

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**PERSPECTIVAS DE INTEGRACIÓN DE RECURSOS
DISTRIBUIDOS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN
ANÁLISIS TÉCNICO-OPERATIVO, TANTO EN ESTADO ESTABLE
COMO DINÁMICO, DEL IMPACTO DE LA INCORPORACIÓN DE
GENERACIÓN RENOVABLE NO CONVENCIONAL A LAS REDES
DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL ECUADOR**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO**

PATRICIO ALEXANDER BURGA ABAD

patricio.burga@epn.edu.ec

DIRECTOR: Dr.- Ing. Paúl Fabricio Vásquez Miranda

paul.vasquez@epn.edu.ec

DMQ, febrero 2022

CERTIFICACIONES

Yo, PATRICIO ALEXANDER BURGA ABAD declaro que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

PATRICIO ALEXANDER BURGA ABAD

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por PATRICIO ALEXANDER BURGA ABAD, bajo mi supervisión.

Dr.- Ing. Paúl Fabricio Vásquez Miranda
DIRECTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el (los) producto(s) resultante(s) del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

PATRICIO ALEXANDER BURGA ABAD

PAÚL FABRICIO VÁSQUEZ MIRANDA

DEDICATORIA

Este trabajo lo dedico a mi familia, quienes me han brindado las herramientas necesarias para poder desenvolverme en la vida.

AGRADECIMIENTO

Agradezco profundamente a las personas más importantes de mi vida, mis padres, por haberme inculcado a través de su ejemplo, que el trabajo arduo tiene recompensas gratificantes.

A mis hermanas, por haberme alentado en los estudios y ayudado en tareas cotidianas.

A todas las personas con las que llegué a formar un lazo de amistad durante el transcurso de la carrera.

A mi director, Paúl Vásquez, por su paciencia y colaboración en el desarrollo de este trabajo.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN	VIII
ABSTRACT	IX
1 INTRODUCCIÓN	1
1.1 OBJETIVO GENERAL	2
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	2
1.3 ALCANCE	3
1.4 MARCO TEÓRICO.....	4
1.4.1 GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	4
1.4.2 TECNOLOGÍAS.....	5
1.4.3 PRINCIPALES FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL	5
1.4.4 BENEFICIOS Y DESVENTAJAS.....	6
1.4.5 NORMATIVA	7
2 CAPACIDAD DE HOSPEDAJE	8
2.1 MÉTODOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DE HOSPEDAJE	9
2.1.1 MÉTODO DETERMINISTA	10
2.1.1.1 MÉTODO DE GENERACIÓN CONSTANTE	10
2.1.1.2 MÉTODO DE SERIES TEMPORALES.....	10
2.1.2 MÉTODO BASADO EN LA OPTIMIZACIÓN	11
2.1.3 MÉTODO RACIONALIZADO.....	11
2.1.4 MÉTODO ESTOCÁSTICO	11
2.2 FACTORES LIMITANTES	12
2.2.1 HC POR VOLTAJE.....	13
2.2.2 HC POR CORRIENTE.....	13
2.2.3 HC POR PÉRDIDAS DE POTENCIA	13
2.2.4. CALIDAD DE LA ENERGÍA.....	13

2.2.5	DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.....	13
2.3	MODELACIÓN MATEMÁTICA.....	14
3	DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE OPENDSS	15
3.1	FLUJO DE CARGA EN OPENDSS.....	16
3.2	USO BÁSICO.....	17
3.2.1	SINTAXIS DEL LENGUAJE DE COMANDOS DEL DSS	18
4	METODOLOGÍA.....	19
4.1	MODELACIÓN DE LA RED DE PRUEBA EN OPENDSS	21
4.1.2	EQUIVALENTE THÉVENIN.....	21
4.1.3	TRANSFORMADOR.....	21
4.1.4	LÍNEAS	22
4.1.5	CARGAS.....	22
4.1.6	ENERGYMETER	23
4.1.7	SISTEMA FOTOVOLTAICO	24
4.2	ÍNDICES DE RENDIMIENTO.....	25
4.2.1	LÍMITES DE VOLTAJE	25
4.2.2	LÍMITES DE CARGABILIDAD	25
4.2.3	LÍMITE DE PÉRDIDAS DE POTENCIA.....	25
4.3	INTEGRACIÓN DE LOS ENTORNOS INFORMÁTICOS	26
4.3.1	NIVELES DE PENETRACIÓN.....	27
4.3.2	UBICACIÓN DE UNIDADES	28
4.3.3	DEFINICIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	28
4.4	SIMULACIÓN DE LA VARIABILIDAD Y ESTOCASTICIDAD DEL RECURSO Y LA DEMANDA	28
4.4.1	SIMULACIÓN PARA LA DEMANDA.....	28
4.4.2	SIMULACIÓN PARA LA GENERACIÓN	30
4.4.3	SIMULACIONES DE MONTE CARLO.....	31
4.5	CONTEO DEL NÚMERO DE VIOLACIONES EN EL TOTAL DE SIMULACIONES POR NIVEL DE PENETRACIÓN	32
4.5.1	CONTEO DE VIOLACIONES DE VOLTAJE	32
4.5.2	CONTEO DE VIOLACIONES DE CORRIENTE	32
4.5.3	CONTEO DE VIOLACIONES DE PORCENTAJES DE PÉRDIDAS DE POTENCIA	32
4.6	DETERMINACIÓN DEL HC.....	33
5	RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	34

