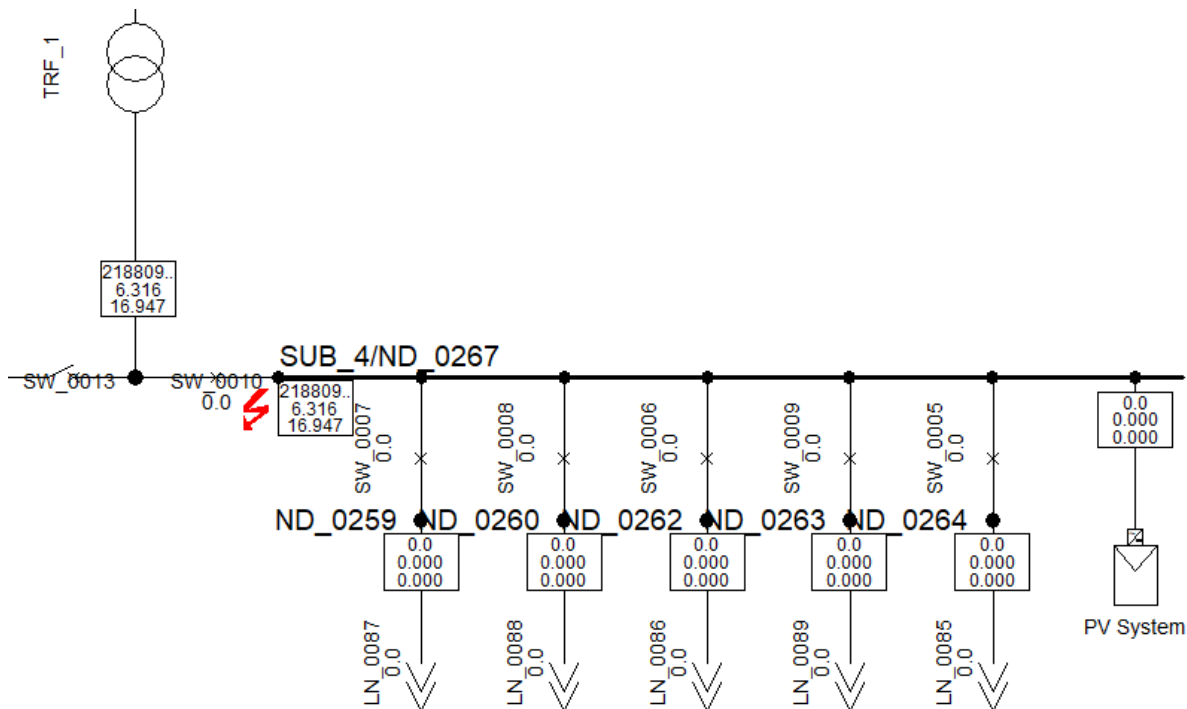


Figura 18. Ilustración de la simulación de un cortocircuito trifásico en la barra a un 25% de penetración de GDFV.

Se observa que el cortocircuito se presenta en la barra ND_ 0267. Al realizar la simulación del fallo trifásico, el software suministra los siguientes valores indicados en la figura 19:

Grid: SUB_04		System Stage: SUB_04					Annex: / 1				
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Sk" [kVA/MVA]	Ik" [kA/kA]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	Sb [KVA]	Ik [kA]	Ith [kA]	
SUB_4											
ND_0265	63.00	0.00	0.00	1.101998489.49 KVA	18.31 kA	-84.29	45.22 kA	18.31998489.49	18.31	18.62	
TRF_1	ND_0256			0.00 KVA	0.00 kA	0.00	0.00 kA				
EXTGRD_1				1998489.49 KVA	18.31 kA	-84.29	45.22 kA				
ND_0267	20.00	0.00	0.00	1.10 218809.77 KVA	6.32 kA	-87.88	16.95 kA	6.32218809.77	6.32	6.60	

Figura 19. Tabla de información proporcionada por el Software ante un fallo trifásico a 25% penetración de GDFV

Skss: 218809.8kVA

Ikss: 6.316kA

Ip: 16.947kA

Las magnitudes presentadas a través de la tabla de la figura 19, son todos valores matemáticos asociados a un cortocircuito, donde la corriente pico, la intensidad térmica, la corriente subtransitoria y la potencia aparente de cortocircuito subtransitoria, representan los parámetros más resaltantes a la hora de extraer información matemática de un cortocircuito en simulación.

Los valores que indica el programa cuando ocurre un cortocircuito en la barra de 20kV y contando con una penetración de 25% de GDFV, son prácticamente los mismos que los que se obtienen cuando no se encuentra conectado a la barra una fuente de GDFV, por lo que a nivel de fallas y protecciones estas teóricamente deberían actuar de la misma manera independientemente de estos dos escenarios, por lo cual es un punto a favor de la factibilidad de la implementación de este tipo de generación.

2. Segundo Escenario de Inyección de Energía Solar; Generación al 50% de la Carga Instalada

La figura 20. Ilustra el diagrama unifilar de un SEP con DGFV al 50% de la carga instalada

