



**Marco metodológico para el análisis del impacto de inserción de generación distribuida
fotovoltaica en los sistemas eléctricos de distribución. Caso de estudio: alimentador
Oriental de la subestación El Calvario de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi
ELEPCO S.A.**

Jami Ruiz, Henry Wladimir y Tipanluisa Cando, Jessica Johanna

Departamento de Eléctrica y Electrónica

Carrera de Ingeniería en Electromecánica

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de ingeniero electromecánico

Ing. Ortiz Villalba, Diego Edmundo. MSc PhD

05 de julio del 2022

Latacunga

Reporte de verificación de contenido



TESIS-GDF-ELEPCO-JAMI-TIPANLUISA-Revisión-Final.pdf

Scanned on: 16:45 July 5, 2022 UTC



Overall Similarity Score



Results Found



Total Words in Text

Identical Words	507
Words with Minor Changes	66
Paraphrased Words	288
Omitted Words	2059



DIEGO EDMUNDO
ORTIZ VILLALBA



Website | Education | Businesses



ESPE
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

Departamento de Eléctrica y Electrónica
Carrera de Ingeniería en Electromecánica

Certificación

Certifico que el trabajo de titulación “**Marco metodológico para el análisis del impacto de inserción de generación distribuida fotovoltaica en los sistemas eléctricos de distribución. Caso de estudio: alimentador Oriental de la subestación El Calvario de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi ELEPCO S.A.**”. Fue realizado por los señores **Jami Ruiz, Henry Wladimir y Tipanluisa Cando, Jessica Johanna**; el mismo que cumple con los requisitos legales, teóricos, científicos, técnicos y metodológicos establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, además fue revisado y analizado en su totalidad por la herramienta de prevención y/o verificación de similitud de contenidos; razón por la cual me permito acreditar y autorizar para que se lo sustente públicamente.

Latacunga, 05 de julio de 2022



Firmado electrónicamente por:
**DIEGO EDMUNDO
ORTIZ VILLALBA**

Ing. Ortiz Villalba, Diego Edmundo. MSc PhD (c)

C.C.: 1803225414



Departamento de Eléctrica y Electrónica

Carrera de Ingeniería en Electromecánica

Responsabilidad de Autoría

Nosotros, **Jami Ruiz, Henry Wladimir y Tipanluisa Cando, Jessica Johanna**, con cédulas de ciudadanía n° 1723967640 y 0550237697 declaramos que el contenido, ideas y criterios del trabajo de titulación: **Marco metodológico para el análisis del impacto de inserción de generación distribuida fotovoltaica en los sistemas eléctricos de distribución. Caso de estudio: alimentador Oriental de la subestación El Calvario de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi ELEPCO S.A.** es de nuestra autoría y responsabilidad, cumpliendo con los requisitos legales, teóricos, científicos, técnicos, y metodológicos establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, respetando derechos intelectuales de terceros y referenciando las citas bibliográficas.

Latacunga, 05 de julio del 2022

Jami Ruiz, Henry Wladimir

C.C.: 1723967640

Tipanluisa Cando, Jessica Johanna

C.C.:0550237697



Departamento de Eléctrica y Electrónica

Carrera de Ingeniería en Electromecánica

Autorización de Publicación

Nosotros, **Jami Ruiz, Henry Wladimir y Tipanluisa Cando, Jessica Johanna**, con cédulas de ciudadanía n° 1723967640 y 0550237697, autorizamos a la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE publicar el trabajo de titulación: **Marco metodológico para el análisis del impacto de inserción de generación distribuida fotovoltaica en los sistemas eléctricos de distribución. Caso de estudio: alimentador Oriental de la subestación El Calvario de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi ELEPCO S.A.** en el Repositorio Institucional, cuyo contenido, ideas y criterios son de nuestra responsabilidad.

Latacunga, 05 de julio del 2022

Jami Ruiz, Henry Wladimir

C.C.: 1723967640

Tipanluisa Cando, Jessica Johanna

C.C.:0550237697

Dedicatoria

Este presente trabajo de titulación está dedicado:

A mis padres porque el esfuerzo y las metas alcanzadas refleja la dedicación y el amor que brindan a mis hermanos y a mí.

A mis hermanos quienes con su cariño y paciencia me hacen comprender que siempre vamos a estar para apoyarnos.

A mi familia que siempre se preocupa por mi bienestar y en especial a mi abuelita Manuela que siempre me brinda su amor incondicional.

Jami Ruiz Henry

Dedicatoria

Con mucho amor este trabajo se lo dedico a mis padres Héctor y Blanca, por su amor, trabajo, sacrificio y su apoyo incondicional a lo largo de mi vida. A mis hermanos Andersson y Samanta quienes día a día me motivan para alcanzar mis metas. Familia, ustedes han sido siempre el motor que impulsa mis sueños. Gracias por quienes son y por creer en mí.

Jessi T.

Agradecimiento

Agradezco:

A mis padres que inculcan en mí el ejemplo de trabajo, honestidad y perseverancia.

Orgullosamente agradezco a Ricardo Jami y Patricia Ruiz, mi mayor inspiración, sin ustedes no hubiera sido posible alcanzar esta meta.

A mis hermanos Alisson y Jhonny que en cada segundo me brindaron su mano para culminar esta etapa de mi vida. A mi hermano mayor, al Ing. Javier Jami quién fue una inspiración más para formarme como profesional.

A todos los docentes que forman parte de la carrera de Ingeniería Electromecánica, pero en especial al Dr. Diego Ortiz que, a más de cobijarnos bajo su tutoría para sacar adelante este trabajo de titulación, en mí persona ha inspirado ese afán por la investigación y superación académica.

A mis amigos Bryan Alejandro M. y Bryan Alexander P; porque gracias a ellos esta travesía universitaria está llena de buenos recuerdos y hacen que esta historia de amistad continúe fuera de las aulas.

A Jéssica, por su entrega y dedicación en esta investigación y por nunca desmayar en el trascurso de este tiempo. Lo logramos querida amiga.

Finalmente quiero agradecer a la forjadora del arte y la ciencia, a la Universidad de las Fuerzas Armadas por abrirme sus puertas y poder formarme como una persona capaz de enfrentar a las adversidades que se presenta en la vida.

Jami Ruiz Henry

Agradecimiento

Quiero agradecer a Dios por todas las bendiciones recibidas.

A mis padres Héctor y Blanca por ser los principales promotores de este sueño, por los consejos, valores y principios que me han inculcado, por todo el esfuerzo que han realizado para que hoy este dónde estoy. A mis hermanos por hacer que cada día sea especial. A mis tíos Edison y Jonathan que me vieron crecer y me apoyaron en cada etapa que atravesé.

A mis amigos de la universidad, los que se fueron y se quedaron. Al team Electromachine con quienes compartimos anécdotas y risas. A mis amigos del Depar quienes hicieron que esta etapa sea más divertida y por quienes tengo anécdotas para contar. A mi compañero y amigo de tesis Henry, gracias por la constancia y dedicación para finalizar este gran proyecto.

A los docentes, en especial al tutor de este arduo trabajo Dr. Diego Ortiz gracias por sus consejos, paciencia y el conocimiento compartido para desarrollar este trabajo.

Finalmente, quiero agradecer a la Universidad que fue sede de los mejores años de mi vida, las experiencias buenas y malas han servido para crecer.

¡Gracias a todos quienes formaron parte de esta gran aventura!

Jessi T.

Índice de contenidos

Carátula.....	1
Reporte de verificación de contenido	2
Certificación	3
Responsabilidad de Autoría	4
Autorización de Publicación	5
Dedicatoria.....	6
Dedicatoria.....	7
Agradecimiento.....	8
Agradecimiento.....	9
Índice de contenidos	14
Índice de figuras	14
Índice de tablas	16
Nomenclatura	18
Resumen	20
Abstract.....	21
Capítulo I: Problemática.....	22
Antecedentes.....	22
Justificación e Importancia.....	23
Alcance del Proyecto.....	24
Objetivos	25

<i>Objetivo General</i>	25
<i>Objetivos específicos</i>	25
Capítulo II: Estado del arte	26
Generalidades de la generación distribuida	26
<i>Definición de la GD</i>	26
<i>Clasificación de la GD</i>	27
<i>Modos de operación de las unidades de GD</i>	30
Generación distribuida fotovoltaica	31
<i>Caracterización del recurso solar</i>	32
<i>Sistema de generación fotovoltaico</i>	33
Impacto de la GD en las redes de distribución	33
<i>Impacto en la regulación de voltaje</i>	34
<i>Impacto en las pérdidas del sistema</i>	36
<i>Impacto en la cargabilidad del sistema</i>	36
Normativas de la GD en Ecuador	36
<i>Regulación Nro. ARCERNNR 001/2021</i>	37
<i>Regulación Nro. ARCERNNR 002/2021</i>	38
Estudios relacionados.....	39
Capítulo III: Metodología	41
Modelamiento de la red de distribución.....	42
<i>Caracterización del recurso solar</i>	42

<i>Caracterización de uso de suelo</i>	42
<i>Proyección de la demanda</i>	44
<i>Modelamiento de la red</i>	44
<i>Definición de escenarios</i>	46
<i>Modelamiento de la inserción de GDF en las redes de distribución</i>	47
Análisis en estado estacionario	47
<i>Análisis de flujo de potencia</i>	47
Evaluación del impacto de la GDF	48
<i>Cálculo de indicadores de desempeño de red</i>	48
Capítulo IV: Caso de Estudio	49
Alimentador Oriental.....	50
<i>Ubicación</i>	50
<i>Características técnicas del alimentador</i>	50
<i>Reducción del alimentador</i>	51
Proyección de la demanda.....	53
Diseño del sistema fotovoltaico	55
<i>Caracterización del recurso solar en Latacunga</i>	55
<i>Caracterización del uso de suelo disponible</i>	58
<i>Características de la carga</i>	62
<i>Dimensionamiento del sistema fotovoltaico</i>	63
Distribución de la carga	65

Definición de escenarios.....	66
<i>Método de Montecarlo</i>	71
Análisis de resultados	72
<i>Escenario base sin GD</i>	73
<i>Escenarios con GDF</i>	76
<i>Resumen de resultados</i>	93
Capítulo V: Conclusiones y Recomendaciones.....	97
Conclusiones.....	97
Recomendaciones	99
Bibliografía	100
Anexos	104

Índice de figuras

Figura 1 <i>Representación del convertidor grid-forming</i>	30
Figura 2 <i>Representación del convertidor grid-following</i>	31
Figura 3 <i>Mapa solar del Ecuador 2019</i>	32
Figura 4 <i>Intercambio de energía consumidor-red</i>	37
Figura 5 <i>Esquema de un parque solar</i>	38
Figura 6 <i>Diagrama metodológico</i>	41
Figura 7 <i>Caracterización del uso disponible del suelo</i>	43
Figura 8 <i>Distribución de la carga</i>	45
Figura 9 <i>Definición de escenarios</i>	46
Figura 10 <i>Diagrama del alimentador Oriental</i>	49
Figura 11 <i>Técnica de reducción</i>	52
Figura 12 <i>Técnica de reducción del alimentador Oriental</i>	52
Figura 13 <i>Crecimiento de demanda</i>	53
Figura 14 <i>Interfaz gráfica de la plataforma NASA POWER</i>	55
Figura 15 <i>Irradiancia promedio del mes noviembre</i>	56
Figura 16 <i>Irradiancia promedio mensual en la ciudad de Latacunga</i>	56
Figura 17 <i>Alimentador Oriental con predios de las viviendas</i>	59
Figura 18 <i>Porcentaje de participación en la curva de demanda</i>	70
Figura 19 <i>Flujo de potencia sin GD</i>	73
Figura 20 <i>Cargabilidad del sistema sin GD</i>	74

Figura 21 <i>Perfiles de voltaje sin GD</i>	75
Figura 22 <i>Flujo de potencia trifásico – diciembre</i>	76
Figura 23 <i>Cargabilidad del sistema – diciembre</i>	78
Figura 24 <i>Pérdidas del sistema – diciembre</i>	80
Figura 25 <i>Flujo de potencia vs Pérdidas del sistema del mes diciembre</i>	82
Figura 26 <i>Perfiles de voltaje – diciembre</i>	83
Figura 27 <i>Flujo de potencia vs Pérdidas del sistema del mes febrero</i>	87
Figura 28 <i>Perfiles de voltaje – febrero</i>	88
Figura 29 <i>Flujo de potencia vs Pérdidas del sistema del mes noviembre</i>	92
Figura 30 <i>Perfiles de voltaje – noviembre</i>	93

Índice de tablas

Tabla 1	<i>Características de generadores distribuidos no renovables</i>	28
Tabla 2	<i>Características de generadores distribuidos renovables</i>	29
Tabla 3	<i>Límites para el índice de nivel de voltaje</i>	35
Tabla 4	<i>Características del alimentador Oriental</i>	50
Tabla 5	<i>Distribución de longitudes de la red</i>	51
Tabla 6	<i>Proyección de la demanda por cada mes</i>	54
Tabla 7	<i>Cálculo del HSP corregido</i>	58
Tabla 8	<i>Datos geográficos del nodo 1</i>	60
Tabla 9	<i>Definir el área disponible</i>	61
Tabla 10	<i>Resultados de la caracterización del uso del suelo disponible</i>	62
Tabla 11	<i>Consumo de energía diaria por cada mes</i>	63
Tabla 12	<i>Distribución de la carga por nodos y tipos de clientes</i>	66
Tabla 13	<i>Energía consumida por la demanda en los meses del año</i>	67
Tabla 14	<i>Energía consumida por la demanda para los días de febrero y diciembre</i>	68
Tabla 15	<i>Demanda para los días mes de noviembre</i>	69
Tabla 16	<i>Resultados del método de Montecarlo – diciembre</i>	71
Tabla 17	<i>Flujo de potencia trifásico – diciembre</i>	77
Tabla 18	<i>Cargabilidad del sistema – diciembre</i>	79
Tabla 19	<i>Pérdidas del sistema – diciembre</i>	81
Tabla 20	<i>Flujo de potencia trifásica – febrero</i>	84

Tabla 21 <i>Cargabilidad del sistema – febrero</i>	85
Tabla 22 <i>Pérdidas del sistema – febrero</i>	86
Tabla 23 <i>Flujo de potencia trifásica – noviembre</i>	89
Tabla 24 <i>Cargabilidad del sistema – noviembre</i>	90
Tabla 25 <i>Pérdidas del sistema – noviembre</i>	91
Tabla 26 <i>Desempeño del alimentador - diciembre</i>	94
Tabla 27 <i>Desempeño del alimentador - febrero</i>	95
Tabla 28 <i>Desempeño del alimentador - noviembre</i>	96

Nomenclatura

% PP: Porcentaje de participación.

ARCERNNR: Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables.

CIGRE: Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos.

EPRI: Electric Power Research Institute.

GD: Generación Distribuida.

GDF: Generación Distribuida Fotovoltaica.

GHI: Irradiancia solar global horizontal.

HSP: Hora solar pico.

IEA: International Energy Agency.

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers.

MERNNR: Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables.

MPPT: Maximum Power Point Tracker.

NASA: National Aeronautics and Space Administration.

NEC: Norma Ecuatoria de Construcción.

p.u.: por unidad

PDG: Photovoltaic Distributed Generation.

PV: Planta fotovoltaica.

SEP: Sistema Eléctrico de Potencia.

SFV: Sistema fotovoltaico.

SGDA: Sistema de Generación Distribuida para el Autoabastecimiento.

SNT: Sistema Nacional de Transmisión.

Resumen

La presente investigación brinda un marco metodológico que permita analizar el impacto técnico de la inserción de generación distribuida fotovoltaica en un sistema de distribución en base a los conceptos de desempeño y confiabilidad del sistema mediante el cálculo de los indicadores de desempeño como: cargabilidad del sistema, pérdidas técnicas del sistema y perfiles de voltaje. Como parte de las actividades a realizar en el marco de este proyecto se consideran tres etapas a seguir. La primera etapa es el modelamiento de las redes de distribución que involucra tareas como: la caracterización del recurso solar y uso disponible del suelo para el correcto dimensionamiento de las unidades de Generación Distribuida Fotovoltaica (GDF), cálculo de la proyección de demanda, modelamiento de la inserción de la GDF en las redes de distribución, definición de escenarios de operación y mediante el método de Montecarlo cubrir los niveles de incertidumbre asociados a la instalación de GDF como: ubicación y potencia de las plantas fotovoltaicas. La segunda etapa corresponde al análisis de estado estacionario en un tiempo de 24 horas para los diferentes escenarios obtenidos anteriormente. Para determinar la escalabilidad del impacto de la inserción de GDF en el sistema, se consideran varios porcentajes de participación. La tercera etapa es el cálculo de indicadores con el cual se analiza el desempeño de la red y la evaluación del potencial impacto de la inserción de GDF, con el propósito de identificar acciones correctivas para el óptimo desempeño de la red.

Palabras Claves: generación distribuida fotovoltaica, análisis en estado estacionario, indicadores de desempeño.

Abstract

This research provides a methodological framework that allows analyzing the technical impact of the insertion of Photovoltaic Distributed Generation (PDG) in a power distribution system based on the system performance and reliability by calculating performance indicators such as: loading system, system technical losses and voltage profiles. As part of the activities to be carried out in this project, three stages are considered. The first stage is the modeling of the power distribution networks that involve tasks such as: the characterization of the solar irradiation resource and available land use for the correct dimensioning of the PDG units, calculation of the future demand, modeling of the insertion of the PDG in the power distribution network, the definition of operating scenarios and through the Montecarlo method cover the levels of uncertainties associated with the installation of PDG such as: location and power of the photovoltaic plants. The second stage corresponds to the steady-state analysis in a given time of 24 hours for the different scenarios obtained previously. To determine the scalability of the impact of the insertion of PDG in the power distribution system, several participation percentages are considered. The third stage is the calculation of indicators that determine the performance of the power distribution network and allow to evaluate the impact of the insertion of PDG, with the purpose of identifying corrective actions for the optimum performance of the power distribution network.

Key Words: photovoltaic distributed generation, steady-state analysis, performance index

Capítulo I

Problemática

Antecedentes

Actualmente a nivel mundial ha existido el interés de incentivar el uso de energías limpias y renovables para reemplazar fuentes de energía tradicionales, implantando un modelo alternativo denominado Generación Distribuida (GD), que se refiere a la producción de energía eléctrica mediante la instalación de pequeñas unidades de generación conectadas al sistema eléctrico de potencia (SEP) a través de un punto de conexión en común, dando apertura a la evolución tecnológica de los SEP. Una de las características de la GD es que instala las unidades de generación cerca de la carga, esto conlleva a ventajas en diferentes aspectos como: en el aspecto económico se obtiene disminución de costos en el precio de la electricidad, el combustible, la inversión del sistema de distribución y transmisión, en aspectos relacionados con el medio ambiente se reducen los gases de efecto invernadero y la contaminación acústica, y por último en los aspectos técnicos se produce un alivio de carga, disminución de pérdidas en las líneas, mejora el perfil de voltaje, garantiza la confiabilidad del sistema y a la vez la calidad del suministro de energía (Durán, 2013).

Los avances tecnológicos en la electrónica de potencia han permitido mejorar la viabilidad técnica y económica en la instalación de generación de energía solar fotovoltaica (PV) en el espacio disponible de las viviendas de los consumidores, lo que ha provocado una mayor presencia de estos dispositivos en el mercado eléctrico.

En Ecuador existe un marco normativo para la participación de la GD, por ende, se prevé que en el futuro existan altos niveles de participación de generación distribuida residencial conectados al Sistema Nacional de Transmisión (SNT), sin embargo, trae nuevos desafíos técnicos como el control del voltaje, análisis de coordinación de protecciones,

inversión de flujo de potencia y estándares de conexión que deben ser evaluados (Salazar, 2020).

En el país, para tener un mercado apropiado para los proyectos de generación distribuida la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR) en su resolución 013/2021 determina la regulación 001/2021 denominada “Marco normativo de la generación distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica” cuyo alcance dicta que la regulación es aplicable para usuarios regulados que decidan con previos requisitos instalar un sistema fotovoltaico (SFV) con una capacidad nominal instalada de hasta 1 MW que operen de forma sincronizada con la red, cuya producción sea auto consumida en sus propias instalaciones y aporten sus excedentes a la red de distribución. Esta regulación determina las características técnicas, requisitos previos para la instalación, conexión, operación, mantenimiento, balance de energía, medición, facturación, régimen de infracciones y sanciones, todo referente a un sistema de generación distribuida para el autoabastecimiento (ARCERNNR-001/21, 2021).

Justificación e Importancia

Debido al crecimiento de la demanda energética, el interés mundial de diversificar la matriz energética e incentivar el uso de energías renovables han sido motivo para considerar unidades de Generación Distribuida Fotovoltaica (GDF) conectadas a las redes de distribución debido a la abundancia y amplia disponibilidad del recurso solar en la superficie terrestre y aunque la potencia instalada a nivel residencial es baja, no se debe descartar que en el futuro varios clientes de las empresas de distribución se acojan a las regulaciones y marcos normativos para la participación de la GD, en base a esto, es importante conocer los efectos que tendría la inserción de GDF en las redes de distribución considerando la confiabilidad y desempeño del sistema (Medeiros, Villalba, & Siqueira, 2018). Por lo mencionado anteriormente es necesario desarrollar un trabajo de investigación que facilite el criterio técnico

de evaluación a las empresas distribuidoras mediante un marco metodológico general que permita determinar la viabilidad y la capacidad de la infraestructura de red para instalar varias unidades de GDF.

