

**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

**Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación**

Estudio de estabilidad y confiabilidad ante la integración de generación distribuida en la red de distribución UN Milagro.

**PROYECTO INTEGRADOR**

Previo la obtención del Título de:

**Ingeniero Eléctrico**

Presentado por:

David Saul Zambrano Chicaiza

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2022

# DEDICATORIA

El presente proyecto le dedico a:

Dios por haberme brindado una madre que me apoyado en mi carrera estudiantil y desde que nací.

Mi hermana, Lisette Renata Zapata Chicaiza, que me ha brindado consejos desde la distancia.

Mi tío, Cesar Humberto Chicaiza Zambrano, que me ha cuidado como un hijo desde mis primeros años de estudio.

Mi novia, Thalía Vanessa Castillo Celi, que me ha apoyado emocionalmente y proveído de temperamento para poder terminar mis estudios.

**David Zambrano**

## **AGRADECIMIENTOS**

En primer lugar, agradezco a Dios ante todo.

A mi madre que me ha impartido valores a lo largo de la vida y que sin su sacrificio, no podría estar donde estoy ahora.

A mis amigos, compañeros de grupos de la Espol, por haber contribuido con esfuerzo, tiempo y conocimiento a cada uno de los trabajos, investigaciones o proyectos académicos.

A mi tutor, Jimmy Córdova, por orientarme apropiadamente en el desarrollo del proyecto de investigación.

**David Zambrano**

## **DECLARACIÓN EXPRESA**

“Los derechos de titularidad y explotación, me corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *DAVID SAUL ZAMBRANO CHICAIZA* y doy mi consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

---

DAVID ZAMBRANO

# EVALUADORES

.....  
**M.Sc. Iván Endara**

PROFESOR DE LA MATERIA

.....  
**M.Sc. Jimmy Córdova**

PROFESOR TUTOR

## RESUMEN

Este proyecto, propone la evaluación de confiabilidad y estabilidad considerando generación distribuida (GD) en el sistema de distribución Milagro. Este estudio, surge por la regulación de la ARCERNNR [1], permitiendo que empresas dedicadas a la generación renovable conecten GD al sistema eléctrico.

Se seleccionó sistemas fotovoltaicos (SFV) como GD, y tres tipos de alimentadores de la red Milagro: urbano-rural, urbano densidad-alta y densidad-baja. Se estableció los límites de GD mediante un análisis de capacidad de integración (CI) en CYME. Obtenidos los límites, se realizó el estudio de estabilidad y confiabilidad. El estudio de estabilidad, contemplo cambios de voltaje y frecuencia en los alimentadores, incluyendo y excluyendo SFV en análisis de disturbio. El estudio de confiabilidad, se evaluó, cumpliendo con lo dispuesto en la regulación del ARCERNNR [1]. Adicionalmente, se consideró mapas de uso de suelo, bosques, áreas protegidas, áreas inundables y atlas solar, identificando zonas factibles para la ubicación de SFV.

Los alimentadores durante la perturbación, provocaron caídas de voltaje y que aminoraban a medida que se incorporaba GD. Los picos de frecuencia en estado transitorio se incrementaron en los alimentadores, donde el alimentador urbano densidad alta presento mayor severidad, de 65.38 [Hz] a 65.5 [Hz].

Los GD no altera en mayor grado la estabilidad del sistema, solamente una diminuta variación de frecuencia y voltaje en región transitoria. La confiabilidad no cambia, puesto que el SFV no genera energía eléctrica bajo un corte del suministro eléctrico. Adicionalmente, la integración de GD es proporcional al voltaje, dado que una mayor integración de GD genera un aumento de voltaje, y de esta manera suprimir zonas de bajo voltaje en de los alimentadores.

**Palabras Clave:** Generación distribuida, Confiabilidad, Estabilidad, factibilidad de conexión.

## **ABSTRACT**

*This project proposes the evaluation of reliability and stability considering distributed generation (DG) for the power grid distribution in Milagro. This study comes from the ARCERNNR regulation [1], allowing companies dedicated to renewable generation to connect DG to the electrical system.*

*Photovoltaic (PV) systems were selected as DG, and three types of Milagro network feeders: urban-rural, urban high load density and low load density. GD limits were established by integrating capacity analysis (CI) in CYME. Once the limits were obtained, the stability and reliability study was carried out. The stability study contemplated voltage and frequency changes in the feeders, including and excluding PV panels under disturbance. The reliability study was evaluated, complying with the provisions of the ARCERNNR regulation [1]. Additionally, maps of soil, forests, protected areas, floods and solar were considered, identifying feasible areas for the location of PV systems.*

*The feeders considering disturbance, caused voltage drops which decreased as DG was incorporated. The frequency peaks in the transitory state increased in the feeders, where the urban-rural feeder presented a greater increase, from 65,38 [Hz] to 65,5 [Hz]. The DGs do not alter the stability of the system to a greater degree, only a minute variation in frequency and voltage in the transient region. Reliability does not change, since the SFV does not generate electrical power under a power outage.*

*Additionally, the integration of GD is proportional to the voltage, since a higher integration of GD generates an increase in voltage, and in this way suppresses zones of low voltage in the feeders.*

*Keywords: distributed generation, reliability, stability, electrical connection feasibility.*

## ÍNDICE GENERAL

EVALUADORES.....	5
RESUMEN.....	6
<i>ABSTRACT</i> .....	7
ÍNDICE GENERAL .....	8
ABREVIATURAS.....	10
SIMBOLOGÍA.....	11
ÍNDICE DE FIGURAS .....	12
ÍNDICE DE TABLAS.....	15
CAPÍTULO 1.....	16
1.Introducción .....	16
1.1 Descripción del problema .....	17
1.2 Justificación del problema .....	17
1.3 Objetivos .....	17
1.3.1 Objetivo General.....	17
1.3.2 Objetivos Específicos.....	17
1.4 Marco teórico.....	18
1.4.1 Sistema de distribución.....	18
1.4.2 Generación Distribuida .....	19
1.4.3 Estándar 1547-2018 de la IEEE.....	21
1.4.4 Concepto e índices para el estudio de confiabilidad de los sistemas de potencia	25
1.4.5 Concepto y clasificación de estabilidad de los sistemas de potencia. ...	26
1.4.6 Perfil de voltaje .....	28
CAPÍTULO 2.....	31



2. Metodología.....	31	
2.1 Zona de estudio.....	31	
2.2 Alimentadores de estudio.....	32	
2.3 Programa CYMDIST (Versión de prueba).....	33	
2.4 Distribución de carga.....	33	
2.5 Capacidad de integración y flujo de potencia.....	34	
2.6 Análisis de estabilidad.....	36	
2.7 Análisis de confiabilidad.....	37	
2.8 Evaluación de factibilidad.....	37	
CAPÍTULO 3		
3. Resultados Y ANÁLISIS.....	43	
3.1 Distribución de carga.....	43	
3.2 Flujo de potencia y capacidad de integración.....	44	
3.3 Evaluación de estabilidad.....	50	
3.4 Evaluación de confiabilidad.....	56	
3.5 Análisis de factibilidad.....	58	
CAPÍTULO 4.....		59
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		59
4.1 Conclusiones.....	59	
4.2 Recomendaciones.....	60	
BIBLIOGRAFÍA.....	61	
APÉNDICES.....	63	

## **ABREVIATURAS**

CNEL	CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD.
IEEE	INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS.
UN	UNIDAD DE NEGOCIOS
GD	GENERACION DISTRIBUIDA
SFV	SISTEMA FOTOVOLTAICO
ARCERNNR	AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES
FV	FOTOVOLTAICO
CI	CAPACIDAD DE INTEGRACIÓN
MAATE	MINISTERIO DE AMBIENTE, AGUA Y TRANSICIÓN ECOLÓGICA
SNAP	SISTEMA NACIONAL DE AREAS PROTEGIDAS
SNBP	SISTEMA NACIONAL DE BOSQUES PROTEGIDOS
IS	IRRADIACION SOLAR
DG	DISTRIBUTED GENERATION
PV	PHOTOVOLTAIC
CONELEC	CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD

## **SIMBOLOGÍA**

V	Voltios
A	Amperios
MW	Mega Watts
MVAR	Mega Voltio Amperio Reactivo
CO2	Dióxido de Carbono
KWh	Kilovatio hora
KW	Kilovatio
KVAR	Kilovatio Amperio reactivo

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Ejemplo representativo de distribución [3].	18
Figura 1.2 Ilustración representativa de generación distribuida [4].	20
Figura 1.3 Tipos de interconexión de GD [8].	22
Figura 1.4 Inconvenientes de confiabilidad en el marco de funciones sinusoidales [9].	26
Figura 1.5 Clasificación de estabilidad de los sistemas de potencia [10].	26
Figura 1.6 Perfil de voltaje sin carga.	29
Figura 1.7 Perfil de voltaje con carga.	29
Figura 1.8 Perfil de voltaje compensando con cargas debiles.	29
Figura 1.9 Perfil de voltaje compensando cargas robustas.	29
Figura 1.10 Perfil de voltaje constante	30
Figura 2.1 Alimentadores de la UN Milagro.	31
Figura 2.2 Alimentadores de estudio de la UN Milagro.	32
Figura 2.3 Pestaña parámetros del módulo capacidad de integración del CYMDIST.	34
Figura 2.4 Pestaña restricciones del módulo capacidad de integración del CYMDIST.	35
Figura 2.5 Codificación de colores ante diferentes grados de penetración de GD.	36
Figura 2.6 Modelo FV de CYMDIST.	37
Figura 2.7 Mapa de uso de suelo.	38
Figura 2.8 Mapa de bosques protegidos.	39
Figura 2.9 Mapa de amenazas de inundaciones.	39
Figura 2.10 Mapa solar.	40
Figura 2.11 Mapa de áreas protegidas.	41
Figura 3.1 Perfil de tensión Alimentador 12DI140T16.	44
Figura 3.2 Perfil de tensión Alimentador 12MN100T12.	45
Figura 3.3 Perfil de tensión Alimentador 12MN100T13.	45
Figura 3.4 Tramos admisible de GD.	46
Figura 3.5 Estabilidad de voltaje en el alimentador 12DI140T16, aplicando falla en el nodo MTS_S_628 sin GD (azul), 2 [MW] de GD (verde) y 10 [MW] de GD (rojo).	50

Figura 3.6 Estabilidad de voltaje en el alimentador 12DI140T16, aplicando falla en el nodo MTS_S_628 sin GD (azul), 2 [MW] de GD (verde) y 10 [MW] de GD (rojo) (Zoom). .....	50
Figura 3.7 Estabilidad de voltaje en el alimentador 12MN100T12, aplicando falla en el nodo MTA_S_12209 sin GD (azul), 1 [MW] de GD (verde) y 10 [MW] de GD (rojo). ....	51
Figura 3.8 Estabilidad de voltaje en el alimentador 12MN100T12, aplicando falla en el nodo MTA_S_12209 sin GD (azul), 1 [MW] de GD (verde) y 10 [MW] de GD (rojo) (Zoom). .....	51
Figura 3.9 Estabilidad de voltaje en el alimentador 12MN100T13, aplicando falla en el nodo MTA_S_1459 sin GD (azul), 4 [MW] de GD (verde) y 10 [MW] de GD (rojo). .....	52
Figura 3.10 Estabilidad de voltaje en el alimentador 12MN100T13, aplicando falla en el nodo MTA_S_1459 sin GD (azul), 4 [MW] de GD (verde) y 10 [MW] de GD (rojo) (Zoom). .....	52
Figura 3.11 Estabilidad de frecuencia en el alimentador 12DI140T16, aplicando falla en el nodo fuente sin GD (azul), 2 [MW] de GD (verde) y 10 [MW] de GD (rojo entre cortado). .....	53
Figura 3.12 Estabilidad de frecuencia en el alimentador 12DI140T16, aplicando falla en el nodo fuente sin GD (azul), 2 [MW] de GD (verde) y 10 [MW] de GD (rojo entre cortado) (Zoom). .....	53
Figura 3.13 Estabilidad de frecuencia en el alimentador 12MN100T12, aplicando falla en el nodo fuente sin GD (azul), 1 [MW] de GD (verde) y 10 [MW] de GD (rojo entre cortado) .....	54
Figura 3.14 Estabilidad de frecuencia en el alimentador 12MN100T12, aplicando falla en el nodo fuente sin GD (azul), 1 [MW] de GD (verde) y 10 [MW] de GD (rojo) (Zoom). .....	54
Figura 3.15 Estabilidad de frecuencia en el alimentador 12MN100T13, aplicando falla en el nodo fuente sin GD (azul), 4 [MW] de GD (verde) y 10 [MW] de GD (rojo entre cortado). .....	55
Figura 3.16 Estabilidad de frecuencia en el alimentador 12MN100T13, aplicando falla en el nodo fuente sin GD (azul), 4 [MW] de GD (verde) y 10 [MW] de GD (rojo entre cortado) (Zoom). .....	55
Figura 3.17 Perfil de tensión Alimentador 12DI140T16 con 23 [MW] de GD.....	56

Figura 3.18 Perfil de tensión Alimentador 12MN100T12 con 22 [MW] de GD.....	57
Figura 3.19 Perfil de tensión Alimentador 12MN100T13 con 7.5 [MW] de GD.....	57
Figura 3.20 Zonas de priorización en la red de distribución para instalación PV.....	58

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Tabla de demandas y factor de potencia por alimentador.....	33
Tabla 2.2 Limites para el índice de nivel de voltaje [17].....	35
Tabla 3.1 Asignación de carga para el alimentador 12DI140T16.....	43
Tabla 3.2 Asignación de carga para el alimentador 12MN100T12.....	43
Tabla 3.3 Asignación de carga para el alimentador 12MN100T13.....	44
Tabla 3.4 GD máxima en los diferentes nodos de los alimentadores de estudio.....	47

# CAPÍTULO 1

## 1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad, el recurso energético se ha hecho indispensable en la vida cotidiana del ser humano para poder ejecutar distintas actividades y que irán en incremento a medida que la sociedad continúe desarrollándose. Esto implica mayor demanda energética, por lo que las autoridades de cada país generan políticas en donde las futuras energías se desarrollen de manera eficiente, económica y que la influencia que tenga con el medio ambiente sea la menor posible.

Con lo mencionado anteriormente, una de las formas de generar energía y que están en crecimiento son a través de fuentes renovables. Así, si a esta generación eléctrica renovable se la localiza próxima al usuario y tiene una conexión al sistema eléctrico de distribución se la denomina GD.

La GD está en constante incremento, siendo un impacto positivo para la creciente demanda eléctrica. Sin embargo, en el lado de la ingeniería eléctrica es un desafío porque en su gran mayoría la GD cuenta con aparatos electrónicos, así como que si se desconoce su grado de penetración puede conllevar un impacto significativo de estabilidad en la red de distribución. Asimismo, la GD mejora la confiabilidad del usuario; pero dentro del sistema de distribución, para conocer si existe una mejora de confiabilidad, se requerirá conocer el nivel de GD permitido, el sitio donde se encuentra dentro de la red, y la tecnología que esté usando para generar electricidad proveniente de la fuente renovable. Es por tal razón que esto motiva la necesidad de conocer el impacto que tendrá la estabilidad y confiabilidad de un sistema de distribución en específico, como es el caso de la red de distribución que se encuentra en la UN Milagro.



## **1.1 Descripción del problema**

En Ecuador, las recientes tendencias de aplicación de GD no presentan un gran avance, lo que no implican grandes efectos en las redes de distribución, sin embargo, con el continuo desarrollo de tecnologías de energías renovables, y su reducción en el precio así como también políticas que promueven la transición energética del país, se espera una creciente demanda de las mismas, lo que implica un impacto considerable en los sistemas de distribución del país.

## **1.2 Justificación del problema**

En nuestro país, con la reciente regulación por parte del ARCERNNR [1], ha generado que empresas privadas en energías renovables presenten un gran interés para las futuras instalaciones de estas tecnologías en los puntos de consumo y que a su vez estén integrados a la red de distribución de cada empresa distribuidora del país.

Las empresas distribuidoras como el caso de CNEL, que durante muchos años se ha encargado de suministrar energía eléctrica a los usuarios en sus redes de distribución se verá obligada a considerar GD en su sistema a partir de las nueva regulación. En este sentido, es necesario realizar estudios sobre los efectos que involucran la penetración de GD en la red de distribución eléctrica.

## **1.3 Objetivos**

### **1.3.1 Objetivo General**

Analizar la confiabilidad y estabilidad de los alimentadores primarios de la UN Milagro ante la incorporación de GD, estableciendo límites de penetración de estas tecnologías en su red eléctrica.

### **1.3.2 Objetivos Específicos**

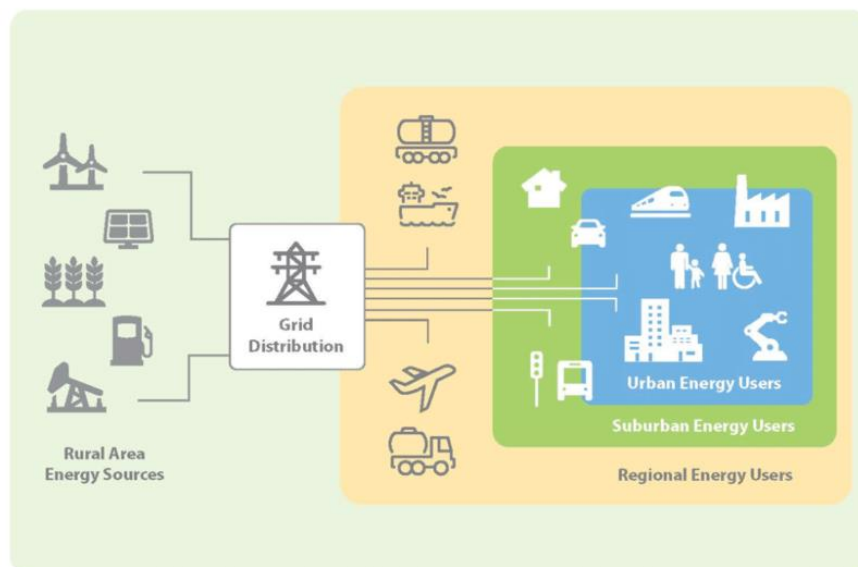
- Examinar la situación actual y la afectación al incorporar GD en los alimentadores primarios de la UN Milagro, simulando su operación en software especializado.
- Aplicar un determinado tipo de disturbio que permita la visualización con respecto a la estabilidad del sistema eléctrico de potencia de Milagro, incluyendo y excluyendo GD.