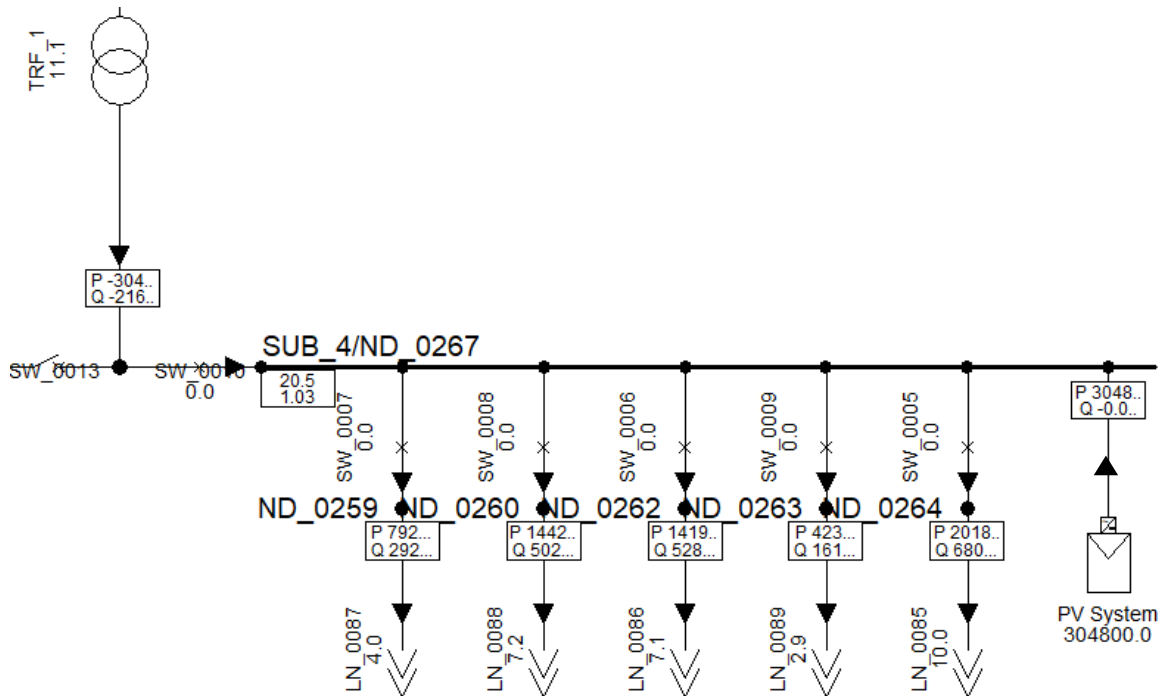


Figura 20. Diagrama unifilar de la red de media tensión base con una GDFV al 50% de la carga instalada

2.1 Direcciones de Flujo de Potencia

Como se puede observar en la figura 20, los flujos de potencia se dirigen en dirección a la carga (6,096kW), sin embargo al inyectar a la red una GDFV al 50% de la carga instalada, se logra apreciar que la generación externa disminuye a 3,048kW siendo evidentemente la GDFV quién compensa la potencia restante, el otro 50% lo está suministrando la GDFV, que en este caso es de 3,048 KW. Es observable que las cargas no varían en cuanto a consumo, y la potencia demandada esa suministrada en partes iguales por la fuente externa y la GDFV.

El 50% de la capacidad instalada representa en términos de potencia activa 3,048kW que están siendo inyectados a la red. También es observable que las cargas no son variables en términos de potencia, en otras palabras; la potencia total que necesitan las cargas está siendo suministrada por tanto por la GDFV con 3,048kW como por la energía del sistema a través de la barra ND_ 0267 con 3,048 KW.

Se podría decir que la inyección de energía a la barra de 20kV es bidireccional a como se puede observar en el gráfico 20, ya que esta procede desde una fuente externa de alimentación y una fuente de GDFV, por lo tanto se presenta el mismo comportamiento de direcciones de flujo respecto al escenario 1 de penetración de energía (25%).

2.2 Pérdidas en la Línea de Distribución

De acuerdo a la información proporcionada en la tabla de la figura 21, por el software utilizado, se puede apreciar que las pérdidas en la línea, desde el transformador hasta la barra, son mínimas ya que se registran tan solo 120.23kW, representado un 1.97% de la potencia de inicial suministrada transformador, lo cual indica que teniendo una GDFV al 50% de la carga total se obtienen pérdidas menores que teniendo una GDFV al 25% de la carga total y de acuerdo a la simulación de la red de distribución sin GDFV es poca pero evidente la reducción en las pérdidas, por lo cual se puede considerar que a nivel de pérdidas sí es factible emplear una GDFV a 50% de la carga instalada.

Grid: SUB_04		System Stage: SUB_04		Study Case: 0 - Base Model		Annex: / 1	
Grid: SUB_04 Summary							
No. of Substations	61	No. of Busbars	62	No. of Terminals	218	No. of Lines	105
No. of 2-w Trfs.	1	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	0	No. of asyn. Machines	0
No. of Loads	58	No. of Shunts	0	No. of SVS	0		
Generation	=	4392.90 kW	-0.00 kvar	4392.90 kVA			
External Infeed	=	3074.21 kW	2809.73 kvar	4164.78 kVA			
Inter Grid Flow	=	0.00 kW	0.00 kvar				
Load P(U)	=	7424.00 kW	2934.15 kvar	7982.80 kVA			
Load P(Un)	=	7424.00 kW	2934.15 kvar	7982.80 kVA			
Load P(Un-U)	=	-0.00 kW	-0.00 kvar				
Motor Load	=	0.00 kW	0.00 kvar	0.00 kVA			
Grid Losses	=	120.23 kW	-56.15 kvar				
Line Charging	=		-201.76 kvar				
Compensation ind.	=		0.00 kvar				
Compensation cap.	=		0.00 kvar				
Installed Capacity	=	1345.70 kW					
Spinning Reserve	=	0.00 kW					
Total Power Factor:							
Generation	=	1.00	[-]				
Load/Motor	=	0.93 / 0.00	[-]				

Figura 21. Tabla de información según DlgSILENT a penetración de 25% de la carga instalada utilizando GDFV.