Alcance del Proyecto

El trabajo de investigación, tiene como propósito generar un marco metodológico que les permita a las empresas distribuidoras de energía analizar el impacto de la inserción de Generación Distribuida Fotovoltaica en las redes de distribución, mediante el cálculo de indicadores de desempeño tales como: cargabilidad del sistema, pérdidas técnicas y perfiles de voltaje.

La metodología propuesta se compone de tres etapas: modelamiento de la red de distribución, análisis en estado estacionario y la evaluación del impacto a través de indicadores de desempeño. El modelamiento de la red se ejecuta en función de la proyección de la demanda, caracterización del recurso solar y disponibilidad de uso del suelo, con la finalidad de plantear diferentes escenarios a ser analizados y posteriormente modelar la inserción de la GDF en las redes de distribución. En el análisis en estado estacionario se realiza el estudio de la viabilidad técnica mediante el análisis de flujos de potencia, con propósito de evaluar el impacto de la GDF en las redes de distribución mediante el cálculo de indicadores de desempeño bajo diferentes escenarios de operación.

Para validar y verificar su escalabilidad, la metodología planteada será implementada en la red de distribución de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi ELEPCO S.A., específicamente en el alimentador Oriental (01CV13B1S1) de la subestación eléctrica El Calvario en la ciudad de Latacunga.

Objetivos

Objetivo General

Analizar el impacto técnico de la inserción de Generación Distribuida fotovoltaica en un sistema de distribución para evaluar el desempeño de la red mediante el análisis de estado estacionario con el uso de herramientas computacionales utilizadas en la industria eléctrica.

Objetivos específicos

- Caracterizar la irradiancia solar y la disponibilidad de uso del suelo del lugar donde se va a realizar el estudio para dimensionar las unidades de GDF mediante el uso de plataformas de información solar y ArcGIS.
- Realizar la proyección de la demanda para el año bajo estudio mediante el uso de métodos causales (regresión lineal).
- Modelar la red de distribución incluyendo la GDF para realizar los respectivos estudios de flujo de carga mediante el uso de herramientas computacionales utilizadas en la industria eléctrica.
- Realizar un análisis de sensibilidad mediante la utilización de escenarios de operación, con el propósito de evaluar la incertidumbre asociada a la ubicación y dimensionamiento de las unidades de GDF, utilizando el método de Montecarlo.
- Calcular y evaluar indicadores que muestren el desempeño de la red, con el propósito de identificar acciones correctivas.

Capítulo II

Estado del arte

Generalidades de la generación distribuida

Definición de la GD

La evolución del sistema eléctrico ha permitido insertar el concepto de la Generación Distribuida (GD), aunque existen varias definiciones y se utilizan diferentes términos, por ejemplo, generación descentralizada, generación dispersa, entre otros, la definición más común es: la generación de energía eléctrica a pequeña escala que se conecta cerca del consumidor (Durán, 2013).

La GD es un concepto que ha sido definido por varios autores, organismos e institutos tanto regionales como internacionales, que parten de lo general a lo específico, tales como el Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), el Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos (CIGRE), la International Energy Agency (IEA), el Electric Power Research Institute (EPRI), entre otros (Ramos, 2020). La definición de los institutos y organismos antes mencionados presentan discrepancias en la capacidad de las unidades, la ubicación, características en el despacho de energía, y la forma de conexión al sistema, sin embargo, la generación distribuida y sus características dependen de las normativas existentes en cada país.

El IEEE define a la Generación Distribuida como: “Instalaciones de generación eléctrica conectadas al sistema eléctrico mediante un punto de conexión común: un subconjunto de fuentes distribuidas”, por otro lado, la definición de EPRI incluye dispositivos de pequeña generación entre 1 kW a 50 MW y/o almacenamiento de energía que se ubican cerca de las

cargas de los usuarios o subestaciones de subtransmisión o distribución, por último, la Agencia Internacional de Energía establece que la GD es cualquier planta de generación que atiende a un cliente y se conecta a niveles de voltaje de distribución (Gonzalez-Longatt & C.Foutoul, 2005).

Clasificación de la GD

Debido a las distintas definiciones de GD utilizadas en la literatura de sistemas de distribución, se completa este concepto por medio de la clasificación de la generación distribuida (Durán, 2013).

Por su aplicación. Se implementan diferentes tipos de tecnología de GD dependiendo de la utilidad de la energía generada y de las condiciones con la que va a funcionar el sistema de generación, las cuales difieren de acuerdo a las condiciones de carga:

Reserva. Se utiliza para abastecer cargas sensibles en caso de un blackout del sistema; tal es el caso de hospitales, industrias y servicios de emergencias, el objetivo de esta aplicación es ayudar a mantener la integridad y seguridad de las personas afectadas por el corte de suministro de electricidad (Méndez, 2005).

Conectada a la red. Este modo de operación proporciona soluciones de autoabastecimiento de carga para: iluminación, electrodomésticos, comunicación, etc. Esta aplicación permite suministrar los excedentes de energía generada hacia la red de distribución, considerando la instalación de un contador de energía bidireccional. Se debe considerar que dependiendo del país es necesario acatar las regulaciones para instalar estas unidades de generación (Méndez, 2005).

Aislada. debido a la ubicación geográfica de la carga y a su difícil conexión a la red de distribución, se instala una planta de GD que cubra la demanda total consumida por el usuario

sin necesidad de requerir la potencia de la red, en este tipo de aplicaciones se recomienda instalar un banco de baterías para ocupar esa energía en las horas que no exista generación dependiendo del tipo de fuente primaria que utilice el generador (Durán, 2013).

Por su fuente de energía primaria. Se presentan las tecnologías de generación distribuidas que más se usan en la actualidad, se dividen por el tipo de energía primaria que utilizan: renovables y no renovables.

GD no renovable. Este tipo de GD utiliza como energía primaria a fuentes de recurso natural que no se pueden reutilizar (combustibles fósiles). En la tabla 1 se detallan las características de las tecnologías de generación distribuida no renovable.

Tabla 1

Características de generadores distribuidos no renovables

Energía primaria	Tecnología	Potencia (MW)	Disponibilidad comercial
Diésel	Motores alternativos	0,08 - 20	Actual
Gas natural, propano, metano	Turbinas de gas	0,25 – 500	Actual
Gas natural, propano, diésel, biogás	Micro turbinas	0,025 – 0,4	Actual

Nota. Esta tabla indica las características de los generadores distribuidos no renovables más utilizados en la actualidad. Tomado de EMA. (2017). Guía Básica de la Generación Distribuida. Madrid: MM La suma de todos.

GD renovable. Este tipo de GD utiliza como energía primaria a fuentes de recurso natural inagotables con la característica de que generan energía eléctrica sin la emanación de

gases de efecto invernadero contribuyendo al cuidado del medio ambiente (EMA, 2017). En la tabla 2 se detalla las características de las tecnologías de generación distribuida renovable.

Tabla 2

Características de generadores distribuidos renovables

Energía primaria	Tecnología	Potencia (MW)	Disponibilidad comercial
Agua	Mini hidráulica	0,01 - 10	Actual
Viento	Eólico	0,005 - 5	Actual
Sol	Fotovoltaico	0,001 – 0,1	Actual
Biomasa	Biomasa	-	Actual

Nota. Esta tabla indica las características de los generadores distribuidos renovables más utilizados en la actualidad. Recuperado de EMA. (2017). Guía Básica de la Generación Distribuida. Madrid: MM La suma de todos.

Por su definición de porcentaje de partición de la GD. El porcentaje de participación de generación distribuida es una parte de la carga total del sistema que es abastecida por la GD. Dependiendo del autor, la suposición de este porcentaje viene dado como la fracción de demanda que los GD pueden cubrir. La definición del porcentaje de participación se considera dependiendo del área de concesión ya sea a nivel local o a lo largo de todo el sistema de distribución, los factores que influyen en el porcentaje son la cantidad de fuente primaria de energía, la demanda total consumida, la eficiencia de los equipos y el tipo de GD (Durán, 2013).

Modos de operación de las unidades de GD

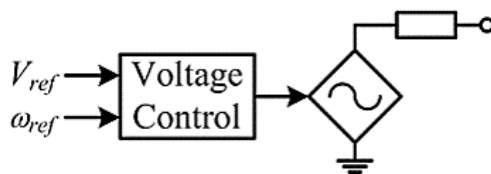
La tecnología más demandada en generación renovable no convencional “Fotovoltaica y eólica” son los convertidores electrónicos de potencia que dependiendo del tipo se comportan con distintos modos de operación frente a una respuesta dinámica de la red.

En la actualidad existen dos tipos de convertidores que pueden ser utilizados por los generadores renovables, estos son: los convertidores formadores de red (grid forming) y los convertidores seguidores de red (grid following) (Vega, 2021).

Convertidores grid-forming. En este modo de operación el convertidor impone el nivel de voltaje y frecuencia en un sistema sin que haya la necesidad de que exista una red de distribución cerca del punto de generación. La principal característica de este tipo de convertidor es que puede participar bajo una contingencia o un blackout del sistema. El uso práctico del convertidor grid-forming se da en las micro-redes aisladas (Vega, 2021). En la figura 1 se muestra la representación del convertidor Grid-Forming.

Figura 1

Representación del convertidor grid-forming



Nota. El gráfico ilustra la representación gráfica del convertidor grid-forming. Tomado de Liu, J. (2016). Studies on Improving Dynamic Performance of Microgrids by Applying Virtual Synchronous Generator Control to Distributed Generators. 3.

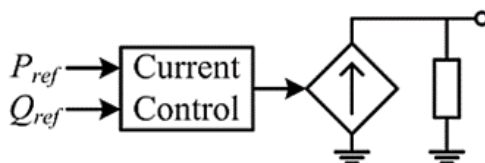
Convertidores grid-following. Este tipo de convertidor es el que más se implementa en la mayoría de instalaciones de GD fotovoltaica y eólica. En este modo de operación las

unidades de GD inyectan a la red una cantidad fija tanto de potencia activa y reactiva considerando el nivel de voltaje y frecuencia que se observa en el punto de conexión. Debido a que estas unidades de generación no participan en el control de frecuencia del SEP, se configura para inyectar la máxima potencia activa disponible al sistema, para ello el sistema trabaja bajo algoritmos de Maximum Power Point Tracker (MPPT). Este convertidor hace que la planta de GD no pueda trabajar bajo contingencias o un blackout del sistema debido a que debe sincronizarse con la red (Vega, 2021).

En la figura 2 se indica la representación gráfica del convertidor seguidores de red grid-following.

Figura 2

Representación del convertidor grid-following



Nota. La figura indica la representación gráfica del convertidor Grid-following. Tomado de Liu, J. (2016). Studies on Improving Dynamic Performance of Microgrids by Applying Virtual Synchronous Generator Control to Distributed Generators. (p.3).

Generación distribuida fotovoltaica

Los avances tecnológicos de las instalaciones fotovoltaicas se han ido desarrollando con el propósito de obtener mayor eficiencia, reducir el costo y disminuir el impacto medioambiental de producen las generadoras no renovables (Souza, Santos, Mariano, & Barbosa, 2018).

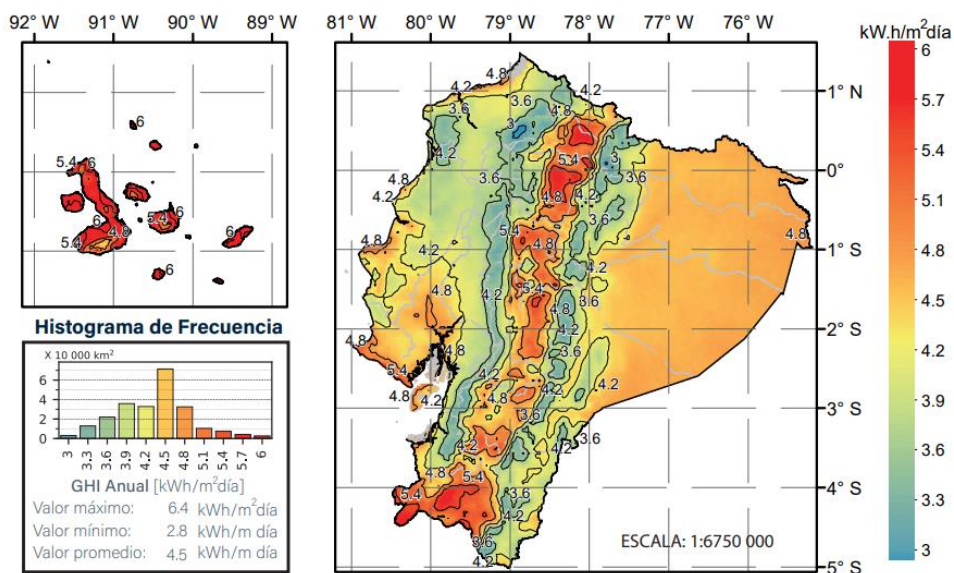
Caracterización del recurso solar

La caracterización de la radiación solar es fundamental para realizar el dimensionamiento de las plantas fotovoltaicas y a la vez permiten determinar la viabilidad de la instalación. El principal objetivo de la caracterización del recurso solar es determinar la cantidad disponible de radiación solar de una determinada zona de estudio. Existen ciertos factores que varían dependiendo del tiempo y el lugar, por lo cual se debe considerar la latitud y longitud, es decir, se debe limitar la zona de estudio. Para realizar la caracterización del recurso solar existen varias plataformas que facilitan la recopilación de datos meteorológicos durante un año o varios años (García, Torres-Ramírez, Muñoz-Cerón, de la Casa, & Aguilera, 2017).

El recurso solar en el Ecuador varía desde 2.9 kWh/m^2 a 6.3 kWh/m^2 al día en la irradiación global horizontal según (Vaca & López, 2019). En la figura 3 se muestra el mapa solar de Ecuador del año 2019 donde se determina que los niveles de irradiación están sobre lo $3.8 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$.

Figura 3

Mapa solar del Ecuador 2019



Nota. En la figura se indica la irradiación solar global horizontal (GHI) anual del Ecuador. Tomado de Vaca, D., & López, J. (2019). *Mapa solar del Ecuador*. Quito: Scinergy. (p.6)

Sistema de generación fotovoltaico

El dimensionamiento del sistema fotovoltaico es importante para determinar el número de módulos fotovoltaicos que son necesarios para suministrar energía eléctrica en un determinado tiempo. Para esto es necesario conocer detalles del consumo de las cargas, la irradiación solar de la zona donde se va a desarrollar el proyecto y las características técnicas de los paneles. A continuación, se detallan los tipos de paneles existentes con sus características principales:

Paneles policristalinos: su rendimiento está entre 14 y 16%, son paneles más económicos en comparación de los paneles monocristalinos y presentan un mejor funcionamiento con temperaturas altas (Ladrón-de-Guevara, 2018).

Paneles monocristalinos: su rendimiento es cercano al 24%, son paneles más caros, bajo rendimiento cuando trabaja a temperaturas altas (Ladrón-de-Guevara, 2018).

Impacto de la GD en las redes de distribución

Los impactos de la inserción de la GD dependen del tamaño de las unidades generadoras y el voltaje de conexión. Las redes de distribución en su gran mayoría fueron diseñadas para un flujo unidireccional, donde la energía fluye desde la subestación distribuidora de la red hasta los consumidores finales. La conexión de GD basada en energías renovables introduce el concepto de variabilidad en los flujos de energía del sistema de distribución por lo cual causaría problemas significativos como el incremento de voltaje y flujos de energía inversos (Freris & Infield, 2020).

Otros estudios han determinado que los impactos de la inserción de la GD se presentan en la calidad de la energía, los armónicos y la confiabilidad del sistema (Infield, Onions, Simmons, & Smith, 2004). La presencia de GD puede incrementar los niveles de falla en la red, lo cual ocasionaría problemas en la coordinación del sistema de protección.

El porcentaje de participación de GD es un factor importante a considerar en los análisis en estado estacionario de las redes de distribución ya que los impactos que se producen modifican su comportamiento de manera significativa. En consecuencia, la GD que se instala en las redes de distribución puede producir una reducción de flujos de potencia ocasionando la reducción de pérdidas técnicas, sin embargo, con altos porcentajes de participación de GD los operadores de la red se han visto en la necesidad de resolver problemas de planificación, operación y control. Estos problemas incluyen la regulación del voltaje, cargabilidad y estabilidad del sistema (Bansal, 2017).

La adecuada planificación, diseño y ubicación de la conexión a la red de sistemas de GD puede proporcionar algunos beneficios, como la disminución de pérdidas de energía en el sistema, la mejora en la confiabilidad y perfiles de voltaje. (Hayes, 2013)

Impacto en la regulación de voltaje

La inserción de GD en las redes de distribución ha dado como resultado un flujo de energía bidireccional en los alimentadores, por lo que las empresas de distribución presentarán problemas de aumento de voltaje a medida que aumentan los índices de participación de GDF. El incremento de voltaje suele afectar a la vida útil del transformador y la protección de los equipos, por lo tanto, las empresas de distribución deben optar por estrategias que permitan regular el voltaje dentro de los rangos estipulados en los códigos de red (Kabiri, Holmes, McGrath, & Meegahapola, 2015).

La estabilidad de voltaje se ve afectada debido a que los generadores síncronos proporcionan mayor parte de potencia reactiva a la red, por lo tanto, a medida que se incrementa los niveles de participación de GDF las unidades de generación convencionales son desplazadas y los niveles de potencia reactiva disminuyen (Bansal, 2017), esto conlleva a que la respuesta dinámica del sistema empieza a ser progresivamente dependiente de dispositivos electrónicos de potencia de respuesta rápida lo que afecta a la estabilidad del sistema de potencia; en consecuencia, durante grandes perturbaciones, como cortocircuitos, el soporte de voltaje proporcionado por los GDF mediante la inyección de corrientes reactivas es mucho menor que la contribución de los generadores síncronos debido a las limitaciones técnicas de los convertidores (Rahmann, Ortiz-Villalba, Álvarez, & Salles, 2017).

Según la regulación Nro. ARCERNNR-002/2020 denominada calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica establece los límites para el índice de voltaje como se observa en la tabla 3.

Tabla 3

Límites para el índice de nivel de voltaje

Nivel de voltaje	Rango admisible
Alto voltaje	$\pm 5.0 \%$
Medio voltaje	$\pm 6.0 \%$
Bajo voltaje	$\pm 8.0 \%$

Nota. En la tabla 3 se indican los límites para el nivel de voltaje admitidos dependiendo el nivel de voltaje. Tomado de ARCERNNR-002/20. (2020). Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica. Quito.

Impacto en las pérdidas del sistema

Existen pérdidas técnicas en el conductor al momento de transportar la energía eléctrica de un nodo hacia otro y debido a que los conductores presentan una resistencia al paso de corriente ocurre el efecto Joule (Cholota, 2014).

La inserción de GD en las redes de distribución produce una reducción de pérdidas operacionales debido a que la distancia entre los nodos de conexión de generación y consumo se reducen, por lo tanto, la corriente debe circular por longitudes menores. A partir de un determinado valor de participación de la demanda y en horas de generación, la potencia generada supera a la carga, como resultado se obtiene la exportación de los excedentes de potencia generada de regreso aguas arriba hacia la cabecera del alimentador. Este tipo de operación logra la misma o mayor cantidad de pérdidas operacionales en comparación con el caso sin GD (Ramírez, 2014).

Impacto en la cargabilidad del sistema

La cargabilidad del sistema de distribución viene dada por la capacidad de corriente que puede soportar el tramo de red, asimismo dependerá de la ubicación de las unidades de generación fotovoltaica a lo largo del sistema de distribución, donde la inserción con bajos índices de participación de GDF compensa la carga del alimentador mientras que con altos índices de participación aumenta la carga del sistema debido a que los excedentes de energía generada se deben transportar por los conductores de los tramos (Álvarez, 2017).

Normativas de la GD en Ecuador

En el país existen dos regulaciones en vigencia que ampara la instalación de GD para el autoabastecimiento.

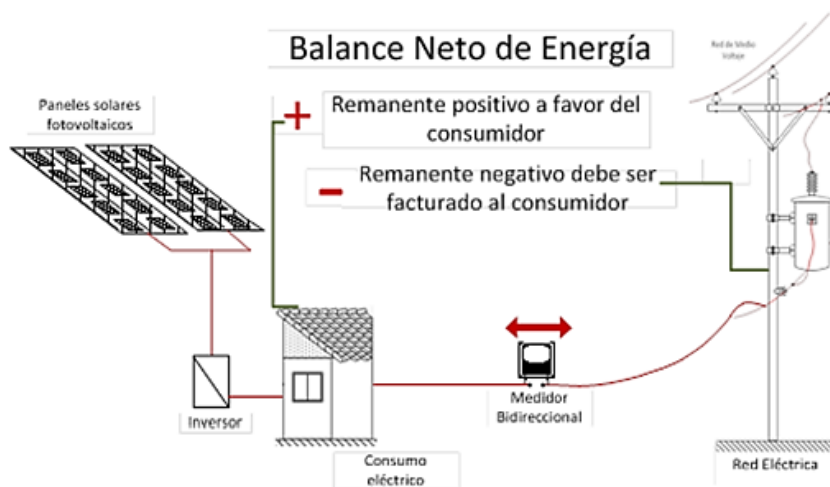
Regulación Nro. ARCERNNR 001/2021

La regulación establece las condiciones para la legalización, instalación y operación óptima de los sistemas de GD utilizando fuentes de energía renovable no convencional para el autoabastecimiento de demanda consumida por los usuarios regulados. Esta regulación aplica para todos los consumidores regulados que instalen GD para el autoabastecimiento de demanda (ARCERNNR-001/21, 2021).

En la figura 4 se observa el diagrama de conexión entre el consumidor con la red de distribución y los componentes necesarios para la instalación de un GDF. El medidor bidireccional permitirá cuantificar el balance neto de energía para determinar el crédito total a favor del consumidor.