- Evaluar la confiabilidad de alimentadores típicos de la red de distribución de la UN-Milagro ante la incorporación de GD, cumpliendo con lo dispuesto en la regulación vigente.

## 1.4 Marco teórico

### 1.4.1 Sistema de distribución

El sistema de distribución es el encargado de trasladar energía eléctrica donde su punto de partida serán sus subestaciones y su punto de llegada serán los usuarios, esto a través de sus redes eléctricas.



**Figura 1.1 Ejemplo representativo de distribución [3].**

Además, Los niveles de voltaje del cliente cambiarán dependiendo del tipo de carga, así como su ubicación geográfica, llegando a permanecer a un sistema de distribución primario (mayor voltaje) o secundario (menor voltaje). Estas se pueden clasificar en: residencial, comercial, industrial, urbana y rural [2] como se muestra en la Figura 1.1.

Los sistemas de distribución comercial, caracterizados por ser colectivos, involucran energías que se localizan en complejos comerciales, edificaciones, plazas, oficinas. Adicional, este tipo de carga incluso llega a presentar generación de respaldo ante posibles contingencias que pueda tener la red de distribución.

Los sistemas de distribución industrial abarcan a los grandes clientes de electricidad por su consumo, y que además se les da un comportamiento especial por la demanda que estas requieren, ya que no pueden encontrarse al mismo tiempo la demanda residencial con la demanda máxima industrial.

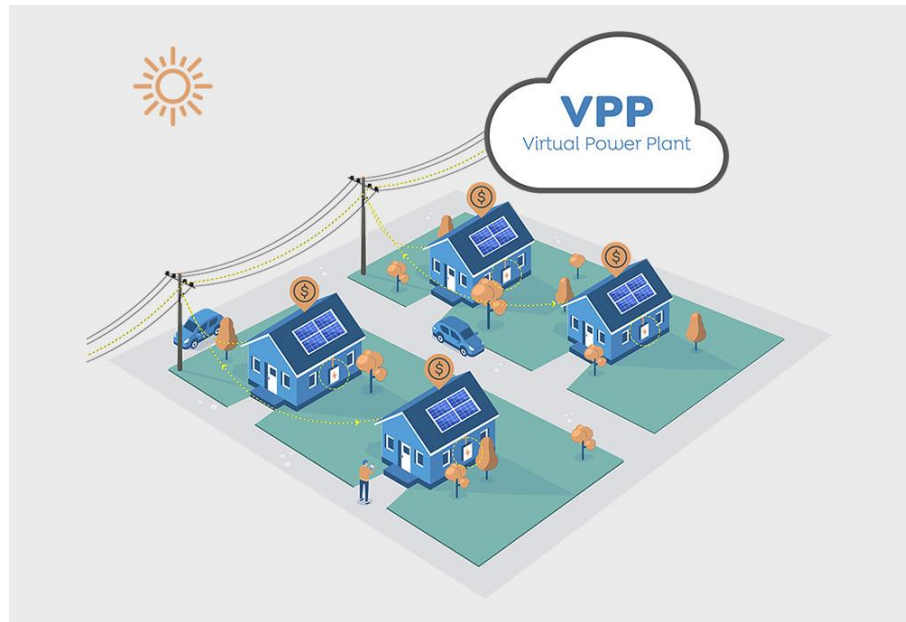
Los sistemas de distribución residenciales suministran energía eléctrica a casas, departamentos en edificaciones, inmuebles en urbanizaciones. Los usuarios de este sistema tendrán variaciones de su demanda desde un nivel moderado hasta un nivel alto ya sean por sus hábitos o por su nivel socioeconómico.

Los sistemas de distribución urbanos comprenden densidades de cargas no tan significantes, sin embargo, tiene un importante consumo eléctrico al ser clientes que no se encuentran tan distantes entre ellos. Por otro lado, es fundamental la selección así como el dimensionamiento de equipos de forma apropiada para una óptima operación dentro de la red.

Los sistemas de distribución rural presenta una densidad de carga demasiado pequeña, debido a lo distante que se encuentran las cargas entre sí, así como la magnitud que estas tienen. Los gastos pueden ser significativos, si a este sistema no se lo incluye a la red de distribución.

#### **1.4.2 Generación Distribuida**

La configuración de las redes de distribución fue diseñadas desde un inicio como un sistema capaz de distribuir energía hasta los inmuebles de cada usuario eléctrico, no obstante, se han generado políticas en los que usuarios se les permita también generar y conectarse a la red, haciendo posible generación en el sistema distribuido eléctrico, o conocido comúnmente como generación distribuida.



**Figura 1.2 Ilustración representativa de generación distribuida [4].**

Adicionalmente, se caracterizan por presentar una capacidad de generación reducida en comparación a las centrales de generación tradicional. Esta generación posee aspectos positivos como: menores costos de su infraestructura, aminoramiento en la liberación de CO<sub>2</sub> a la atmosfera de la tierra, amplia gama de fuentes de energía eléctrica principalmente las que surgen de fuentes renovables, entre otros. Se muestra una representación general de un sistema de generación distribuida en la Figura 1.2.

Las principales tecnologías que hacen posible este tipo de generación en las redes de distribución son los aerogeneradores, los generadores de biomasa y los sistemas fotovoltaicos incorporados con tecnología de almacenamiento de energía [5].

Los aerogeneradores han tenido un auge importante en los últimos años, permitiendo que esta tecnología tenga una reducción significativa en el aspecto económico a diferencia de otras y que tienen la finalidad de generación eléctrica y son diseñados por diversos fabricantes. Aunque su generación de electricidad está sujeta a cambios del viento en el día.

Los sistemas fotovoltaicos son paneles que permiten la captación de sol para transformarla en energía, estas tecnologías han ido evolucionando a tal punto que hoy en día, se tiene esta tecnología con una mayor eficiencia y más económicas [6].

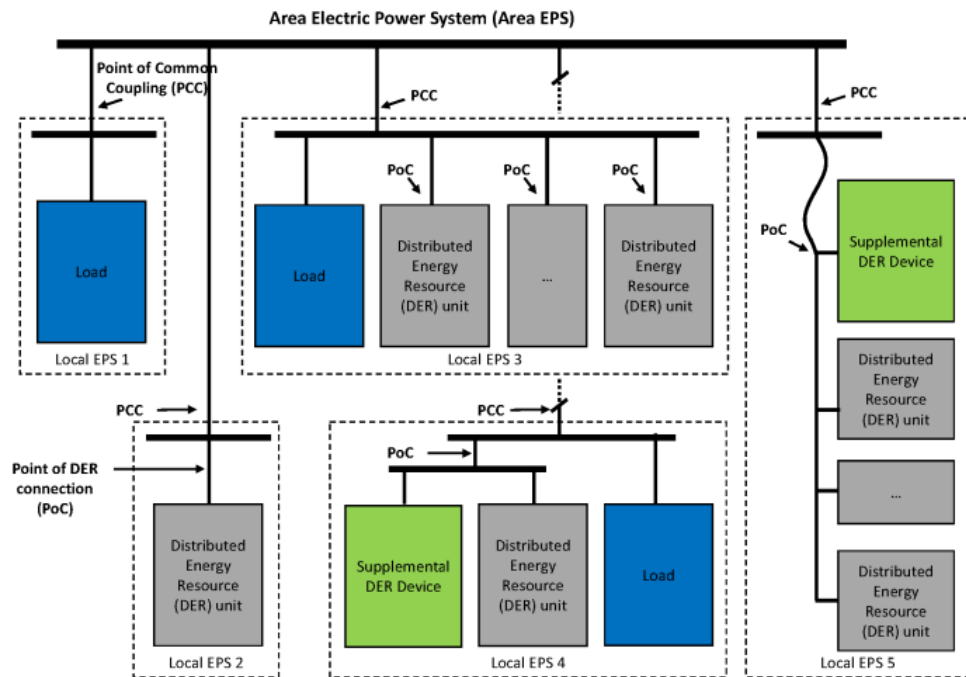
Los generadores de biomasa son tecnologías que se podrían establecer en el sector industrial, ya que implica un mayor costo por su generación eléctrica y que pueden ser cubiertas, mas no así el usuario eléctrico residencial.

El almacenamiento de energía en la actualidad va de la mano mayoritariamente de la generación eléctrica a partir de fuentes renovables por su gran variabilidad que estas tienen y generación en exceso que puedan tener. Estas pueden ser baterías, súper capacitores, almacenamiento de energía por bombeo, entre otras.

#### **1.4.3 Estándar 1547-2018 de la IEEE**

El estándar proporciona especificaciones de prueba, así como requerimientos para el GD. El estándar está dado para las diferentes tecnologías de GD interconectados a la red eléctrica para los valores comunes de voltaje de distribución. Además, esta norma se enfoca especialmente en la implementación de GD en redes primarias y secundarias radiales con frecuencia fundamental [7].

También incluye la interconexión con respecto a la capacidad nominal dada de placa en cada GD que está inmerso en el sistema eléctrico de potencia local. Es opcional emplear dispositivos suplementarios al GD, con la finalidad que el GD cumpla los requisitos del estándar 1547-2018 de manera parcial o total en el punto de acoplamiento común, localizados dentro del sistema eléctrico del área.



**Figura 1.3 Tipos de interconexión de GD [8].**

Por otro lado, el GD debe cumplir las normas del estándar independientemente de la ubicación la cual este interconectado, tal cual como se observa en la Figura 1.3.

En el sistema eléctrico de potencia local 1 solo presenta la carga, por lo tanto no incluye la norma.

En el Sistema de eléctrico de potencia local 2 incluye solo el GD, en donde los terminales del GD concuerdan con el punto de conexión, esto significa que los criterios se aplicaran ya sea en el punto de acoplamiento común o en el punto de conexión.

El estándar es también aplicable en los puntos de acoplamiento común y conexión de los GD del sistema eléctrico de potencia local 3, en este caso el punto de conexión concuerda también en los terminales de los GD.

La norma se aplicará al GD en conjunto con el GD auxiliar independientemente de la carga en el sistema eléctrico de potencia local 4 y para este caso los terminales del GD no concuerdan con el punto de conexión.

Finalmente, en el sistema eléctrico de potencia local 5 se tiene en cuenta los criterios en los puntos mencionados anteriormente, en donde además estos puntos se encuentran alejados entre sí en este sistema eléctrico y donde se repite que los terminales están con los puntos de conexión.

La ejecución de algunas especificaciones y requisitos está sujeto a las consideraciones de la ejecución y que son una cantidad reducida de categorías de funcionamiento neutral, siendo autorizadas por organizaciones tales como empresas reguladoras, municipios, gobierno e incluso el operador del sistema eléctrico (empresa de distribución).

Para categorías referentes a la capacidad de potencia reactiva y a las condiciones de performance de regulación de voltaje son las siguientes:

- Categoría A: la regulación de voltaje se ajusta a las capacidades de performance mínimas en el sistema eléctrico de la zona y son accesibles por cada una de las tecnologías de GD. Pero teniendo en cuenta un grado de penetración bajo a la red eléctrica y que no existan enormes fluctuaciones de potencia real por parte del GD.
- Categoría B: acapara cada uno de los requisitos inmersos en la categoría A y detalla las capacidades requeridas para ingresar apropiadamente los GD del sistema eléctrico de la zona, pero presentando un grado de penetración de GD elevado o que no tenga potencia activa con inmensas perturbaciones.

Con respecto a categorías referentes en el comportamiento ante condiciones anómalas se tiene las siguientes:

- Categoría I: se basa en la estabilidad/confiabilidad del sistema de generación-transmisión y son aplicables para los distintos sistemas de GD modernos.
- Categoría II: abarca la estabilidad/confiabilidad del sistema de generación-transmisión y que se encuentra ajustado a las normas de confiabilidad actuales para eludir disparos por un conjunto extenso de disturbios que afecten a la estabilidad del sistema.
- Categoría III: se refiere tanto a la estabilidad/confiabilidad de la red de transmisión y generación como a la confiabilidad/calidad de la red de

distribución y se establecen relaciones con los requisitos de interconexión ya presentes para una integración de GD muy elevada. En cuanto a las conexiones entre la red eléctrica y el GD, se tendrá unidades de generación sincrónicas por separado de hasta 10 MVA. Los GD de categoría A y B aportaran capacidades con funciones de control de potencia reactiva con respecto a los siguientes modos disjuntos:

- Modo de factor de potencia constante
- Modo de potencia reactiva-voltaje
- Modo potencia activa-potencia reactiva
- Modo de potencia reactiva constante

El modo de factor de potencia constante, la cual será establecida por el encargado del sistema eléctrico de potencia del área y sin exceso de potencia reactiva para los requisitos de capacidad reactiva de categoría A y B. Con la finalidad de mantener un factor de potencia continua, el tiempo de respuesta del GD debe ser menor o igual a 10 segundos.

El modo de potencia reactiva-voltaje se basa que la GD gobernara la entrega de potencia reactiva con respecto al voltaje manteniendo un comportamiento lineal por trayectos de potencia reactiva-voltaje. El comportamiento voltaje-potencia reactiva se ajustará de acuerdo a los parámetros predeterminados otorgados por el estándar si no son dados por el encargado de la red eléctrica del área. Si lo especifica el operador del área, se lo fija en el margen apropiado determinado.

En modo potencia activa-reativa, el GD regulará la potencia reactiva como función de potencia real manteniendo comportamiento lineal objetiva por trayectos, sin retraso de tiempo deliberado, siendo este un tiempo superior a 10 segundos. La conducta se ajustará con configuraciones predeterminadas dadas por la norma o por el operador del sistema eléctrico.

En modo de potencia reactiva constante, corresponde a un suministro o consumo de manera continua en potencia reactiva entre red y GD concedido por el responsable de la red eléctrica del área e inmersos del



rango especificado por el estándar. El tiempo límite será menor o igual a 10 segundos para la respuesta de GD para obtener la potencia reactiva constante.

Las situaciones anormales pueden producirse en la red eléctrica de la zona y los GD tendrán que reaccionar apropiadamente. Esta reacción ayuda a la estabilidad del sistema eléctrico de la zona, la cuadrilla y los usuarios, equipos del sistema, incluyendo la GD. La reacción del GD debe tener en cuenta que las consideraciones de performance de la red eléctrica de la zona y el sistema de generación-transmisión que está unido al sistema eléctrico de la zona. Y que serán cumplidos desde el punto de conexión, así como sus voltajes al ser aplicados.

Además, pueden darse una isla no intencional que provoca que el GD suministre una porción del sistema eléctrico de la zona mediante el punto de acoplamiento común. El GD debe identificar la operación en isla, para no suministrar energía eléctrica, teniendo un tiempo máximo de desconexión de 2 segundos.

Se puede dar un acuerdo entre el operador del sistema de potencia y el operador del GD, el tiempo de operación está en un rango de 2 a 5 segundos [7]

#### **1.4.4 Concepto e índices para el estudio de confiabilidad de los sistemas de potencia**

La IEEE lo define como la habilidad que tiene un sistema o componentes de ejercer funciones específicas en un periodo de tiempo definido [8]. Los inconvenientes de confiabilidad ocurren en gran medida en los sistemas de distribución dentro del sistema eléctrico y que a su vez este tiene un valor significativo en el cobro de la energía eléctrica por parte de la empresa encargada del sistema de distribución.



sometido a un disturbio de manera física [10]. En otras palabras, el sistema ha preservado en su totalidad la mayoría de sus elementos, salvo elementos cercanos a la falla o que sus protecciones hayan actuado, permitiendo de esta manera que los demás componentes del sistema mantengan su operación. Para comprender la naturaleza de la estabilidad en los sistemas de potencia, se ha realizado una clasificación de este como lo muestra en la Figura 1.5.

Se conoce como estabilidad del ángulo de rotor cuando, en el momento posterior a un disturbio, las maquinas sincrónicas interconectadas conserven su sincronismo en una red eléctrica. Estas se clasifican según el estándar industrial DL 755-2001 en pequeñas señales y transientes. Los resultados de pequeña señal y transientes están basados en un análisis característica de origen y simulación en el dominio del tiempo respectivamente. Ambos presentan un tiempo de análisis entre los 10 a 20 segundos. Las causas que provocan inestabilidad en un estado estable son cuando después de una perturbación y no se presenta un suficiente par síncrono, mientras que en estado transiente no se presenta un suficiente par de amortiguación [10,11].

La estabilidad de frecuencia se refiere a la capacidad de la red eléctrica que, luego de un disturbio, conserve la frecuencia propia del sistema dentro de los intervalos de operación establecidos inicialmente. Sin embargo, sus periodos pueden ser pequeños o enormes, en los que la frecuencia se ubica fuera del intervalo (colapso de frecuencia) debidos a perturbaciones significantes o que no existe balance entre generación y demanda [10,11].