2.3 Comportamiento de la Red de MT ante un Cortocircuito Trifásico

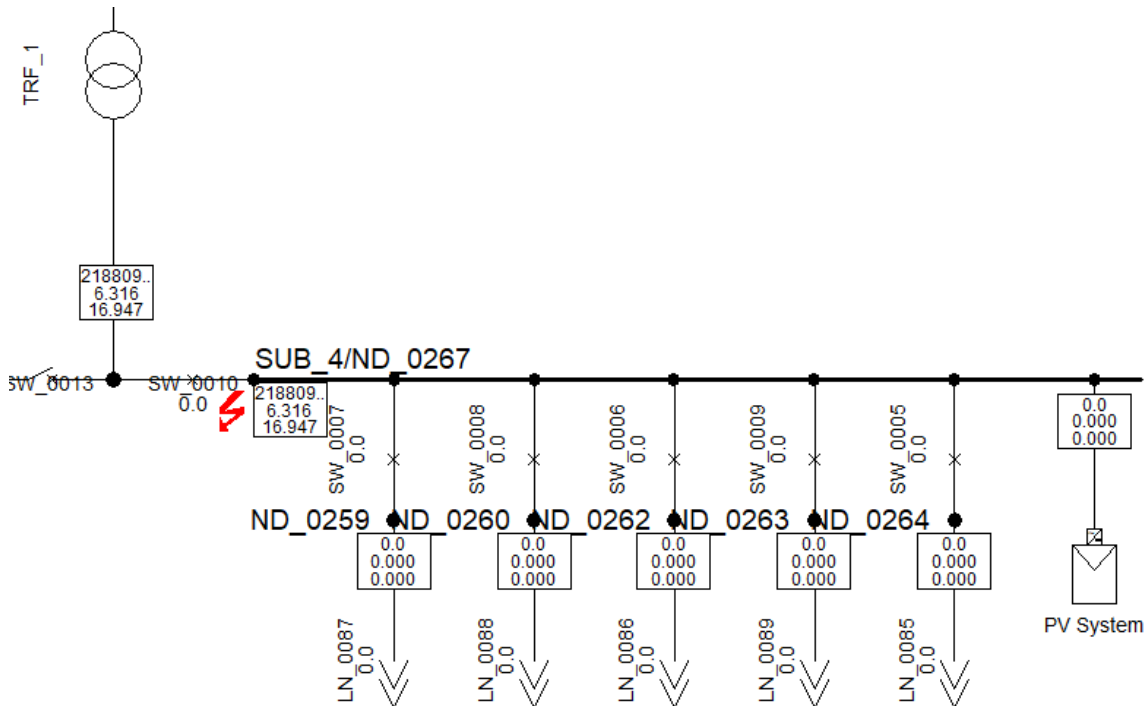


Figura 22. Ilustración de la simulación de cortocircuito en la barra a un 50% de penetración de GDFV.

Se observa que el cortocircuito se presenta en la barra ND_ 0267. Al realizar la simulación del fallo trifásico, el software suministra los siguientes valores indicados en la figura 23:

Grid: SUB_04		System Stage: SUB_04					Annex: / 1					
	rtd. V [kV]	Voltage [kV]	deg [deg]	c- Factor	Sk" [kVA]	Ik" [kA]	deg [deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [kVA]	Ik [kA]	Ith [kA]
SUB_4												
ND_0265	63.00	0.00	0.00	1.101998489.49	18.31	-84.29	45.22	18.31	1998489.49	18.31	18.62	
ND_0267	20.00	0.00	0.00	1.10 218809.77	6.32	-87.88	16.95	6.32	218809.77	6.32	6.60	

Figura 23. Tabla de información proporcionada por el Software ante un fallo trifásico a 50% penetración de GDFV

Skss: 218809.8kVA

Ikss: 6.316kA

Ip: 16.947kA

Al igual que en el caso anterior (penetración de GDFV a 25% de la carga instalada), los valores que indica el programa cuando ocurre un cortocircuito en la barra de 20kV y contando con una penetración de 50% de GDFV, son prácticamente los mismos que los que se obtienen cuando no se encuentra conectado a la barra una fuente de GDFV, por lo que a nivel de fallas y protecciones estas teóricamente deberían actuar de la misma manera independientemente de estos dos escenarios, por lo cual es un punto a favor de la factibilidad de la implementación de este tipo de generación.

3. Tercer Escenario de Inyección de Energía Solar; Generación al 75% de la Carga Instalada

La figura 24. Ilustra el diagrama unifilar de un SEP con DGFV al 75% de la carga instalada.

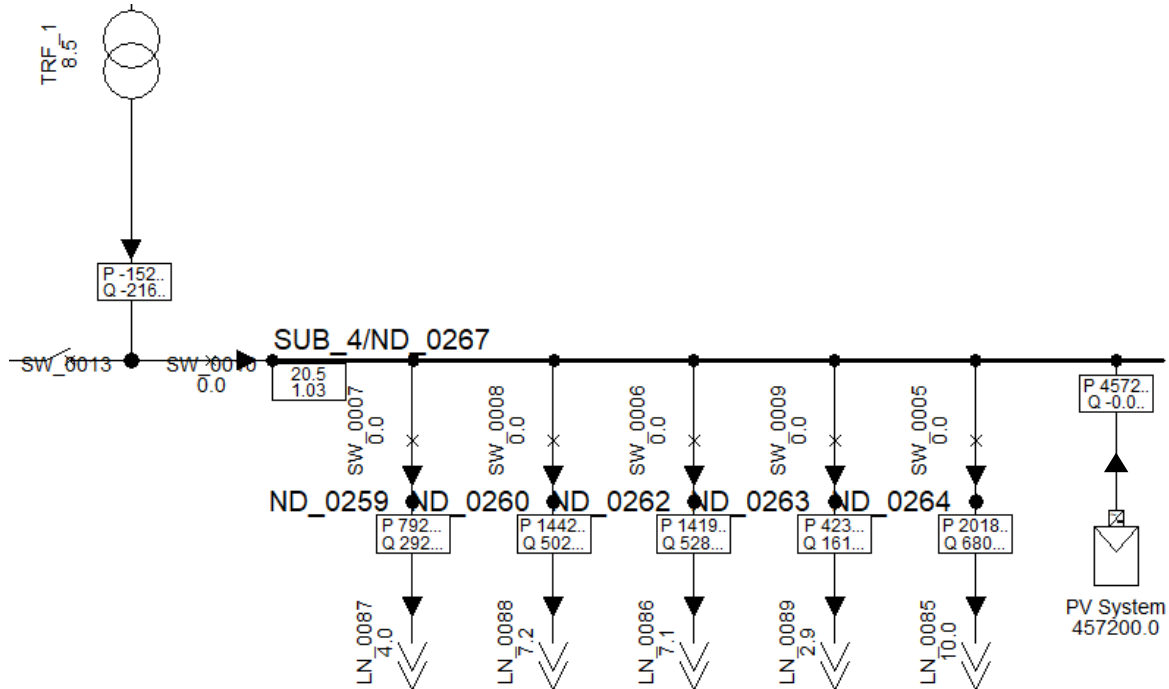


Figura 24. Diagrama unifilar de la red de media tensión base con una GDFV al 75% de la carga instalada

3.1 Direcciones de Flujo de Potencia

Como se puede visualizar en la figura 24, los flujos de potencia se dirigen en dirección a la carga (6,096kW), sin embargo al inyectar a la red de media tensión una GDFV al 75% de la carga instalada, se logra apreciar que la generación externa disminuye a 1,524kW siendo evidentemente la GDFV quién compensa la potencia restante.

El 75% de la capacidad instalada representa en términos de potencia activa 4,572kW que están siendo inyectados a la red, teniendo de esta manera una

disminución mayor de la generación de la fuente externa en los dos escenarios de penetración de GDFV anteriores. También es observable que las cargas no son variables en términos de potencia, en otras palabras; la potencia total que necesitan las cargas está siendo suministrada por tanto por la GDFV con 4,572kW como por la energía del sistema a través de la barra ND_ 0267 con 1,524kW.