Figura 4

Intercambio de energía consumidor-red



Nota. El gráfico ilustra el intercambio de energía por parte de la red de distribución y el consumidor con su unidad de GD Fotovoltaica. Tomado de ARCERNNR. (2021). Seminario Proyectos Fotovoltaicos con Nuevas Regulaciones. Quito.

Con esta regulación en vigencia, se deroga la anterior Nro. ARCONEL 003/18

La regulación define las características que deben tener las unidades de GD.

- La Potencia nominal de la GD debe ser menor a 1MW.
- La GD se debe sincronizar con la red de distribución.
- Se deben aprovechar las fuentes de energía renovable no convencionales.
- Puede ser sistemas con o sin baterías para almacenar energía.
- Uso de contadores de energía bidireccionales.

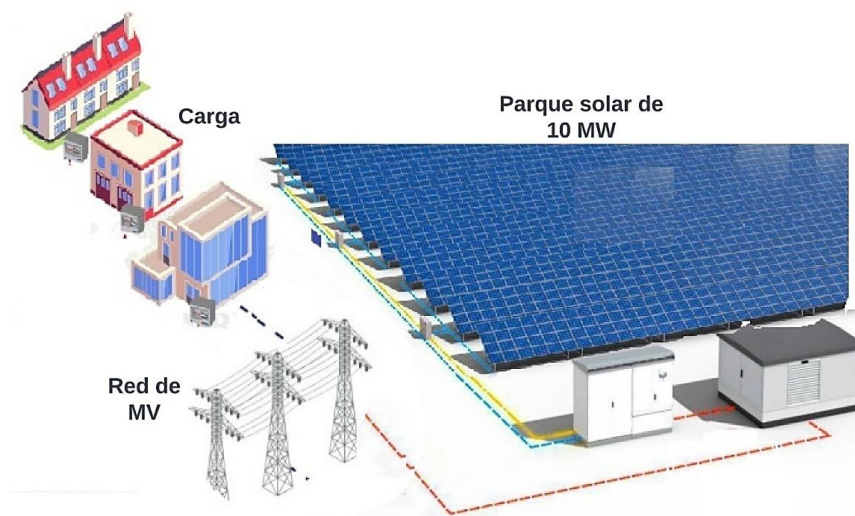
Regulación Nro. ARCERNNR 002/2021

Establece las condiciones técnicas y comerciales que se deben cumplir para la participación de GD en empresas habilitadas para realizar actividades de generación de energía eléctrica. Esta regulación aplica a todas las empresas que deseen instalar, operar y administrar centrales de GD (ARCERNNR-002/21, 2021).

En la figura 5 se observa el diagrama de una empresa habilitada para realizar actividades de generación considerando como fuente primaria a la energía solar.

Figura 5

Esquema de un parque solar



Nota. El gráfico ilustra el intercambio de energía por parte de la red de distribución y el consumidor con su unidad de GD Fotovoltaica conectada a puntos de alto voltaje.

La regulación dicta las características que deben tener las unidades de GD.

- La potencia nominal de la planta de GD debe ser mayor a 100kW y menor a 10 MW.
- La conexión puede ser en MV o AV.
- Deben ser operadas por empresas habilitadas por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables (MERNNR).
- La planta de GD se debe conectar cerca del consumo.

Estudios relacionados

Impact of Increased Distributed Photovoltaic Generation on Radial Distribution Networks

En este trabajo de investigación se toma como caso de estudio al sistema de prueba IEEE de 33 barras. El enfoque del trabajo se orienta en el aumento de nivel de participación de GD fotovoltaica junto con el análisis de la variación de voltaje en los diferentes nodos de la red. Llegaron a la conclusión que la correcta dispersión de GDF instalada mejora los perfiles de voltaje, disminuye las pérdidas en los conductores y debido a las fluctuaciones del sistema por la variación de la irradiación es necesario mantener el voltaje dentro de los límites permisibles para cuidar la vida útil de los equipos conectados a la red (Mourad & Mohamed, 2020).

Impact evaluation of the photovoltaic generation input on a concessionaire's network

En este trabajo se toma como caso de estudio a la instalación de GDF conectada a la red de distribución en una concesionaria en Brasil. Como es un caso real en primera instancia se realizaron estudios de consumo con las curvas de demanda diarias para analizar curvas de carga de los cargadores, perfiles de voltaje de red entre otros, para comprobar si existieron problemas como periodos de sobrecarga, sobre voltajes o sub voltajes. El modelado de la red

se realizó en el software OpenDSS, la evaluación de probabilidad de la instalación de unidades de GD se ejecutó a través del sistema de inferencia Fuzzy. Como resultados de la instalación de GD se obtuvo la disminución de aporte de energía por parte de la red, reducción de pérdidas y que con la baja penetración de GD no existieron efectos en la red como la inversión del sentido de flujo de potencia ni cambio en sus niveles de voltaje. El enfoque del estudio es para que en el futuro la empresa de servicios públicos pueda identificar problemas futuros y planificar inversiones en las redes para adaptarlas a la GD (Paixao, Abaide, & Filho, 2018).

The Impacts of Distributed Photovoltaic Generation on Power Distribution Networks Losses

En este trabajo de investigación se modelan los sistemas de prueba IEEE de 13, 30 y 69 barras donde en cada uno se realizan cuatro casos de simulación a diferentes niveles de participación de GDF y se determinan los efectos en función de las pérdidas totales del sistema. Los resultados obtenidos permiten llegar a la conclusión de que el nivel de participación de GDF no debe sobrepasar los límites máximos propuestos por entes de regulación esto para mantener la eficiencia y confiabilidad del sistema (Daud, Abdul, & Gan, 2018).

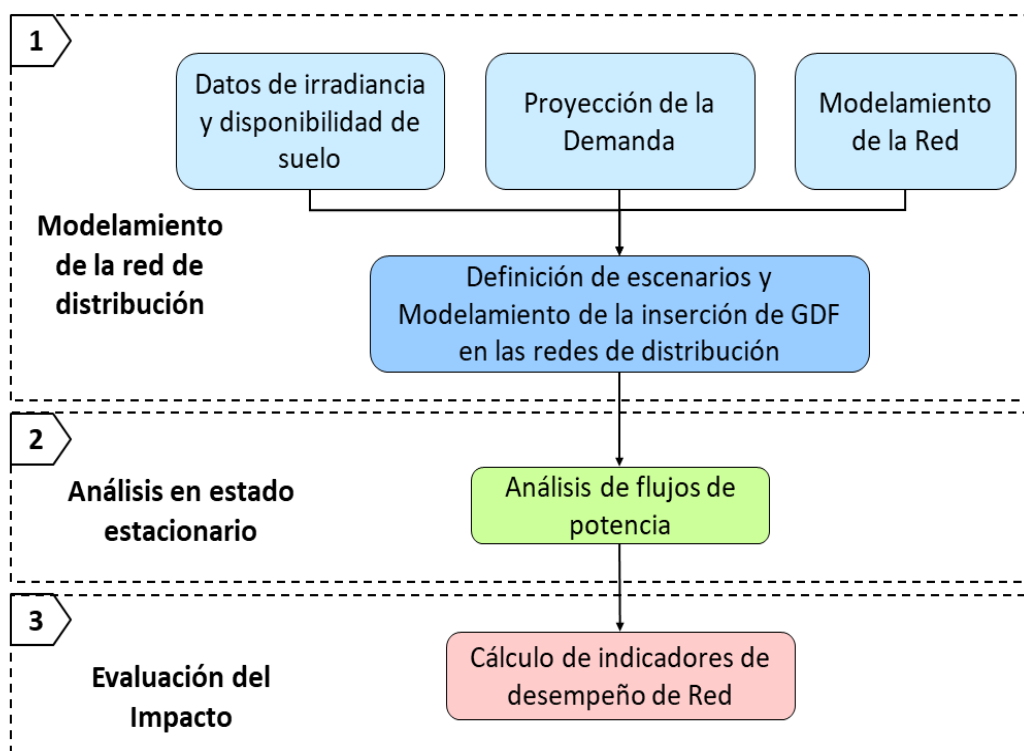
Capítulo III

Metodología

En este capítulo se detallan las etapas que son parte del marco metodológico, el cual fue desarrollado con el fin de evaluar el impacto técnico de la inserción de generación distribuida fotovoltaica en las redes de distribución. La metodología se compone de tres etapas como se muestra en la figura 6.

Figura 6

Diagrama metodológico



Nota. En la figura se muestra la propuesta metodológica de este trabajo de investigación.

A continuación, se explican en detalle las etapas y subetapas de la metodología.

Modelamiento de la red de distribución.

En la primera etapa de la metodología se realiza la caracterización del recurso solar y el uso disponible del suelo para dimensionar el tamaño de planta de los sistemas fotovoltaicos. Por otra parte, con el fin de facilitar el modelamiento de la red se utiliza el software de análisis eléctrico “CYMDIST” (CYME Internacional, 2020). Es importante mencionar, que se utiliza el método de la distancia eléctrica para reducir el tamaño de las redes de distribución que poseen longitudes considerables. De igual manera se definen escenarios de operación que contribuirán al estudio. Toda esta información es utilizada como datos de entrada para realizar el análisis en estado estacionario del sistema y el posterior cálculo de los indicadores de desempeño de la red.

Caracterización del recurso solar

En esta etapa se obtienen los datos de irradiancia solar en el punto geográfico de la zona bajo estudio mediante el uso de herramientas computacionales que permiten definir la generación de energía solar, siendo fundamental para el dimensionamiento de las plantas de generación distribuida fotovoltaica.

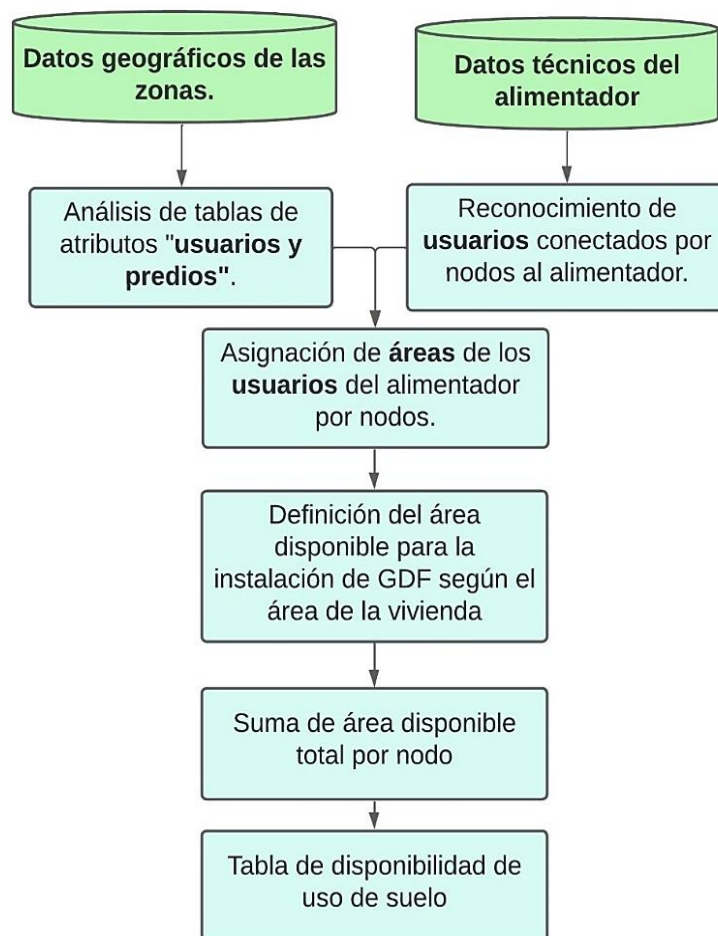
Caracterización de uso de suelo

En esta etapa de la metodología se caracteriza el nivel de incertidumbre asociado a la disponibilidad de uso del suelo para la instalación de plantas de GDF. El área disponible es un factor que influye directamente en el tamaño de planta que debe ser distribuido en los nodos de la red de distribución. Para determinar el área disponible se realiza un estudio geográfico de los sectores por donde atraviesa el alimentador, luego, se efectúa el reconocimiento de los predios de las viviendas que se conectan a los nodos de la red con el fin de obtener el área disponible

total por nodos. En la figura 7 se observa el diagrama metodológico propuesto para la caracterización del uso del suelo.

Figura 7

Caracterización del uso disponible del suelo



Nota. La figura muestra el diagrama metodológico de la etapa caracterización de uso del suelo.

Para realizar la caracterización de uso de suelo disponible se propone el uso de dos bases de datos, la primera en formato "shapefile" en la cual se realiza un análisis de tablas de atributos que permite almacenar digitalmente la localización y características de los predios de los usuarios que se conectan al alimentador, la segunda base de datos se encuentra en formato xst utilizando el software CYMDIST con el que se realiza el reconocimiento de los

usuarios conectados a cada nodo. Luego se realiza la asignación de áreas a cada uno de los usuarios que se encuentran conectados al alimentador. Para ello, se define un rango de áreas y se considera un valor máximo del 10% del valor que toma el intervalo como el área disponible para la instalación de GDF, luego se efectúa la sumatoria de las áreas disponibles y se obtiene el área disponible total por cada nodo para la instalación de unidades de generación fotovoltaicas.

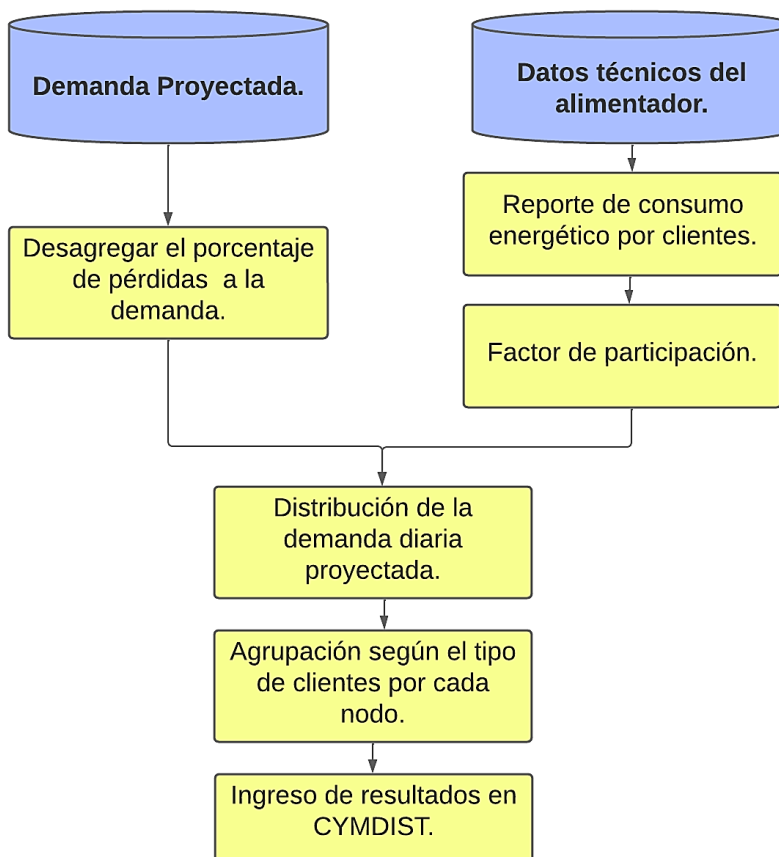
Proyección de la demanda

Se estima que en el futuro existan usuarios que se acojan a las regulaciones de GD, por lo tanto, es necesario conocer la cantidad de energía eléctrica que consumen los usuarios conectados a la red para un año determinado, por esta razón, se realiza la proyección de demanda. Para ello, se utilizan los datos históricos de consumo de demanda de la red para luego determinar una regresión, y así aplicar la tasa de crecimiento anual de consumo de energía.

Modelamiento de la red

Para el estudio del impacto de la inserción de GDF es necesario contar con un modelo detallado del alimentador, este debe incluir la topología, la longitud de la red y distribución de cargas. En la figura 8 se indica la metodología que se aplicó para la correcta distribución de cargas en el alimentador.

Para facilitar el modelamiento y el análisis del sistema de distribución es recomendable realizar una reducción de la red por medio de técnicas de simplificación que permite obtener un sistema equivalente con menor número de nodos.

Figura 8*Distribución de la carga*

Nota. En la figura se muestra el diagrama metodológico para la distribución de la carga.

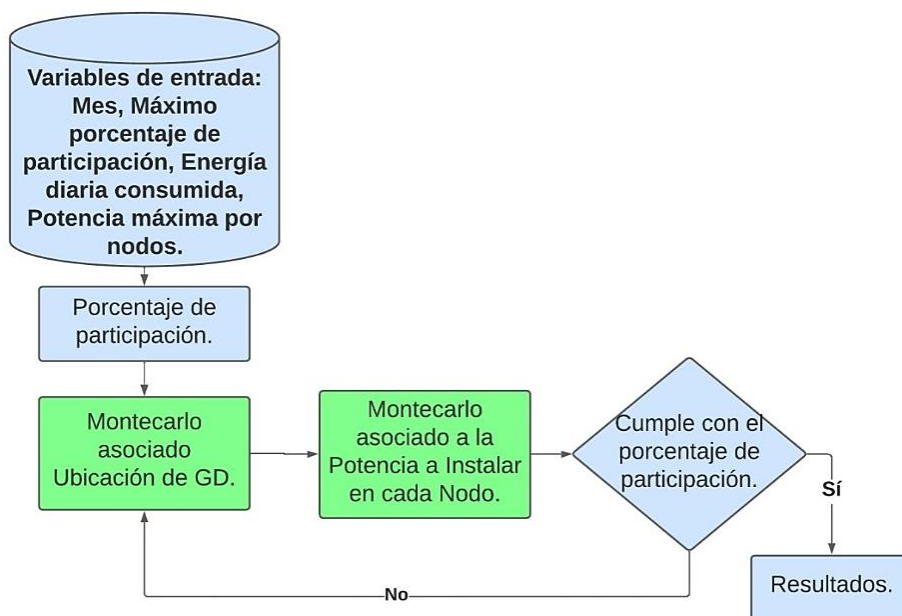
La distribución de las cargas de los clientes conectados al alimentador se realiza considerando dos bases de datos, primero, la demanda proyectada realizando la desagregación del porcentaje de pérdidas propios de la red, segundo, el consumo energético por cliente del cual se determina el factor de participación de consumo de energía de cada usuario. Con lo antes mencionado se realiza la distribución de la demanda diaria proyectada mediante el uso del factor de participación multiplicado con la demanda, luego se efectúa la agrupación según el tipo de clientes en cada nodo. Los resultados se ingresan en la pestaña “datos de la carga de clientes” en el software CYMDIST.

Definición de escenarios

Con el propósito de modelar las variables aleatorias que intervienen en el proceso de la inserción de GDF en los sistemas de distribución, se propone modelar los niveles de incertidumbre asociados a las principales variables del sistema de distribución como la ubicación de los GD, el tamaño de la planta fotovoltaica considerando diferentes porcentajes de participación que cubren parte de la curva de demanda diaria (0%, 20%, 40% y Máx.% PP), esto es evaluado en los meses de mayor demanda, menor demanda y mayor irradiancia solar. Para abarcar los niveles de incertidumbre asociados a la inserción de GDF, se utiliza el método estadístico numérico denominado Montecarlo implementado mediante el lenguaje de programación Python que facilita la elección de la ubicación de las unidades de GDF y la potencia a instalar en los nodos. La metodología utilizada para la definición de escenarios se muestra en la figura 9.

Figura 9

Definición de escenarios



Nota. En la figura se muestra el diagrama metodológico a seguir para definir los escenarios.

Para la aplicación del método de Montecarlo se necesita la base de datos en formato “xlsx” del mes bajo estudio, la energía diaria consumida, el máximo porcentaje de participación y la potencia máxima de GDF por cada nodo, luego se ingresa el %PP, a continuación, se realiza el análisis asociado a la ubicación y potencia de las unidades de GDF, finalmente se efectúa una comparación con los resultados del análisis y el porcentaje de demanda diaria establecido, si cumple, se obtiene la tabla de resultados, caso contrario, se realiza nuevamente el análisis asociado a la ubicación y potencia de las unidades de GDF.

Modelamiento de la inserción de GDF en las redes de distribución

La GDF interviene de forma directa en el análisis del comportamiento de la red, para ello se realiza un modelo detallado que consiste en ingresar las unidades de generación fotovoltaicas en el software CYMDIST, considerando la curva de irradiancia promedio diaria, el modelo del panel fotovoltaico, la configuración en serie/paralelo y la potencia nominal de la planta fotovoltaica en cada nodo.

Análisis en estado estacionario

En la segunda etapa para comprobar el comportamiento del sistema de distribución frente a los distintos escenarios propuestos se desarrollan simulaciones para realizar el análisis en estado estacionario del caso de estudio.

Análisis de flujo de potencia

Las simulaciones de flujo de potencia son estudios que permite identificar el comportamiento de la red bajo diferentes escenarios de operación. Para evaluar el impacto de la GDF del alimentador se realiza el análisis de flujo de potencia en un tiempo determinado (24 horas).

Evaluación del impacto de la GDF

En la tercera etapa de la metodología se evalúa el impacto de la inserción de GDF mediante el cálculo de indicadores de desempeño de red.

Cálculo de indicadores de desempeño de red

El cálculo de indicadores establecidos para determinar el impacto de la inserción de GDF en la red son: cargabilidad del sistema, pérdidas técnicas y perfiles de voltaje, estos permitirán evaluar el impacto de la GDF en los alimentadores primarios para que las empresas distribuidoras adopten medidas para mitigar los posibles impactos de la GDF en la infraestructura de la red.