La estabilidad de voltaje en las redes de potencia se declara como "la capacidad de un sistema de potencia para mantener voltajes constantes en todos los buses del sistema después de haber estado sujeto a una perturbación de una condición de operación inicial dada" [10]. Existen factores que provocan inestabilidad de voltaje como una limitada excitación de las generadoras, enormes inductancias, así como instalaciones de compensadores síncronos estáticos en las redes

eléctrica. Como resultado, se tendrá un desbalance entre la generación y la potencia de energía reactiva [11].

Por otro lado, el término de colapso de voltaje está directamente relacionado con inestabilidad de voltaje, indica cortes de energías o voltajes inusualmente pequeños en gran proporción dentro de la red eléctrica [10].

Adicionalmente, la estabilidad de voltaje se debe diferenciar entre grandes perturbaciones y pequeñas perturbaciones. Cuando la red eléctrica está sometida ante grandes perturbaciones, esta tendrá capacidad de garantizar estabilidad de voltaje cuando regresa a sus valores previos normales luego de la perturbación. Se realizan pruebas en un tiempo entre unos cuantos segundos hasta minutos en donde se examina una reacción no lineal del rendimiento con respecto a las interacciones de los taps de los transformadores, motores, así como los limitadores de corriente de campo en los generadores [10].

De igual manera, cuando la red eléctrica está sometida ante pequeñas perturbaciones, garantizara un voltaje continuo en la cual en un tiempo establecido dependerá de la carga, así como de controles discretos y continuos. Los resultados en las pruebas que se realizan en pequeñas perturbaciones presentan una mezcla lineal y no lineal [10].

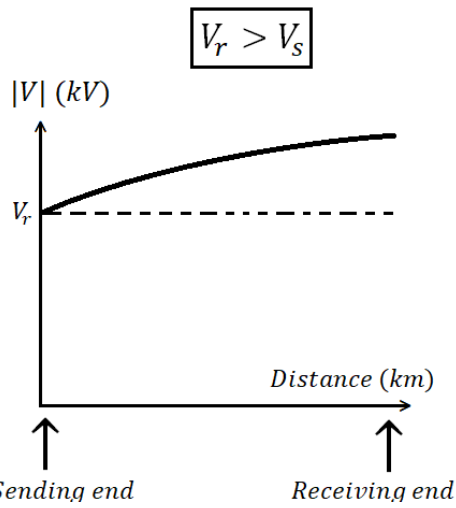
Es importante mencionar que estos disturbios pueden presentarse con una duración de corto y largo plazo, siendo el de corto unos escasos segundos y de largo duración de varios segundos.

#### **1.4.6 Perfil de voltaje**

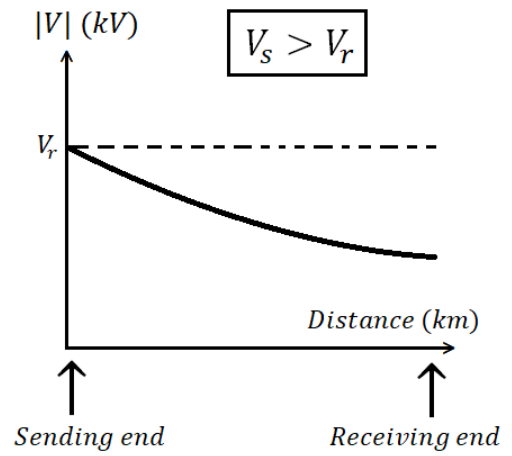
A partir del flujo de potencia se puede conseguir el perfil de voltaje, que representa la variación en magnitud en cualquier posición a lo largo del alimentador eléctrico. Este indicador es de vital importancia debido a:

- Verificación del estrés en los aisladores que se encuentra en el alimentador.
- Localización de los puntos de mayor voltaje para saber si es posible la instalación de aisladores.

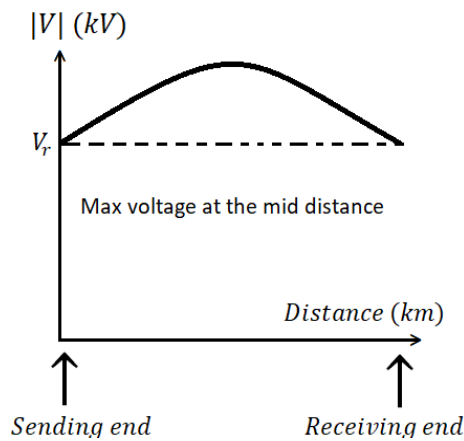
- Ubicación de los puntos de menor voltaje para la colocación de elevadores de voltaje.



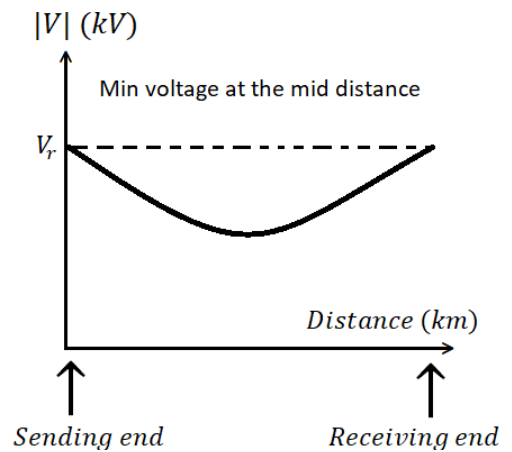
**Figura 1.6 Perfil de voltaje sin carga.**



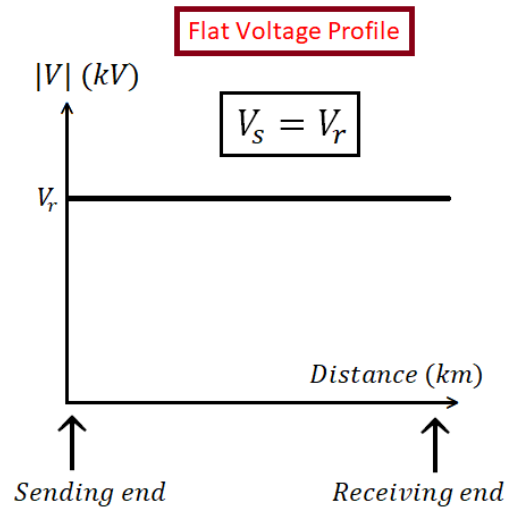
**Figura 1.7 Perfil de voltaje con carga**



**Figura 1.8 Perfil de voltaje compensando con cargas debiles**



**Figura 1.9 Perfil de voltaje compensando con cargas robustas.**



**Figura 1.10 Perfil de voltaje constante**

Estos comportamientos se pueden observar en las figuras 1.6 y 1.7 en donde no existen compensación a lo largo de línea eléctrica, en las figuras 1.8 y 1.9 que existe compensación en el alimentador y en la figura 1.10 que se visualiza el caso más ideal, debido a que preserva el voltaje de la línea en toda su distancia [13].

# CAPÍTULO 2

## 2. METODOLOGÍA

El estudio lo desarrollamos de la siguiente forma: se obtuvo las demandas máximas de los alimentadores de Milagro y se distribuyó carga para llevar a cabo la simulación de análisis de capacidad de integración de CYMDIST. Dentro del análisis de capacidad, se usó criterios de CNEL basados en el estándar IEEE 1547 y la regulación 002/2021 [1]. Una vez obtenidos los límites de GD, se realizaron las comparaciones para observar modificaciones en el comportamiento del voltaje y frecuencia bajo la simulación de análisis de transitorio de CYMDIST. La evaluación de la confiabilidad se realizó de acuerdo al tipo de SFV considerado por CNEL. Adicionalmente, se integró un conjunto de mapas con diferentes atributos en ArcGIS, permitiendo obtener un mapa de zonas prioritarias para los SFV.

### 2.1 Zona de estudio

La red eléctrica de la UN Milagro perteneciente a CNEL EP, cuenta con 16 subestaciones (14 de reducción y 2 de seccionamiento), de ellas salen 58 alimentadores que completan una extensión de 5.025,23 [Km<sup>2</sup>].

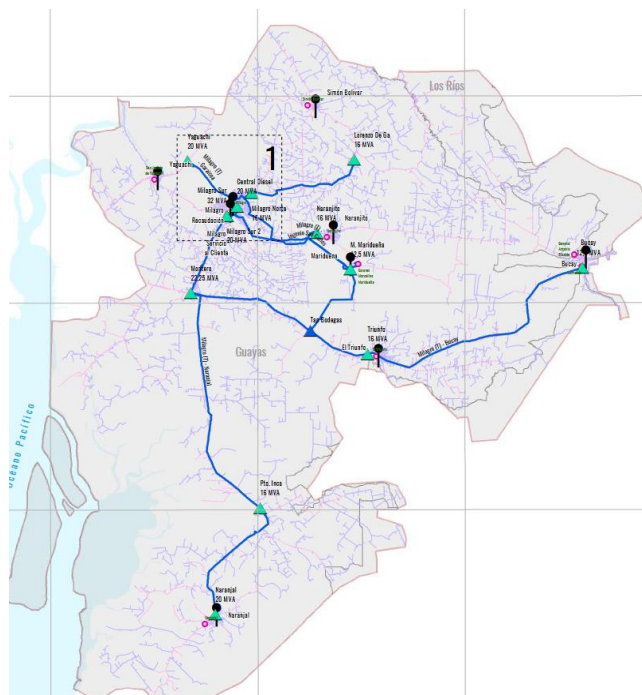
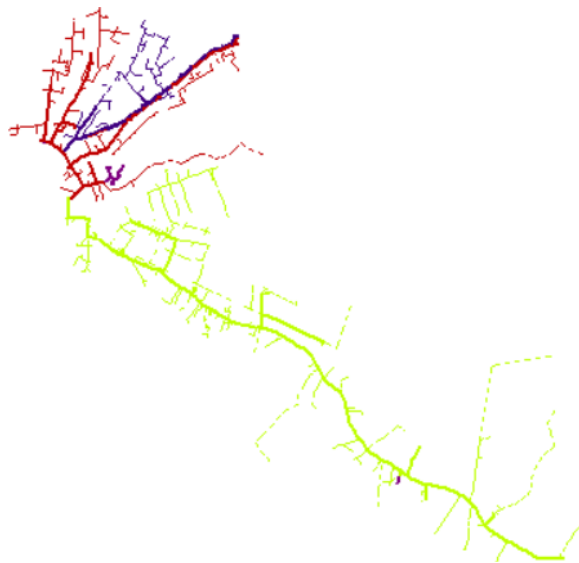


Figura 2.1 Alimentadores de la UN Milagro.

Presenta una área de servicio eléctrico tal cual como se muestra en la Figura 2.1; donde mayoritariamente pertenece a la provincia del Guayas y el complemento, a sectores localizados en provincias como Cañar, Los Ríos, Bolívar y Azuay [16]. La red eléctrica de Milagro comprende niveles de voltaje de 13.8 KV así como 120-240V, con cargas del tipo residencial, comercial, industrial entre otros, que consume una demanda de 863.53 [GWh] al año.

## 2.2 Alimentadores de estudio

Se seleccionaron tres alimentadores para el estudio de estabilidad y confiabilidad con característica urbano-rural, así como urbana con densidad alta (con carga nominal instalada distribuida por kilómetro de línea mayor a 50 (kVA/Km) y baja (con carga nominal instalada distribuida por kilómetro de línea menor o igual a 50 (kVA/Km).



**Figura 2.2 Alimentadores de estudio de la UN Milagro.**

Estos alimentadores como se muestra en la Figura 2.2 fueron: DMLA001 o 12DI140T16 (urbano-rural) representado de color verde, DMLA007 o 12MN100T12 con tonalidad azul (densidad baja) y DMLA0038 o 12MN100T13 (densidad alta) con tono rojo.



### 2.3 Programa CYMDIST (Versión de prueba)

El programa de análisis de redes eléctrica CYMDIST otorga paquetes enteros de simulación sofisticada para auxiliar a los profesionales de la ingeniería eléctrica y así hacer frente a los retos emergentes como los que se presentan día a día en la operación y planificación de los sistemas de potencia [14,15]. El software cuenta con simulaciones como:

- Flujo de potencia
- Cortocircuito
- Distribución de carga
- Ubicación de condensadores
- Equilibrio de carga y arranque de motores
- Análisis de contingencia
- Riesgos de arco eléctrico
- Dinámica a largo plazo
- Optimización de voltios/var
- Coordinación de dispositivos de protección
- Estabilidad transitoria
- Armónicos
- Capacidad de integración

### 2.4 Distribución de carga

Lo primero que se llevó a cabo fue la obtención de la demanda de todos los usuarios de la red de milagro, en otras palabras la potencia real y reactiva [14]. Estos valores se los determino a partir de la demanda máxima de los alimentadores y que fueron ingresados dentro del análisis de distribución de carga en el programa CYMDIST. La Tabla 2.1 muestra de manera específica la demanda y factor de potencia de cada alimentador.

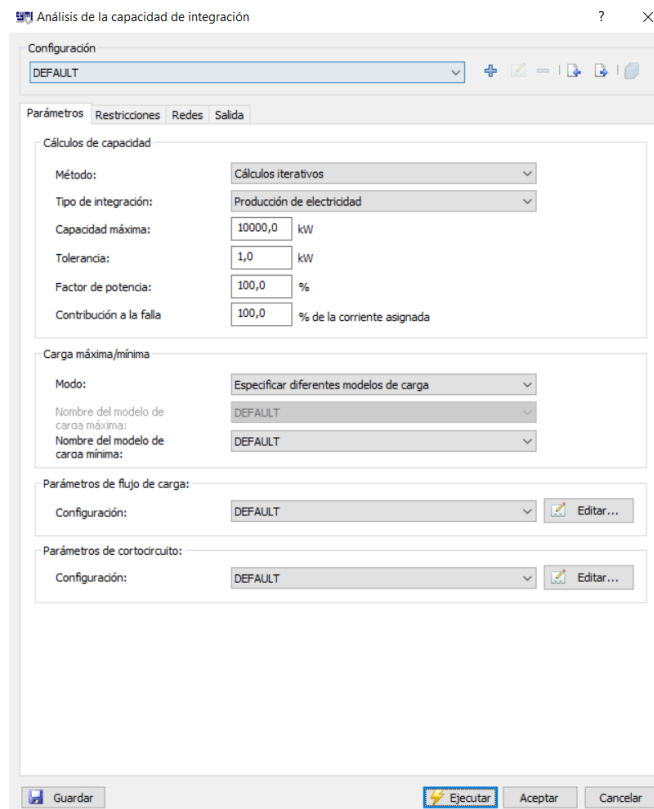
**Tabla 2.1 Tabla de demandas y factor de potencia por alimentador.**

<b>NOMBRE DEL ALIMENTADOR</b>	<b>Demanda Máxima [MW]</b>	<b>Factor de Potencia</b>
DMLA048 (Central Diesel - Centropolis)	4,66	0,99
DMLA007 (Milagro Norte - Pradera 1)	1,71	0,98
DMLA038 (Milagro Norte - Pradera 2)	4,47	0,92

Además, CNEL contaba con los consumos de los usuarios en KWh y permitió que junto al software (simulación de distribución de carga), la adquisición del porcentaje en coincidencia de las cargas conectadas sea aproximadamente cero para poder hacer la asignación correcta de las cargas.

## 2.5 Capacidad de integración y flujo de potencia

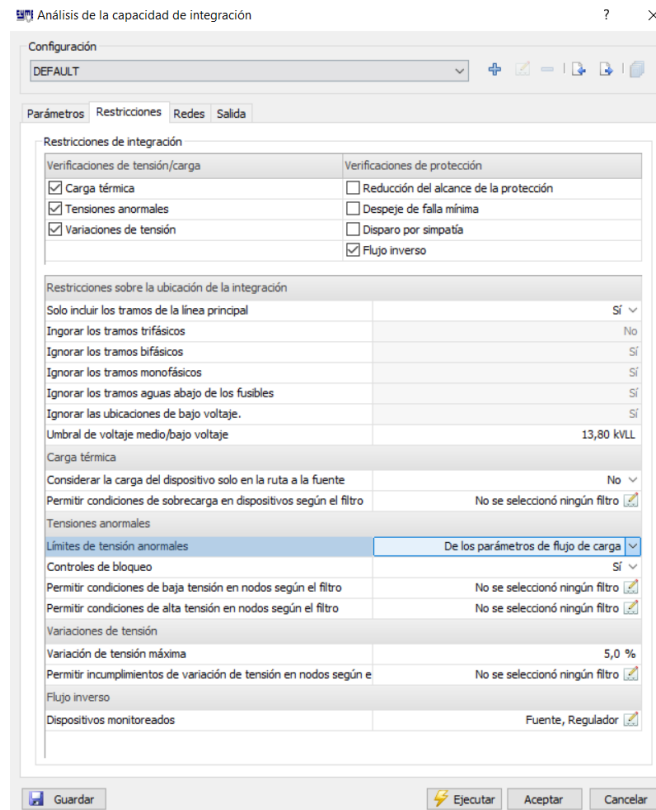
Con las magnitudes eléctricas (P, Q) determinadas en la SECCIÓN Distribución de carga, se ejecutó el flujo de potencia que determinó el comportamiento del sistema eléctrico. Paralelamente, este análisis sirvió al análisis de capacidad de integración (CI), al cual se le ajustó a las especificaciones que se detallaron en el estándar IEEE 1547-2018, así como los criterios proporcionados CNEL Matriz, en donde los GD empleados corresponden a SFV.



**Figura 2.3 Pestaña parámetros del módulo capacidad de integración del CYMDIST.**

Se incluyó como máxima generación, un valor de 10MW, teniendo en cuenta siempre un factor de potencia (FP) unitario, aprovechando al máximo el recurso energético solar como se muestra en la Figura 2.3. Adicionalmente, se usó el

flujo de carga (desequilibrado) y cortocircuito por defecto ya que los límites de generación de los SFV fueron acorde a las condiciones normales y de falla de la red.