Se podría decir que en este caso, también la inyección de energía a la barra de 20kV es bidireccional a como se puede observar en el gráfico 24, ya que esta procede desde una fuente externa de alimentación y una fuente de GDFV, por lo tanto se presenta el mismo comportamiento de direcciones de flujo respecto al escenario 1 y 2 de penetración de energía (25% y 50%).

3.2 Pérdidas en las líneas de Distribución

De acuerdo a la información proporcionada por el Software utilizado, se puede apreciar que las pérdidas en la línea, desde el transformador hasta la barra, son mínimas ya que se registran tan solo 119.32kW, lo cual representa un 1.94% respecto a la potencial inicial suministrada al transformador lo cual indica que teniendo una GDFV al 75% de la carga total se obtienen pérdidas menores que teniendo una GDFV al 25% y 50% de la carga total y de acuerdo a la simulación de la red, se observa que sin GDFV es poca pero evidente la reducción en las pérdidas, por lo cual se puede considerar que a nivel de pérdidas también es factible emplear una GDFV a 75% de la carga instalada.

Grid: SUB_04		System Stage: SUB_04		Study Case: 0 - Base Model		Annex: / 1	
Grid: SUB_04 Summary							
No. of Substations	61	No. of Busbars	62	No. of Terminals	218	No. of Lines	105
No. of 2-w Trfs.	1	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	0	No. of asyn. Machines	0
No. of Loads	58	No. of Shunts	0	No. of SVS	0		
Generation	=	5916.90 kW	-0.00 kvar	5916.90 kVA			
External Infeed	=	1549.29 kW	2778.05 kvar	3180.86 kVA			
Inter Grid Flow	=	0.00 kW	0.00 kvar				
Load P(U)	=	7424.00 kW	2934.15 kvar	7982.80 kVA			
Load P(Un)	=	7424.00 kW	2934.15 kvar	7982.80 kVA			
Load P(Un-U)	=	-0.00 kW	-0.00 kvar				
Motor Load	=	0.00 kW	0.00 kvar	0.00 kVA			
Grid Losses	=	119.32 kW	-87.87 kvar				
Line Charging	=		-202.01 kvar				
Compensation ind.	=		0.00 kvar				
Compensation cap.	=		0.00 kvar				
Installed Capacity	=	1345.70 kW					
Spinning Reserve	=	0.00 kW					
Total Power Factor:							
Generation	=	1.00	[-]				
Load/Motor	=	0.93 / 0.00	[-]				

Figura 25. Tabla de información según DlgSILENT a penetración de 75% de la carga instalada utilizando GDFV.

3.3 Comportamiento de la Red de MT ante un Cortocircuito Trifásico

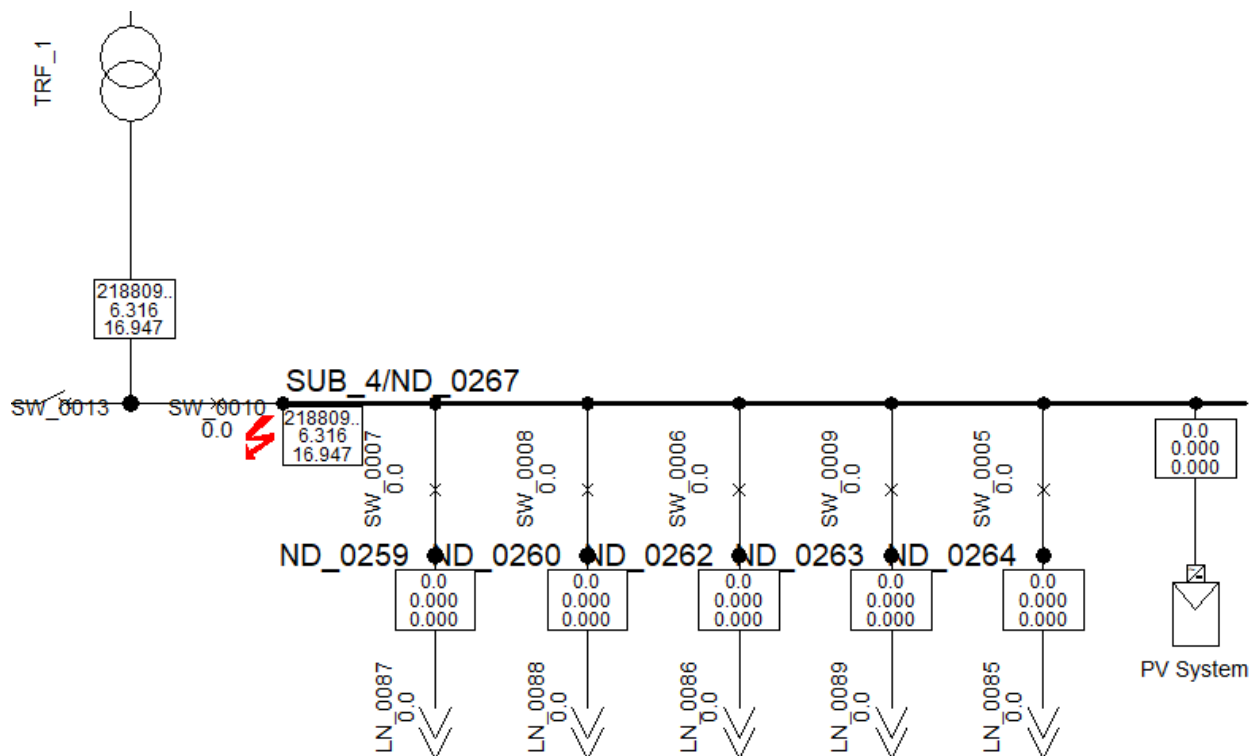


Figura 26. Comportamiento de la red de media tensión base ante un fallo trifásico a 75% de GDFV

Se observa que el cortocircuito se presenta en la barra ND_ 0267. Al realizar la simulación del fallo trifásico, el software suministra los siguientes valores indicados en la figura 27:

Grid: SUB_04		System Stage: SUB_04				Annex: / 1						
	rtd. V [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Sk" [kVA]	Ik" [kA]	Ip [kA]	Ib [kA]	Sb [kVA]	Ik [kA]	Ith [kA]		
SUB_4												
ND_0265	63.00	0.00	0.00	1.101998489.49	18.31	-84.29	45.22	18.31	1998489.49	18.31	18.62	
ND_0267	20.00	0.00	0.00	1.10 218809.77	6.32	-87.88	16.95	6.32	218809.77	6.32	6.60	

Figura 27. Tabla de información proporcionada por el Software ante un fallo trifásico a 75% penetración de GDFV

Skss: 218809.8kVA

Ikss: 6.316kA

Ip: 16.947kA

Al igual que en los casos anteriores (penetración de GDFV a 25% y 50% de la carga instalada) los valores que indica el programa cuando ocurre un cortocircuito en la barra de 20kV y contando con una penetración de 75% de GDFV, se registran prácticamente los mismos que los que se obtienen cuando no se encuentra conectado a la barra una fuente de GDFV, por lo que a nivel de fallas y protecciones estas teóricamente deberían actuar de la misma manera independientemente de estos dos escenarios, por lo cual es un punto a favor de la factibilidad de la implementación de este tipo de generación.