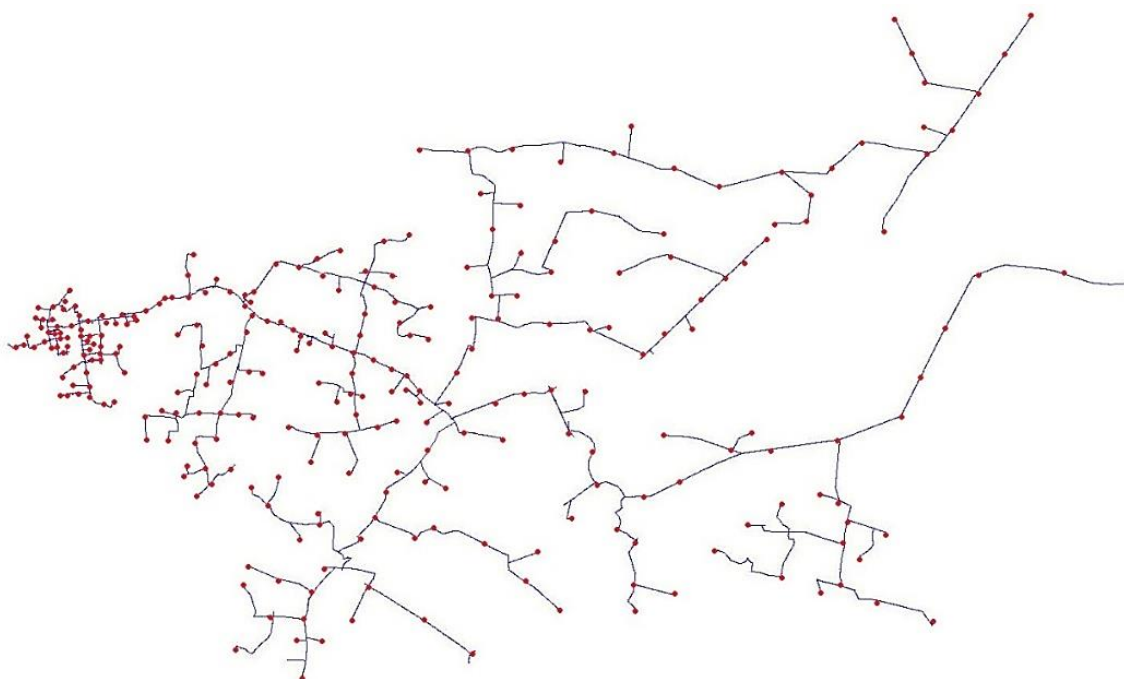
Capítulo IV

Caso de estudio

Para validar la metodología propuesta en el capítulo III, esta es aplicada al alimentador Oriental (01CV13B1S1) de la subestación eléctrica El Calvario perteneciente a la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi ELEPCO S.A., este sistema fue diseñado para cubrir la demanda energética de algunas parroquias de la ciudad de Latacunga. En la figura 10 se muestra el diagrama unifilar del alimentador.

Figura 10

Diagrama del alimentador Oriental



Nota. En la figura se indica la topología del alimentador Oriental de la subestación eléctrica El Calvario

Alimentador Oriental

La configuración del alimentador en su disposición topológica es radial, es decir, se conforma por un circuito principal o troncal trifásico del cual salen ramificaciones trifásicas y monofásicas.

La Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi (ELEPCO, 2018) define al alimentador Oriental como un alimentador tipo urbano marginal, debido a que atraviesa con mayor proporción las zonas urbanas con respecto a las zonas rurales.

Ubicación

Las parroquias las cuales el alimentador primario suministra energía eléctrica son: Juan Montalvo, Belisario Quevedo y parte de Ignacio Flores, tienen un área de concesión de aproximadamente 300 km^2 .

Características técnicas del alimentador

En el alimentador Oriental existen 5325 clientes conectados a la red y están repartidos entre consumidores de tipo: residencial, comercial e industrial, en la tabla 4 se indican las características del alimentador.

Tabla 4

Características del alimentador Oriental

Parámetros	Características
Nivel de voltaje	13.8 kV (Trifásico) y 7.9 kV (Monofásico)
Potencia instalada	1.7 MW
Centros de transformación	Tipo convencional y auto protegido.
Seccionadores	De cámara de extinción y tira fusibles.

Nota. En la tabla se indica el nivel de voltaje, carga del sistema, centros de transformación y seccionadores del alimentador Oriental modelado para validar la metodología propuesta.

La longitud del alimentador Oriental es 76,26 Km, posee 12,83 km de red trifásica y 63,43 km de red monofásica con diferentes tipos de conductores como: ACSR.1/0, ACSR.2, ACSR.3/0, ACSR.4. En la tabla 5 se muestra la distribución de las longitudes de la red.

Tabla 5

Distribución de longitudes de la red

	Longitud	Porcentaje
Fases	[Km]	(%)
A	43,13	56,56%
B	13,88	18,19%
C	6,43	8,43%
ABC	12,83	16,82%
Total	76,27 km	100,00%

Nota. En la tabla se muestran las longitudes de la red

El alimentador Oriental es de tipo aéreo por lo cual la disposición de conductores se realiza mediante estructuras para redes trifásicas como LCP, LCR, LVP y LVR y para redes monofásicas RUP, RUR (Jiménez, 2015). La mampostería comprende postes de 11 y 9 metros de altura (hormigón, hierro y madera) a lo largo del alimentador (Topa & Trávez, 2013).

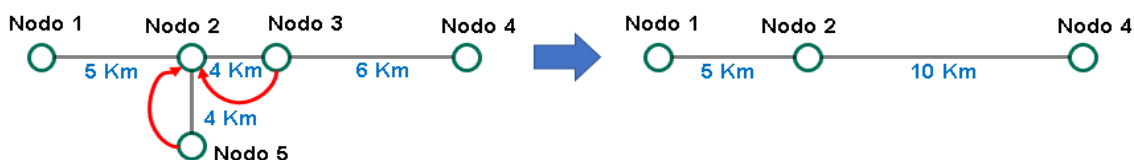
Reducción del alimentador

El marco metodológico planteado es general debido a que puede ser aplicado a cualquier red de distribución. Dada la longitud del alimentador primario y el número de postes a modelar se aplicó la técnica de reducción de red considerando la distancia eléctrica. Esta

técnica calcula y compara la menor resistencia del conductor entre dos nodos y como la resistencia es directamente proporcional a la longitud del conductor se deben considerar las distancias más cortas entre los nodos para unirlos considerando sus parámetros técnicos. En la figura 11 se muestra un ejemplo ilustrativo del uso de la reducción de red.

Figura 11

Técnica de reducción

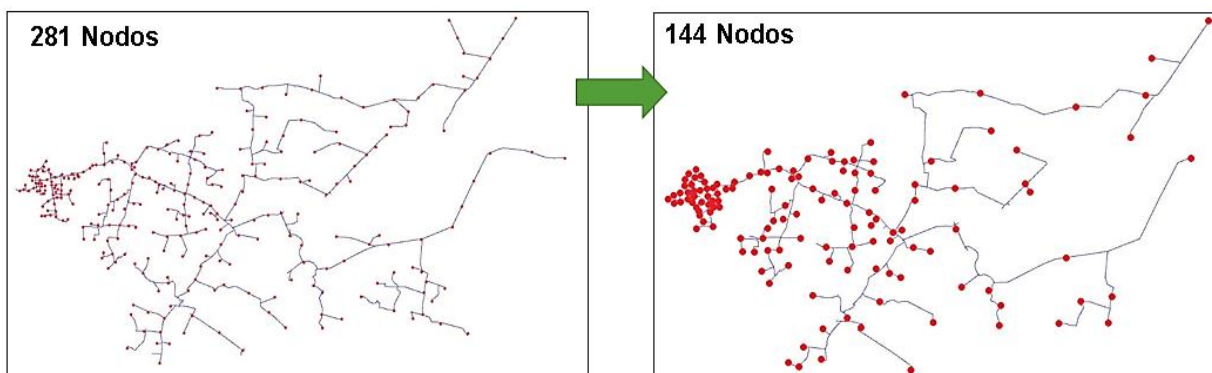


Nota. Esta imagen muestra un ejemplo de la aplicabilidad de la técnica de reducción donde el nodo 5 y 3 por tener menos longitud de sus conductores pasan a ser parte del nodo 2.

La técnica de reducción aplicada al alimentador Oriental se muestra en la figura 12, donde originalmente se tiene 281 nodos en medio voltaje.

Figura 12

Técnica de reducción del alimentador Oriental



Nota. Esta imagen muestra el antes y después del alimentador Oriental cuando se aplicó la técnica de reducción de la distancia eléctrica dejándolo en 144 nodos de medio voltaje.

Las ventajas de usar esta reducción es que se puede mantener la topología de la red y el troncal principal, estas características son importantes para la distribución de cargas.

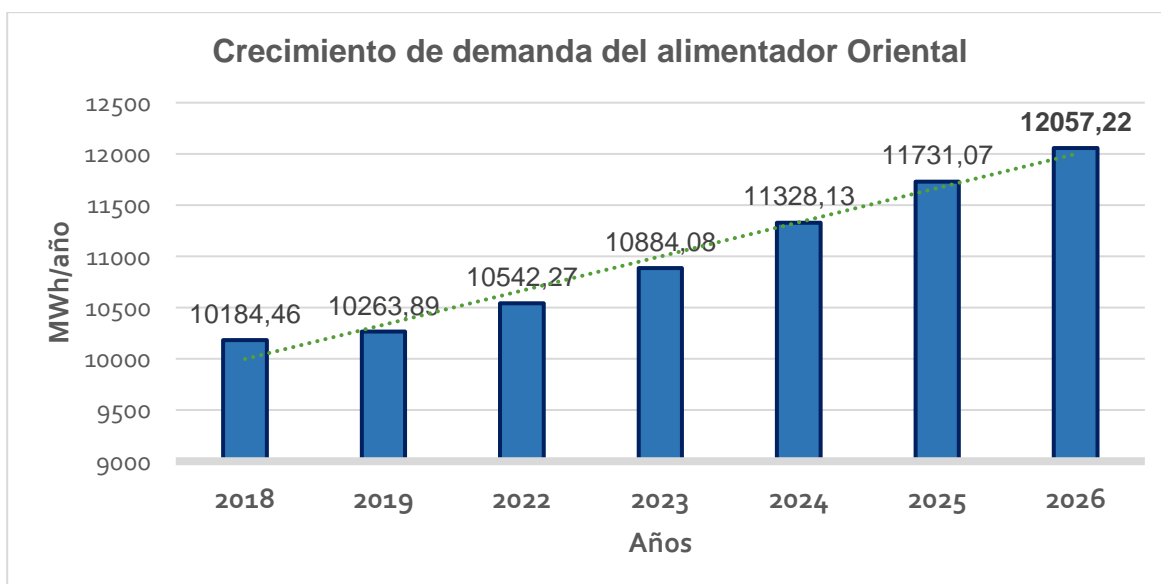
Proyección de la demanda

Se espera que en el futuro los usuarios se acojan al plan nacional de descarbonización y que se cuente con varias unidades de GDF instaladas, por lo cual se realizó la proyección de demanda consumida por el alimentador Oriental para el año 2026.

La proyección de la demanda se realizó utilizando una tasa vegetativa. Esta fue determinada mediante el compendio de datos históricos desde el año 2015 hasta el año 2019 y con una gráfica de regresión simple para trazar la línea ajustada que permite calcular la tasa de crecimiento anual. Se determinó que el porcentaje de crecimiento es anual del 2,86% para cada año. En la figura 13 se muestra el consumo de demanda de años históricos (2018 y 2019) y el crecimiento en cada uno de ellos (2022 hasta 2026). Cabe recalcar que no se consideran los datos de consumo de los años 2020 y 2021 debido a que fueron periodos atípicos.

Figura 13

Crecimiento de demanda



Nota. Esta imagen muestra la relación del año con su respectivo consumo de demanda, donde se observa el descarte del año 2020 y 2021 que fueron años atípicos debido a la pandemia mundial, la proyección de la demanda para el año de estudio 2026 es de 12057,22 GW.

La proyección de demanda para el año 2026 se realizó en función de todos los meses considerando una semana característica por cada mes del año. En la tabla 6 se muestra el crecimiento de demanda en cada mes para el año proyectado bajo estudio.

Tabla 6

Proyección de la demanda por cada mes

Proyección de la demanda			
[MWh/mes]			
Mes	Año	2019	2026
	Enero		132,22
Febrero		123,44	151,11
Marzo		132,38	162,05
Abril		128,24	156,98
Mayo		128,40	157,18
Junio		133,54	163,48
Julio		128,07	156,78
Agosto		131,90	161,46
Septiembre		137,43	168,24
Octubre		136,76	167,41
Noviembre		134,58	164,74
Diciembre		140,67	172,20

Nota. Esta tabla muestra una comparación de la demanda consumida por cada mes entre el último año de dato histórico con respecto a la demanda proyectada.

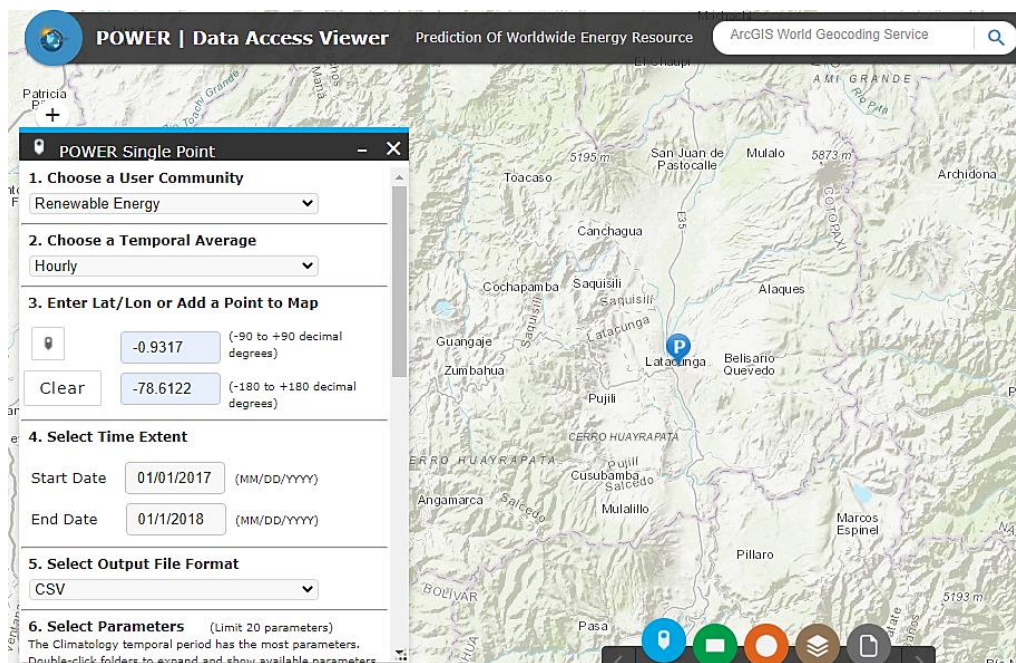
Diseño del sistema fotovoltaico

Caracterización del recurso solar en Latacunga

Mediante el uso de la plataforma online NASA Prediction Of Worldwide Energy Resources (NASA POWER), se obtuvieron datos de irradiación solar de la ciudad de Latacunga de las coordenadas latitud -0.9317 y longitud -78.6122 (NASA, 2021). En la figura 14 se indica la interfaz gráfica del programa NASA POWER considerando la localidad bajo estudio.

Figura 14

Interfaz gráfica de la plataforma NASA POWER

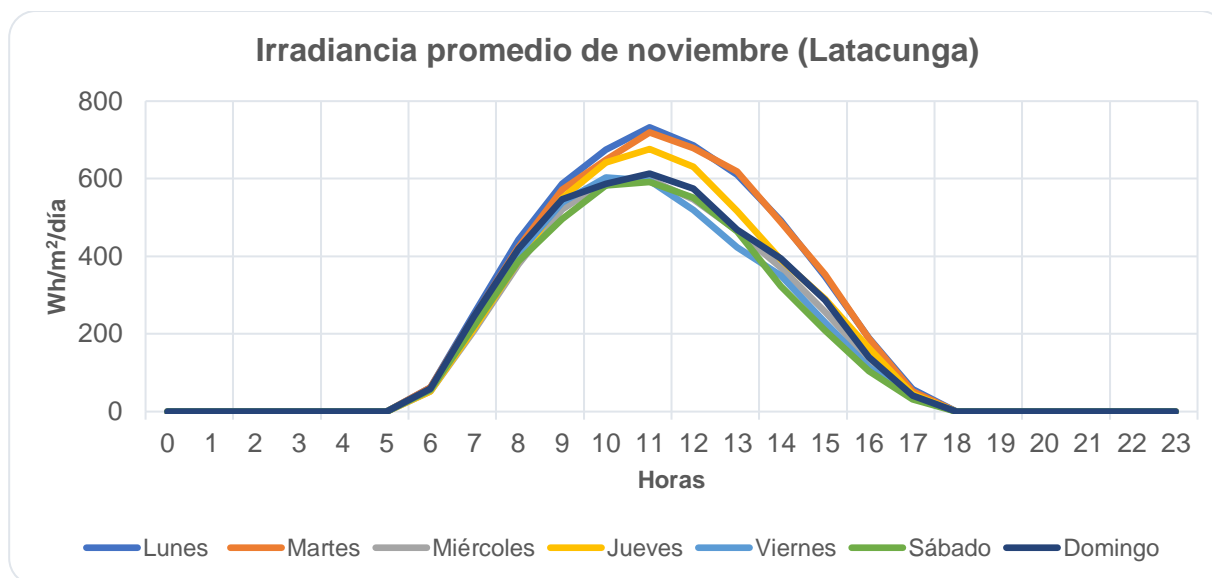


Nota. En la figura se indica la interfaz de la plataforma NASA POWER

Se obtienen 24 datos para cada día del año 2017, luego se realizó el promedio por horas del cual se obtiene una semana característica de cada mes. A manera de ejemplo la figura 15 muestra una semana de irradiación del mes noviembre.

Figura 15

Irradiancia promedio del mes noviembre.

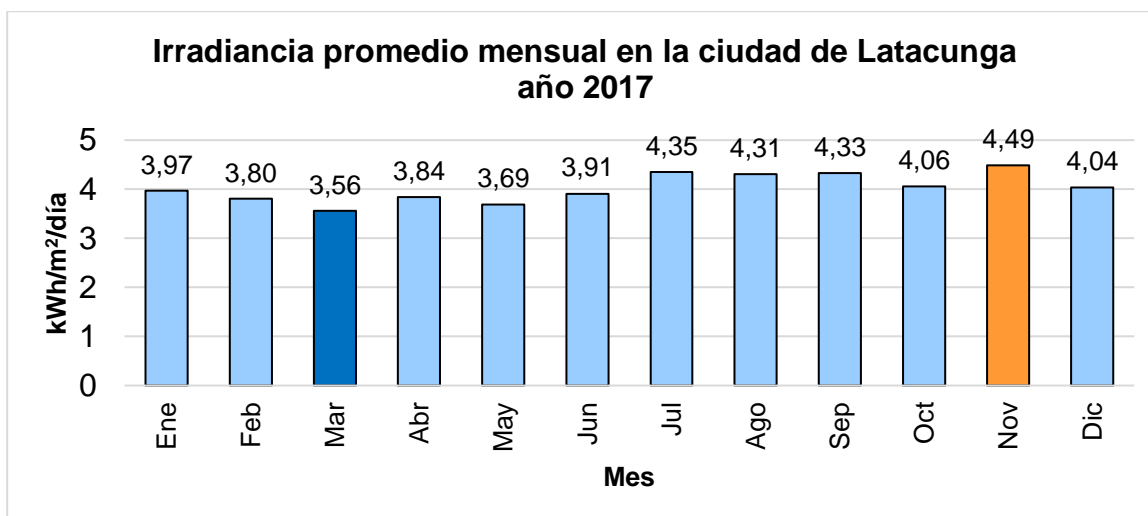


Nota. La figura representa la irradiación de la semana característica del mes noviembre.

Con las semanas características se realizó un promedio mensual para determinar el mes con mayor y menor irradiancia en el año. Ver figura 16.

Figura 16

Irradiancia promedio mensual en la ciudad de Latacunga



Nota. En la figura se muestra la irradiancia de los meses del año 2017, donde se determinó que el mes con mayor irradiancia es noviembre mientras que marzo es el mes con menor irradiancia.

La hora solar pico (HSP) mide la irradiación solar, 1 hora solar pico equivale a 1 kWh/m^2 . Debido a que se debe realizar mantenimiento en los sistemas fotovoltaicos se aplica los factores de corrección a los datos de irradiancia. Para calcular la irradiación real o HSP corregido se consideran efectos atmosféricos, la orientación e inclinación de los paneles. En este contexto, se utiliza la ecuación 1 para el cálculo de la hora solar pico corregida:

$$HSP_{\text{Corregido}} = HSP * k * k' * k'' \quad (1)$$

Donde:

$HSP = \text{Hora solar pico}$

$k = \text{Factor de corrección para la inclinación del panel}$

$k' = \text{Factor de corrección por efectos atmosféricos} = 1$

$k'' = \text{Factor de corrección por orientación} = 1$

El factor de inclinación (K) se obtiene considerando la latitud 1° debido a la ubicación de la zona bajo estudio (Latacunga) con un ángulo de inclinación de 10° que se aplicará a los paneles fotovoltaicos según la Norma Ecuatoriana de Construcción (NEC, 2011). En la tabla 7 se visualiza el cálculo del HSP corregido para cada mes.