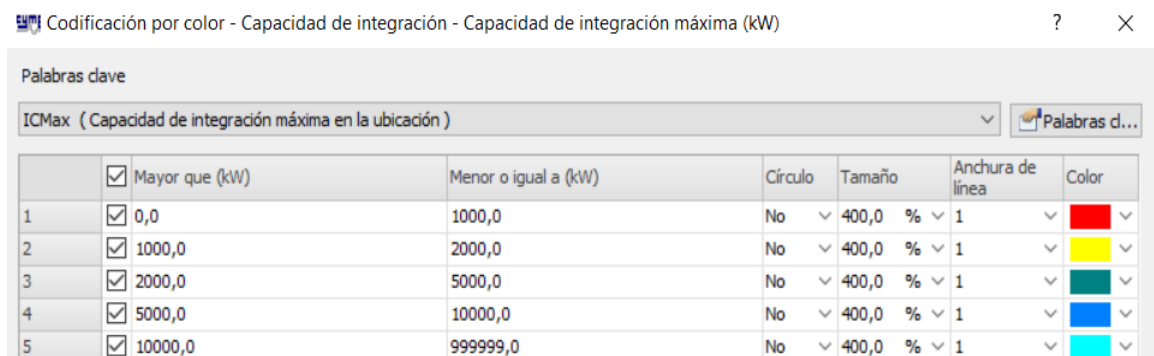
**Figura 2.4 Pestaña restricciones del módulo capacidad de integración del CYMDIST.**

En la Figura 2.4 se visualiza las restricciones usadas para la simulación: como cargas térmicas (evitando valores superiores a los nominales de los equipos), variaciones de tensión máxima del 5% (desconexiones del SFV), tensiones anormales (acorde a los rangos de voltajes permitidos por la Tabla 2.2), tramos trifásicos(ARCERNR 002/2021), flujo inverso (nula presencia de flujo inverso).

**Tabla 2.2 Límites para el índice de nivel de voltaje [17]**

NIVEL DE VOLTAJE	RANGO ADMISIBLE
ALTO VOLTAJE	±5.0%
MEDIO VOLTAJE	±6.0%
BAJO VOLTAJE	±8.0%

Una vez simulado, se conoció el nivel de penetración en cada uno de los nodos de los alimentadores de estudio, teniendo en cuenta el valor mínimo entre todas las restricciones establecidas antes de la simulación, en otras palabras, la máxima CI será el mínimo entre la CI que genere sobrecarga, CI que provoque un sobrepaso en los límites de voltaje permitidos por la ARCERNNR en su regulación 005/18 para redes de media tensión, CI que provoque fluctuaciones de voltaje más allá del 5% ante la desconexión del GD, CI que genere flujo de potencia inverso en los alimentadores. Por otro lado, se consideró limitantes como CI de carga (elementos del sistema de potencia que se van a sobrecargar a medida que sus valores de operación se encuentren por encima de sus valores nominales).



**Figura 2.5 Codificación de colores ante diferentes grados de penetración de GD.**

Adicionalmente, se usa una codificación de colores para los diferentes tramos de los alimentadores, permitiendo así, la identificación de zonas para una mayor conexión de SFV como se la detalla en la Figura 2.5.

## 2.6 Análisis de estabilidad

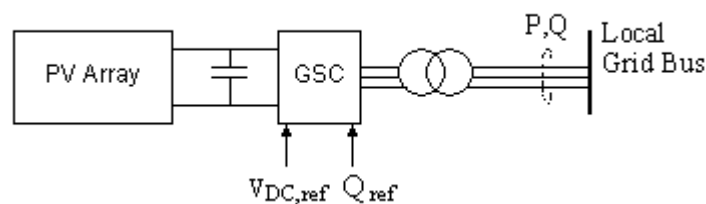
Para la evaluación de estabilidad ante el impacto de la GD en la red eléctrica de Milagro se llevaron a cabo comparaciones ante distintos grados de penetración de la GD. Se empezó, analizando un caso base con la ausencia de GD. Luego, se ejecutó la conexión de diferentes cantidades de integración de GD en los puntos de acoplamiento común de la red. Para posteriormente llevar a cabo, un evento transitorio (perturbaciones) como la ocurrencia de una falla trifásica con una duración de 6 ciclos (entre 30 a 36 ciclos), en un determinado punto de la red, que permitió la evaluación de la tensión y la frecuencia sin GD, con un valor

de GD que no excede los límites ofrecidos por el análisis de CI y con una cantidad superior al límite establecido.

Por consiguiente, se analizaron los impactos a distintos grados de penetración y estableciendo sus diferencias con el caso base. Para cada situación, se utilizaron dos simulaciones para cuantificar los impactos de la GD; estas simulaciones son análisis de flujo de carga, análisis transitorio.

## 2.7 Análisis de confiabilidad

Se consideró de acuerdo a la regulación 002/21 del ARCERNR un SFV on grid, además, que no exista isla no intencional. Una vez considerado el SFV on grid, se evaluó la confiabilidad con y sin presencia de esta tecnología.



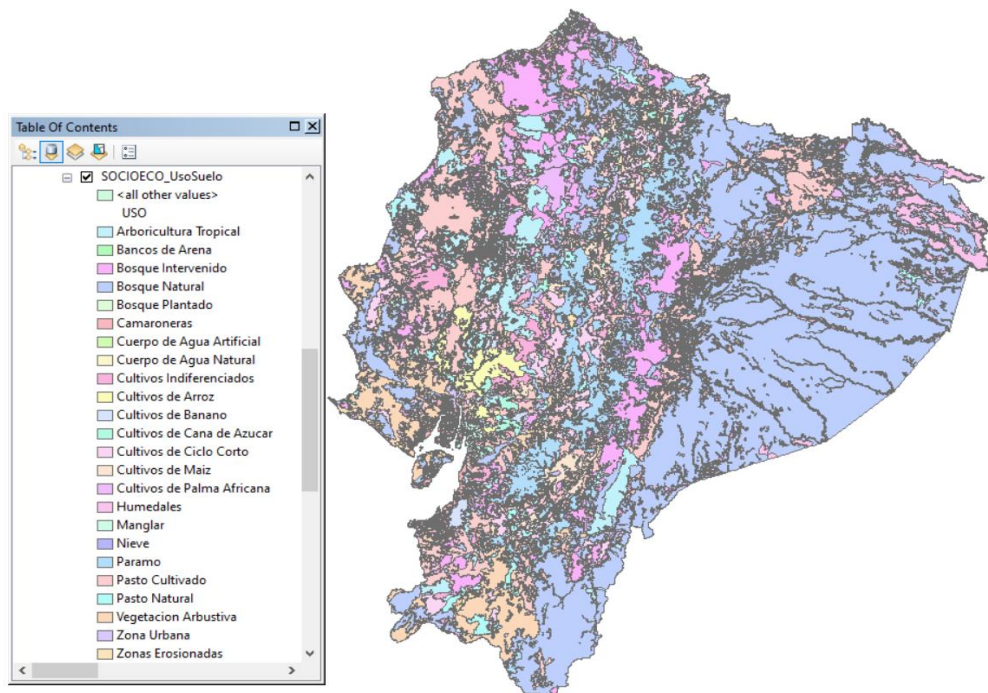
**Figura 2.6 Modelo FV de CYMDIST.**

El modelo FV del tipo PQ en CYMDIST se enseña en la Figura 2.6. Dicho diseño presento un modelo del arreglo FV, el inversor y transformador que fue conectado a la red para usarlo para la medición del impacto de la GD. El modelo contemplo un transformador, que permitió la elevación del voltaje a la salida del inversor a 13.8 [KV] correspondiente al nivel de tensión de los alimentadores. El sistema FV entrego potencia real al sistema de potencia, la cual dependía de la irradiación, la temperatura, la eficiencia del inversor y la potencia máxima.

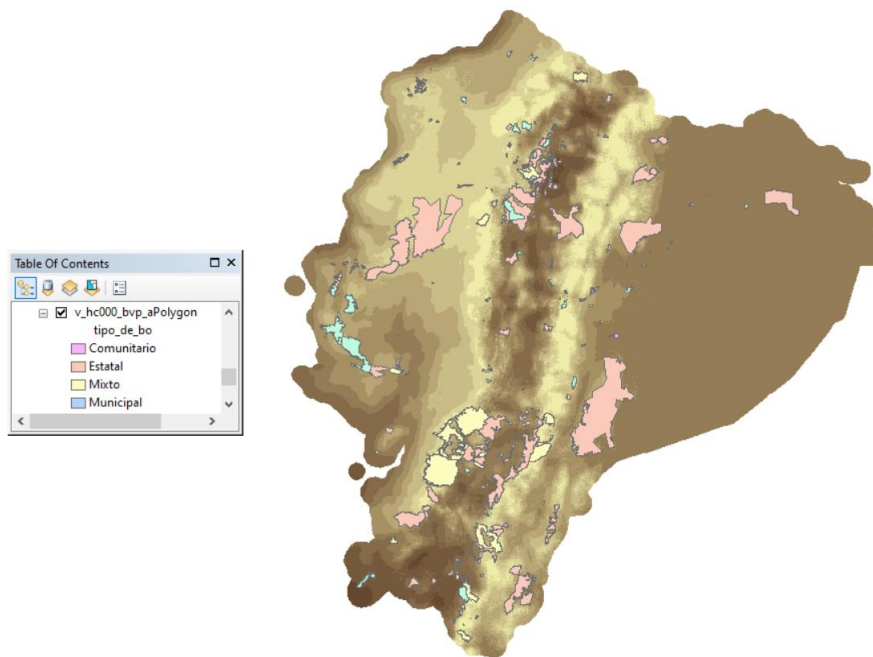
## 2.8 Evaluación de factibilidad

Para este estudio se contempló el análisis técnico de la SECCIÓN 2.6 y 2.7, pero se consideró también estudios de uso de suelo, bosques, zonas inundable, atlas solar y áreas protegidas a través de un software denominado ArcGIS (Versión de prueba). La base de datos de estas capas geográficas fue brindada por CNEL EP y descargadas del Ministerio del Ambiente, Agua y Transición

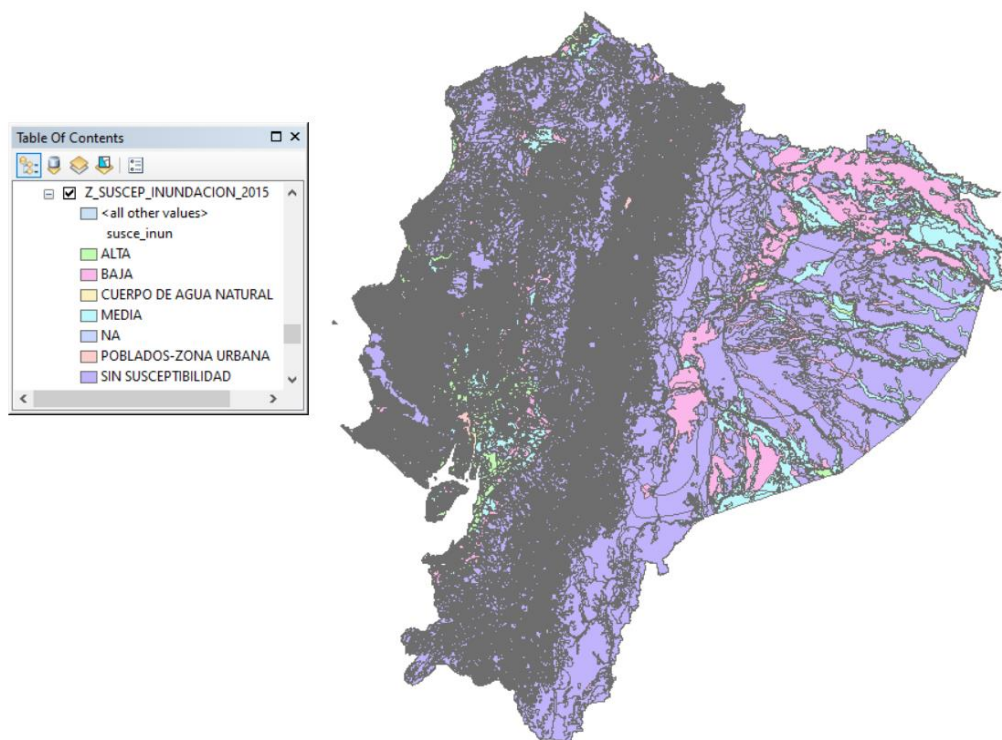
Ecológica (MAATE), las cuales se adjuntaron con la totalidad de los alimentadores y permitió una visión más precisa de las áreas para la instalación de SFV, puesto que se observaron sectores en donde era casi nula la posibilidad de construcción de la misma, debido a áreas densamente pobladas o áreas extensas deshabitadas pero que no era demasiado sencillo la instalación, ya que eran de propiedad privada o incluso eran propensos a inundaciones.



**Figura 2.7 Mapa de uso de suelo.**



**Figura 2.8 Mapa de bosques protegidos.**



**Figura 2.9 Mapa de amenazas de inundaciones.**



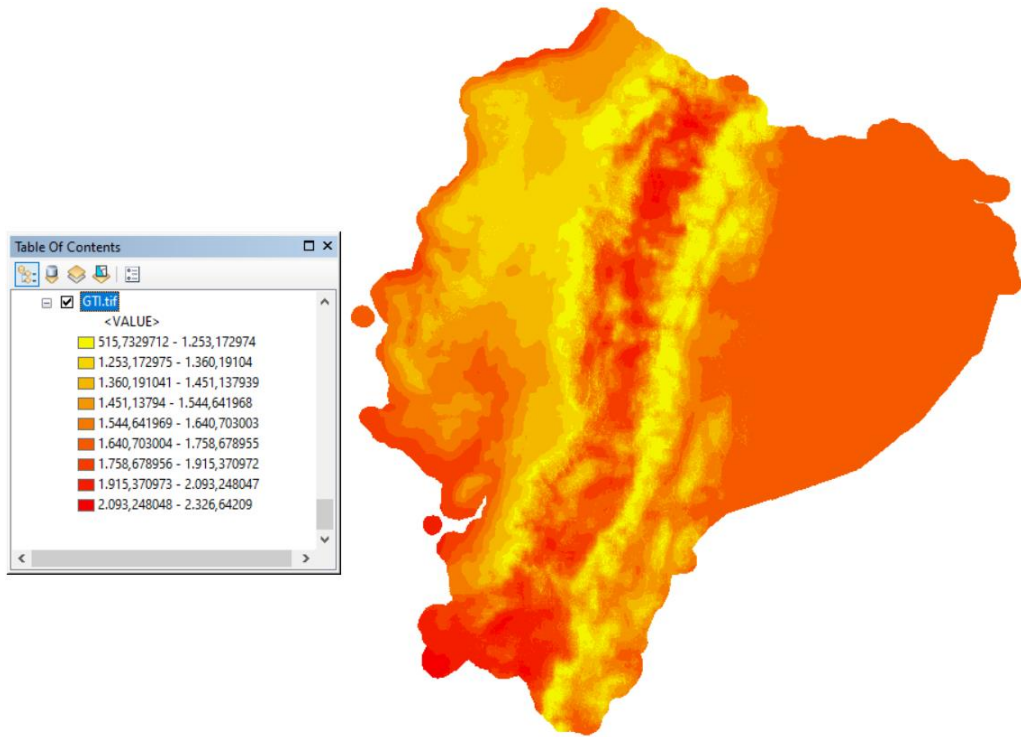
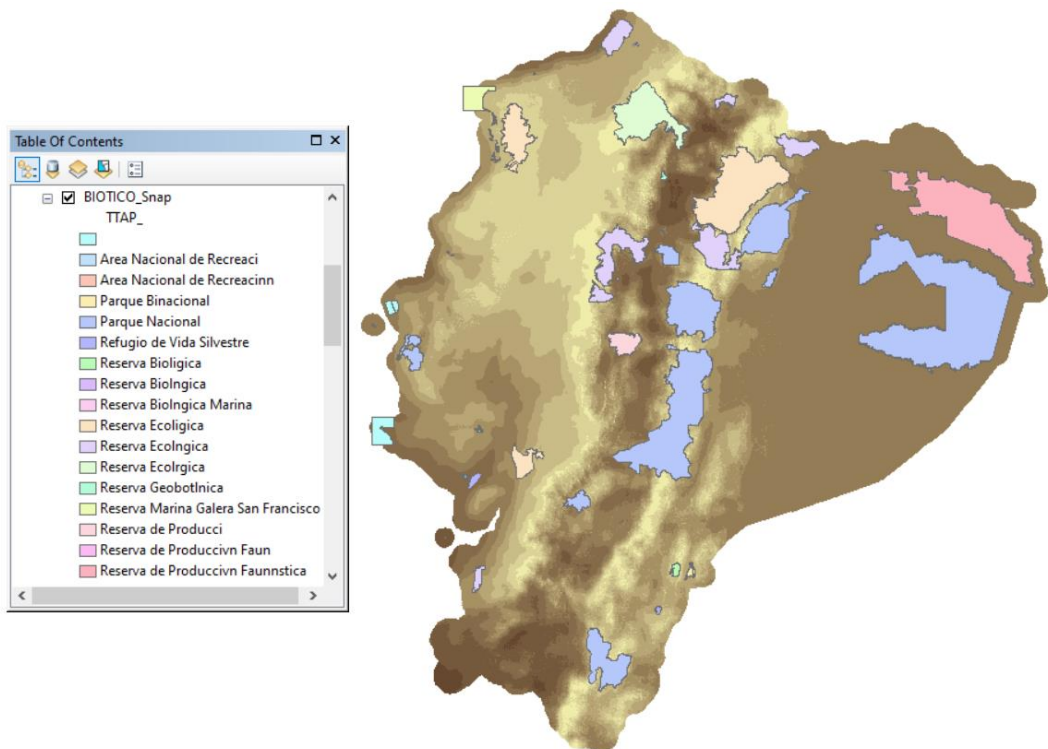


Figura 2.10 Mapa solar.