VIII. Análisis de Resultados

En la tabla 3 se indica un resumen del análisis de resultados de las simulaciones referentes al comportamiento de la generación externa y la GDFV, las pérdidas registradas por transporte y la corriente de cortocircuito (corriente de falla) en la barra de 20kV:

Caso de Estudio	Potencia Externa	GDFV	Pérdidas	Corriente de Falla
Escenario Base (sin penetración de GDFV)	6,125.9kW	0kW	123.89kW	6.316kA
Penetración a 25% de la carga instalada	4,594.4kW	1,548.9kW	121.75kW	6.316kA
Penetración a 50% de la carga instalada	3,062.9kW	3,062.9kW	120.23kW	6.316kA
Penetración a 75% de la carga instalada	1,548.9kW	4,594.4kW	119.32kW	6.316kA

Tabla 3. Resumen y análisis de resultados de las diferentes simulaciones

De acuerdo a la tabla 2, en relación a la potencia generada tanto por la fuente externa como por la generación solar, se observa que a medida que aumenta el porcentaje de penetración de GDFV respecto a la carga instalada, se obtiene como resultado que la potencia generada por la fuente externa disminuye, siendo la GDFV la que aporta la potencia restante para abastecer la carga.

Referente a las direcciones de flujo, en el escenario base se observa en la figura 13 que estas son unidireccionales, de la fuente de alimentación externa hacia las cargas. Para los escenarios 1, 2 y 3, acorde a las figuras 16, 20 y 24 respectivamente, se visualiza que las direcciones de flujo van desde la fuente de

alimentación externa a las cargas y otra parte se dirige desde la GDFV hacia las cargas.

En cuanto a las pérdidas de potencia en la línea de media tensión, según la tabla 2, se evidencia que en el caso base las pérdidas son las mayores y a medida que el porcentaje de penetración de GDFV respecto a la carga va aumentando, las pérdidas en la línea van disminuyendo. Esto se debe a que contando con una generación más cercana a los puntos de consumo las distancias evidentemente se reducen, lo que conlleva a una disminución de las pérdidas por transporte. Asimismo en los tres últimos escenarios, la generación de la fuente de alimentación externa disminuye, provocando que las pérdidas de potencia desciendan.

Respecto a la corriente de falla en la barra de 20kV, se aprecia que para todos los escenarios su valor es el mismo (6.316kA), esto se debe a que las fuentes principales de corrientes de cortocircuito son los generadores existentes en el sistema o la red, y la generación remota de la compañía suministradora de energía eléctrica, los motores y condensadores sincrónicos, así como los motores de inducción, los cuales antes de que suceda la falla representan una carga para el sistema, pero en condiciones de cortocircuito, se comportan como generadores durante un tiempo relativamente corto, ya que utilizan para su movimiento la energía almacenada en su masa (energía cinética) y en la de las máquinas acopladas a ellos. Esto implica que solamente las cargas dinámicas (motores) y los generadores síncronos aportan a la magnitud de la corriente de cortocircuito, estando por la generación solar exenta de este aporte por su naturaleza.

IX. Conclusiones

Luego de realizado el trabajo se obtienen las siguientes conclusiones:

Se han identificado las normativas en las cuales están establecidas las principales consideraciones a tomar en cuenta para la integración de la generación distribuida en un sistema de media tensión como lo son las normativas IEEE a nivel internacional, y la Ley 272 a nivel nacional.

Se ha realizado el estudio del impacto de la implementación de la generación distribuida solar fotovoltaica en un sistema de media tensión bajo diferentes niveles de penetración. Los principales efectos que conlleva esta integración son; el comportamiento de los flujos de potencia, las pérdidas en el sistema y el comportamiento de la red ante cortocircuitos.

Respecto al comportamiento de los flujos de potencia, se indica que existe una factibilidad técnica al utilizar este tipo de suministro energético, ya que teniendo una generación más cercana de la electricidad a los puntos donde es consumida, las centrales convencionales tendrían que inyectar al sistema de transmisión una menor potencia para poder abastecer la misma necesidad (demanda de las cargas).

Del punto anterior se obtiene como resultado, una disminución en las pérdidas del sistema debido a que el flujo de potencia que circula a través de este disminuye y las distancias recortadas entre los puntos de generación y los puntos de consumo contribuyen a la reducción de pérdidas energéticas.

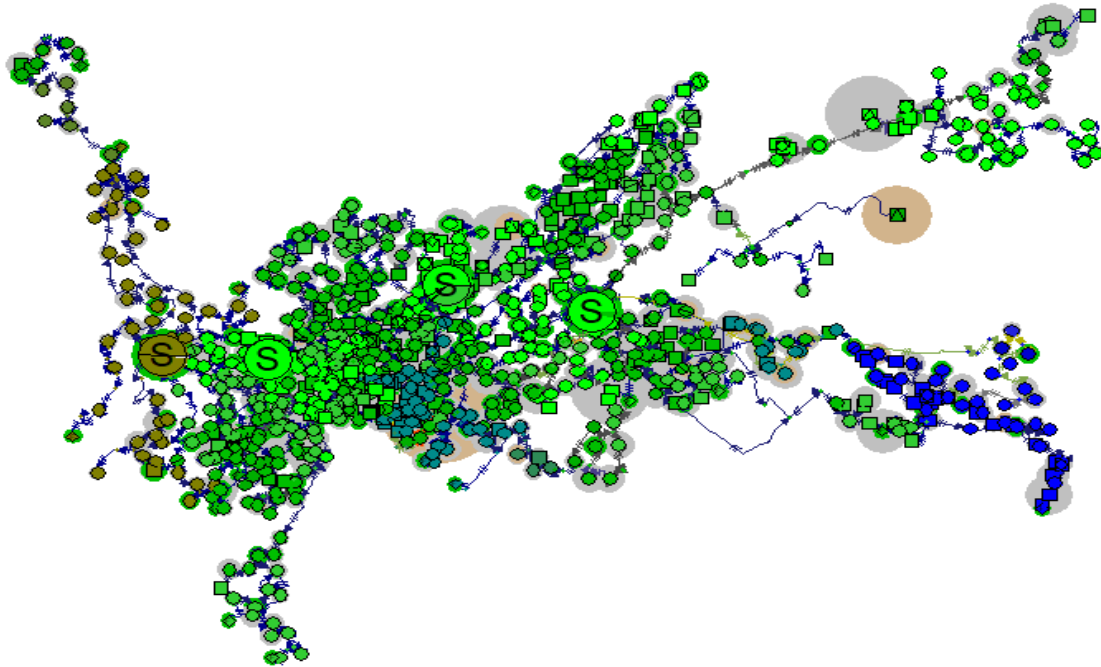
Asimismo se ha determinado que, ante condiciones de cortocircuito, la integración de la GDFV no contribuye a la corriente de falla, por lo cual este tipo de generación no tiene mayor incidencia en este tipo de eventos que se pueden presentar en la red.