5.1	MODELACIÓN DE LA RED DE ESTUDIO	34
5.2	RESULTADOS.....	40
5.2.1	RESULTADOS PARA EL CASO BASE (SIN GENERACIÓN DISTRIBUIDA).....	40
5.2.2	PRIMER CASO DE ESTUDIO.....	41
5.2.2.1	PRIMER NIVEL DE PENETRACIÓN.....	42
5.2.2.2	SEGUNDO NIVEL DE PENETRACIÓN.....	44
5.2.2.3	TERCER NIVEL DE PENETRACIÓN.....	45
5.2.2.4	CUARTO NIVEL DE PENETRACIÓN.....	46
5.2.2.5	QUINTO NIVEL DE PENETRACIÓN.....	47
5.2.3	SEGUNDO CASO DE ESTUDIO.....	50
5.3	CONCLUSIONES	53
5.4	RECOMENDACIONES	54
6	REFERENCIAS	54
7	ANEXOS.....	55

RESUMEN

En el presente trabajo se hace una breve revisión del concepto, tecnologías, principales regulaciones dentro del marco legal ecuatoriano, beneficios y contras de la generación distribuida. Se profundiza y enfoca en el concepto de la capacidad de hospedaje, su modelación matemática, factores limitantes y los métodos para su determinación. Se toma como base el método estocástico para la realización de una metodología focalizada en el uso de la simulación de Monte Carlo, para lo cual, se define una cantidad de escenarios que corresponden a las inserciones progresivas de generación fotovoltaica y se precisan las horas críticas del día en donde se aplicará el algoritmo. Para la simulación de la estocasticidad de las variables, se presentan funciones de probabilidad y se las adjunta a sus correspondientes variables de entrada de generación y demanda. Se hace una descripción general, uso básico y sintaxis de los comandos del software OpenDSS y se emplean sus principales características para la modelación de una red de prueba típica de cuatro alimentadores y de los generadores fotovoltaicos a insertarse. Se detalla la forma de integración de OpenDSS y el lenguaje Python el cual se emplea para la implementación de la metodología en la que, tras la inserción progresiva y pseudo aleatoria de generación distribuida, se evalúan tres factores limitantes: sobrevoltajes, sobrecargas y porcentaje de pérdidas. Posteriormente, se presenta el procedimiento para la determinación porcentual del total de violaciones ocurridas en cada escenario y la forma de establecer la capacidad de hospedaje. Finalmente, se presentan en gráficos los resultados obtenidos para dos casos de estudio con su correspondiente análisis, conclusiones y recomendaciones.

PALABRAS CLAVE: Capacidad, Hospedaje, Estocástico, Método, OpenDSS, Python.

ABSTRACT

This paper provides a brief review of the concept, technologies, main regulations within the Ecuadorian legal framework, benefits, and disadvantages of distributed generation. It is deepened and focused on the concept of hosting capacity, its mathematical modeling, limiting factors and methods for its determination. The stochastic method is taken as a basis for the realization of a methodology focused on the use of Monte Carlo simulation, for which, several scenarios corresponding to the progressive insertions of photovoltaic generation are defined and the critical hours of the day where the algorithm will be applied are specified. For the simulation of the stochasticity of the variables, probability functions are presented and attached to their corresponding input variables of generation and demand. A general description, basic use, and syntax of the OpenDSS software commands is given and its main features are used for the modeling of a typical test network of four feeders and the PV generators to be inserted. The integration of OpenDSS and the Python language used for the implementation of the methodology in which, after the progressive and pseudo-random insertion of distributed generation, three limiting factors are evaluated: overvoltages, overloads and percentage of losses. Subsequently, the procedure for the percentage determination of the total violations occurred in each scenario and the way to establish the hosting capacity is presented. Finally, the results obtained for two case studies are presented in graphs with their corresponding analysis, conclusions, and recommendations.

KEYWORDS: Capacity, Hosting, Stochastic, Method, OpenDSS, Python.

1 INTRODUCCIÓN

Actualmente, las energías renovables se están desarrollando rápidamente en todo el mundo en respuesta a los avances técnicos, económicos y medioambientales, así como a las iniciativas políticas y sociales. Por otra parte, la excesiva penetración de los sistemas de generación distribuida (GD) en las redes eléctricas puede provocar diversos problemas y violaciones de los límites operativos, como sobrevoltajes y subvoltajes, pérdidas excesivas en las líneas, sobrecarga de los transformadores y alimentadores, fallos de protección y niveles de distorsión armónica elevados que superan los límites de las normas internacionales. Estos problemas se producen cuando el sistema supera su límite de capacidad de acogida (HC).