**Figura 2.11 Mapa de áreas protegidas.**

Por lo que se elaboró una matriz de prioridad de zonas, que conjuntamente a la unión espacial de datos de ArcGIS, servirá en la obtención de un mapa de prioridades que permitirá una correcta inversión para la instalación de SFV. La matriz implementada se detalla a continuación:

<b>SISTEMA NACIONAL DE BOSQUES PROTEGIDAS (SNBP)</b>	
Descripción	Calificación
Si es bosque protegido	0
No es bosque protegida	1

<b>SISTEMA NACIONAL DE AREAS PROTEGIDAS (SNAP)</b>	
Descripción	Calificación
Si es área protegida	0
No es área protegida	1

<b>INUNDACIONES (Inund)</b>	
Descripción	Calificación
Sin Susceptibilidad	3
Susceptibilidad Alta	0
Susceptibilidad Media	0
Susceptibilidad Baja	1

USO DE SUELO (Uso_s)	
Descripción	Calificación
Bosque	1
Bosque natural	1
Camaronera	0
Cultivo Ciclo Corto	3
Pasto Cultivado	3
Pasto Natural	3
Zonas Erosionadas	3
Vegetación Arbustiva	1
Zonas Urbanas	0
Cultivos Indiferenciados	1
Cultivos de arroz	0
Cultivos de caña de azúcar	0
Cultivos de banano	0
Arboricultura tropical	1
Bosque intervenido	1
Manglares	0
Cultivos de maiz	0

$$CI\_S = SNAP * SNBP * Inund * Uso\_s * IS \quad (2.1)$$

CI_S	
Descripción	Calificación
0	0
3	$0 \leq CI\_S < 1$
2	$1 \leq CI\_S < 3$
1	$\geq 3$

La IS fue considerada constante ( $IS=1[w/m^2]$ ) ya que no existió grandes variaciones en diferentes sitios dentro del área ocupada de CNEL Milagro.

# CAPÍTULO 3

## 3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

En el actual capítulo demostramos los resultados conseguidos de la simulación de capacidad de integración y análisis transitorio en CYME, analizando variables tales como voltaje y frecuencia para estabilidad. También, el resultado de confiabilidad al considerar SFV ON GRID. Así mismo, los resultados obtenidos de la unión espacial de datos en ArcGIS, analizando los tramos más significativos para la conexión de SFV.

### 3.1 Distribución de carga

Los resultados obtenidos que se muestran en las Tablas 3.1, 3.2 y 3.3 del análisis de distribución de carga, indican la totalidad de potencia que fue proporcionado a cada una de las cargas individuales para cada una de las fases en los diferentes alimentadores de estudio, acorde a la demanda media [MW], así como los consumos [kWh] del mes de mayo del año 2022 (proporcionados por CNEL).

**Tabla 3.1 Asignación de carga para el alimentador 12DI140T16**

Ubicación del medidor	Fase	Tipo de demanda	Asignada		Carga conectada		
					kVA	kWh	#Consum.
NODOFUENTE-12DI140T16	A	KW-PF	1010,8	97,8	0,0	651372,0	2674,3
	B		638,8	99,7	0,0	421851,7	1225,7
	C		676,2	99,5	0,0	437008,7	1536,7
	Total		2325,8	99,0	0,0	1510232,3	5436,7

**Tabla 3.2 Asignación de carga para el alimentador 12MN100T12**

Ubicación del medidor	Fase	Tipo de demanda	Asignada		Carga conectada		
					kVA	kWh	#Consum.
NODOFUENTE-12MN100T12	A	KW-PF	315,6	99,9	0,0	119905,3	795,0
	B		597,7	96,7	0,0	242289,3	1537,0
	C		433,7	98,2	0,0	188123,3	1192,0
	Total		1347,0	98,3	0,0	550318,0	3524,0

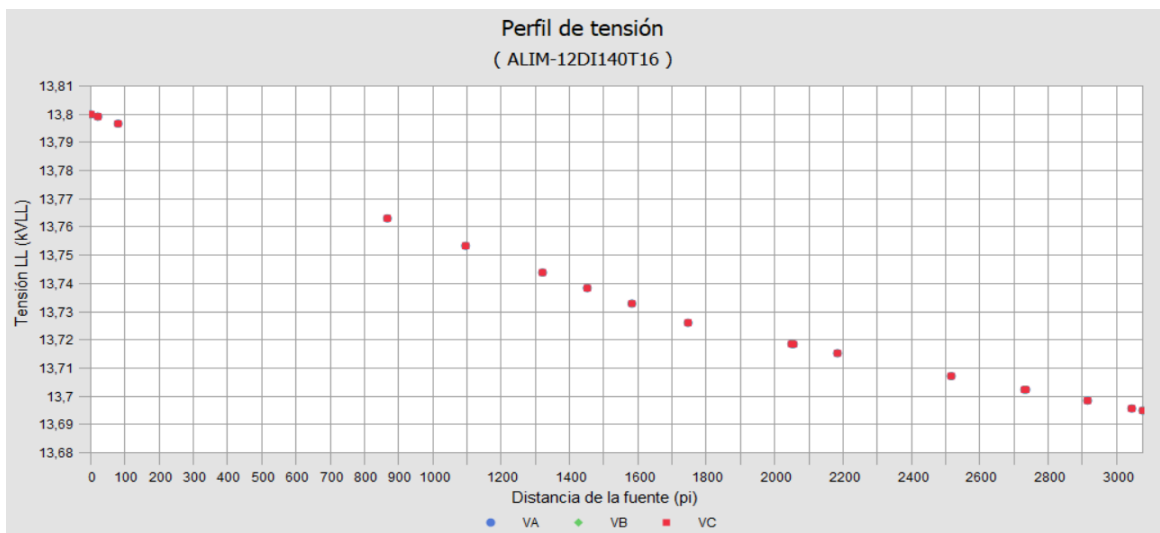
**Tabla 3.3 Asignación de carga para el alimentador 12MN100T13**

Ubicación del medidor	Fase	Tipo de demanda	Asignada		Carga conectada		
					kVA	kWh	#Consum.
NODOFUENTE-12MN100T13	A	kW-PF	1233,3	91,6	0,0	482955,3	2637,0
	B		1620,8	92,8	0,0	662718,3	3012,0
	C		1257,2	92,4	0,0	523194,3	2430,0
	Total		4111,3	92,3	0,0	1668868,0	8079,0

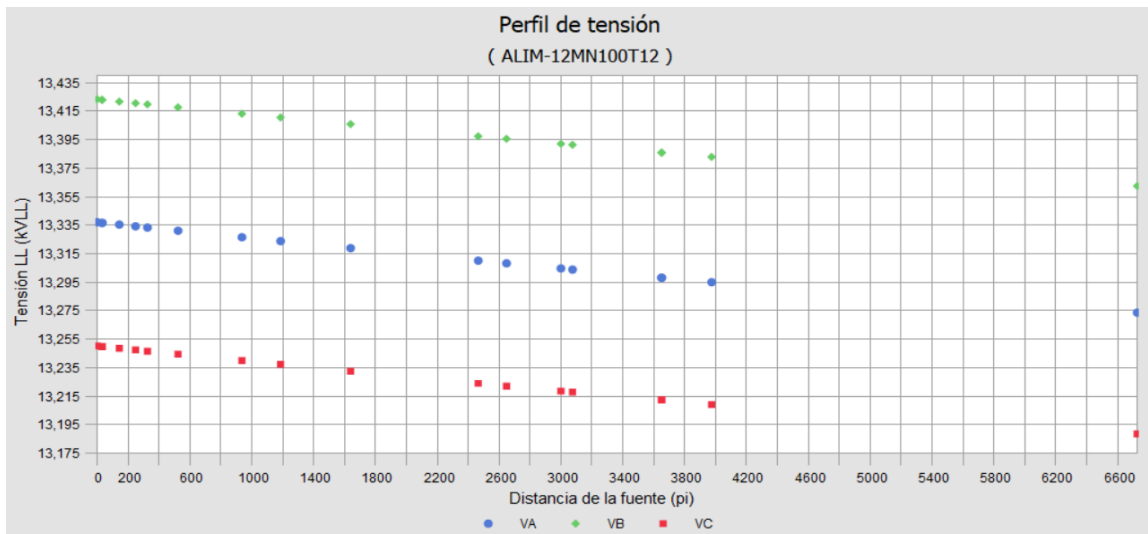
Además, se observa que las cargas individuales asignadas (Anexo A), se contempló una excelente precisión debido a que el porcentaje de diferencia se encontró alrededor de cero, demostrando que al tener mayores valores medidos, fue significativo en la fidelidad de los resultados para este tipo de análisis.

### 3.2 Flujo de potencia y capacidad de integración

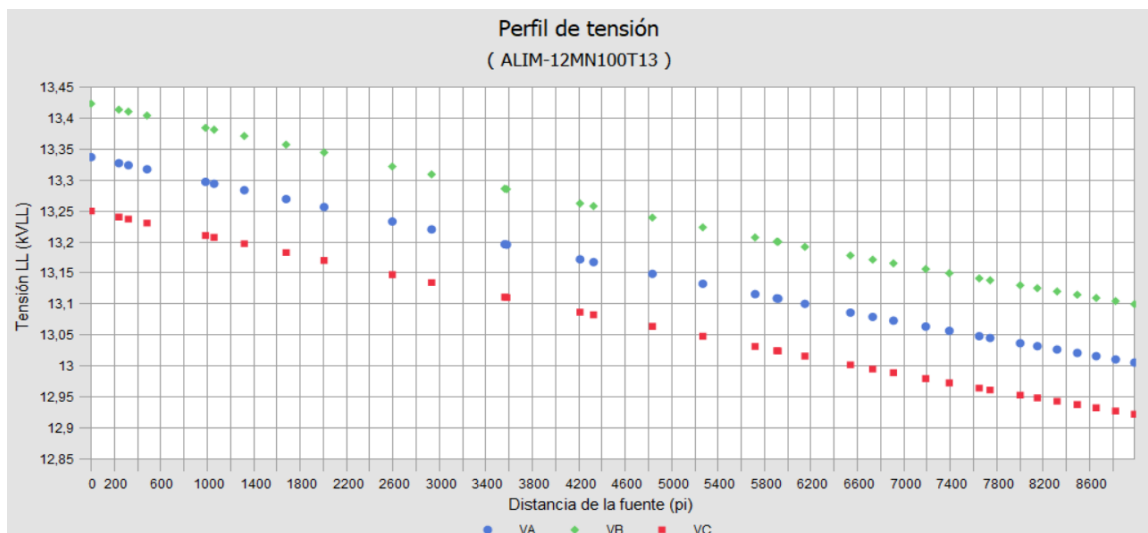
Con la carga ya establecida en la sección anterior, se ejecutó flujos de potencias, que determinan el desempeño de los alimentadores a lo largo de sus diferentes tramos en estado estable. Además, se consideró la obtención de los perfiles de tensión para cada uno de los alimentadores sin GD (caso base) y con GD que permitió la comprobación de la presencia de sobre voltaje o bajo voltaje de acuerdo a la regulación ARCERNNR 005/18.



**Figura 3.1 Perfil de tensión Alimentador 12DI140T16.**

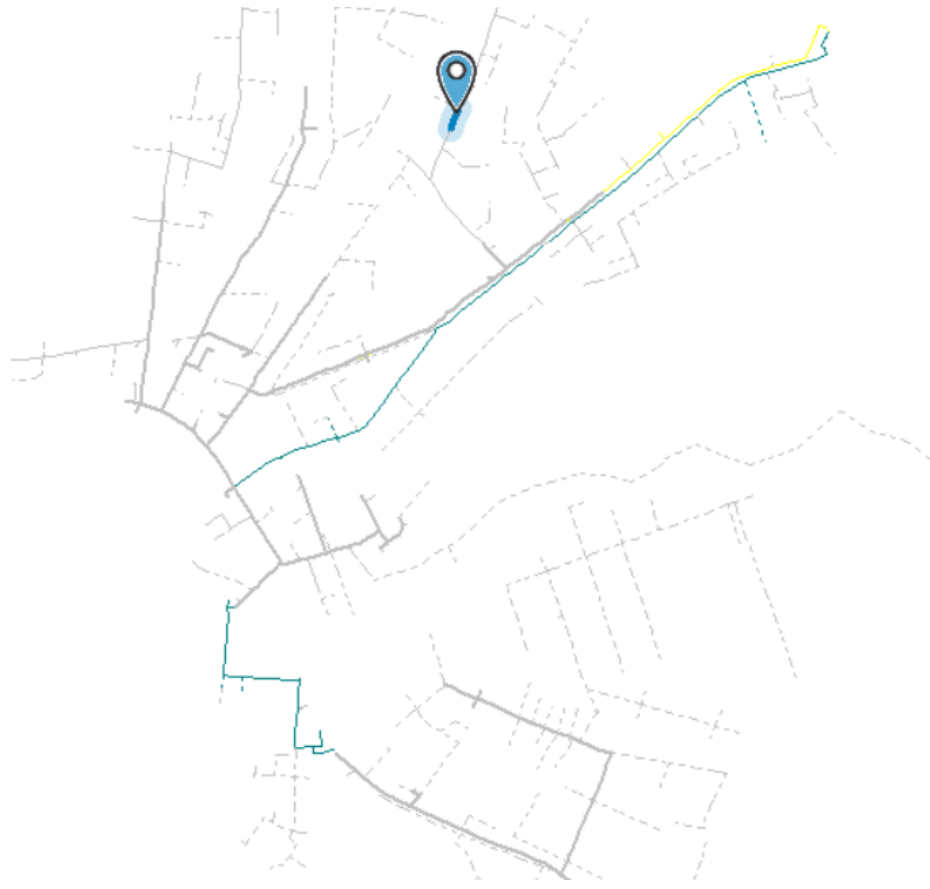


**Figura 3.2 Perfil de tensión Alimentador 12MN100T12.**



**Figura 3.3 Perfil de tensión Alimentador 12MN100T13.**

Se observa que en las Figuras 3.2 y 3.3 (correspondiente a los alimentadores 12MN100T12 y 12MN100T13) valores de voltaje por debajo del 0.94 [pu], mientras que en la Figura 3.1 (correspondiente al alimentador 12DI140T16) valores de voltaje se encuentran dentro del rango permitido por la regulación ARCERNR 005/18 [0.94 pu - 1.06 pu].



**Figura 3.4 Tramos admisible de GD.**

Por otra parte, se realizó el análisis de CI, la cual proporciona los sitios para la instalación de GD como se visualiza en la Figura 3.4, así como los límites de CI. En la Tabla 3.4, se indica la máxima CI para cada nodo de los tres alimentadores. Este parámetro está vinculado con la restricción de flujo de potencia inverso, dado que de los parámetros analizados es el que limita mayormente, ya que se requirió que este valor no sobrepasara a la demanda actual para cada alimentador. Por otro lado, limitantes a la CI debido a los límites de la carga y variación de voltaje mostraron que los inconvenientes de estos se producen por encima de los 10MW (valor establecido por el estándar IEEE 1547-2018 y CNEL) y que tuvieron un menor impacto con respecto al flujo de potencia inverso e inclusive a la CI Carga.