X. Bibliografía

- Grainger, J., (1996), Análisis de Sistemas de Potencia. México DF, México: McGraw Hill.
- Kothari, D., (1980), Ingeniería de Sistemas de Potencia. México DF, México: McGraw Hill.
- Colemar, A., (2015), Generación Distribuida, Autoconsumo y Redes Inteligentes. Florida, Estados Unidos: Pearson Educación.
- Arceo, J., (2015). Cambio de Paradigma: el FIDE y la generación distribuida. Eficiencia Energética.
- T. Jones, "Expansión de la Red, generación distribuida y compañía eléctrica virtual". ABB N° 3. 2000.
- T. A. Ackermann, "Distributed generation: a definition". ELSEVIER. 2000
- J. Momoh,. "Smart Grid: Fundamentals of design and analysis". WileyIEEE Press. 2012.
- D. H. Méndez Quezada. "Generación distribuida: Aspectos técnicos y su tratamiento regulatorio". Tesis doctoral. 2005.
- Isidro Segura; Evaluación del Impacto de la Generación Distribuida en Sistemas de Distribución Primaria de Energía Eléctrica; https://www.researchgate.net/publication/50837284_Evaluacion_del_impacto_de_la_generacion_distribuida_en_sistemas_de_distribucion_primaria_de_energia_electrica. 2012.
- Felipe Castro; Impacto de la Generación Distribuida en la Estabilidad de Sistemas de Potencia; <https://riunet.upv.es/handle/10251/1894?show=full>. 2014
- Luis Berríos; Smart Grid y la Energía Solar Fotovoltaica para la Generación Distribuida <http://rcientificas.uninorte.edu.co/index.php/ingenieria/article/viewArticle/4957>. 2017.

XI. Anexos

- Red base de media tensión completa proporcionada por DlgSILENT:



- Tablas completas de los resultados del escenario base (sin GDFV):

Grid: SUB_04		System Stage: SUB_04		Study Case: 0 - Base Model		Annex: / 1	
Grid: SUB_04 Summary							
No. of Substations	61	No. of Busbars	62	No. of Terminals	218	No. of Lines	105
No. of 2-w Trfs.	1	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0
No. of Loads	58	No. of Shunts	0	No. of SVS	0		
Generation	= 1344.90 kW	0.00 kvar		1344.90 kVA			
External Infeed	= 6125.89 kW	2935.87 kvar		6793.07 kVA			
Inter Grid Flow	= 0.00 kW	0.00 kvar					
Load P(U)	= 7424.00 kW	2934.15 kvar		7982.80 kVA			
Load P(Un)	= 7424.00 kW	2934.15 kvar		7982.80 kVA			
Load P(Un-U)	= 0.00 kW	-0.00 kvar					
Motor Load	= 0.00 kW	0.00 kvar		0.00 kVA			
Grid Losses	= 123.89 kW	70.08 kvar					
Line Charging	=	-201.16 kvar					
Compensation ind.	=	0.00 kvar					
Compensation cap.	=	0.00 kvar					
Installed Capacity	= 1344.90 kW						
Spinning Reserve	= 0.00 kW						
Total Power Factor:							
Generation	= 1.00 [-]						
Load/Motor	= 0.93 / 0.00 [-]						

Tabla 3. Información general de parámetros según DlgSILENT sin fuente de GDFV.

Grid: SUB_04		System Stage: SUB_04				Annex:			/ 1		
	rtd. V [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Sk" [kVA]	Ik" [kA]	Ik" [deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [kVA]	Ik [kA]	Ith [kA]
SUB_4											
ND_0265	63.00	0.00	0.00	1.101998489.49	18.31	-84.29	45.22	18.31	1998489.49	18.31	18.62
ND_0267	20.00	0.00	0.00	1.10 218809.77	6.32	-87.88	16.95	6.32	218809.77	6.32	6.60
ND_0003	20.00	0.00	0.00	1.10 185239.68	5.35	-78.12	11.66	5.35	185239.68	5.35	5.39
ND_0007	20.00	0.00	0.00	1.10 188306.63	5.44	-79.33	12.12	5.44	188306.63	5.44	5.49
ND_0011	20.00	0.00	0.00	1.10 191121.32	5.52	-80.07	12.48	5.52	191121.32	5.52	5.57
ND_0015	20.00	0.00	0.00	1.10 194078.93	5.60	-80.86	12.87	5.60	194078.93	5.60	5.66
ND_0019	20.00	0.00	0.00	1.10 198043.95	5.72	-81.93	13.42	5.72	198043.95	5.72	5.79
ND_0023	20.00	0.00	0.00	1.10 199253.33	5.75	-82.26	13.60	5.75	199253.33	5.75	5.82
ND_0028	20.00	0.00	0.00	1.10 203046.87	5.86	-83.30	14.17	5.86	203046.87	5.86	5.95
ND_0044	20.00	0.00	0.00	1.10 207923.12	6.00	-83.98	14.72	6.00	207923.12	6.00	6.10
ND_0048	20.00	0.00	0.00	1.10 217730.79	6.29	-87.56	16.73	6.29	217730.79	6.29	6.53
ND_0052	20.00	0.00	0.00	1.10 203052.11	5.86	-81.09	13.53	5.86	203052.11	5.86	5.93
ND_0056	20.00	0.00	0.00	1.10 187365.40	5.41	-76.27	11.40	5.41	187365.40	5.41	5.45
ND_0060	20.00	0.00	0.00	1.10 212018.45	6.12	-84.82	15.29	6.12	212018.45	6.12	6.23
ND_0064	20.00	0.00	0.00	1.10 195607.41	5.65	-78.90	12.49	5.65	195607.41	5.65	5.70

Tabla 4. Información de fallos de cortocircuito según DigSILENT sin fuente de GDFV.