La HC es un enfoque transaccional que proporciona una forma de integrar la red de distribución con diferentes tipos de sistemas energéticos. En consecuencia, la evaluación y las mejoras de la HC se convierten en un objetivo esencial tanto para los operadores de los sistemas de distribución como para los inversores en GD.

Desde el surgimiento del término hasta la actualidad, se han ido creando métodos para la determinación de este factor, los cuales van desde enfoques deterministas hasta heurísticos. Dependiendo de las necesidades, es importante escoger el método adecuado y que se apegue más a la realidad.

El método estocástico considera la naturaleza aleatoria de algunas variables de la red, lo cual lo hace un método ampliamente usado para la determinación de la capacidad de acogida y dentro del método estocástico, la simulación de Monte Carlo es la más usada para la creación de escenarios aleatorios.

1.1 OBJETIVO GENERAL

Desarrollo de una metodología para evaluar el impacto técnico-operativo de la incorporación de generación renovable no convencional a las redes de distribución de energía eléctrica del Ecuador.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Investigar acerca de la generación distribuida, la normativa vigente, la capacidad de alojamiento y los métodos para su determinación, el método estocástico para la determinación de la capacidad de alojamiento, los indicadores operativos y sus límites admisibles, y las herramientas computacionales a emplearse.
2. Proponer un procedimiento sistemático para la determinación de la capacidad máxima de generación distribuida fotovoltaica que puede introducirse a una red eléctrica por tratarse de una parte clave en el análisis técnico-operativo de la incorporación de generación renovable no convencional a las redes de distribución de energía eléctrica del Ecuador
3. Implementar el procedimiento sistemático propuesto, para la determinación de la capacidad de alojamiento de una red eléctrica mediante la integración de OpenDSS con el lenguaje Python.
4. Aplicar la metodología desarrollada a un alimentador primario de una red de prueba.

1.3 ALCANCE

En el trabajo propuesto se presentará el desarrollo de un algoritmo para la evaluación de la capacidad de alojamiento (HC) de una red, asegurando su operación efectiva dentro de límites técnicos admisibles. De esta manera, se podrá evitar los problemas que puede conllevar la excesiva penetración de generación distribuida a la red eléctrica como pérdidas excesivas en las líneas, sobrevoltajes, sobrecargas, entre otros.

A diferencia de trabajos encontrados en la literatura existente, en este componente se considerará la dinámica que interviene en la operación de la red debido a las incertidumbres en la demanda como en el recurso para la generación. Para dicho efecto, el estudio se basará en la aplicación del método probabilista para la determinación de la capacidad de hospedaje y en particular de la simulación de Montecarlo; fundamentándose en la simulación de flujos de potencia cuasi-estáticos con la inserción progresiva de GD solar fotovoltaica –FV- de forma estocástica.

El trabajo abarcará una breve introducción a la generación distribuida y a las normativas que rigen este aspecto; un exhaustivo análisis técnico-operativo de la capacidad de alojamiento (HC) y de los métodos para su determinación, centrándose específicamente en el método estocástico para modelar la operación del sistema desde un punto de vista técnico. Además, se analizarán los indicadores operativos y sus límites admisibles a fin de justificar el uso de los tres factores limitantes que se considerarán en este proyecto los cuales corresponden al HC por corriente (sobrecarga térmica), HC por Voltaje y el HC por pérdidas en la red.

Para llevar a cabo la metodología propuesta y lograr la eficiencia en el uso de recursos computacionales, el algoritmo será desarrollado en lenguaje Python empleando como motor de cálculo para el flujo de potencia el Sistema de Simulación de Distribución (OpenDSS) el cual fue concebido para el análisis de redes con generación distribuida, por lo que cuenta con varias características para respaldar este tipo de estudios.

Finalmente, se implementará la metodología en un sistema de prueba que será definido durante el transcurso del trabajo de investigación.

1.4 MARCO TEÓRICO

1.4.1 GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La generación distribuida, también energía distribuida, generación in situ (OSG) o energía distrital/descentralizada, es la generación eléctrica y el almacenamiento realizado por una variedad de pequeños dispositivos conectados a la red o al sistema de distribución, denominados recursos energéticos distribuidos (DER).