Tabla 7*Cálculo del HSP corregido*

	Irradiancia global (HSP)	Factor de inclinación k (NEC11)	HSP corregido
Enero	3,97	0,97	3,85
Febrero	3,80	0,98	3,73
Marzo	3,56	1	3,56
Abril	3,84	1,01	3,88
Mayo	3,69	1,02	3,77
Junio	3,91	1,02	3,99
Julio	4,35	1,02	4,43
Agosto	4,31	1,01	4,35
Septiembre	4,33	1	4,33
Octubre	4,06	0,98	3,98
Noviembre	4,49	0,97	4,35
Diciembre	4,04	0,96	3,87
		Promedio del HSP	4,01

Nota. En la tabla se indica el cálculo del HSP corregido

Caracterización del uso de suelo disponible

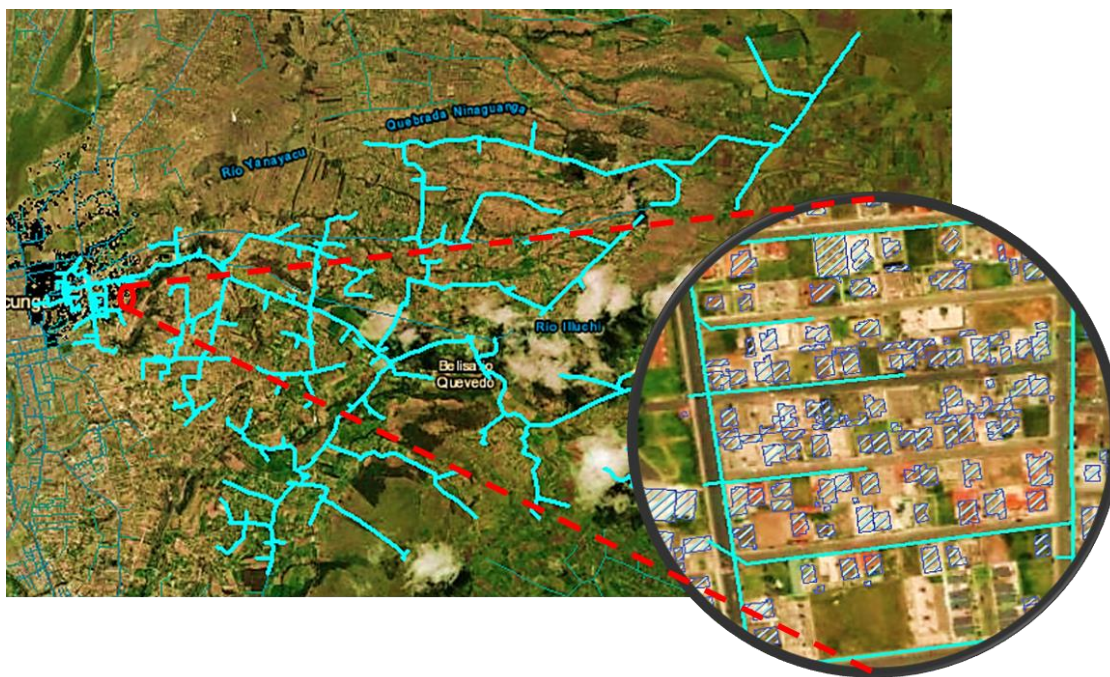
El área disponible que posee una vivienda para la instalación de paneles fotovoltaicos es indispensable para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, por lo antes mencionado se realizó un análisis de las parroquias por donde atraviesa el alimentador Oriental. Para la

caracterización del uso disponible del suelo se requieren los datos geográficos y datos técnicos del alimentador.

Los datos geográficos fueron facilitados por el departamento de catastros del GAD municipal de Latacunga en formato "shapefile" que se utiliza para almacenar la ubicación geográfica y la información de los atributos de las viviendas que se conectan al alimentador. En la figura 17 se observa el alimentador, las zonas por donde atraviesa y los predios de las viviendas.

Figura 17

Alimentador Oriental con predios de las viviendas



Nota. En la figura se observa el alimentador Oriental en el programa ArcGIS, en el gráfico (circunferencia) se muestran las áreas de las viviendas.

Se utilizó el método de la tabla de atributos para obtener el nombre de los usuarios con el área de sus viviendas.

De los datos técnicos se realizó un reconocimiento de los usuarios que están conectados a cada nodo, esta información es utilizada en la base de datos geográfica para obtener el área de la vivienda de cada usuario conectado por nodo. A manera de ejemplo la tabla 8 muestra los datos del nodo 1.

Tabla 8

Datos geográficos del nodo 1

Código uso energía	Nombre cliente	Calle	# Nodo	Área de la vivienda [m²]
Residencial	Hidalgo Víctor M.	Floreana y San Salvador	1	38,11
Residencial	Toapanta Moreno María C.	El Calvario	1	105,93
Residencial	Valencia María G.	El Calvario	1	35,85
Industrial Bt	Yugla G. Luis G.	Calle 11 de Nov. y Av. Cívica	1	262,49

Nota. En la tabla se indica el resultado de la unión de la base de datos geográficos y la base de datos técnicos, por ejemplo, se observa el primer nodo de los 144 nodos existentes a lo largo del alimentador Oriental donde se detallan los nombres de los clientes, el tipo de clientes, el número de nodo al que pertenecen y el área que posee su vivienda.

Para definir el área disponible para instalar la GDF se toma en consideración un supuesto mediante rangos y se asigna el 10 % del valor máximo del intervalo definido como el área disponible para la instalación de GDF. En la tabla 9 se visualiza el porcentaje de área disponible correspondiente a cada rango definido.

Tabla 9*Definir el área disponible*

Rango [m^2]	Área disponible para la instalación de GDF 10% [m^2]
10 - 50	5
51 - 100	10
101 - 150	15
151 - 200	20
201 - 250	25
251 - 300	30
301 - 350	35
351 - 400	40
401 - 450	45
451 - 500	50
501 - 600	60
601 - 700	70
701 - 800	80
801 - 900	90
901 - 1000	100

Nota. En la tabla se muestra el área disponible por cada rango para la instalación de GDF.

Se asignó el área disponible para cada usuario según la tabla 9. Luego, se realizó la sumatoria total del área por cada nodo. Se determina el área disponible total por cada nodo para estimar la cantidad de potencia que se puede instalar en cada nodo. En la tabla 10 se muestran los resultados del área disponible que se determinó luego de realizar la caracterización del uso de suelo tomando como ejemplo ciertos nodos, además, se indica la cantidad de clientes que se conectan en cada nodo del alimentador.

Tabla 10

Resultados de la caracterización del uso del suelo disponible.

Nodos	Usuarios conectados	Área disponible [m²]
1	4	55
2	1	20
3	42	735
4	107	1680
5	35	540
6	73	950
7	59	1750
8	23	355
.	.	.
.	.	.
.	.	.
143	19	340
144	29	450
TOTAL	3634	67430

Nota. Tabla de resultados de área disponible por cada nodo y clientes conectados.

De la tabla anterior se determinó que 3634 usuarios se conectan a lo largo del alimentador y existe 67430 m² disponibles para la instalación de unidades de generación fotovoltaica tomando como supuesto que cada usuario destine el 10 % del área total de terreno para instalar GDF. En el anexo 1 se muestra el área disponible total por cada nodo.

Características de la carga

La energía diaria necesaria, es la energía que los usuarios que se conectan al alimentador requieren para cubrir la demanda en un solo día, esta se obtuvo a partir de la

semana característica proyectada. En la tabla 11 se muestra la energía diaria necesaria de una semana característica para cada mes proyectado.

Tabla 11

Consumo de energía diaria por cada mes.

MES	Energía diaria [kWh/día]						
	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado	Domingo
Ene	22359,7	22138,5	21556,4	21588,1	26615,0	25330,8	22265,3
Feb	20775,6	20544,8	20743,0	20454,6	20591,5	20144,3	20381,5
Mar	22146,5	22190,9	22152,3	22255,2	21771,9	21666,7	22053,5
Abr	20513,3	20188,0	22142,8	25221,6	20991,8	20090,9	20181,8
May	20441,2	20097,7	20466,5	20122,7	20667,0	23569,2	24079,5
Jun	25318,2	23864,4	25142,4	20568,0	20292,9	20073,2	20275,7
Jul	20393,3	20591,8	20065,5	23637,1	23773,6	20416,8	20076,7
Ago	25812,2	20624,5	20849,0	20600,8	20736,1	20011,8	24837,2
Sep	20804,5	26587,2	25861,7	25715,4	20788,2	20201,7	20260,2
Oct	21207,6	20850,6	20918,9	19709,5	24226,6	24722,2	28693,2
Nov	26512,3	23763,2	20984,7	21270,9	20846,7	20840,4	22442,9
Dic	22798,2	22646,7	25123,9	25092,6	22742,2	22542,1	22617,8

Nota. En la tabla se indica los valores de la energía diaria necesaria de un año

Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

Rendimiento global de la instalación. Antes de realizar los cálculos de la instalación es necesario conocer que el rendimiento global de la generación fotovoltaica se ve afectada por el rendimiento en conjunto de los elementos que conforman el sistema. Por esta razón se

consideró las pérdidas del sistema fotovoltaico, incrementando en un 20% la energía diaria, esto es conocido como el factor de seguridad. A continuación, se muestra la ecuación 2 utilizada para calcular la energía diaria necesaria.

$$\text{Energía diaria necesaria} = \text{Energía diaria} + 20\% \text{ Energía diaria} \quad (2)$$

Selección del panel fotovoltaico. Para la selección del panel se tomó en cuenta el rendimiento, potencia y la existencia en el mercado del panel. Se seleccionó el panel LONGI Solar de 300 W monocristalino de alta eficiencia. A continuación, se muestran las características del panel. (LONGISolar, 2021).



Potencia nominal (P_{MPP}): 300 W

Voltaje máximo (V_{MPP}): 65,8 V

Intensidad máxima (I_{MPP}): 6,8 A

Cálculo del tamaño de la planta

La energía que genera el panel:

$$\text{Energía del panel} = P_{MPP} * HSP \quad (3)$$

El número de paneles que se necesitan para satisfacer la energía necesaria diaria será:

$$\# \text{ de paneles} = \frac{\text{Energía diaria necesaria}}{\text{Energía del panel}} \quad (4)$$

El tamaño de la planta se calcula mediante:

$$\text{Tamaño de la planta} = \# \text{ de paneles} * P_{MPP} \quad (5)$$

Distribución de la carga

La distribución de la carga se realizó a partir de los datos técnicos del alimentador primario en el software CYMDIST y de la semana característica proyectada para el año 2026. Los datos técnicos engloban un reporte de consumo energético por clientes, de eso se obtuvo un factor de participación, es decir, se calculó el porcentaje que participa cada cliente del consumo de la energía. Para la semana proyecta se desagregan las pérdidas técnicas del alimentador considerando un 3.25% (porcentaje de pérdidas) de la energía total diaria consumida.

La distribución de la demanda diaria proyectada se realiza mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Distribución de la demanda} = F_{par} * Dem_{\text{sin pérdidas}} \quad (6)$$

Donde

F_{par} = Factor de participación

$Dem_{\text{sin pérdidas}}$ = Demanda sin pérdidas

Se agrupa según el tipo de clientes en cada nodo para ingresar los datos técnicos al software CYMDIST. En la tabla 12 se muestra el resultado de la distribución de la carga con las características de los clientes conectados a un nodo, se tomó como referencia la demanda del mes diciembre – fin de semana.

Tabla 12*Distribución de la carga por nodos y tipos de clientes*

Nodos/Tipos de usuarios	# de Usuarios	Potencia aparente conectada (kVA/día)	Factor de Potencia	Consumo de energía (kWh/día)
1	2	25	96,2	236,81
Comercial urbana	1	12,5	96,2	235,67
Residencial urbana	1	12,5	96,2	1,14
2	6	10	96,9	119,17
Comercial urbana	2	3,33	96,2	104,95
Residencial urbana	4	6,67	97,2	14,22
3	63	375	96,8	272,72
Alumbrado canchas	4	0,36	98	0
Alumbrado convencional	3	0,86	98	4,33
Comercial urbana	3	20,02	96,2	5,15
Residencial rural	1	6,67	96,2	4,72
Residencial urbana	49	327,06	96,5	253,32
Industrial	3	20,02	98,7	5,2

Nota. En la tabla se indica un ejemplo de la distribución de la carga, se considera el mes diciembre y un día del fin de semana

Definición de escenarios

En esta etapa para evaluar el impacto de la inserción GDF se definieron escenarios clave donde se espera observar el comportamiento de la red de distribución frente a la instalación de varias unidades fotovoltaicas. Los escenarios se consideran dependiendo de la cantidad de energía consumida en cada mes, el dato de demanda proyectada se observa en la tabla 13, donde se observa que los meses de diciembre y febrero son los meses de mayor y menor consumo respectivamente.

Tabla 13

Energía consumida por la demanda en los meses del año.

Energía consumida	
[kWh/mes]	
Enero	161853,78
Febrero	151112,18
Marzo	162051,21
Abril	156984,04
Mayo	157184,16
Junio	163475,01
Julio	156781,24
Agosto	161463,89
Septiembre	168237,30
Octubre	167414,52
Noviembre	164744,69
Diciembre	172200,75

Nota. Esta tabla muestra el consumo de energía de cada mes en el año al que se realizó la proyección de la demanda.

De los meses seleccionados se consideraron dos días con diferente comportamiento en su consumo, es decir un día entre semana (día laboral) y un día de fin de semana, de los cuales se seleccionaron los días con mayor consumo de demanda para realizar el análisis. En la tabla 14 se observa el consumo de demanda en semanas características de los meses seleccionados.

Tabla 14

Energía consumida por la demanda para los días de febrero y diciembre

Energía consumida en los días de la semana			
característica [kWh/día]			
	Febrero		Diciembre
Lunes	20775,57	Lunes	22798,24
Martes	20544,82	Martes	22646,73
Miércoles	20743,02	Miércoles	25092,87
Jueves	20454,62	Jueves	25123,56
Viernes	20591,51	Viernes	22742,24
Sábado	20144,28	Sábado	22617,78
Domingo	20381,51	Domingo	22542,12

Nota. La tabla muestra el consumo de energía de cada día en la semana característica de los meses febrero y diciembre, donde los valores resaltados representan los días que se consideran para el análisis es decir para febrero los días lunes y domingo y para diciembre los días jueves y sábado.

En función a la incertidumbre asociada al recurso solar se considera el mes con mayor irradiación registrado en la zona bajo estudio, en la figura 16 se muestra que el mes de noviembre cumple con la característica especificada, por lo tanto, se consideran dos días entre semana y fin de semana que tengan menor consumo de energía debido a que presentan condiciones extremas de operación. En la tabla 15 se muestra la demanda de los días de la semana característica del mes con mayor irradiancia.

Tabla 15*Demanda para los días mes de noviembre*

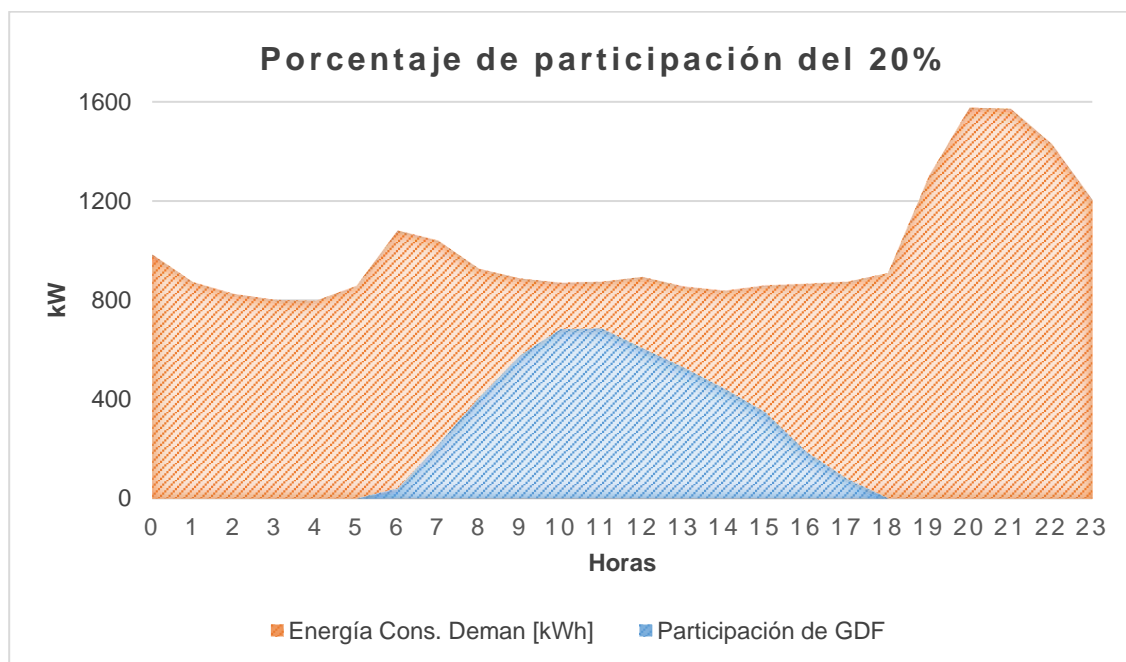
Energía consumida en los días de la semana característica [kWh/día]	
Noviembre	
Lunes	26512,32
Martes	23763,22
Miércoles	20846,67
Jueves	21270,90
Viernes	20984,66
Sábado	20840,39
Domingo	22442,93

Nota. Esta tabla muestra el consumo de energía de cada día en la semana característica de noviembre correspondiente al mes con máxima irradiancia registrada, los valores resaltados muestran los días que se consideran en el análisis es decir miércoles y sábado.

Con fines de observar la escalabilidad del impacto de la GDF, se realiza simulaciones en estado estacionario de cada uno de los días planteados bajo diferentes porcentajes de participación. El porcentaje de participación (%PP) es el porcentaje de demanda diaria que va a ser cubierto por las unidades de GD fotovoltaica. En la figura 18 a modo de ejemplo se presenta como las plantas fotovoltaicas intervienen en la curva de demanda diaria del alimentador y se muestra como la energía generada es inyectada únicamente en las horas de irradiancia solar.

Figura 18

Porcentaje de participación en la curva de demanda



Nota. Esta figura muestra como el porcentaje de participación (20%) interviene directamente en la curva de demanda diaria, la región de color naranja representa la demanda diaria de todo el alimentador mientras que la región de color azul representa como las unidades de GD cubren parte de la energía consumida.

Los porcentajes de participación que intervienen en cada día bajo estudio son: 0%, 20%, 40% y máx. % de PP. El máximo porcentaje de participación es diferente para cada día y se calcula con la ecuación 7.

$$\%PP_{M\acute{a}x} = \frac{APPFA}{EDN} * 100 \quad (7)$$

Donde:

$\%PP_{M\acute{a}x}$ = *Máximo porcentaje de participación*

APPFA = Energía Producida por la Planta fotovoltaica en el alimentador

EDN = Energía consumida por la demanda

Para determinar el impacto de la GDF en este estudio se propuso 24 escenarios para realizar el análisis en estado estacionario del alimentador Oriental.

Método de Montecarlo

La inserción de GDF de manera implícita posee varios niveles de incertidumbre tales como: la ubicación de las plantas fotovoltaicas a lo largo del alimentador y la potencia a instalar en cada nodo, estos niveles de incertidumbre se modelaron utilizando el método de Montecarlo.

El método de Montecarlo se implementó mediante el lenguaje de programación Python considerando una base de datos que incluya el mes, el máximo porcentaje de participación, la energía diaria consumida y la potencia máxima por nodos. En la tabla 16 se muestran los resultados de haber realizado la simulación utilizando el método de Montecarlo.

Tabla 16

Resultados del método de Montecarlo – diciembre

Nodos	Potencia a instalar [kW]	Número de paneles
3	72,775	243
20	143,6	479
28	21,756	73
31	58,076	194
55	38,105	128
64	61,939	207

Nodos	Potencia a instalar [kW]	Número de paneles
75	51,878	173
96	2,559	9
122	59,439	199
142	139,04	464

Mes: **Diciembre** Factor de participación: **0,2**

Potencia total calculada: **1554.3 kW**

Número de paneles calculados: **5181**

Número de paneles a implementar: **5214.0**

Potencia total a instalar: **1559.07 kW**

Nota. En la tabla se muestra un ejemplo de los resultados que se obtienen una vez aplicado el método de Montecarlo para determinar la ubicación y potencia que se debe instalar en cada nodo, además, se muestra la potencia calculada que depende del factor de participación, el número de paneles fotovoltaicos calculados que son determinados por la potencia total a instalar, los paneles fotovoltaicos a implementar que son determinados por el factor del Montecarlo asociado a la potencia que se instala en cada nodo y la potencia total a instalar que es el producto del número de paneles a implementar por la potencia del panel.

Análisis de resultados

En esta sección se presentan los resultados obtenidos mediante el análisis de flujo de potencia realizados en un periodo de 24 horas con los 24 escenarios definidos entre los meses diciembre, febrero y noviembre incluyendo el caso base (sin generación fotovoltaica). Esto se realizó para determinar el impacto de la inserción de GDF en el alimentador Oriental, mediante un análisis comparativo de los casos con diferentes porcentajes de participación con respecto

al caso sin GD. Como se mencionó anteriormente el estudio fue desarrollado considerando la proyección de la demanda al año 2026.