**Tabla 3.4 GD máxima en los diferentes nodos de los alimentadores de estudio.**

<b>Nombre nodo</b>	<b>Máxima CI O Generación Máxima (kW)</b>	<b>CI para generación de sobrecarga (kW)</b>	<b>CI para generación de sobretensión (kW)</b>	<b>CI para Variación de voltaje (kW)</b>	<b>CI para generación de Flujo de Potencia inversa (kW)</b>
NODOFUENTE-12DI140T16	2261,2	10000,0	10000,0	10000,0	2261,2
MTA_S_8212	2261,2	10000,0	10000,0	10000,0	2261,2
MTA_S_8214	2261,2	4686,6	10000,0	10000,0	2261,2
MTA_S_8215	2261,2	4687,0	10000,0	10000,0	2261,2
MTA_S_7850	2261,2	4687,1	10000,0	10000,0	2261,2
MTA_S_24186	2261,2	4687,3	10000,0	10000,0	2261,2
MTA_S_116611	2261,2	4687,4	10000,0	10000,0	2261,2
MTA_S_20939	2261,2	4687,4	10000,0	10000,0	2261,2
MTA_S_38851	2261,2	4687,6	10000,0	10000,0	2261,2
MTA_S_117271	2261,2	4687,7	10000,0	10000,0	2261,2
MTA_S_117272	2261,2	4445,8	10000,0	10000,0	2261,2
MTA_S_38880	2261,2	4687,8	10000,0	10000,0	2261,2
MTA_S_117278	2261,2	4688,0	10000,0	10000,0	2261,2
MTA_S_38846	2261,2	4688,2	10000,0	10000,0	2261,2
MTA_S_116667	2261,2	4688,4	10000,0	10000,0	2261,2
MTA_S_38876	2261,2	4688,5	10000,0	10000,0	2261,2
MTA_S_38877	2261,2	4688,5	10000,0	10000,0	2261,2
MTS_S_628	2261,2	2298,8	10000,0	10000,0	2261,2
NODOFUENTE-12MN100T12	1321,0	10000	10000,0	10000,0	1321,0
MTA_S_16749	1321,0	9545,7	10000,0	10000,0	1321,0
MTA_S_1304	1321,0	9545,8	10000,0	10000,0	1321,0
MTA_S_43341	1321,0	3606,1	10000,0	10000,0	1321,0
MTA_S_43342	1321,0	3606,2	10000,0	10000,0	1321,0
MTA_S_3183	1321,0	3606,3	10000,0	10000,0	1321,0

<b>Nombre nodo</b>	<b>Máxima CI O Generación Máxima (kW)</b>	<b>CI para generación de sobrecarga (kW)</b>	<b>CI para generación de sobretensión (kW)</b>	<b>CI para Variación de voltaje (kW)</b>	<b>CI para generación de Flujo de Potencia inversa (kW)</b>
MTA_S_80835	1321,0	3606,5	10000,0	10000,0	1321,0
MTA_S_1292	1321,0	3606,9	10000,0	10000,0	1321,0
MTA_S_80840	1321,0	3607,1	10000,0	10000,0	1321,0
MTA_S_80844	1321,0	3607,6	10000,0	10000,0	1321,0
MTA_S_80847	1321,0	3608,5	10000,0	10000,0	1321,0
MTA_S_80882	1321,0	3608,7	10000,0	10000,0	1321,0
MTA_S_80886	1321,0	3609,1	10000,0	10000,0	1321,0
MTA_S_80878	1321,0	3609,2	10000,0	10000,0	1321,0
MTA_S_80879	1321,0	3609,9	10000,0	10000,0	1321,0
MTA_S_80894	1321,0	3610,2	10000,0	10000,0	1321,0
MTA_S_81157	1321,0	3614,5	10000,0	10000,0	1321,0
MTS_S_12209	1321,0	2166,7	10000,0	10000,0	1321,0
NODOFUENTE-12MN100T13	4010,7	10000	10000,0	10000,0	4010,7
MTA_S_1455	4010,7	12121,0	10000,0	10000,0	4010,7
MTA_S_3107	4010,7	12121,8	10000,0	10000,0	4010,7
MTA_S_1382	4010,7	12123,5	10000,0	10000,0	4010,7
MTA_S_2624	4010,7	12128,6	10000,0	10000,0	4010,7
MTA_S_81159	4010,7	12129,4	10000,0	10000,0	4010,7
MTA_S_81161	4010,7	12132,1	10000,0	10000,0	4010,7
MTA_S_3121	4010,7	12135,9	10000,0	10000,0	4010,7
MTA_S_1317	4010,7	12139,3	10000,0	10000,0	4010,7
MTA_S_1403	4010,7	12145,5	10000,0	10000,0	4010,7
MTA_S_3123	4010,7	12149,5	10000,0	10000,0	4010,7
MTA_S_3124	4010,7	12156,7	10000,0	10000,0	4010,7
MTA_S_2657	4010,7	12156,9	10000,0	10000,0	4010,7
MTA_S_80516	4010,7	12165,6	10000,0	10000,0	4010,7



<b>Nombre nodo</b>	<b>Máxima CI O Generación Máxima (kW)</b>	<b>CI para generación de sobrecarga (kW)</b>	<b>CI para generación de sobretensión (kW)</b>	<b>CI para Variación de voltaje (kW)</b>	<b>CI para generación de Flujo de Potencia inversa (kW)</b>
MTA_S_17544	4010,7	12171,5	10000,0	10000,0	4010,7
MTA_S_21209	4010,7	12176,5	10000,0	10000,0	4010,7
MTA_S_16558	4010,7	12181,8	10000,0	10000,0	4010,7
MTA_S_18690	4010,7	12184,0	10000,0	10000,0	4010,7
MTA_S_2663	4010,7	12184,1	10000,0	10000,0	4010,7
MTA_S_20771	4010,7	12186,8	10000,0	10000,0	4010,7
MTA_S_31100	4010,7	12191,5	10000,0	9690,0	4010,7
MTA_S_32938	4010,7	12193,8	10000,0	9409,0	4010,7
MTA_S_27296	4010,7	12196,1	10000,0	9160,9	4010,7
MTA_S_18528	4010,7	12199,7	10000,0	8800,8	4010,7
MTA_S_18692	4010,7	12202,3	10000,0	8553,9	4010,7
MTA_S_1324	4010,7	12205,7	10000,0	8260,3	4010,7
MTA_S_25204	4010,7	12206,9	10000,0	8158,1	4010,7
MTA_S_2676	4010,7	12210,4	10000,0	7888,4	4010,7
MTA_S_25202	4010,7	12212,4	10000,0	7741,9	4010,7
MTA_S_38942	4010,7	12214,7	10000,0	7580,8	4010,7
MTA_S_2678	4010,7	12217,0	10000,0	7421,6	4010,7
MTA_S_23451	4010,7	12219,2	10000,0	7278,3	4010,7
MTA_S_37447	4010,7	12221,4	10000,0	7136,6	4010,7
MTA_S_1459	4010,7	4992,7	10000,0	7004,5	4010,7

A través de una codificación de colores se distingue los rangos de CI, en los trayectos de los alimentadores de estudio, por ejemplo, los tramos con tonalidad verde, comprendió valores de CI entre 1 [MW] a 2 [MW], tonalidad rojo entre 2 [MW] a 3 [MW] y tonalidad celeste, que están en un rango de 4 [MW] a 5 [MW]. El alimentador 12MN100T13 presenta mayor CI, dado que presentaba una gran

demanda y los límites de capacidad de corriente eran superior en comparación a los alimentadores 12DI140T16 y 12MN100T12.

### 3.3 Evaluación de estabilidad

El análisis se determino inicialmente evaluando los valores de voltaje y frecuencia en analisis transitorio sin presencia de SFV en los tres alimentadores. Luego, el proceso se repite con presencia de SFV con dos diferentes capacidades.

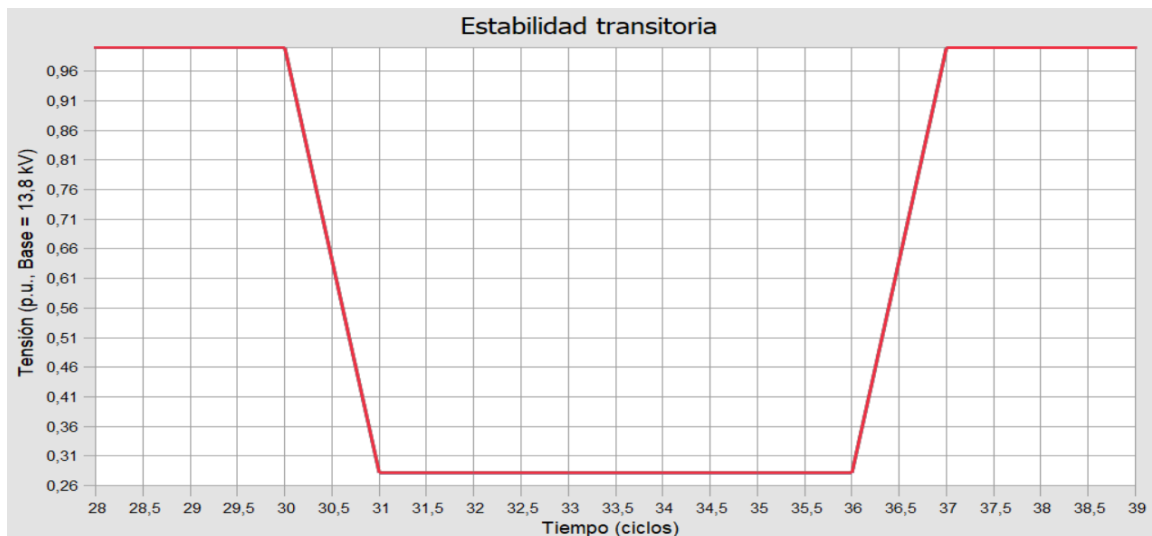


Figura 3.5 Estabilidad de voltaje en el alimentador 12DI140T16, aplicando falla en el nodo MTS\_S\_628 sin GD (azul), 2 [MW] de GD (verde) y 10 [MW] de GD (rojo).

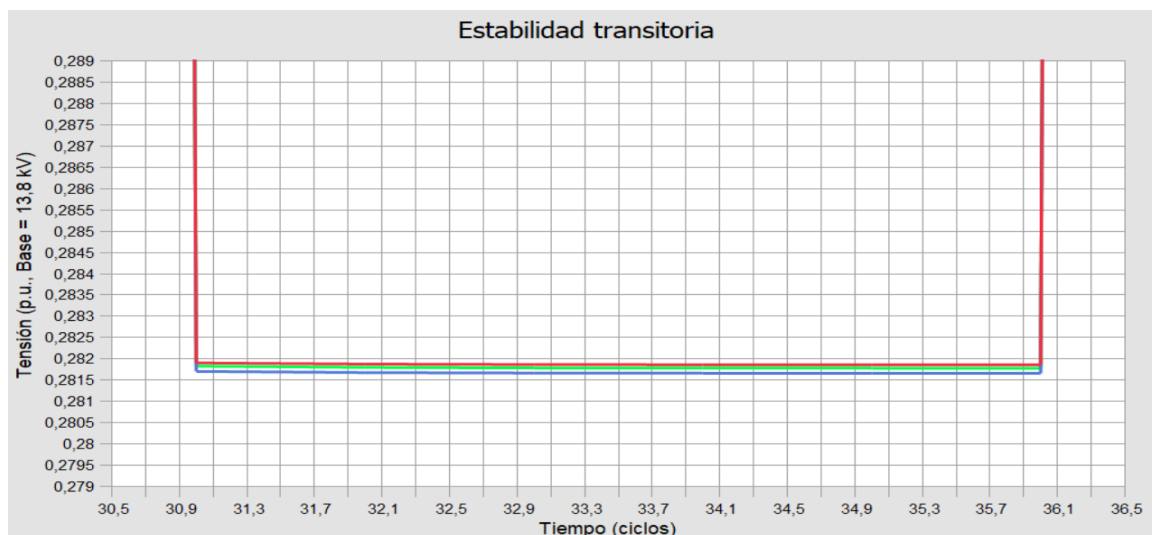
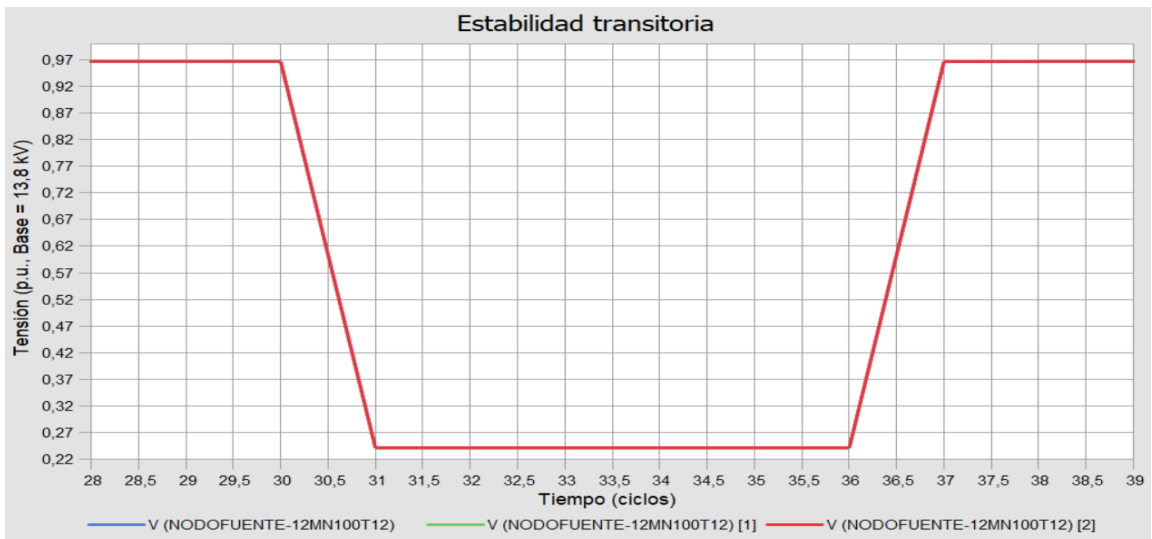
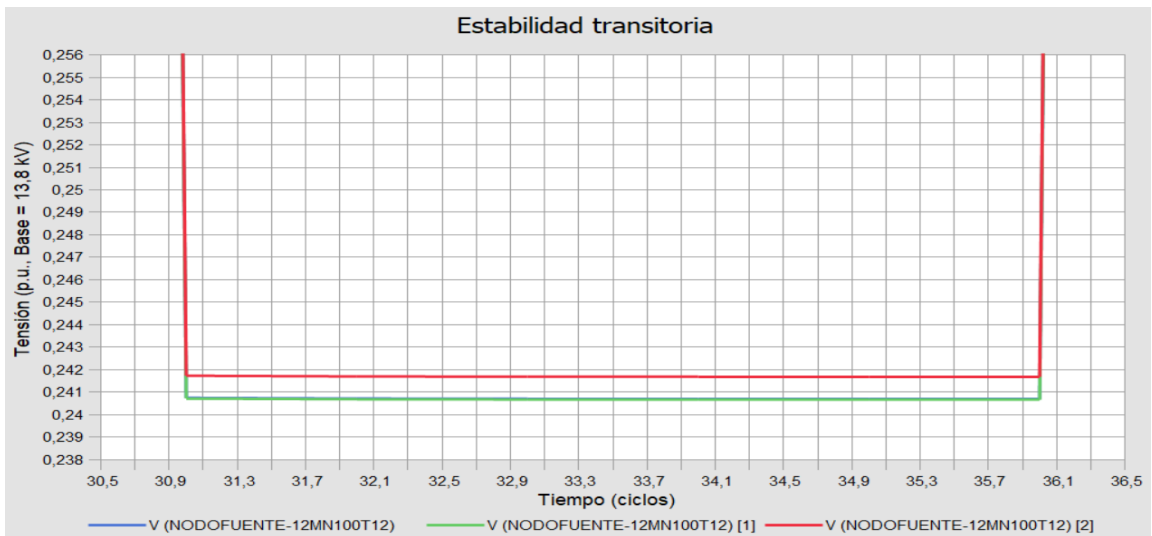


Figura 3.6 Estabilidad de voltaje en el alimentador 12DI140T16, aplicando falla en el nodo MTS\_S\_628 sin GD (azul), 2 [MW] de GD (verde) y 10 [MW] de GD (rojo) (Zoom).



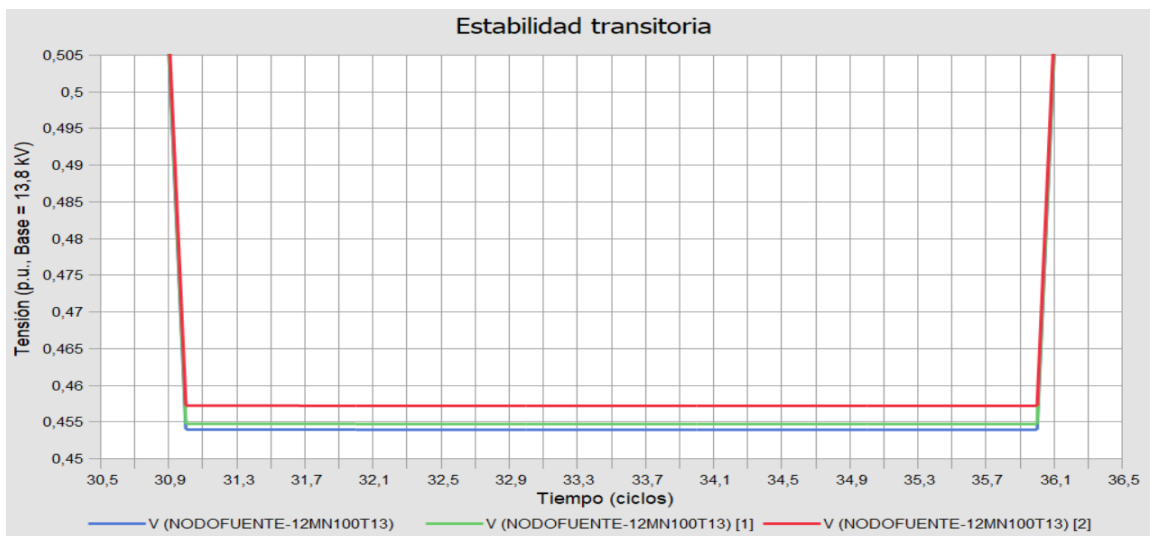
**Figura 3.7** Estabilidad de voltaje en el alimentador 12MN100T12, aplicando falla en el nodo MTA\_S\_12209 sin GD (azul), 1 [MW] de GD (verde) y 10 [MW] de GD (rojo).



**Figura 3.8** Estabilidad de voltaje en el alimentador 12MN100T12, aplicando falla en el nodo MTA\_S\_12209 sin GD (azul), 1 [MW] de GD (verde) y 10 [MW] de GD (rojo) (Zoom).



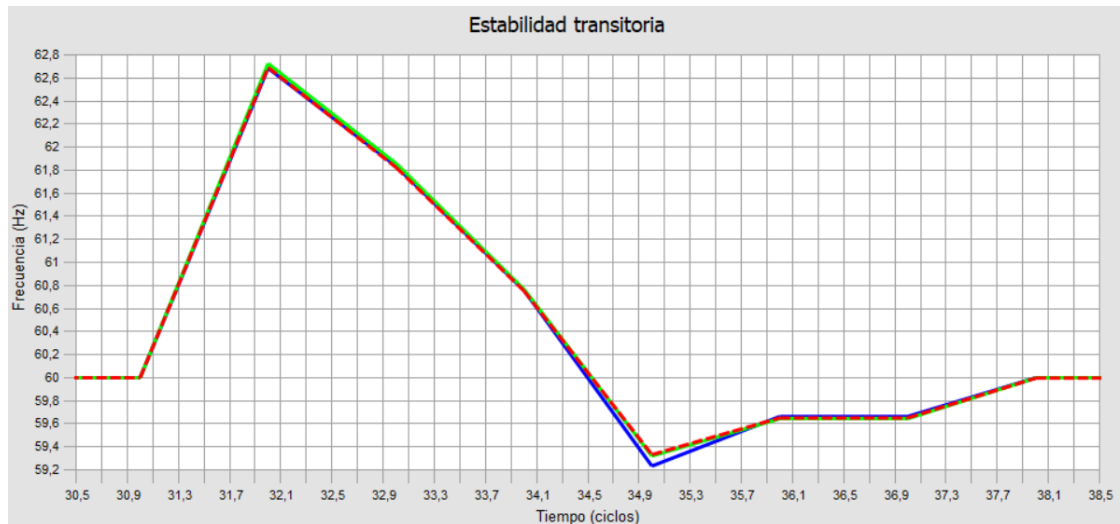
**Figura 3.9** Estabilidad de voltaje en el alimentador 12MN100T13, aplicando falla en el nodo MTA\_S\_1459 sin GD (azul), 4 [MW] de GD (verde) y 10 [MW] de GD (rojo).