Las centrales eléctricas convencionales, como las de carbón, gas y nucleares, así como las presas hidroeléctricas y las centrales solares a gran escala, están centralizadas y suelen requerir la transmisión de la energía eléctrica a grandes distancias. En cambio, los sistemas DER son tecnologías descentralizadas, modulares y más flexibles que se sitúan cerca de la carga a la que sirven, aunque tengan capacidades de sólo 10 megavatios (MW) o menos. Estos sistemas pueden incluir múltiples componentes de generación y almacenamiento; en este caso, se denominan sistemas eléctricos híbridos. [1]

Los sistemas DER suelen utilizar fuentes de energía renovables, como pequeñas centrales hidroeléctricas, biomasa, biogás, energía solar, energía eólica y energía geotérmica, y desempeñan un papel cada vez más importante en el sistema de distribución de energía eléctrica. Un dispositivo conectado a la red para el almacenamiento de electricidad también puede clasificarse como sistema DER y suele denominarse sistema de almacenamiento de energía distribuido (DESS). Mediante una interfaz, los sistemas DER pueden gestionarse y coordinarse dentro de una red inteligente. La generación y el almacenamiento distribuidos permiten recoger energía de muchas fuentes y pueden reducir el impacto medioambiental y mejorar la seguridad del suministro. [2]

Uno de los principales problemas de la integración de los DER, como la energía solar, la eólica, etc., es la naturaleza incierta de estos recursos eléctricos. Esta incertidumbre puede causar algunos problemas en el sistema de distribución: hace que las relaciones entre la oferta y la demanda sean extremadamente complejas, y requiere complicadas herramientas de optimización para equilibrar la red, y ejerce una mayor presión sobre la red de transmisión, y puede causar un flujo de energía inverso desde el sistema de distribución al de transmisión.

Las microrredes son redes modernas, localizadas y a pequeña escala, al contrario que la red eléctrica tradicional y centralizada (macrorred). Las microrredes pueden desconectarse de la red centralizada y funcionar de forma autónoma, reforzar la resistencia de la red y ayudar a mitigar las perturbaciones de la misma.

1.4.2 TECNOLOGÍAS

Los sistemas de recursos energéticos distribuidos (DER) son tecnologías de generación o almacenamiento de energía a pequeña escala (normalmente entre 1 kW y 10.000 kW) que se utilizan para ofrecer una alternativa o una mejora del sistema eléctrico tradicional. Los sistemas DER suelen caracterizarse por sus elevados costes de capital iniciales por kilovatio. Los sistemas DER también sirven como dispositivos de almacenamiento y a menudo se denominan sistemas de almacenamiento de energía distribuida (DESS). Los sistemas DER pueden incluir los siguientes dispositivos/tecnologías:

- Energía térmica combinada (CHP), también conocida como cogeneración o trigeneración
- Células de combustible
- Sistemas de energía híbridos (sistemas híbridos solares y eólicos)
- Pequeños sistemas de energía eólica
- Motores Stirling

o una combinación de los anteriores. Por ejemplo, los sistemas híbridos fotovoltaicos, de cogeneración y de baterías pueden proporcionar toda la energía eléctrica a las residencias unifamiliares sin necesidad de gastos extremos de almacenamiento. [3]

1.4.3 PRINCIPALES FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL

1.4.3.1 Energía solar

La energía fotovoltaica, que es con mucho la tecnología solar más importante para la generación distribuida de energía solar, utiliza células solares ensambladas en paneles solares para convertir la luz solar en electricidad. Es una tecnología en rápido crecimiento que duplica su capacidad instalada en todo el mundo cada dos años. Los sistemas fotovoltaicos abarcan desde instalaciones distribuidas, residenciales y comerciales en tejados o integradas en edificios, hasta grandes centrales fotovoltaicas centralizadas. La tecnología fotovoltaica predominante es el silicio cristalino, mientras que la tecnología de células solares de capa fina representa alrededor del 10% del despliegue fotovoltaico mundial. Al igual que la mayoría de las fuentes de energía renovable, y a diferencia del carbón y la energía nuclear, la energía solar fotovoltaica es variable y no tiene capacidad de distribución, pero no tiene costes de combustible ni contaminación operativa, y los problemas de seguridad minera y operativa son muy reducidos. Produce un pico de

potencia alrededor del mediodía local cada día y su factor de capacidad es de alrededor del 20%. [4]

1.4.3.2 Energía eólica

Los aerogeneradores pueden ser recursos energéticos distribuidos o pueden construirse a escala de servicios públicos. Tienen un bajo mantenimiento y una baja contaminación, pero la energía eólica distribuida, a diferencia de la de escala comercial, tiene unos costes mucho más elevados que otras fuentes de energía. Al igual que la solar, la energía eólica es variable y no despachable. Las torres y los generadores eólicos tienen importantes responsabilidades asegurables a causa de los vientos fuertes, pero una buena seguridad de funcionamiento. [5]