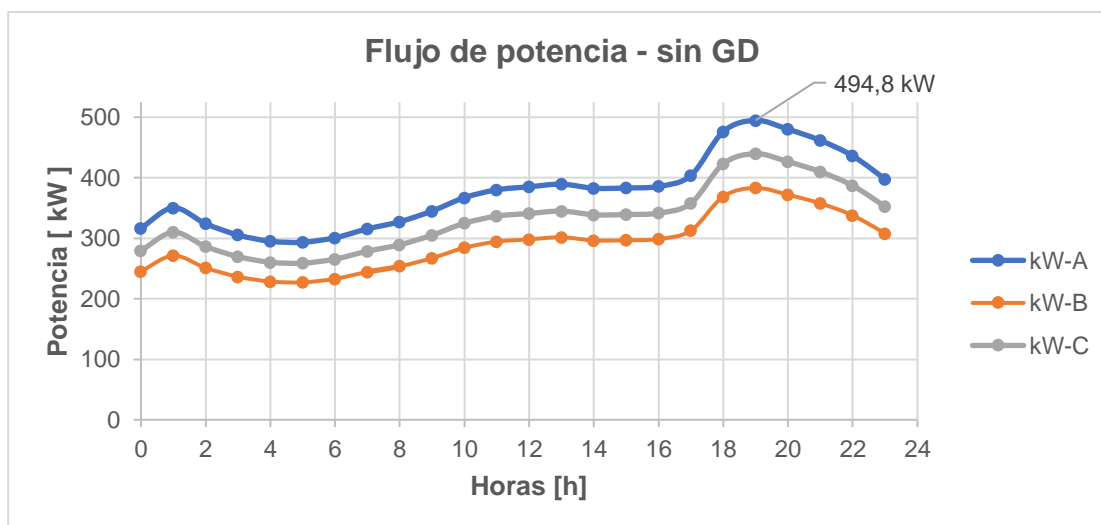
Escenario base sin GD

Para determinar las condiciones iniciales del alimentador Oriental es decir sin GDF, se desarrollaron estudios de flujo de potencia en intervalos de 24 horas considerando dos días a la semana de tres meses mediante el uso de la herramienta computacional CYMDIST con el fin de evaluar indicadores de desempeño como: cargabilidad en el sistema, pérdidas técnicas y perfiles de voltaje.

El flujo de potencia se muestra en la figura 19 donde se observa un desbalance entre las fases del alimentador. Las gráficas de flujo de potencia se modificarán dependiendo de la cantidad de potencia de GDF que se instale en los nodos de la red.

Figura 19

Flujo de potencia sin GD

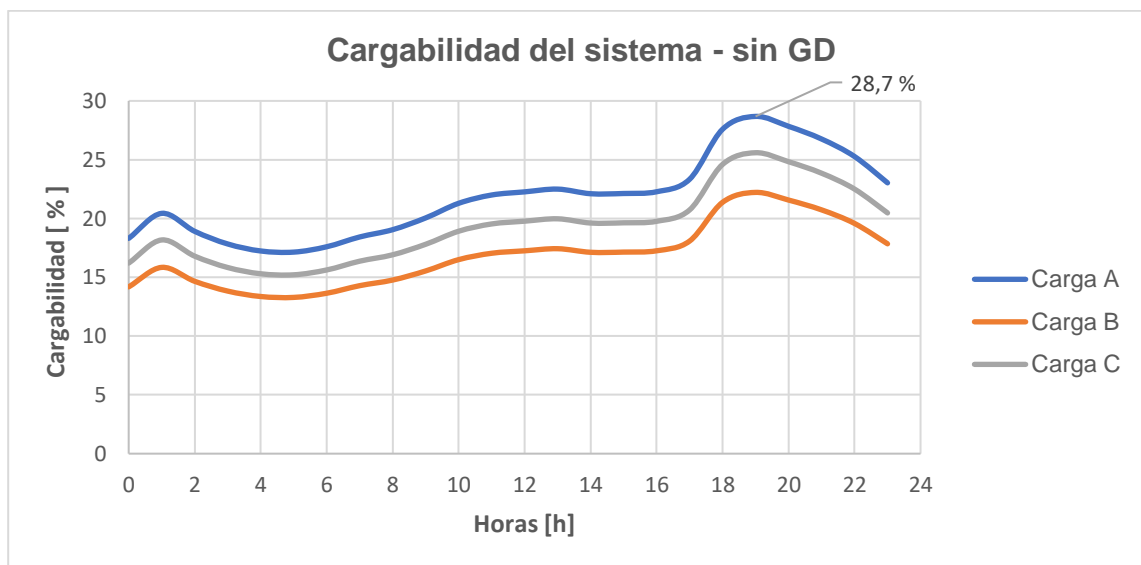


Nota. En la figura se observa el flujo de potencia del sistema sin GDF, donde el máximo consumo de demanda se presenta a las 7 pm en la fase A con 494,77 kW.

La cargabilidad del sistema depende de la ubicación de las plantas fotovoltaicas y el porcentaje de participación de las unidades de GDF, en la figura 20 se muestra la cargabilidad máxima que se presenta a lo largo del alimentador primario sin GDF.

Figura 20

Cargabilidad del sistema sin GD

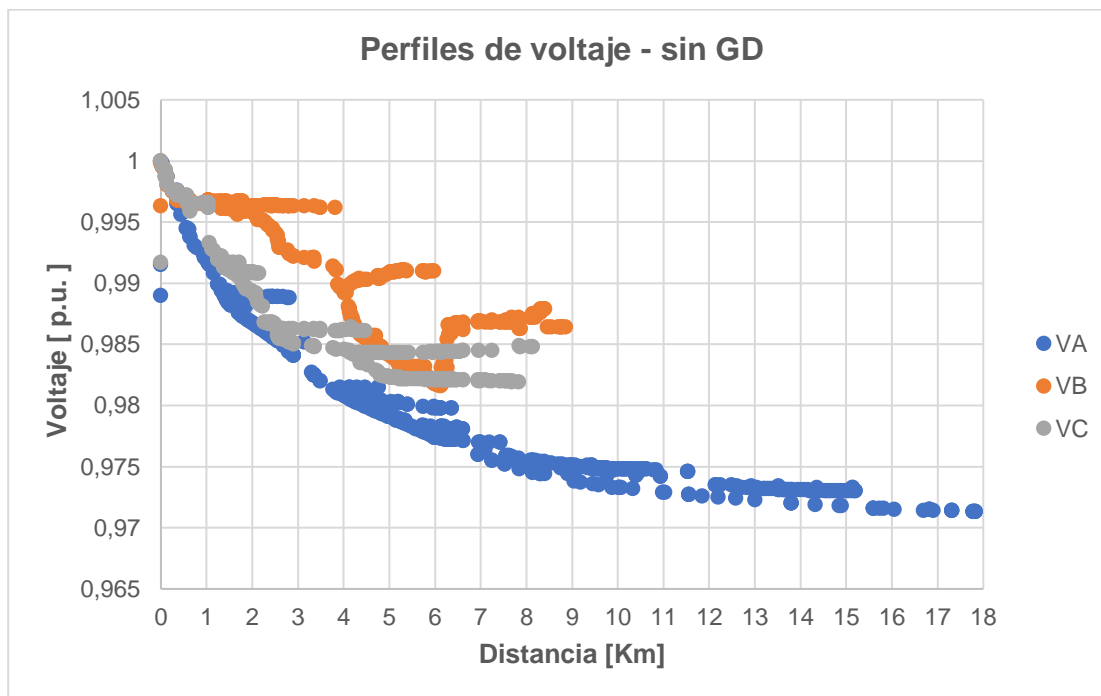


Nota. En la figura se muestra la cargabilidad del sistema sin GDF, donde la cargabilidad máxima alcanza el 28,7% a las 7 pm en la fase A

La inserción de GD ayuda a mejorar los perfiles de voltaje a lo largo de la red de distribución. La figura 21 muestra el perfil de voltaje sin generación distribuida fotovoltaica con valores de voltaje en p.u. para cada nodo en función de la distancia a la cabecera del alimentador o la subestación el Calvario.

Figura 21

Perfiles de voltaje sin GD



Nota. En la figura se indica el perfil de voltaje del alimentador Oriental sin GDF donde se muestran que los tramos monofásicos se encuentran entre 1 p.u. y valores superiores a 0.97 p.u.

Para el cálculo de las pérdidas técnicas a lo largo del alimentador se considera la siguiente ecuación:

$$Pérdidas (\%) = \frac{Pérdidas (kWh)}{carga del alimentador (kWh)} \quad (8)$$

El porcentaje de pérdidas técnicas del sistema varía dependiendo la cantidad de generación distribuida fotovoltaica que se instale a lo largo de la red de distribución.

Escenarios con GDF

Se evalúa el desempeño de la red mediante indicadores que se obtuvieron con el análisis en estado estacionario de los meses y días bajo estudio con diferentes porcentajes de participación de GDF.

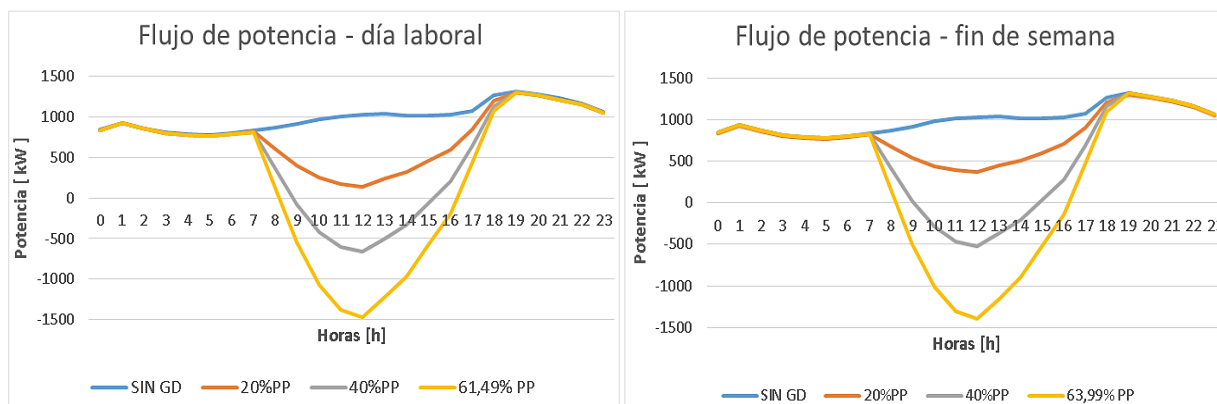
Diciembre

Flujo de potencia. El alimentador Oriental está diseñado para flujos de potencia unidireccionales. Con bajos porcentajes de participación de GDF (20% PP) ya se presenta problemas en la red porque existen inversiones de flujo de potencia en ciertos tramos provocando que una de sus fases invierta la dirección del flujo, esto es debido al desbalance de longitud de las fases monofásicas y trifásica (ver tabla 5). Con altos porcentajes de participación (40% y máx. % de PP) el sistema se comporta como un circuito activo porque inyecta energía hacia la cabecera del alimentador y a su vez al sistema de transmisión.

La figura 22 muestra el flujo de potencia trifásico del alimentador es decir visto desde la cabecera del alimentador aguas abajo con los diferentes porcentajes de participación de GDF tanto para el día laboral como el fin de semana del mes de diciembre.

Figura 22

Flujo de potencia trifásico – diciembre



Nota. El gráfico muestra la comparación del flujo de potencia entre el día laboral (jueves) y el fin de semana (sábado).

En la tabla 17 se indica los resultados del flujo de potencia trifásica en las horas de generación fotovoltaica observando inversiones de flujo de potencia en las horas de mayor irradiancia con 40% y máx. % de PP.

Tabla 17

Flujo de potencia trifásico – diciembre

Flujo de potencia día laboral [kW/h]												
Casos	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
SIN GD	838,4	870,2	917,4	976,2	1011	1024,2	1035,8	1017,9	1019	1026	1074,5	1267,9
20%	822,8	608,8	402,8	254,3	168,3	142,8	239,5	319,8	455,7	599,1	849,2	1194,1
40%	815,5	365,5	-76,9	-415,2	-607,2	-661,1	-496,8	-327,7	-68	201,8	641,9	1133
MAX PP	808,8	128,4	-548,9	-1076,6	-1380,2	-1473,7	-1224,8	-967,1	-584,1	-188,3	440,8	1077
Flujo de potencia fin de semana [kW/h]												
Casos	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
SIN GD	838,4	870,2	917,4	976,2	1011	1024,2	1035,8	1017,9	1019	1026	1074,5	1267,9
20%	822,8	673,7	535,1	442,3	389	373,9	447,3	501	600,6	707,3	903,5	1207,2
40%	825,3	418,3	16,2	-290,8	-467,8	-520,6	-361,4	-206,5	33,2	282,2	690,7	1158,3
MAX PP	817,7	158,7	-498,3	-1010,2	-1304,7	-1395,4	-1152,6	-901,9	-528,7	-143,2	470,1	1095,1

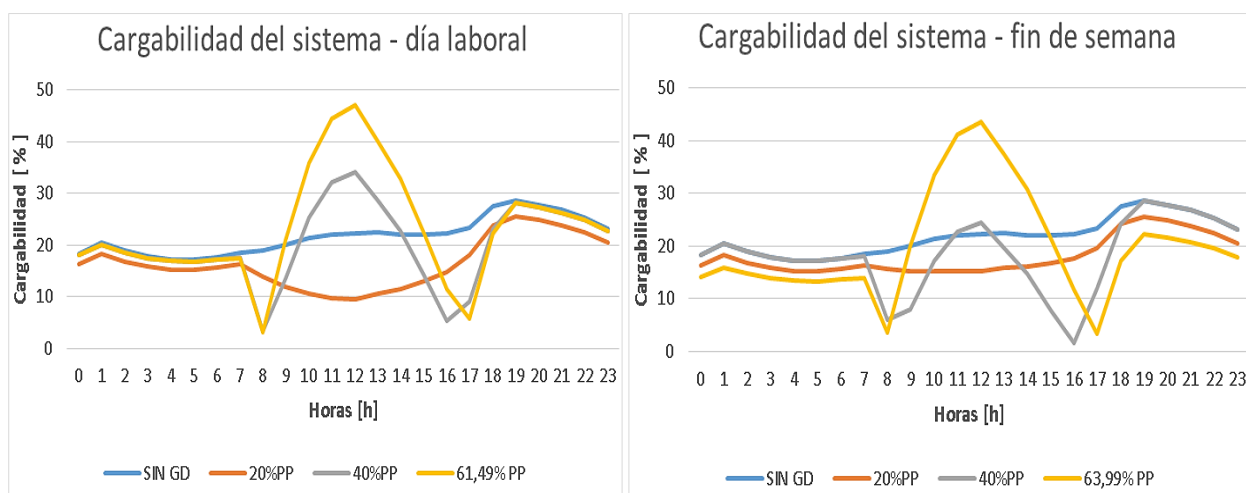
Nota. Esta tabla muestra la comparación del flujo de potencia entre el día laboral (jueves) y el fin de semana (sábado) tomando horas de irradiación (7h00 a 18h00). Se indica que con mayores %PP existe inversión de flujo de potencia trifásico en horas de mayor irradiación, estos datos se encuentran señalados de color rojo

Cargabilidad del sistema. La cargabilidad del sistema depende de factores como: la ubicación de las unidades de generación, la estructura de la red y de los diferentes niveles de

participación del SFV. La cargabilidad del sistema se tomó considerando el valor máximo entre las fases visto desde la cabecera del alimentador principal aguas abajo. Como se observa en la figura 23 para índices de participación bajo (20% PP) la planta fotovoltaica ayuda a compensar la cargabilidad de la red, mientras que con altos índices de participación (40% y máx. % de PP) la cargabilidad del sistema se incrementa debido a la mayor inyección de potencia por parte de las plantas de generación distribuida fotovoltaicas hacia el sistema de distribución.

Figura 23

Cargabilidad del sistema – diciembre



Nota. El gráfico indica el comportamiento de cargabilidad del sistema entre el día laboral (jueves) y el fin de semana (sábado) del mes de diciembre cuando la red opera con diferentes porcentajes de participación.

La tabla 18 muestran los valores de la cargabilidad del sistema entre el día laboral y fin de semana donde se indica que con el 20% PP la cargabilidad disminuye durante las horas de generación fotovoltaica sin embargo para el 40% y el máx. % de PP esta incrementa al acercarse a las 12h00 (hora de mayor irradiación a lo largo del día) en relación al caso base.

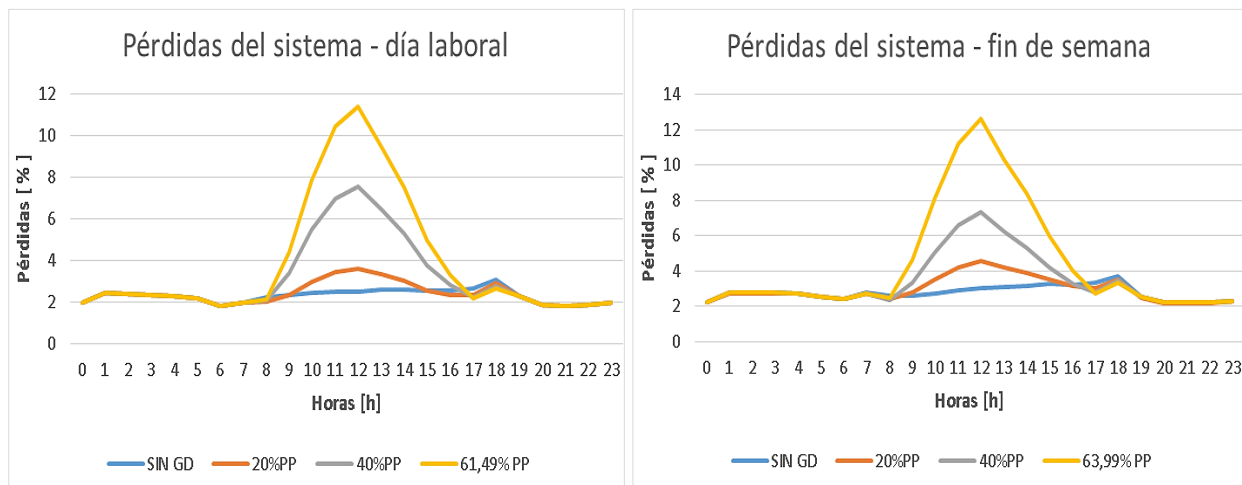
Tabla 18*Cargabilidad del sistema – diciembre*

Cargabilidad del sistema día laboral [%]												
Casos	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
SIN GD	18,4	19,1	20,1	21,3	22	22,3	22,5	22,1	22,1	22,3	23,3	27,6
20%	16,3	13,9	11,9	10,6	9,8	9,6	10,7	11,5	13	14,8	18,2	23,9
40%	17,6	3,3	13,5	25,4	32,1	34	28,7	22,7	14,1	5,3	9	23
MAX PP	17,5	3,2	20,9	35,8	44,4	47	40,1	32,8	22,2	11,4	5,8	22,1
Cargabilidad del sistema fin de semana [%]												
Casos	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
SIN GD	18,4	19,1	20,1	21,3	22	22,3	22,5	22,1	22,1	22,3	23,3	27,6
20%	16,3	15,6	15,2	15,3	15,2	15,3	15,9	16,1	16,8	17,6	19,6	24,3
40%	18	6	7,9	17,3	22,8	24,4	19,7	14,8	7,7	1,6	11,9	24,3
MAX PP	13,8	3,7	19,9	33,4	41,1	43,5	37,4	30,8	21,3	11,7	3,3	17,1

Nota. La tabla muestra la comparación de la cargabilidad del sistema entre el día laboral (jueves) y el fin de semana (sábado), se observa que los valores señalados de color naranja son la máxima cargabilidad del sistema y no existen problemas para la red.

Pérdidas del sistema. Debido a que el flujo de potencia se invierte existe un incremento en las pérdidas en el sistema, esto sucede porque el sistema genera más energía de lo que se logra consumir, dando como resultado una exportación de los excedentes de potencia aguas arriba.

Como se observa en la figura 24 se muestra como la tasa de pérdidas se incrementa en las horas de irradiación solar dependiendo el porcentaje de participación, teniendo el máximo pico de pérdidas en la hora de máxima irradiación.

Figura 24*Pérdidas del sistema – diciembre*

Nota. Este gráfico muestra el incremento de pérdidas de la red de distribución dependiendo el porcentaje de participación entre el día laboral (jueves) y el fin de semana (sábado), donde indica al porcentaje máximo de pérdidas en las horas de mayor irradiancia, además, se observa mayor porcentaje de pérdidas en el fin de semana.

En la tabla 19 se muestran los resultados de los porcentajes de pérdidas del día laboral y el fin de semana en las horas de generación fotovoltaica tomado el intervalo desde 7 am hasta 18 pm donde se observa que el porcentaje disminuye o se mantiene en las horas de menor irradiancia esto es debido por la poca inserción de GDF en el alimentador, mientras que, en las horas de mayor generación fotovoltaica las pérdidas aumentan considerablemente en comparación al caso base (sin GD).