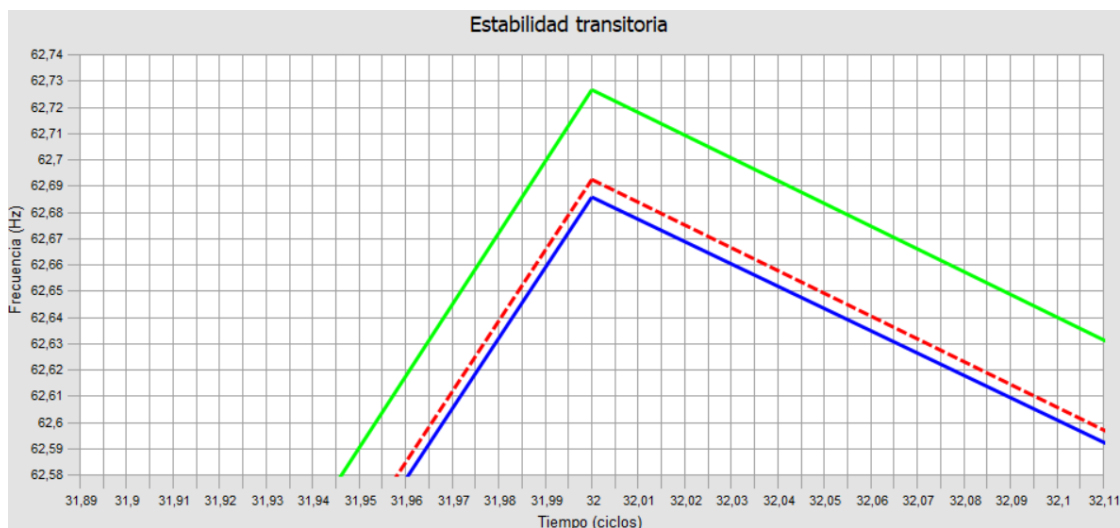
**Figura 3.10** Estabilidad de voltaje en el alimentador 12MN100T13, aplicando falla en el nodo MTA\_S\_1459 sin GD (azul), 4 [MW] de GD (verde) y 10 [MW] de GD (rojo) (Zoom).

Con base a las gráficas de las Figuras 3.5 hasta 3.10, se observa que el sistema es capaz de estabilizarse el voltaje en el nodo fuente una vez eliminada la falla trifásica (falla entre 30 ciclos a 36 ciclos), ya sea que la GD se encuentre integrada o no en la red. Además, la caída de voltaje disminuía, a medida que se incorporaba más GD en los alimentadores. La caída de voltaje en el alimentador 12DI140T16 alcanzo un valor de 0.2816 [pu] para el caso base, 0.2818 [pu] y 0.282 [pu] para el caso con GD de 2 [MW] y 10 [MW] respectivamente en estado transitorio. En el alimentador 12MN100T12 alcanzo un valor de 0.240 [pu] para

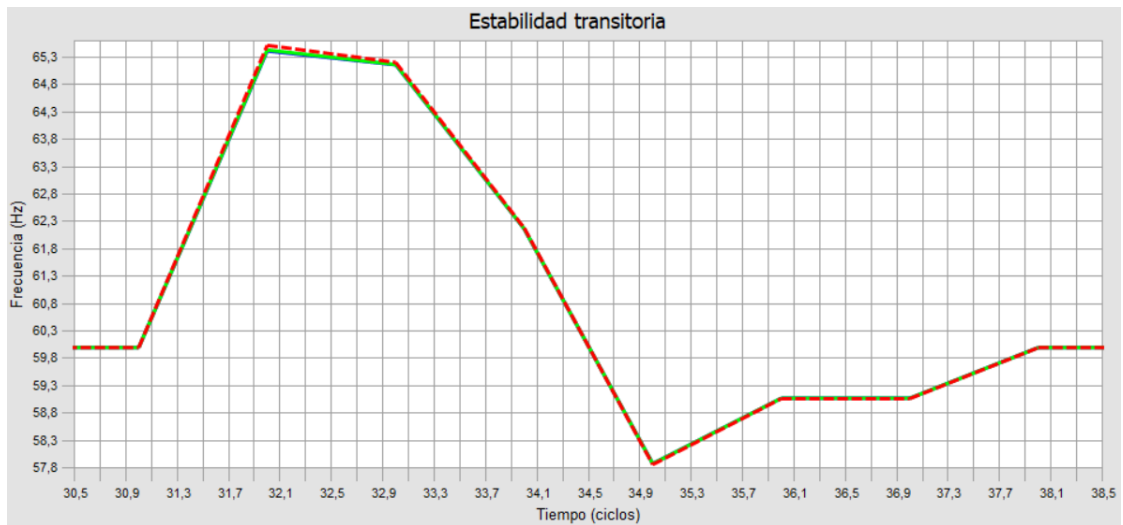
el caso sin GD, 0.240 [pu] y 0.2419 [pu] para el caso con GD de 2 [MW] y 10 [MW] respectivamente en régimen transitorio. En el alimentador 12MN100T13 alcanzo un valor de 0.454 [pu] para el caso sin GD, 0.455 [pu] y 0.457 [pu] para el caso con GD de 4 [MW] y 10 [MW] respectivamente en estado transitorio.



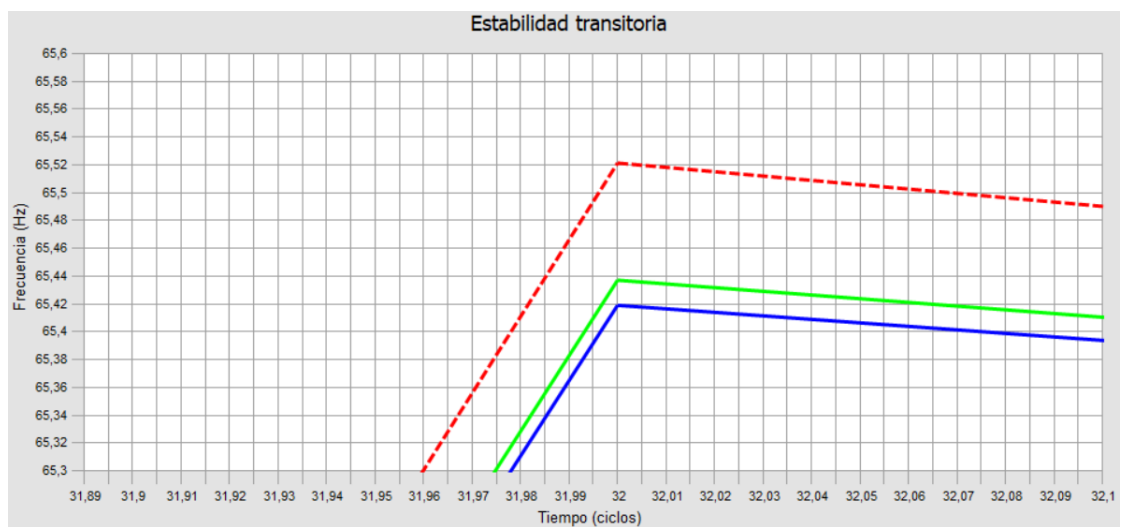
**Figura 3.11 Estabilidad de frecuencia en el alimentador 12DI140T16, aplicando falla en el nodo fuente sin GD (azul), 2 [MW] de GD (verde) y 10 [MW] de GD (rojo entre cortado).**



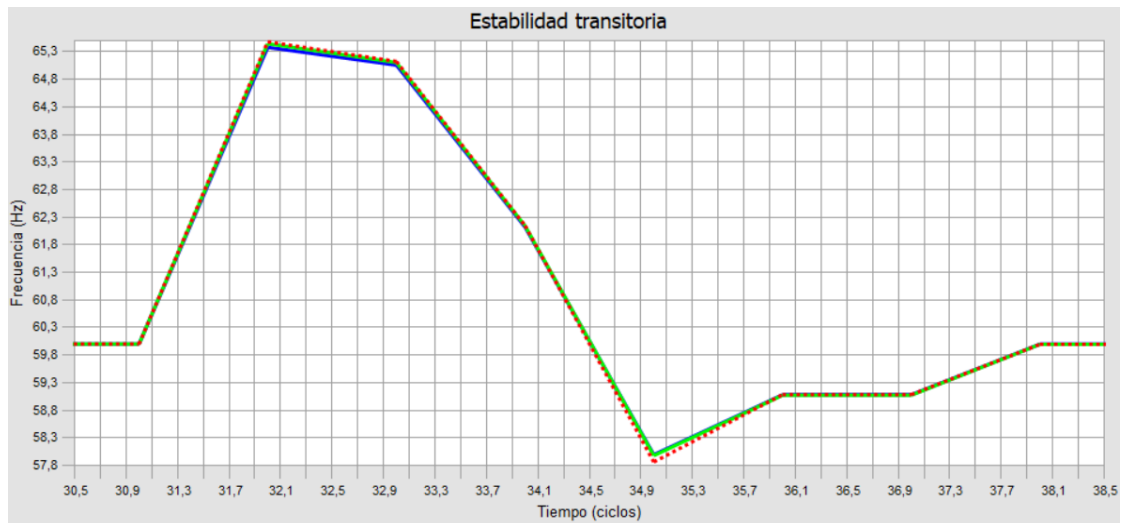
**Figura 3.12 Estabilidad de frecuencia en el alimentador 12DI140T16, aplicando falla en el nodo fuente sin GD (azul), 2 [MW] de GD (verde) y 10 [MW] de GD (rojo entre cortado) (Zoom).**



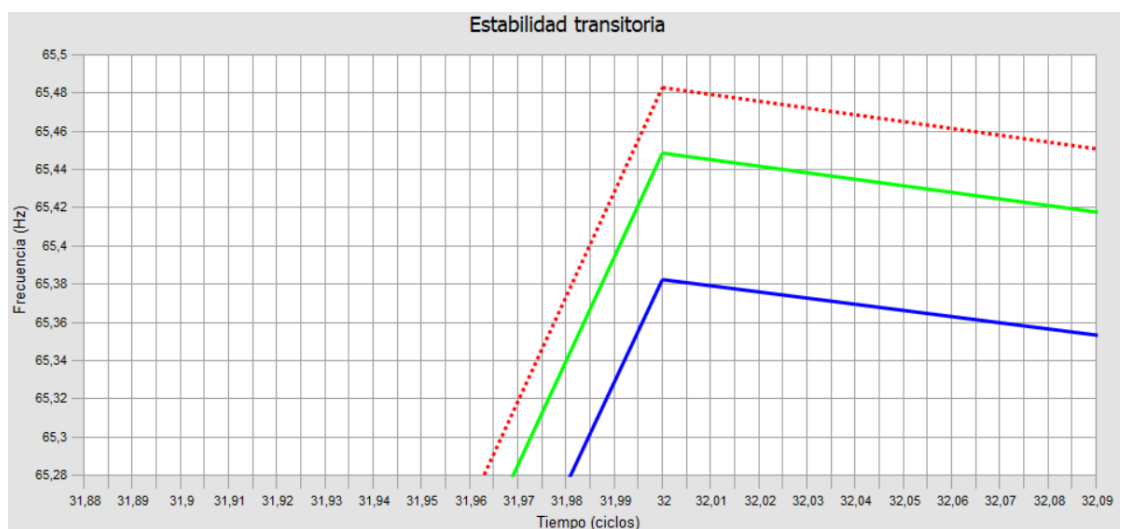
**Figura 3.13 Estabilidad de frecuencia en el alimentador 12MN100T12, aplicando falla en el nodo fuente sin GD (azul), 1 [MW] de GD (verde) y 10 [MW] de GD (rojo entre cortado)**



**Figura 3.14 Estabilidad de frecuencia en el alimentador 12MN100T12, aplicando falla en el nodo fuente sin GD (azul), 1 [MW] de GD (verde) y 10 [MW] de GD (rojo) (Zoom).**



**Figura 3.15 Estabilidad de frecuencia en el alimentador 12MN100T13, aplicando falla en el nodo fuente sin GD (azul), 4 [MW] de GD (verde) y 10 [MW] de GD (rojo entre cortado).**



**Figura 3.16 Estabilidad de frecuencia en el alimentador 12MN100T13, aplicando falla en el nodo fuente sin GD (azul), 4 [MW] de GD (verde) y 10 [MW] de GD (rojo entre cortado) (Zoom).**

Con respecto a la estabilidad de frecuencias mostradas en las Figuras 3.11, 3.13 y 3.15 no se presenci  una variación significativa en los tres escenarios. Cuando la frecuencia comenzó a restablecerse, hubo un pequeño cambio en la atenuación de la misma, en los alimentadores 12MN100T12 y 12MN100T13 se incrementaba a medida que ingresaba GD, mientras que en el alimentador 12DI140T16 disminuía cuando se incorporaba GD. Por otro lado, la cantidad de

tiempo, así como los valores de frecuencia en estado estable, son similares, partiendo desde el caso base hasta los casos con GD.

En las Figuras 3.12, 3.14 y 3.16 muestran un acercamiento en la gráfica de frecuencia, en el instante que el voltaje cae a su valor mínimo, deteniendo el incremento de la frecuencia, y se visualiza como estos valores incrementaban ligeramente con el ingreso de más GD. Estas variaciones de frecuencia en ese instante, el alimentador 12DI140T16 paso de 62.68 [Hz] a 62.72 [Hz], el alimentador 12MN100T12 de 65.4 [Hz] a 65.5 [Hz] y el alimentador 12MN100T13 de 65.38 a 65.5 [Hz].

### 3.4 Evaluación de confiabilidad

La confiabilidad no presenta ningún tipo de cambio, debido a la propia naturaleza del SFV on grid, donde es un sistema que no presenta un conjunto de baterías, sino más bien, una conexión directa en donde el inversor actúa como una interfaz entre el SFV y la red, además, este inversor se encuentra sincronizado con respecto a la frecuencia del sistema eléctrico. Entonces, cuando exista pérdida del suministro eléctrico, el inversor presenta pérdida en la información de la frecuencia y se desconecta, dejando de inyectar corriente, esto implica, no suministra de potencia activa por parte del SFV.