1.4.4 BENEFICIOS Y DESVENTAJAS

1.4.4.1 Beneficios

- Hay más eficiencia y menos residuos que en las fuentes de generación centralizadas porque los generadores están más cerca de los consumidores de la energía.
- La generación de energía distribuida puede utilizarse para generar electricidad en los hogares y las empresas utilizando fuentes de energía renovables, como la solar y la eólica.
- Los sistemas de generación distribuida son mucho más fiables que los sistemas de generación centralizados porque es menos probable que fallen simultáneamente varias unidades pequeñas de la microrred que una sola unidad grande. Además, las consecuencias de un fallo son mucho menos significativas para una unidad pequeña que para una grande. [6]

1.4.4.2 Contras

- Las unidades individuales de generación distribuida ocupan espacio y están situadas más cerca de los consumidores, por lo que pueden causar problemas de ordenación del territorio y ser desagradables a la vista.
- Las microrredes tienen muchas regulaciones que pueden ser difíciles de cumplir. Por ejemplo, la ciberseguridad es una cuestión normativa importante que el propietario de una microrred debe tener en cuenta a la hora de recopilar información personal de los individuos.

- Los sistemas de generación distribuida que implican la quema de combustibles fósiles pueden producir los mismos tipos de impactos que las grandes plantas alimentadas con combustibles fósiles a menor escala, pero más cerca de una zona poblada. [6]

1.4.5 NORMATIVA

Se consultaron las principales regulaciones dentro del marco ecuatoriano, las cuales se exponen a continuación.

Regulación Nro. ARCONEL 003/18, Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica

“Hasta que se emita regulación sobre generación distribuida las condiciones establecidas en esta regulación para el desarrollo, implementación y participación de consumidores que cuenten con sistemas fotovoltaicos de hasta 100 kW de capacidad nominal, serán aplicables para consumidores residenciales que tengan interés en instalar sistemas fotovoltaicos de hasta 300 kW de capacidad nominal instalada; y, de hasta menos de 1000 kW, para consumidores comerciales o industriales”. Estos sistemas se pueden conectar en sincronismo con la red de medio o bajo voltaje con el fin de abastecer su propio consumo, pudiendo vender ciertos excedentes a la red de distribución de acuerdo al tratamiento comercial que sea establecido en la regulación. [7]

Regulación Nro. ARCONEL 004/15, Requerimientos técnicos para la conexión y operación de generadores renovables no convencionales a las redes de transmisión y distribución.

Estudios técnicos para el ingreso de las unidades

Para verificar que el ingreso de las nuevas unidades de generación, que utilizan energías renovables no convencionales, no afecte el sistema en el cual van a ser integrados, se deberán evaluar los siguientes escenarios de estudio:

- Red sin el generador renovable.
- Red con el generador renovable.
- Red de distribución solo con generación renovable, en el caso que se permita funcionamiento en isla eléctrica [7]

2 CAPACIDAD DE HOSPEDAJE

Para superar los retos de la integración de los DER, es importante calcular cuánta generación distribuida (DG) puede integrarse en una red de distribución determinada sin violar los criterios operativos de la red de distribución (térmicos, de calidad de tensión/potencia, de protección y de fiabilidad). Esto se denomina Capacidad de Acogida (HC), que se define como la cantidad de recursos energéticos distribuidos que pueden incorporarse a una red de distribución determinada manteniendo su rendimiento dentro de un rango aceptable y sin realizar ninguna modificación en la infraestructura del sistema eléctrico existente. [8]

El concepto de HC fue introducido por André Even para identificar los efectos de una alta integración de los DER en la red de distribución eléctrica. El concepto fue desarrollado posteriormente por Math Bollen y Fainan Hassan, que definieron la HC como el nivel máximo de penetración de los DER más allá del cual el rendimiento del sistema eléctrico se vuelve intolerable. La ventaja del concepto de HC es que es "específico, medible y práctico" porque evalúa el nivel de penetración aceptable de los DER basándose en límites de rendimiento bien definidos. El concepto de HC se ilustra en la figura 1.

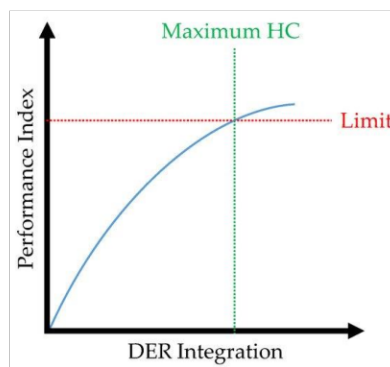


Figura 1. Concepto de HC

Hay muchos factores que limitan la HC de una determinada red de distribución. Algunos de estos factores están relacionados con las normas de funcionamiento, mientras que otros están relacionados con los límites físicos de los distintos componentes de las redes de distribución, como la sobretensión en el bus, la sobrecarga térmica, la pérdida de potencia, etc. Existen varios estudios en la literatura que calculan la HC de las redes de distribución basándose en varios factores limitantes y utilizando diversas técnicas. Estos estudios utilizaron una gran variedad de técnicas para calcular la HC.