Tabla 19*Pérdidas del sistema – diciembre*

Pérdidas del sistema día laboral [%]												
Casos	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
SIN GD	2	2,2	2,3	2,4	2,5	2,5	2,6	2,6	2,5	2,5	2,6	3,1
20%	2	2,1	2,4	3	3,4	3,6	3,3	3	2,6	2,3	2,3	2,9
40%	2	2	3,4	5,5	7	7,5	6,5	5,3	3,8	2,8	2,2	2,8
MAX PP	1,9	2	4,4	7,9	10,5	11,4	9,5	7,5	5	3,3	2,2	2,7

Pérdidas del sistema fin de semana [%]												
Casos	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
SIN GD	2,8	2,6	2,6	2,7	2,9	3	3,1	3,2	3,3	3,2	3,3	3,7
20%	2,8	2,5	2,8	3,5	4,2	4,6	4,2	3,9	3,5	3,1	3	3,5
40%	2,7	2,4	3,3	5,1	6,6	7,4	6,2	5,3	4,2	3,3	2,8	3,4
MAX PP	2,7	2,3	4,7	8,1	11,2	12,7	10,3	8,4	6	4	2,7	3,3

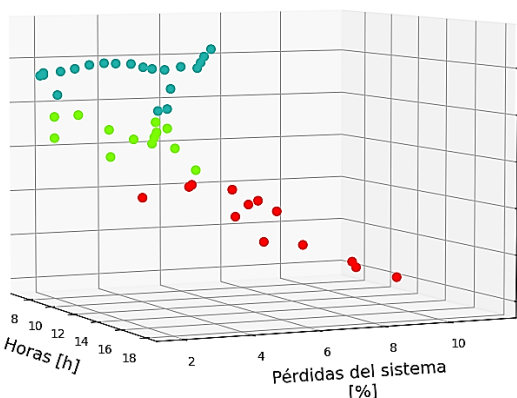
Nota. Esta tabla muestra la comparación del porcentaje de pérdidas entre el día laboral (jueves) y el fin de semana (sábado), se indica que en las horas de máxima irradiación el porcentaje se incrementa en proporción a los diferentes índices de participación. Los datos que muestran incremento en relación al caso base se señalan en color rojo.

En la figura 25 se observa el comportamiento del sistema relacionando el flujo de potencia vs las pérdidas del sistema en las horas de generación fotovoltaica, es decir, mientras el flujo de potencia se invierte las pérdidas empiezan a incrementar.

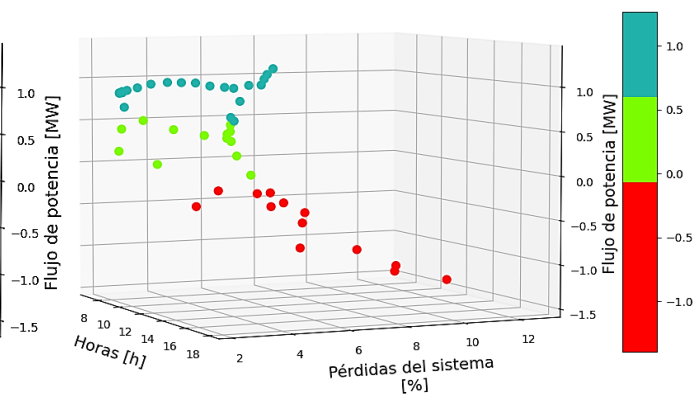
Figura 25

Flujo de potencia vs Pérdidas del sistema del mes diciembre

Flujo de potencia vs Pérdidas del sistema en
horas de generación
Diciembre – jueves



Flujo de potencia vs Pérdidas del sistema en
horas de generación
Diciembre – sábado



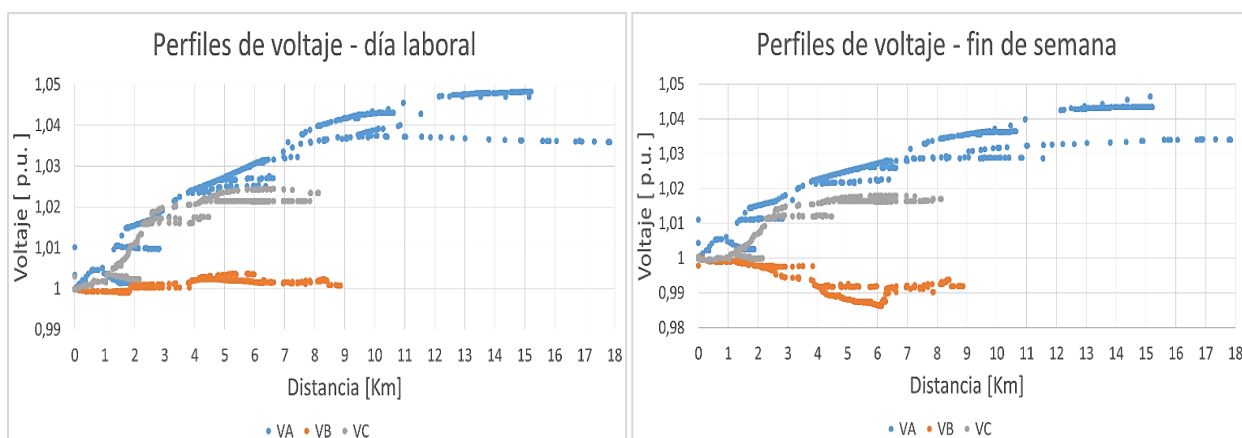
Nota. En la figura se indica una representación en tres dimensiones del flujo de potencia y pérdidas del sistema en las horas de generación del mes de diciembre del día laboral y fin de semana respectivamente. De acuerdo a la barra de colores se observa que los puntos críticos que afectan la operación normal del sistema de distribución se encuentran en color rojo, la mayoría de estos puntos aparecen cuando existe la inversión de flujo de potencia. Los puntos de color verde representan una mejor operación del sistema debido a que existe la disminución de flujo de potencia por lo tanto se reducen las pérdidas técnicas con respecto al caso sin GD en horas donde no hay tanta irradiancia ni alto consumo de demanda, por último, los puntos de color celeste representan la operación del sistema en las horas de poca irradiancia donde se muestra mínimos cambios en el flujo de potencia y en las pérdidas del sistema con respecto al caso base.

Perfiles de voltaje. La inserción de GDF en la red de distribución mejora los perfiles de voltaje del alimentador, este cambio depende de la ubicación de los SFV y de la configuración

topológica de la red. En la figura 26 se observa la mejora del nivel de voltaje en el alimentador especialmente en los nodos que se encuentran más alejados de la cabecera de la red, encontrándose dentro del rango de variación permitida por el ente regulador que es del 6% en medio voltaje.

Figura 26

Perfiles de voltaje – diciembre



Nota. Este gráfico muestra como mejoran los perfiles de voltaje cuando se instala el máximo porcentaje de participación entre el día laboral (jueves) y el fin de semana (sábado), en los dos casos el voltaje no supera el 1.05 p.u. por lo tanto están dentro del rango estipulado por la regulación de calidad de energía.

Con los resultados de la figura 26 se concluye que no es necesario la instalación de banco de reactores para disminuir el nivel de voltaje y mantener la operación adecuada de la red de distribución

Febrero.

Flujos de potencia. En la tabla 20 se muestran los resultados del comportamiento del flujo de potencia trifásico del mes febrero, visto desde la cabecera del alimentador Oriental

aguas abajo, se encuentran datos del día laboral (lunes) y fin de semana (domingo) bajo diferentes porcentajes de participación, con el 20% PP los flujos de potencia trifásico disminuyen en comparación al caso base (sin GD), mientras que con el 40% y máx. % de PP se observa la inversión de flujo trifásico en las horas de máxima irradiancia.

Tabla 20

Flujo de potencia trifásica – febrero

Flujo de potencia día laboral [kW/h]											
Casos	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
SIN GD	870,2	917,4	976,2	1011	1024,2	1035,8	1017,9	1019	1026	1074,5	1267,9
20%	732,8	560,8	442	380,8	312	380,3	422,9	527,9	647,2	857,5	1190,7
40%	595,3	202,1	-98,3	-258,6	-411,1	-285,3	-180,1	31,9	265,8	639,9	1113,4
MAX PP	425,5	-235,5	-750,7	-1026,3	-1278,8	-1083,3	-905,6	-568,5	-198,8	372,5	1017,9

Flujo de potencia fin de semana [kW/h]											
Casos	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
SIN GD	870,2	917,4	976,2	1011	1024,2	1035,8	1017,9	1019	1026	1074,5	1267,9
20%	735,6	568,9	454,7	396,1	329,4	396,2	437,1	539,4	655,7	862,1	1192,2
40%	608,5	238,5	-41,1	-189,5	-329,2	-212,3	-115,5	83,8	304,7	661,2	1120,7
MAX PP	442,4	-188,8	-677,4	-937,8	-1174,8	-990,6	-822,9	-502,1	-149,2	399,6	1027

Nota. Esta tabla muestra la comparación del flujo de potencia trifásico entre el día laboral (lunes) y el fin de semana (domingo), se indica la inversión del flujo trifásico en los datos de color rojo en las horas de mayor irradiación.

Cargabilidad del sistema. En la tabla 21 se muestra la cargabilidad del sistema que se tomó considerando el máximo valor entre las fases visto desde la cabecera del alimentador

principal aguas abajo, se tienen datos del día laboral y el fin de semana en las horas de generación, donde el valor máximo de cargabilidad se da en la hora pico solar, este dato indica que la cargabilidad máxima no representa un problema en la estructura de la red.

Tabla 21

Cargabilidad del sistema – febrero

Cargabilidad del sistema día laboral [%]											
Casos	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
SIN GD	19,1	20,1	21,3	22	22,3	22,5	22,1	22,1	22,3	23,3	27,6
20%	15,8	15	14,6	14,4	14	14,6	14,8	15,6	16,7	19	25,7
40%	12,5	6,5	7,9	12,1	16,2	12,9	10	4,4	7,5	13,7	23,5
MAX PP	11,6	10,4	22,1	28,5	34,2	29,8	25,7	18,2	10	12,3	21,7
Cargabilidad del sistema fin de semana [%]											
Casos	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
SIN GD	19,1	20,1	21,3	22	22,3	22,5	22,1	22,1	22,3	23,3	27,6
20%	16,4	16,2	16,5	16,7	16,5	17	16,9	17,4	18	19,8	26,1
40%	14,4	11,2	9,1	13,2	17,1	13,8	10,9	10,5	12,7	16,7	23,3
MAX PP	12	13,8	29	37,1	44,4	38,8	33,6	23,9	13,3	12,9	21,8

Nota. Esta tabla muestra la comparación de la cargabilidad del sistema entre el día laboral (lunes) y el fin de semana (domingo), se observa que los valores señalados de color naranja son la máxima cargabilidad por fases del sistema y que no existen problemas para la red.

Pérdidas del sistema. En la tabla 22 se muestra el porcentaje de pérdidas visto desde la cabecera del alimentador aguas abajo, se tienen datos del día laboral y fin de semana de

febrero donde se indica que la tasa de pérdidas se incrementa en las horas de mayor irradiación solar dependiendo el porcentaje de participación y en las horas de menor irradiancia las pérdidas disminuyen o se mantienen en comparación al caso base.

Tabla 22

Pérdidas del sistema – febrero

Pérdidas del sistema día laboral [%]											
Casos	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
SIN GD	2,5	2,8	3,1	3,1	3	3,1	3,3	3,2	3,3	3,4	3,8
20%	2,3	2,4	3,2	3,7	4,1	3,6	3,6	3	3,3	3,1	3,6
40%	2,1	2,9	3,7	4,2	4,6	4,2	4,2	3,6	2,6	2,6	3,4
MAX PP	2	3	5,2	6,8	8,2	6,9	6,4	4,6	2,3	2,5	3,2
Pérdidas del sistema fin de semana [%]											
Casos	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
SIN GD	3	3	3	3,2	3,3	3,2	3,2	3,3	3,3	3,2	3,6
20%	2,9	2,9	3,8	4,6	5,3	4,7	4,3	3,8	3,3	3	3,4
40%	2,6	3,1	4	5	5,9	5,2	4,6	3,8	3,5	2,7	3,2
MAX PP	2,5	3,5	6	8,2	10,4	8,6	7,3	5,4	3,7	2,5	3

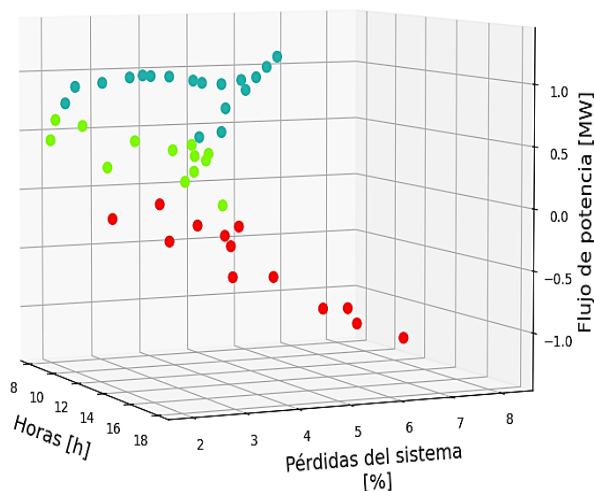
Nota. Esta tabla muestra la comparación del porcentaje de pérdidas entre el día laboral (lunes) y el fin de semana (domingo), se observa que los valores de color rojo superan al caso base dependiendo del índice de participación de GDF.

En la figura 27 se observa el comportamiento del sistema relacionando el flujo de potencia y las pérdidas del sistema en las horas de generación fotovoltaica de los días estudiados. En comparación con la figura 25 correspondiente al mes de diciembre se determina que febrero al ser el mes con menor consumo de demanda presenta mayor cantidad de puntos críticos.

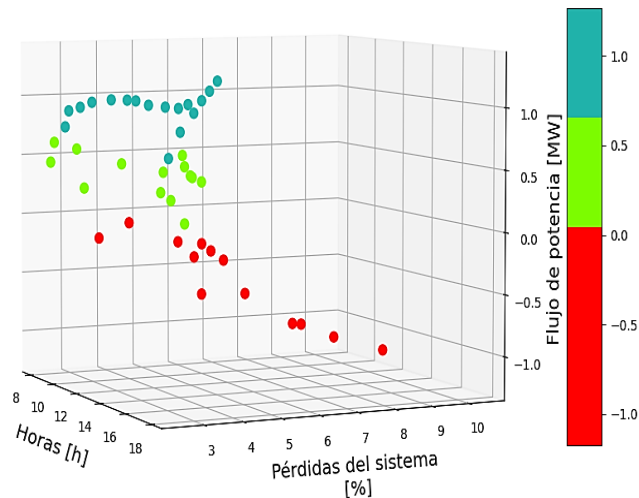
Figura 27

Flujo de potencia vs Pérdidas del sistema del mes febrero

Flujo de potencia vs Pérdidas del sistema en
horas de generación
Febrero – lunes



Flujo de potencia vs Pérdidas del sistema en
horas de generación
Febrero – domingo

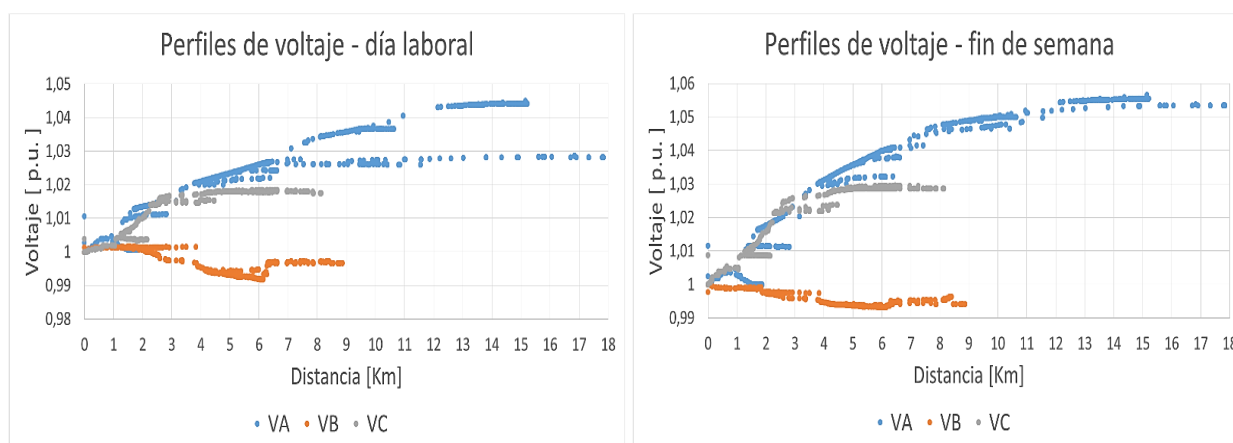


Nota. En la figura se muestra la representación en tres dimensiones del flujo de potencia y pérdidas del sistema en las horas de generación del mes de febrero del día laboral y fin de semana respectivamente. De acuerdo a la barra de colores se observa que los puntos críticos que alarman a la empresa distribuidora se encuentran en color rojo, estos puntos aparecen cuando existe la inversión de flujo en cualquiera de sus fases. Los puntos de color verde representan una mejor operación del sistema debido a que existe la disminución de flujo de potencia por lo tanto se reducen las pérdidas técnicas con respecto al caso sin GD en horas donde no hay tanta irradiancia ni alto consumo de demanda, por último, los puntos de color celeste representan la operación del sistema en las horas de poca irradiancia donde se muestra mínimos cambios en el flujo de potencia y en las pérdidas del sistema con respecto al caso base.

Perfiles de voltaje. En la figura 28 se observa como mejoran los perfiles de voltaje del alimentador debido a la inserción de GDF, los niveles más altos de voltaje se presentan en el día domingo (fin de semana) que sobrepasa el 5% pero no excede el 6% estipulado por la regulación de calidad de servicio de distribución de energía eléctrica.

Figura 28

Perfiles de voltaje – febrero



Nota. El gráfico muestra como mejoran los perfiles de voltaje cuando se instala el máximo porcentaje de participación de generación distribuida fotovoltaica en el mes de diciembre dependiendo el día laboral (lunes) y el fin de semana (domingo) en comparación al caso sin GD, en los dos casos no supera el voltaje de 1.05 p.u.

Noviembre

Flujos de potencia. En la tabla 23 se muestran los valores del flujo de potencia trifásico visto desde la cabecera del alimentador aguas abajo, se encuentran datos del día laboral y fin de semana, indicando que altos índices de participación de GDF influyen en el comportamiento atípico de la red, tal es el caso que con el 40% y el máx. % de PP los flujos de potencia trifásico

se invierten en las horas de mayor irradiación. Con esto se concluye que es necesario un análisis de coordinación de protecciones en el alimentador.

Tabla 23

Flujo de potencia trifásica – noviembre

Flujo de potencia día laboral [kW/h]												
Casos	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
SIN GD	838,4	870,2	917,4	976,2	1011	1024,2	1035,8	1017,9	1019	1026	1074,5	1267,9
20%	719	477,9	258,3	115,1	43,9	18,5	94,6	201,6	356,7	540,5	790,4	1132,3
40%	736,1	353	-0,4	-240	-359,2	-398,4	-292,9	-125,1	109,8	387,3	751	1200
MAX PP	716,6	32,7	-608,2	-1060	-1290,5	-1393	-1193,3	-893	-491,5	-20,1	571,2	1206,1
Flujo de potencia fin de semana [kW/h]												
Casos	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
SIN GD	838,4	870,2	917,4	976,2	1011	1024,2	1035,8	1017,9	1019	1026	1074,5	1267,9
20%	701	514	383,7	346,5	299	368,8	440,5	526,9	640,2	809,3	997,5	1267,9
40%	554,4	180,6	-123,3	-328,3	-431,7	-468,7	-369,3	-221,8	-14,4	229,7	552,6	1121,9
MAX PP	716,9	32,9	-611,5	-1068,1	-1302,2	-1385,6	-1204	-899,5	-494,4	-20,5	571,9	1206,3

Nota. Esta tabla muestra la comparación del flujo de potencia entre el día laboral (miércoles) y el fin de semana (sábado), se indica la inversión de flujo trifásico en los datos de color rojo y que a las 12h00 existe la mayor inversión de flujo debido a que es la hora solar pico del día.

Cargabilidad del sistema. En la tabla 24 se observa el comportamiento de la cargabilidad del alimentador se tomó considerando el máximo valor entre las fases visto desde la cabecera aguas abajo, se presentan los datos del día laboral y el fin de semana en las horas de generación fotovoltaica donde es evidente el aumento de la cargabilidad al acercarse al punto de mayor irradiación solar (12:00).

Tabla 24*Cargabilidad del sistema – noviembre*

Cargabilidad del sistema día laboral [%]												
Casos	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
SIN GD	18,4	19,1	20,1	21,3	22	22,3	22,5	22,1	22,1	22,3	23,3	27,6
20%	13,5	10,9	8,6	7,4	6,7	6,5	7,3	8,4	10,2	12,3	15,6	20,8
40%	12,6	3,6	6,9	13,1	16,3	17,5	14,7	10,4	4,7	2,8	11,1	20,5
MAX PP	15	5,5	23,2	36,3	43	45,3	40,3	31,6	20,4	7,3	9,2	25,9
Cargabilidad del sistema fin de semana [%]												
Casos	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
SIN GD	18,4	19,1	20,1	21,3	22	22,3	22,5	22,1	22,1	22,3	23,3	27,6
20%	17,4	16,3	16,6	17,3	17,7	17,8	18,2	18,1	18,4	18,9	20,3	27,1
40%	12,6	7	7,8	13,6	16,6	17,7	14,9	10,6	5,1	8,1	12,5	24,5
MAX PP	15,3	7	19,4	31,1	37,1	39,2	34,6	26,8	16,5	7	14,6	26

Nota. Esta tabla muestra la comparación de la cargabilidad del sistema entre el día laboral (miércoles) y el fin de semana (sábado), se indica que los valores señalados de color naranja son la máxima cargabilidad entre las fases que alcanza el sistema, además que existe mayor cargabilidad en el sistema en el día laboral a las 12h00

Pérdidas del sistema. En la tabla 25 se muestran los valores de como la inserción de GDF ayuda a disminuir o se mantienen las pérdidas del sistema en las horas de menor irradiancia mientras que aumentan notablemente cuando existe una cantidad de irradiancia mayor tanto en el día laboral como en el fin de semana.