- Tablas completas de los resultados del escenario 1 de penetración (25% GDFV):

Grid: SUB_04		System Stage: SUB_04				Study Case: 0 - Base Model			Annex:		/ 1				
Grid: SUB_04		Summary													
No. of Substations	61	No. of Busbars	62	No. of Terminals	218	No. of Lines	105	No. of 2-w Trfs.	1	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	0	No. of asyn. Machines	0
No. of Loads	58	No. of Shunts	0	No. of SVS	0										
Generation	=	2868.90 kW	-0.00 kvar	2868.90 kVA											
External Infeed	=	4599.74 kW	2862.32 kvar	5417.61 kVA											
Inter Grid Flow	=	0.00 kW	0.00 kvar												
Load P(U)	=	7424.00 kW	2934.15 kvar	7982.80 kVA											
Load P(Un)	=	7424.00 kW	2934.15 kvar	7982.80 kVA											
Load P(Un-U)	=	-0.00 kW	-0.00 kvar												
Motor Load	=	0.00 kW	0.00 kvar	0.00 kVA											
Grid Losses	=	121.75 kW	-3.52 kvar												
Line Charging	=		-201.48 kvar												
Compensation ind.	=		0.00 kvar												
Compensation cap.	=		0.00 kvar												
Installed Capacity	=	1345.70 kW													
Spinning Reserve	=	0.00 kW													
Total Power Factor:															
Generation	=	1.00 [-]													
Load/Motor	=	0.93 / 0.00 [-]													

Tabla 5. Información general de parámetros según DigSILENT respecto al escenario 1 de penetración (25% GDFV)

Grid: SUB_04		System Stage: SUB_04				Annex:			/ 1			
	rtd. V [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Sk" Factor	Sk" [kVA]	Ik" [kA]	Ik" [deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [kVA]	Ik [kA]	Ith [kA]
SUB_4												
ND_0265	63.00	0.00	0.00	1.101998489.49		18.31	-84.29	45.22	18.31	1998489.49	18.31	18.62
ND_0267	20.00	0.00	0.00	1.10 218809.77		6.32	-87.88	16.95	6.32	218809.77	6.32	6.60
ND_0003	20.00	0.00	0.00	1.10 185239.68		5.35	-78.12	11.66	5.35	185239.68	5.35	5.39
ND_0007	20.00	0.00	0.00	1.10 188306.63		5.44	-79.33	12.12	5.44	188306.63	5.44	5.49
ND_0011	20.00	0.00	0.00	1.10 191121.32		5.52	-80.07	12.48	5.52	191121.32	5.52	5.57
ND_0015	20.00	0.00	0.00	1.10 194078.93		5.60	-80.86	12.87	5.60	194078.93	5.60	5.66
ND_0019	20.00	0.00	0.00	1.10 198043.95		5.72	-81.93	13.42	5.72	198043.95	5.72	5.79
ND_0023	20.00	0.00	0.00	1.10 199253.33		5.75	-82.26	13.60	5.75	199253.33	5.75	5.82
ND_0028	20.00	0.00	0.00	1.10 203046.87		5.86	-83.30	14.17	5.86	203046.87	5.86	5.95
ND_0044	20.00	0.00	0.00	1.10 207923.12		6.00	-83.98	14.72	6.00	207923.12	6.00	6.10
ND_0048	20.00	0.00	0.00	1.10 217730.79		6.29	-87.56	16.73	6.29	217730.79	6.29	6.53
ND_0052	20.00	0.00	0.00	1.10 203052.11		5.86	-81.09	13.53	5.86	203052.11	5.86	5.93
ND_0056	20.00	0.00	0.00	1.10 187365.40		5.41	-76.27	11.40	5.41	187365.40	5.41	5.45
ND_0060	20.00	0.00	0.00	1.10 212018.45		6.12	-84.82	15.29	6.12	212018.45	6.12	6.23
ND_0064	20.00	0.00	0.00	1.10 195607.41		5.65	-78.90	12.49	5.65	195607.41	5.65	5.70

Tabla 6. Información de fallos de cortocircuito según DIgSILENT del escenario 1 (25% de penetración GDFV).

- Tablas completas de los resultados del escenario 2 de penetración (50% GDFV):

Grid: SUB_04		System Stage: SUB_04				Study Case: 0 - Base Model		Annex:		/ 1	
Grid: SUB_04		Summary									
No. of Substations	61	No. of Busbars	62	No. of Terminals	218	No. of Lines	105				
No. of 2-w Trfs.	1	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	0	No. of asyn. Machines	0				
No. of Loads	58	No. of Shunts	0	No. of SVS	0						
Generation	=	4392.90 kW	-0.00 kvar	4392.90 kVA							
External Infeed	=	3074.21 kW	2809.73 kvar	4164.78 kVA							
Inter Grid Flow	=	0.00 kW	0.00 kvar								
Load P(U)	=	7424.00 kW	2934.15 kvar	7982.80 kVA							
Load P(Un)	=	7424.00 kW	2934.15 kvar	7982.80 kVA							
Load P(Un-U)	=	-0.00 kW	-0.00 kvar								
Motor Load	=	0.00 kW	0.00 kvar	0.00 kVA							
Grid Losses	=	120.23 kW	-56.15 kvar								
Line Charging	=		-201.76 kvar								
Compensation ind.	=		0.00 kvar								
Compensation cap.	=		0.00 kvar								
Installed Capacity	=	1345.70 kW									
Spinning Reserve	=	0.00 kW									
Total Power Factor:											
Generation	=	1.00 [-]									
Load/Motor	=	0.93 / 0.00 [-]									

Tabla 7. Información general de parámetros según DIgSILENT respecto al escenario 2 de penetración (50% GDFV).