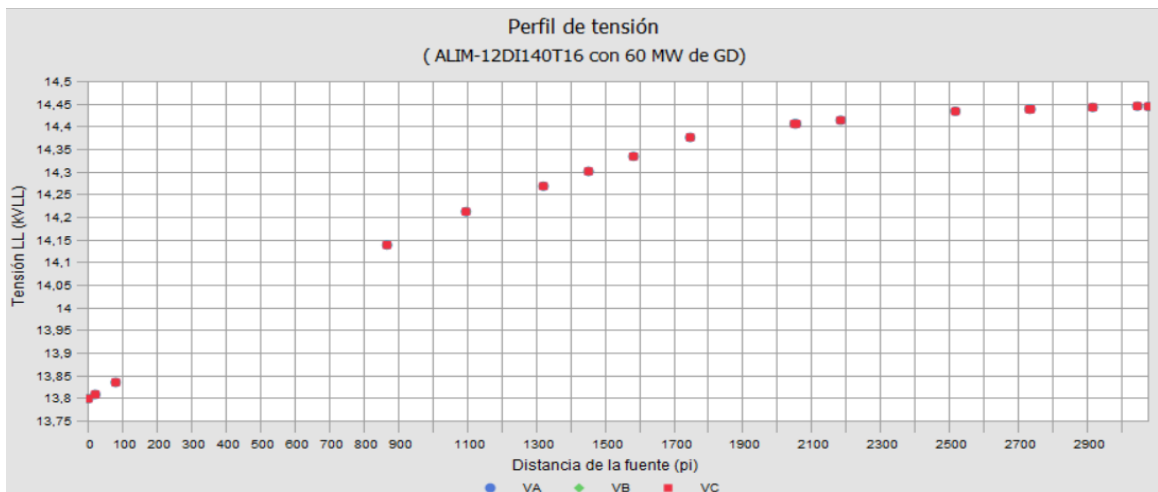
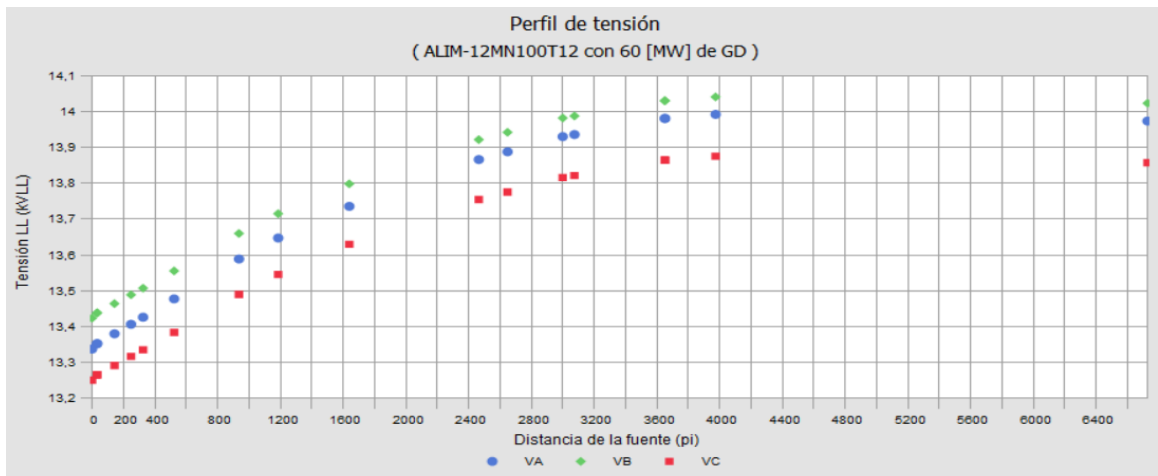
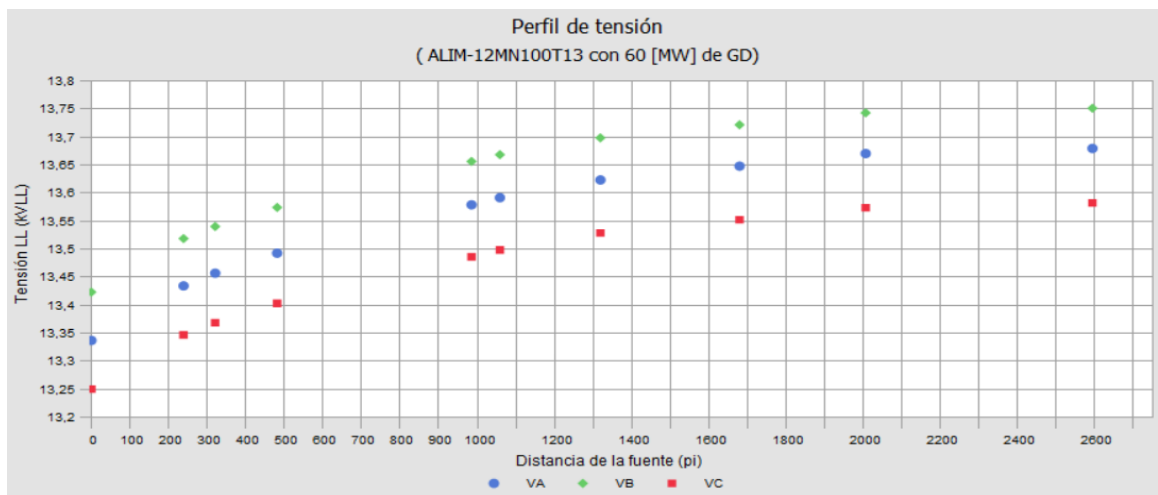


Figura 3.17 Perfil de tensión Alimentador 12DI140T16 con 23 [MW] de GD.





**Figura 3.18 Perfil de tensión Alimentador 12MN100T12 con 22 [MW] de GD.**

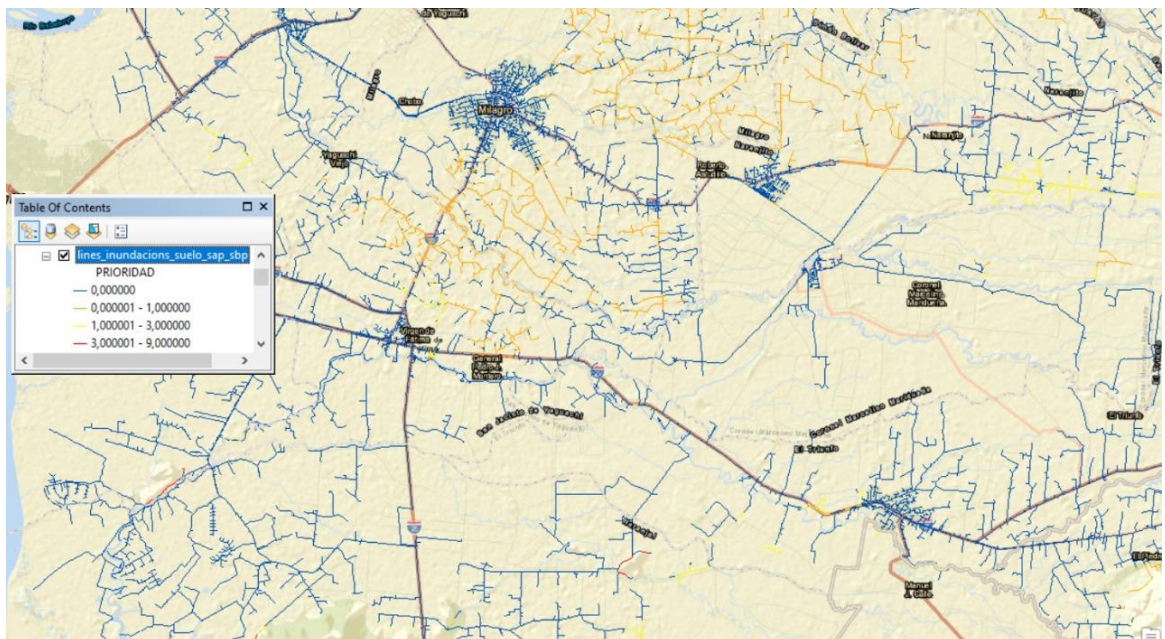


**Figura 3.19 Perfil de tensión Alimentador 12MN100T13 con 7.5 [MW] de GD.**

A pesar de que no existió, un cambio en la confiabilidad, el sistema mejoró sus niveles de voltaje, dado que los alimentadores previamente a la inclusión de GD, presentaron bajos voltajes en algunos de sus tramos cuando estos alimentadores presentaban demanda máxima. Entonces, cuando se ingresó GD, en alimentadores como el 12MN100T12 (con 22 [MW] de GD) y 12MN100T13 (con 7.5 [MW] de GD) pasaron de voltajes de 13.1 [kV] a 13.8 [kV] como se muestra en las Figuras 3.18 y 3.19. Mientras que en la Figura 3.19, el alimentador 12DI140T16 (con 23 [MW] de GD), se incrementó su nivel de voltaje, llegando a estar cerca de los límites de voltaje permitidos por parte de la ARCERNNR en su regulación 005/18.

### 3.5 Analisis de factibilidad

A pesar de ser conocidas las zonas de integración, las áreas que ocupara la implementación de estos sistemas PV fueron acorde a la rentabilidad del sitio. Estas zonas, permitirá una recuperación de la inversión en menor tiempo, ya que, si se considera sólo el análisis técnico, la recuperación de la inversión tomara un mayor tiempo o incluso pueda no llegar a recuperarse.



**Figura 3.20 Zonas de priorización en la red de distribución para instalación PV.**

En la Figura 3.20 se observa el contraste de una zona de mayor a menor prioridad, donde los tramos azules corresponden a tramos sin prioridad para instalación PV, naranja equivale una menor prioridad, amarilla constituye una mediana prioridad y rojo representa mayor prioridad. En el caso de los alimentadores de estudio, no conviene un sistema PV debido a estar dentro de zona urbana, así como también en la zona rural correspondiente del alimentador 12DI140T16, esto resultante por estar dentro de una zona propensa de inundación.

# CAPÍTULO 4

## 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 4.1 Conclusiones

- La incorporación de GD en los alimentadores aumento el nivel de voltaje, dado que la potencia inyectada del generador distribuido es directamente proporcional al voltaje, permitiendo que alimentadores como el 12MN100T12 y 12MN100T13 que presentaban bajos voltajes, operen dentro del rango de operación permitido por la ARCERNNR en su regulación 005/18.
- Aunque la estabilidad de la red de Milagro no presento una afectación negativa ante la incorporación de GD proporcionados por el análisis de CI, esto no precisamente indica que no perjudicará al sistema, puesto que si se mantiene los mismos elementos del sistema sin ninguna modificación, el mismo puede superar valores de voltaje de operación fijados por la ARCERNNR en su regulación 005/18.
- La confiabilidad se mantiene debido a que el SFV on GRID, no suministra energía eléctrica ante una pérdida del suministro, puesto que el inversor del SFV pierde referencia de la frecuencia de la red, desconectándose de la misma.

## 4.2 Recomendaciones

- Llevar a cabo un estudio de protecciones para la red de distribución de Milagro, debido a que el GD contribuye con corriente de falla, afectando a los ajustes de los dispositivos de protecciones.
- Las zonas prioritarias deben considerar límites de GD, esto con la finalidad de lograr, de los SFV una ubicación óptima dentro de la red eléctrica Milagro.
- Realizar evaluaciones económicas, para la adquisición de áreas; donde se instalara los SFV y a su vez se establezca si es más rentable para las empresas privadas la compra de los mismos.

# BIBLIOGRAFÍA

- [1] Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación, ARCERNNR, Abr. 2021. [Online]. Available: <https://www.energiaestrategica.com/wp-content/uploads/2021/05/Resolucion-Nro.-ARCERNNR-014-2021-signed-signed.pdf>
- [2] S. Ramírez, Redes de Distribución de Energía. Manizales, CA, CO: CPUNC, 2004.
- [3] P. Romero et al., Urban Electrification: A Knowledge Pathway Towards an Integrated R&D Agenda. Presented NREL. Meeting. [Online]. Available: [https://www.researchgate.net/publication/335472155\\_Knowledge\\_Pathway\\_Towards\\_a\\_n\\_Integrated\\_Research\\_and\\_Development\\_Agenda\\_White\\_Paper](https://www.researchgate.net/publication/335472155_Knowledge_Pathway_Towards_a_n_Integrated_Research_and_Development_Agenda_White_Paper).
- [4] Members Energy. "Virtual Plants Power Explained." <https://membersenergy.com.au/>. <https://membersenergy.com.au/virtual-power-plants-explained/> (accessed Jun. 22, 2022).
- [5] Adajah, Y. Y., Thomas, S., Haruna, M. S., & Anaza, S. O. "Distributed Generation (DG): A Review". Presented in the 1st International Conference on Multidisciplinary Engineering and Applied Science (ICMEAS) (pp. 1-5), Jakarta, DKI, IN, JUL. 15-17, 2021.
- [6] Gandhi, O., Kumar, D. S., Rodríguez-Gallegos, C. D., & Srinivasan, D. (2020). Review of power system impacts at high PV penetration Part I: Factors limiting PV penetration. Presented at SERIS 2020. [Online]. Available: [https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X20307118?casa\\_token=PgyxWXPEwUAAAAA:saPA67GxzECqpDtC\\_OgPE1lxwCTsOvkaX8g9syJSlyqOyrsoz-xn6xoBr6mqdtPMWvFdbjx93VCo](https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X20307118?casa_token=PgyxWXPEwUAAAAA:saPA67GxzECqpDtC_OgPE1lxwCTsOvkaX8g9syJSlyqOyrsoz-xn6xoBr6mqdtPMWvFdbjx93VCo)
- [7] IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces, IEEE Standard 1547-2018, February 2018. [Online]. Available: <https://web.nit.ac.ir/~shahabi.m/M.Sc%20and%20PhD%20materials/DGs%20and%20MicroGrids%20Course/Standards/IEEE%20Std%201547/IEEE%20Std%201547%E2%84%A2-2018.pdf>

- [8] J. Naresky., "Reliability Definitions," in IEEE Transactions on Reliability, Nov. 1970. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/5216447>
- [9] Ahmad, Sanaullah; Asar Azzam, "Reliability enhancement of electric distribution network using optimal placement of distributed generation,". *Sustainability*, vol. 13, Oct. 2021, Art No. 11407.
- [10] P. Kundur et al., "Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions," in IEEE Transactions on Power Systems, Aug. 2004. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/1318675>.
- [11] Y. Tang, Voltage stability Analysis of Power System. Beijing, SHI, CN: Springer Press, 2021.
- [12] T. Cutsem; C. Vourmas, Voltage stability of electric power system. New York, NY, USA: Springer Press, 2008.
- [13] CUSP, Ned Mohan, USA. Electric Power Systems Module 3-3 (Jul. 26, 2019). Accessed: Jun. 16, 2022. [Online Video]. Available: <https://www.youtube.com/watch?v=j5yzO7cpJ-E>.
- [14] EATON, Saint-Bruno. QC, CANADA. Reference Manual V7.0. (2013). Accessed Jul. 20, 2022. [Online] Available: <https://xdoc.es/download/cyme7-manualdereferencia-pdf-free.html>.
- [15] EATON, Saint-Bruno. QC, CANADA. Manual de referencia de los equipos V7.0. (2013). Accessed Jul. 20, 2022. [Online] Available: <https://xdoc.es/download/cyme7-manualdereferencia-pdf-free.html>.
- [16] Atlas del sector eléctrico Ecuatoriano, ARCONEL, Abr. 2021. [Online]. Available: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/04/Atlas2021.pdf>
- [17] Regulación No. ARCONEL 04/21, ARCONEL. [Online]. Available: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/01/Regulacion-de-Calidad-Suscrita.pdf>.

# APÉNDICES

## APÉNDICE A

Nombre red	Nodo	Carga inicial Fase A (kW)	Carga asignada Fase A (kW)	Diferencia de kW Fase A (%)
ALIM-12DI140T16	MTS_S_15171	89,4	89,4	0,00
ALIM-12DI140T16	MTA_L_17625	4,6	4,6	0,00
ALIM-12DI140T16	MTA_S_7950	41,9	41,9	0,00
ALIM-12DI140T16	MTA_L_30041	10,8	10,8	0,00
ALIM-12DI140T16	MTA_L_113114	2,1	2,1	0,00
ALIM-12DI140T16	MTA_L_85964	1,5	1,5	0,00
ALIM-12MN100T12	MTA_L_32929	17,4	17,4	0,00
ALIM-12MN100T12	MTA_L_37781	11,1	11,1	0,00
ALIM-12MN100T12	MTA_L_29828	11,1	11,1	0,00
ALIM-12MN100T12	MTA_L_29826	21,4	21,4	0,00
ALIM-12MN100T12	MTA_L_31696	16,6	16,6	0,00
ALIM-12MN100T12	MTA_L_1302	5,7	5,7	0,00
ALIM-12MN100T12	MTA_L_3207	4,4	4,4	0,00
ALIM-12MN100T12	MTA_L_19149	1,1	1,1	0,00
ALIM-12MN100T12	MTA_L_103605	42,7	42,7	0,00
ALIM-12MN100T13	MTA_L_1397	4,1	4,1	0,00
ALIM-12MN100T13	MTS_S_719	16,2	16,2	0,00
ALIM-12MN100T13	MTS_L_80	8,1	8,1	0,00
ALIM-12MN100T13	MTA_L_31706	28,6	28,6	0,00
ALIM-12MN100T13	MTA_L_107318	0,4	0,4	0,00
ALIM-12MN100T13	MTA_L_3428	5,0	5,0	0,00
ALIM-12MN100T13	MTS_L_244	21,3	21,3	0,00
ALIM-12MN100T13	MTS_S_401	45,4	45,4	0,00
ALIM-12MN100T13	MTA_L_3425	6,0	6,0	0,00

**Fase B**

Nombre red	Nodo	Carga inicial Fase B (kW)	Carga asignada Fase B (kW)	Diferencia de kW Fase B (%)
ALIM-12DI140T16	MTA_L_24736	1,0	1,0	0,00
ALIM-12DI140T16	MTA_L_113114	2,1	2,1	0,00
ALIM-12DI140T16	MTA_L_25865	17,3	17,3	0,00
ALIM-12DI140T16	MTA_L_85964	1,5	1,5	0,00
ALIM-12MN100T12	MTA_L_1302	5,7	5,7	0,00
ALIM-12MN100T12	MTA_L_3207	4,4	4,4	0,00
ALIM-12MN100T12	MTA_L_19149	1,1	1,1	0,00
ALIM-12MN100T13	MTA_L_1397	4,1	4,1	0,00
ALIM-12MN100T13	MTS_S_719	16,2	16,2	0,00
ALIM-12MN100T13	MTS_L_80	8,1	8,1	0,00
ALIM-12MN100T13	MTS_L_244	21,3	21,3	0,00
ALIM-12MN100T13	MTS_S_401	45,4	45,4	0,00
ALIM-12MN100T13	MTA_L_3425	6,0	6,0	0,00



**FASE C**

Nombre red	Nodo	Carga inicial Fase C (kW)	Carga asignada Fase C (kW)	Diferencia de kW Fase C (%)
ALIM-12DI140T16	MTA_L_113114	2,1	2,1	0,00
ALIM-12DI140T16	MTA_L_85964	1,5	1,5	0,00
ALIM-12MN100T12	MTA_L_1302	5,7	5,7	0,00
ALIM-12MN100T12	MTA_L_3207	4,4	4,4	0,00
ALIM-12MN100T12	MTA_L_19149	1,1	1,1	0,00
ALIM-12MN100T13	MTA_L_1397	4,1	4,1	0,00
ALIM-12MN100T13	MTS_S_719	16,2	16,2	0,00
ALIM-12MN100T13	MTS_L_80	8,1	8,1	0,00
ALIM-12MN100T13	MTS_L_244	21,3	21,3	0,00
ALIM-12MN100T13	MTS_S_401	45,4	45,4	0,00
ALIM-12MN100T13	MTA_L_3425	6,0	6,0	0,00
ALIM-12MN100T13	MTA_L_1417	7,6	7,6	0,00
ALIM-12MN100T13	MTA_L_23893	7,6	7,6	0,00
ALIM-12MN100T13	MTA_L_1362	6,1	6,1	0,00
ALIM-12MN100T13	MTA_L_22906	25,1	25,1	0,00
ALIM-12MN100T13	MTA_L_37343	25,3	25,3	0,00