El concepto de HC se ilustra en la figura y queda claro que la mejora de la HC del sistema puede permitir la incorporación de más GD respetando los límites de rendimiento del sistema como se observa en la figura 2

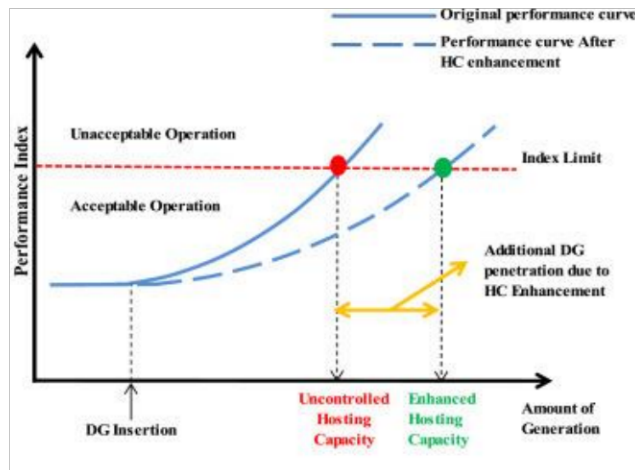


Figura 2 HC ante el mejoramiento del sistema

2.1 MÉTODOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DE HOSPEDAJE

El cálculo de la HC de una red de distribución se puede plantear de dos maneras, basada en el cliente y basada en la utilidad. Cuando se considera desde la perspectiva del cliente, el problema del cálculo de la HC se convierte en un problema probabilístico. En este caso, la compañía eléctrica no tiene control sobre el número, la ubicación y el tamaño de los DER. En este caso, se pueden utilizar métodos estocásticos para calcular la HC. En el cálculo de la HC basado en la empresa, el problema puede definirse como un problema de optimización en el que el objetivo es maximizar la integración de los DER sin causar problemas técnicos en las redes de distribución. [8]

En la literatura existen cuatro métodos principales utilizados para calcular la HC de las redes de distribución. Una similitud entre todos los métodos es el uso del cálculo del flujo de potencia para encontrar los valores de tensiones y corrientes en las redes de distribución. Los cuatro métodos son: el método determinista, el método estocástico, el método basado en la optimización y el método racionalizado. Aunque los métodos son bastante diferentes en cuanto a su aplicación, todos siguen los mismos pasos generales para el cálculo de la HC que se muestran en la figura 3

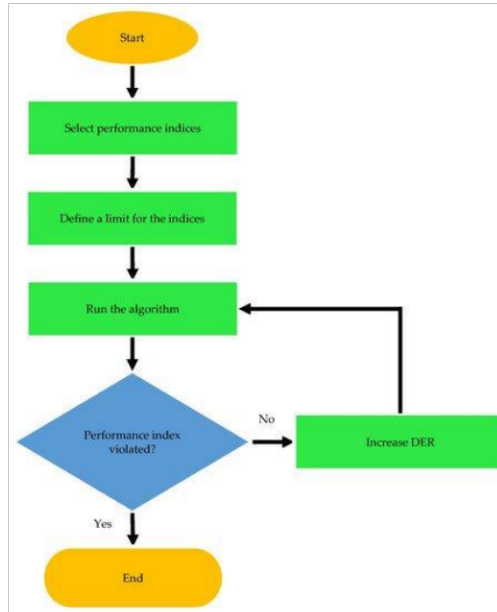


Figura 3. Modelo general para la determinación del HC

2.1.1 MÉTODO DETERMINISTA

El método determinista implica el cálculo de la HC con valores conocidos de generación DER y consumo de carga. En el método determinista, no hay aleatoriedad en el cálculo y el consumo de la carga, la producción de los DER y la información sobre la ubicación se definen antes de iniciar el cálculo de la HC. El método determinista se divide a su vez en dos métodos: el método de generación constante y el método de series temporales.

2.1.1.1 Método de generación constante

En el método de generación constante, el valor de la producción de los DER no varía a lo largo del periodo de cálculo. Este método no tiene en cuenta la naturaleza dinámica de los DER (la variación de los recursos naturales). Por lo general, se supone que la producción del DER es máxima al calcular la HC en el método de generación constante. Para calcular la HC se utilizan escenarios como el aumento iterativo del tamaño/número de unidades de DER hasta que se viole uno de los criterios de rendimiento. A veces, se utiliza el peor escenario para encontrar la HC de las redes de distribución. En el peor de los casos, se supone que la producción de las unidades DER es máxima mientras que la demanda de energía de la carga es mínima. Esto conduce a un aumento de las tensiones de los buses que provoca una violación de los códigos de tensión de la red. [9]

2.1.1.2 Método de series temporales

El método de series temporales es una mejora del método de generación constante y tiene en cuenta la naturaleza dinámica de los DER. Los valores constantes de los DER en el método de generación constante se sustituyen por los perfiles de generación de los DER. Los perfiles se asignan a todos los componentes dinámicos de la red y, a continuación, se realizan los cálculos del flujo de carga para el paso de tiempo más pequeño disponible para el conjunto de datos. Se varía el tamaño, la ubicación o el número de DERs hasta que se viola uno de los índices de rendimiento. [9]