Tabla 25*Pérdidas del sistema – noviembre*

Pérdidas del sistema día laboral [%]												
Casos	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
SIN GD	2,3	2,6	2,8	3	3,1	3,2	3,4	3,3	3,2	3,2	3,2	3,5
20%	2,2	2,3	2,9	3,8	4,3	4,5	4,4	3,7	3,1	2,7	2,8	3,5
40%	2,1	2,5	3,9	5,7	6,9	7,3	6,9	5,4	4	3,1	2,7	3,4
MAX PP	2,1	2,7	5,6	9,3	11,8	12,8	11,5	8,5	5,5	3,4	2,6	3,3

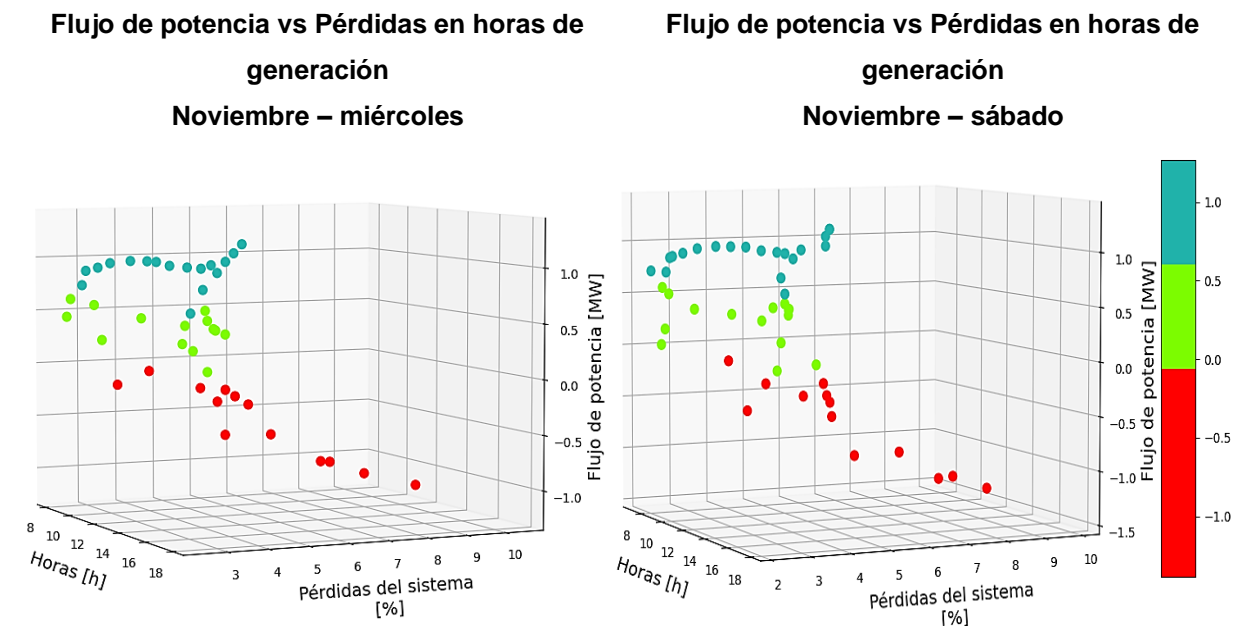
Pérdidas del sistema fin de semana [%]												
Casos	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
SIN GD	2,8	2,6	2,6	2,7	2,9	3	3,1	3,2	3,3	3,2	3,3	3,7
20%	2,7	2,5	2,9	3,6	4,1	4,5	4,2	3,8	3,5	3,1	3,1	3,7
40%	2,6	2,4	3,8	4,5	5,2	5,6	5,2	4,8	4,3	3,1	3	3,6
MAX PP	2,3	2,3	4,3	6,9	8,9	9,9	8,6	6,8	4,7	3	2,6	3,6

Nota. Esta tabla muestra la comparación del porcentaje de pérdidas entre el día laboral (miércoles) y el fin de semana (sábado), se indican los valores más altos con el máximo porcentaje de participación en el día laboral de color rojo.

Las pérdidas del sistema empiezan a incrementarse en relación con la inversión de flujo de potencia que exista en cualquiera de las fases monofásicas, esto se observa en la figura 29. En comparación con el mes de diciembre y febrero se determina que noviembre es el mes con la menor cantidad de puntos críticos debido a que es el segundo mes con mayor consumo de demanda y a la vez es el mes con mayor irradiación solar que registró en la zona.

Figura 29

Flujo de potencia vs Pérdidas del sistema del mes noviembre

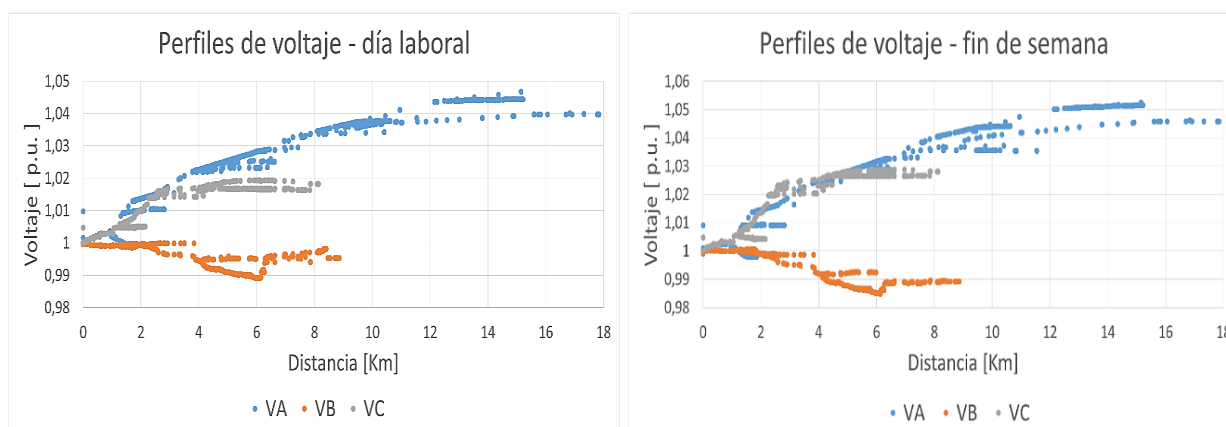


Nota. En la figura se muestra la representación tridimensional del flujo de potencia y pérdidas del sistema en las horas de generación del mes de noviembre con los días laboral y fin de semana respectivamente. De acuerdo a la barra de colores se observa que los puntos críticos se encuentran en color rojo, estos puntos aparecen cuando existe la inversión de flujo en cualquiera de sus fases afectando a la operación normal del sistema por ende son alarmas para la empresa distribuidora. Los puntos de color verde representan una mejor operación del sistema debido a que existe la disminución de flujo de potencia por lo tanto se reducen las pérdidas técnicas con respecto al caso sin GD en horas donde no hay tanta irradiancia ni alto consumo de demanda, por último, los puntos de color celeste representan la operación del sistema en las horas de poca irradiancia donde se muestra mínimos cambios en el flujo de potencia y en las pérdidas del sistema con respecto al caso base.

Perfiles de voltaje. En la figura 30 se observa el mejoramiento de los perfiles de voltaje en los nodos más alejados de la cabecera del alimentador. Los niveles de voltaje están dentro del rango estipulado por la resolución de calidad servicio de distribución de energía por lo tanto no es necesario la utilización de banco de reactores para regular el punto de operación óptimo en la red.

Figura 30

Perfiles de voltaje – noviembre



Nota. Este gráfico muestra como mejoran los perfiles de voltaje de cada fase del alimentador cuando se instala el máximo porcentaje de participación en el día laboral (miércoles) y el fin de semana (sábado).

Resumen de resultados

En la tabla 26 se muestran los resultados de la caracterización de desempeño del alimentador del mes diciembre que corresponde al mes con mayor consumo de demanda, analizado mediante los indicadores seleccionados.

Tabla 26*Desempeño del alimentador - diciembre*

Tabla de resultados - diciembre						
Indicadores	Día laboral			Fin de semana		
	20%	40%	61,49%	20%	40%	64%
Inversión de flujo trifásico	No	Si	Si	No	Si	Si
Cargabilidad máxima observada	23,9%	32,1%	47%	24,3%	24,4%	43,5%
Pérdidas máximas en el sistema	3,6%	7,5%	11,4%	4,6%	7,4%	12,7%
Problemas en la regulación de voltaje	No	No	No	No	No	No

Nota. La tabla muestra el comportamiento del alimentador con los diferentes porcentajes de participación de GDF en el día laboral y fin de semana correspondiente al mes de diciembre. Para los días bajo estudio se observa que con 40 y el máx. % PP existen inversiones de flujo de potencia trifásico haciendo que las pérdidas técnicas se incrementen. Los resultados del porcentaje de la cargabilidad del sistema no son altos por lo tanto no afecta a la operación normal del alimentador. La red de distribución no presenta problemas en la regulación del voltaje.

En la tabla 27 se muestran los resultados de la caracterización de desempeño del alimentador del mes febrero que corresponde al mes con menor consumo de demanda, analizado mediante los indicadores seleccionados.

Tabla 27*Desempeño del alimentador - febrero*

Tabla de resultados - febrero						
Indicadores	Día laboral			Fin de semana		
	20%	40%	65%	20%	40%	65,42%
Inversión de flujo trifásico	No	Si	Si	No	Si	Si
Cargabilidad máxima observada	25,7%	23,5%	34,2%	26,1%	23,3%	44,4%
Pérdidas máximas en el sistema	4,1%	4,6%	8,2%	5,3%	5,9%	10,4%
Problemas en la regulación de voltaje	No	No	No	No	No	No

Nota. La tabla muestra el comportamiento del alimentador con los diferentes porcentajes de participación de GDF en el día laboral y fin de semana correspondiente al mes de febrero. Se observa que con 40 y el máx. % PP existen inversiones de flujo de potencia trifásico haciendo que las pérdidas técnicas se incrementen. Los resultados del porcentaje de la cargabilidad del sistema no son altos por lo tanto no afecta a la operación normal del alimentador. La red de distribución no presenta problemas en la regulación del voltaje.

En la tabla 28 se muestran los resultados de la caracterización de desempeño del alimentador del mes noviembre que corresponde al mes con mayor irradiancia registrada en la zona según el análisis de la caracterización del recurso solar, analizado mediante los indicadores seleccionados.

Tabla 28*Desempeño del alimentador - noviembre*

Tabla de resultados - noviembre						
Indicadores	Día laboral			Fin de semana		
	20%	40%	68,2%	20%	40%	68,35%
Inversión de flujo trifásico	No	Si	Si	No	Si	Si
Cargabilidad máxima observada	20,8%	20,5%	45,3%	27,1%	24,5%	39,2%
Pérdidas máximas en el sistema	4,5%	7,3%	12,8%	4,5%	5,6%	9,9%
Problemas en la regulación de voltaje	No	No	No	No	No	No

Nota. La tabla muestra el comportamiento del alimentador con los diferentes porcentajes de participación de GDF en el día laboral y fin de semana correspondiente al mes de noviembre.

Se observa que con 40 y el máx. % PP existen inversiones de flujo de potencia trifásico haciendo que las pérdidas técnicas se incrementen. Los resultados del porcentaje de la cargabilidad del sistema no son altos por lo tanto no afecta a la operación normal del alimentador. La red de distribución no presenta problemas en la regulación del voltaje.

Capítulo V

Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones

- La metodología propuesta y desarrollada presenta el análisis del impacto de la inserción de GDF en una red de distribución obteniendo indicadores de desempeño como: pérdidas técnicas, cargabilidad del sistema y perfiles de voltaje y. El marco metodológico planteado puede ser puesto en práctica en cualquier empresa distribuidora de energía tomando en consideración la zona a realizar el estudio.
- En la zona de estudio “Latacunga” se analizó el recurso solar obteniendo los meses marzo y noviembre como los de menor y mayor irradiancia respectivamente, por otra parte, en la caracterización de uso de suelo de las parroquias por donde atraviesa el alimentador: Juan Montalvo, Ignacio Flores y Belisario Quevedo se determinó $67430 m^2$ como área disponible para la instalación de GD Fotovoltaica.
- La proyección del consumo de energía del alimentador Oriental perteneciente a la empresa ELEPECO S.A. para el año 2026 será 12,05 GWh/año. La tasa de incremento de demanda anual es del 2,86%.
- Se plantearon escenarios tomando en consideración el comportamiento de la red bajo los parámetros de la irradiancia y el consumo de energía diaria, obteniendo como resultado que el mes de diciembre es el de mayor consumo, el mes de febrero como el de menor consumo y noviembre como el de mayor irradiancia. Para el grado de validez y escalabilidad del estudio en cada mes se considera un día laboral y un fin de semana con diferentes porcentajes de participación de GDF en la demanda diaria, teniendo un total de 24 escenarios bajo estudio.

- El flujo de potencia disminuye llegando a un punto donde este se invierte en las horas de mayor irradiancia dependiendo del %PP de los GDF, con el 20% PP no existe inversión de flujo $3\emptyset$, sin embargo, en una fase del sistema el flujo se invierte debido al desbalance de longitud de tramos monofásicos en el alimentador, con el 40% y máx. % de PP existe inversión de flujo $3\emptyset$. Lo antes mencionado sucede en los escenarios de los meses de diciembre, febrero y noviembre, la mayor inversión de flujo de potencia ocurre en los días laborables, debido a que se consume más energía en comparación con los fines de semana.
- La cargabilidad del sistema en el escenario base “Sin GD” opera en condiciones normales, es decir no existen sobrecargas, con la inserción de GDF en el alimentador de distribución durante las horas de generación con el 20% y 40% de PP la cargabilidad del sistema disminuye, mientras que con el máximo %PP se observa que la cargabilidad se incrementa con respecto al caso base, siendo diciembre el mes con mayores horas de cargabilidad en comparación a los meses de febrero y noviembre.
- La instalación de GDF produce una disminución de pérdidas técnicas, esto debido a que las distancias entre el punto de generación y de consumo son cortas. En las horas de poca irradiancia y sin depender del %PP las pérdidas en el sistema disminuyen, sin embargo, se determinó que en las horas de mayor irradiancia el porcentaje de pérdidas se incrementa, esto sucede porque la potencia generada supera a la demanda dando como resultado una exportación de los excedentes de energía al sistema de transmisión.
- Para todos los escenarios analizados considerando la inserción de GDF se evidencia la mejora en los perfiles de voltaje, principalmente en los nodos que se encuentran más alejados de la cabecera de la red. Con el máx. %PP se muestra una variación de hasta +5,1% y -1,5 % en los perfiles de voltaje, estos valores están dentro del rango de variación permitida según la resolución 017/2020 del ARCERNNR.

Recomendaciones

- Con el fin de obtener proyecciones de demanda confiables se recomienda utilizar la mayor cantidad de datos históricos posibles de la red a estudiar.
- Para las redes de distribución que posean longitudes considerables se recomienda utilizar un proceso de reducción que permita mantener la topología de red con el propósito de facilitar el modelamiento de la red en una herramienta computacional de análisis de sistemas eléctricos.
- Se recomienda realizar un estudio socioeconómico considerando los tipos de clientes conectados a la red para determinar el tamaño de planta fotovoltaica con mayor exactitud y determinar los paneles fotovoltaicos existentes en el mercado con los que los usuarios pueden generar energía eléctrica en sus viviendas.
- Debido al comportamiento atípico del alimentador Oriental con la inserción de GDF se recomienda desarrollar un estudio de coordinación de protecciones eléctricas que permita operar el sistema eléctrico de manera confiable.

Bibliografía

- Álvarez, L. (2017). *Impacto de la Generación Distribuida en la Red de Distribución*. Quito: Instituto Politécnico de Leiria.
- ARCERNNR-001/21. (2021). *Regulación: Marco normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica*. Quito.
- ARCERNNR-002/20. (2020). *Regulación: Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica*. Quito.
- ARCERNNR-002/21. (2021). *Regulación: Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación*. Quito.
- Baghzouz, Y. (2005). Voltage Regulation and Overcurrent Protection Issues in Distribution Feeders with Distributed Generation – A Case Study. . *IEEE Proceedings of the 38th Hawaii International Conference on System Sciences*.
- Bansal, R. (2017). *Handbook of Distributed Generation*. South Africa : Springer.
- Barker, P. P., & De Mello, R. W. (2000). Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems. *Power Engineering Society Summer Meeting*, 1645-1656.
- Buitrago, L., & López, J. (2013). Assessing the technical impacts of distributed generation on electrical power systems. *Tecnura vol.17*, 50-60.
- Cholota, V. (2014). *Impacto de la Generación Distribuida en redes de distribución, aplicación central hidroeléctrica de Mira*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- CYME Internacional. (20 de Febrero de 2020). CYMDIST Versión 9.1. Texas, E.E.U.U.: EATON Power Engineering Software.

- Daud, S., Abdul, A., & Gan, C. (2018). The Impacts of Distributed Photovoltaic Generation on Power Distribution Networks Losses. *IEEE Student Conference on Research and Development (SCOReD)*.
- Durán, E. (2013). *La generación distribuida y sus retos frente al nuevo marco legal del mercado eléctrico ecuatoriano*. Cuenca: Universidad de Cuenca.
- ELEPCO. (2018). *Plan General de Negocios Expansión e Inversión*. Latacunga.
- EMA. (2017). *Guía básica de la Generación Distribuida*. Madrid: MM La suma de todos.
- Freris, L., & Infield, D. (2020). *Renewable Energy in Power Systems, 2nd Edition*. Reino Unido: Wiley.
- García, R., Torres-Ramírez, M., Muñoz-Cerón, E., de la Casa, J., & Aguilera, J. (2017). *Spectral characterization of the solar resource of a sunny inland site for flat plate and concentrating PV systems*. ELSEVIER.
- Gonzalez-Longatt, F., & C.Foutoul, C. (2005). Review of the distributed Generation Concept: Attempt of Unification. *Renewable Energy and Power Quality Journal*, 281-284.
- Harrison, R. (2020). Introduction To Monte Carlo Simulation. *HHS Public Access*.
- Hayes, B. (2013). *Distributed Generation and Demand Side Management: Applications to Transmission System Operation*. Edimburgo: The University of Edinburgh.
- Infield, D. G., Onions, P., Simmons, A. D., & Smith, G. A. (2004). Power quality from multiple grid-connected single-phase inverters. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 1983-1989.
- Jiménez, C. (2015). *Adecuación del sistema de protección en el alimentador 01 de la Subestación "El Calvario" ELEPCO S.A. para mejorar la confiabilidad del servicio*

- eléctrico, usando el software ETAP*. Latacunga: Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE.
- Kabiri, R., Holmes, D., McGrath, B., & Meegahapola, L. (2015). LV Grid Voltage Regulation Using Transformer Electronic Tap Changing, With PV Inverter Reactive Power Injection,. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol 3, 1182-1192.
- Ladrón-de-Guevara, J. (2018). *Diseño y cálculo de una instalación fotovoltaica aislada*. Madrid: Universidad Politécnica de Madrid.
- LONGiSolar. (2021). *Hi-MO1 High Efficiency low LID Mono PERC Technology*. Shang Yuan: LONGi Solar Technology Co.
- Medeiros, L., Villalba, M., & Siqueira, T. (2018). Technical and economic feasibility analysis for solar photovoltaic generation plants. *Simposio Brasileiro de Sistemas Eléctricos (SBSE)*, 1-6.
- Méndez, V. (2005). *Generación distribuida: aspectos técnicos y su tratamiento regulatorio*. Madrid: Universidad Pontificia Comillas de Madrid.
- Morocho, I., & Ríos, K. (2015). *Estudio técnico para incorporar generación distribuida fotovoltaica en el sector residencial del cantón Cuenca*. Cuenca: Universidad Politécnica Salesiana.
- Mourad, N., & Mohamed, B. (2020). *Impact of Increased Distributed Photovoltaic Generation on Radial Distribution Networks*. Algeria.
- NASA. (2021). *NASA POWER | Prediction Of Worldwide Energy Resources*. Obtenido de <https://power.larc.nasa.gov/>
- NEC. (2011). *Norma Ecuatoria de Construcción - Energías Renovables*. Quito: Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda.

- Paixao, J., Abaide, A., & Filho, P. (2018). Impact evaluation of the photovoltaic generation input on a concessionaire's network. *Simposio Brasileiro de Sistemas Eléctricos (SBSE)*.
- Rahmann, C., Ortiz-Villalba, D., Álvarez, R., & Salles, M. (2017). Methodology for selecting operating points and contingencies for frequency stability studies. *IEEE Power & Energy Society General Meeting, 2017*, 1-5.
- Ramírez, G. (2014). *Impacto económico de la Generación Distribuida Fotovoltaica en redes de distribución eléctrica*. Santiago de Chile: Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería.
- Ramos, E. (2020). La generación distribuida: El camino hacia la producción descentralizada de electricidad y pautas para su reglamentación. *Forseti. Revista de Derecho*, 7-35.
- Salazar, O. (2020). *Proyecto de regulación: Marco Normativo para la participación de la generación distribuida*. Quito: Dirección Nacional de Regulación Técnica.
- Souza, P., Santos, G., Mariano, V., & Barbosa, D. (2018). Analysis of active and reactive power injection in distributed systems with photovoltaic generation. *Simposio Brasileiro de Sistemas Eléctricos (SBSE), 2018*, 1-6.
- Topa, W., & Trávez, D. (2013). "Análisis de la regulación 004/01 referida a la calidad del producto y servicio técnico en el alimentador Oriental" (52C8-L1) de la Subestación El Calvario en la empresa eléctrica provincial Cotopaxi S.A. en el periodo 2011. Latacunga: Universidad Técnica de Cotopaxi.
- Vaca, D., & López, J. (2019). *Mapa solar del Ecuador*. Quito: Scinergy.
- Vega, B. (2021). *Estrategia y modos de control de convertidores para la regulación de frecuencia en sistemas de potencia sin inercia*. Santiago de Chile: Universidad de Chile.

Anexos