Grid: SUB_04		System Stage: SUB_04				Annex:			/ 1			
	rtd. V [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Sk" Factor	Sk" [kVA]	Ik" [kA]	Ik" [deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [kVA]	Ik [kA]	Ith [kA]
SUB_4												
ND_0265	63.00	0.00	0.00	1.10	1998489.49	18.31	-84.29	45.22	18.31	1998489.49	18.31	18.62
ND_0267	20.00	0.00	0.00	1.10	218809.77	6.32	-87.88	16.95	6.32	218809.77	6.32	6.60
ND_0003	20.00	0.00	0.00	1.10	185239.68	5.35	-78.12	11.66	5.35	185239.68	5.35	5.39
ND_0007	20.00	0.00	0.00	1.10	188306.63	5.44	-79.33	12.12	5.44	188306.63	5.44	5.49
ND_0011	20.00	0.00	0.00	1.10	191121.32	5.52	-80.07	12.48	5.52	191121.32	5.52	5.57
ND_0015	20.00	0.00	0.00	1.10	194078.93	5.60	-80.86	12.87	5.60	194078.93	5.60	5.66
ND_0019	20.00	0.00	0.00	1.10	198043.95	5.72	-81.93	13.42	5.72	198043.95	5.72	5.79
ND_0023	20.00	0.00	0.00	1.10	199253.33	5.75	-82.26	13.60	5.75	199253.33	5.75	5.82
ND_0028	20.00	0.00	0.00	1.10	203046.87	5.86	-83.30	14.17	5.86	203046.87	5.86	5.95
ND_0044	20.00	0.00	0.00	1.10	207923.12	6.00	-83.98	14.72	6.00	207923.12	6.00	6.10
ND_0048	20.00	0.00	0.00	1.10	217730.79	6.29	-87.56	16.73	6.29	217730.79	6.29	6.53
ND_0052	20.00	0.00	0.00	1.10	203052.11	5.86	-81.09	13.53	5.86	203052.11	5.86	5.93
ND_0056	20.00	0.00	0.00	1.10	187365.40	5.41	-76.27	11.40	5.41	187365.40	5.41	5.45
ND_0060	20.00	0.00	0.00	1.10	212018.45	6.12	-84.82	15.29	6.12	212018.45	6.12	6.23
ND_0064	20.00	0.00	0.00	1.10	195607.41	5.65	-78.90	12.49	5.65	195607.41	5.65	5.70

Tabla 8. Información de fallos de cortocircuito según DlgSILENT del escenario 2 (50% de penetración GDFV).

- Tablas completas de los resultados del escenario 3 de penetración (75% GDFV):

Grid: SUB_04		System Stage: SUB_04				Study Case: 0 - Base Model		Annex:		/ 1	
Grid: SUB_04		Summary									
No. of Substations	61	No. of Busbars	62	No. of Terminals	218	No. of Lines	105				
No. of 2-w Trfs.	1	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	0	No. of asyn. Machines	0				
No. of Loads	58	No. of Shunts	0	No. of SVS	0						
Generation	=	5916.90 kW	-0.00 kvar	5916.90 kVA							
External Infeed	=	1549.29 kW	2778.05 kvar	3180.86 kVA							
Inter Grid Flow	=	0.00 kW	0.00 kvar								
Load P(U)	=	7424.00 kW	2934.15 kvar	7982.80 kVA							
Load P(Un)	=	7424.00 kW	2934.15 kvar	7982.80 kVA							
Load P(Un-U)	=	-0.00 kW	-0.00 kvar								
Motor Load	=	0.00 kW	0.00 kvar	0.00 kVA							
Grid Losses	=	119.32 kW	-87.87 kvar								
Line Charging	=		-202.01 kvar								
Compensation ind.	=		0.00 kvar								
Compensation cap.	=		0.00 kvar								
Installed Capacity	=	1345.70 kW									
Spinning Reserve	=	0.00 kW									
Total Power Factor:											
Generation	=	1.00 [-]									
Load/Motor	=	0.93 / 0.00 [-]									

Tabla 9. Información general de parámetros según DlgSILENT respecto al escenario 3 de penetración (75% GDFV).

Grid: SUB_04		System Stage: SUB_04					Annex:					/ 1
	rtd. V [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Sk" Factor	[kVA]	Ik" [kA]	[deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [kVA]	Ik [kA]	Ith [kA]
SUB_4												
ND_0265	63.00	0.00	0.00	1.10	1998489.49	18.31	-84.29	45.22	18.31	1998489.49	18.31	18.62
ND_0267	20.00	0.00	0.00	1.10	218809.77	6.32	-87.88	16.95	6.32	218809.77	6.32	6.60
ND_0003	20.00	0.00	0.00	1.10	185239.68	5.35	-78.12	11.66	5.35	185239.68	5.35	5.39
ND_0007	20.00	0.00	0.00	1.10	188306.63	5.44	-79.33	12.12	5.44	188306.63	5.44	5.49
ND_0011	20.00	0.00	0.00	1.10	191121.32	5.52	-80.07	12.48	5.52	191121.32	5.52	5.57
ND_0015	20.00	0.00	0.00	1.10	194078.93	5.60	-80.86	12.87	5.60	194078.93	5.60	5.66
ND_0019	20.00	0.00	0.00	1.10	198043.95	5.72	-81.93	13.42	5.72	198043.95	5.72	5.79
ND_0023	20.00	0.00	0.00	1.10	199253.33	5.75	-82.26	13.60	5.75	199253.33	5.75	5.82
ND_0028	20.00	0.00	0.00	1.10	203046.87	5.86	-83.30	14.17	5.86	203046.87	5.86	5.95
ND_0044	20.00	0.00	0.00	1.10	207923.12	6.00	-83.98	14.72	6.00	207923.12	6.00	6.10
ND_0048	20.00	0.00	0.00	1.10	217730.79	6.29	-87.56	16.73	6.29	217730.79	6.29	6.53
ND_0052	20.00	0.00	0.00	1.10	203052.11	5.86	-81.09	13.53	5.86	203052.11	5.86	5.93
ND_0056	20.00	0.00	0.00	1.10	187365.40	5.41	-76.27	11.40	5.41	187365.40	5.41	5.45
ND_0060	20.00	0.00	0.00	1.10	212018.45	6.12	-84.82	15.29	6.12	212018.45	6.12	6.23
ND_0064	20.00	0.00	0.00	1.10	195607.41	5.65	-78.90	12.49	5.65	195607.41	5.65	5.70

Tabla 8. Información de fallos de cortocircuito según DlgSILENT del escenario 3 (75% de penetración GDFV).