2.1.2 MÉTODO BASADO EN LA OPTIMIZACIÓN

En el método basado en la optimización, la integración de los DER se define como un problema de optimización en el que el objetivo es maximizar la inyección de potencia activa de los DER en la red de distribución, asegurando al mismo tiempo que se satisfacen los límites operativos de la red de distribución. A veces, se establece una función multiobjetivo para encontrar la HC que resulte en la maximización de la integración de los DER mientras se minimizan las pérdidas o los costes de distribución. Otras veces, se define una única función objetivo para maximizar la HC. También se definen restricciones como las tensiones de bus, las corrientes de línea, la inyección de potencia en los nodos, etc. Se utilizan varias técnicas para resolver el problema de optimización. [9]

2.1.3 MÉTODO RACIONALIZADO

El método racionalizado es una técnica heurística desarrollada por el Instituto de Investigación de la Energía Eléctrica (EPRI) para estimar la HC DER de un alimentador. El método racionalizado se desarrolló realizando estudios estocásticos detallados en una amplia gama de alimentadores distribuidos e identificando las tendencias que son comunes a la integración de sistemas fotovoltaicos en esos alimentadores. En lugar de realizar análisis de flujo de carga y de cortocircuito en un gran número de escenarios de integración de DER, el método racionalizado realiza una serie de análisis de sensibilidad y proporciona tres valores de capacidades de alojamiento: realista, optimista y conservador. [9]

2.1.4 MÉTODO ESTOCÁSTICO

El proceso de integración de las unidades de DER en la red de distribución tiene muchas variables desconocidas. El número de clientes que utilizarán los DER y las ubicaciones y tamaños de los DER no se conocen de antemano. Además de estas incertidumbres, la producción de los DER y los perfiles de consumo también son intermitentes. Todas estas variables desconocidas tienen un impacto en la HC. Los estudios presentes en la literatura tienen en cuenta la aleatoriedad de algunas de estas variables en el cálculo de la HC de

las redes de distribución. Para tener en cuenta estas variables desconocidas, se utiliza el flujo de potencia probabilístico (PPF). En el PPF, se realizan varios cálculos de flujo de carga con diversos valores de variables desconocidas para producir una amplia gama de resultados de salida. Los pasos generales del PPF implican la creación de escenarios aleatorios (número, ubicación y/o tamaño de los DER), la simulación de las redes, la inspección de las variables de la red (tensión, corriente, pérdidas, etc.) frente a los límites de rendimiento y la determinación de la HC basada en los límites de rendimiento predefinidos.

Existen varios métodos para generar escenarios aleatorios. El más común es la simulación de Monte Carlo. Otros métodos son el despliegue aleatorio de los DER, la técnica de malla dispersa y Quasi Monte Carlo. Dado que hay muchas variables desconocidas que intervienen en la integración de los DER, es razonable fijar algunas de esas variables mientras se varían otras mediante técnicas estocásticas. En algunos de los estudios, los autores fijan el número de unidades de DER en la red de distribución y lo aumentan desde el valor mínimo hasta el 100% (el DER se conecta a cada ubicación de integración potencial) mientras se realizan simulaciones de Monte Carlo en cada incremento. La simulación de Montecarlo se utiliza para diferentes propósitos como, por ejemplo, para generar la ubicación de los DER, el tamaño, la fase de conexión en las redes de distribución trifásicas, el tipo y los escenarios de generación y perfiles de carga de los DER.

El método estocástico es el más popular en la literatura para el cálculo de la HC. Puede utilizarse para realizar previsiones y estudios de sensibilidad. Dentro del método estocástico, la simulación de Monte Carlo es la técnica más utilizada para el cálculo. Aunque el método estocástico puede utilizarse para representar escenarios reales, hay que tener en cuenta que el resultado del método estocástico puede no ser la solución óptima para la HC. [9]

2.2 FACTORES LIMITANTES

Los factores de impacto, los factores limitantes y los índices de rendimiento son los términos utilizados para describir las propiedades de la red de distribución que se ven afectadas por la integración de los DER. Estos términos describen las mismas propiedades, pero en distintos contextos. Los factores de impacto se refieren a las propiedades que se ven afectadas por la integración de los DER. Por ejemplo, la integración de sistemas fotovoltaicos en una red de distribución puede afectar a los voltajes de los nodos. En este caso, los voltajes del nodo son un factor de impacto. Los factores limitantes y los índices de rendimiento se refieren a las propiedades que limitan la integración de los DER en las

redes de distribución en función de un criterio definido. Por ejemplo, si la integración de un sistema fotovoltaico en una red de distribución se detiene cuando el voltaje del nodo aumenta por encima del límite de voltaje de la red, entonces el sobrevoltaje es un factor limitante para la integración de los sistemas fotovoltaicos. Varios estudios utilizan una combinación de estos factores limitantes para calcular la HC de una determinada red de distribución. [8]

2.2.1 HC POR VOLTAJE

En los casos en los que la potencia activa producida por una unidad DER es superior al consumo de potencia activa de una carga, el nivel de voltaje en ese nodo de carga aumenta más allá del nivel aceptable. Esto puede provocar daños en varios equipos conectados a ese nodo. Por otro lado, el subvoltaje se produce cuando la demanda en el nodo aumenta más allá de la carga normal, como en el caso de las estaciones de vehículos eléctricos (EV).

2.2.2 HC POR CORRIENTE

El exceso de energía generado por las unidades DER durante el tiempo de alta producción y bajo consumo fluye de vuelta a las centrales eléctricas a través de las líneas de distribución y los transformadores de distribución. Tanto las líneas como los transformadores tienen un límite de corriente nominal que pueden soportar. Superar este límite provoca el sobrecalentamiento de estos componentes, lo que provoca diversos fallos operativos.

2.2.3 HC POR PÉRDIDAS DE POTENCIA

Las pérdidas de potencia del sistema eléctrico están directamente relacionadas con la magnitud de la corriente y la longitud de las líneas eléctricas. La integración de los DER en la red de distribución puede dar lugar a un flujo de potencia inverso, lo que provoca un aumento de las pérdidas en la red y disminuye la eficiencia operativa de la misma.

2.2.4. CALIDAD DE LA ENERGÍA

En algunos escenarios de integración de DER, la energía producida está en forma de DC. Es necesario convertirla en CA para que la carga pueda utilizarla. Los convertidores electrónicos de potencia (PEC) se utilizan para convertir la corriente continua en corriente alterna. Estos PEC introducen armónicos en las redes de distribución que disminuyen la calidad de la energía.

2.2.5 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

Las redes de distribución son un sistema radial y los dispositivos de protección conectados a estas redes funcionan de forma direccional. Esto significa que están diseñados para operar y desconectar una sección de la red cuando una determinada cantidad de energía fluye en la dirección opuesta. El flujo inverso de la energía provocado por la integración de los DER puede llevar a un funcionamiento innecesario o a un mal funcionamiento de estos dispositivos de protección, provocando la interrupción de la energía en la red. [8]

2.3 MODELACIÓN MATEMÁTICA

Si se modelan matemáticamente los criterios de evaluación de HC, este se convierte en un problema de optimización, cuyos límites están dados por restricciones de voltajes y corrientes. Por lo cual, la HC puede representar como la maximización de la capacidad de GD. [10]

$$\max \sum_{i \in \eta} P_i^g$$

Donde P_i^g es la máxima potencia insertada en el nodo i y el sumatorio de las potencias en cada nodo de la red es la HC.

Las restricciones por voltaje o por corriente provienen de las ecuaciones de flujo de potencia mostradas en la ecuación 1.

$$S_{ij} = V_i * I_{ij}^* \quad \forall (i,j) \in B \quad (1)$$

Las restricciones quedan definidas de acuerdo con las ecuaciones 2 y 3:

$$\underline{v}_i \leq |V_i|^2 \leq \overline{v}_i \quad \forall \eta \quad (2)$$

$$|I_{ij}| \leq \overline{I}_{ij} \quad \forall \in B \quad (3)$$

Donde:

$\underline{v}_i, \overline{v}_i$ son los voltajes en los nodos

\overline{I}_{ij} es la corriente por las líneas

η nodos

B líneas

3 DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE OPENDSS

El software Open Distribution System Simulator (OpenDSS) es una completa herramienta de simulación de sistemas eléctricos para los sistemas de distribución de las compañías eléctricas. OpenDSS se refiere técnicamente a la implementación de código abierto del DSS. Se implementa en tres formas

1. Un programa ejecutable independiente. (OpenDSS.exe)
2. Una DLL de servidor COM en proceso diseñada para ser manejada desde una variedad de plataformas de software existentes. (OpenDSSEngine.DLL)
3. Una DLL Stdcall que proporciona todas las funciones del servidor COM pero que puede ser utilizada desde lenguajes que no soportan COM o que requieren una ejecución Threadsafe como en un servidor Cloud. (OpenDSSDirect.DLL)

La versión ejecutable tiene una interfaz de usuario básica basada en texto en el motor de soluciones para ayudar a los usuarios a desarrollar scripts y visualizar soluciones.

El programa soporta básicamente todos los análisis de estado estacionario rms (es decir, en el dominio de la frecuencia) que se realizan habitualmente en los sistemas de distribución de las empresas de servicios públicos. Además, admite muchos tipos nuevos de análisis diseñados para satisfacer las necesidades futuras, muchas de las cuales vienen dictadas por la desregulación de los servicios públicos en todo el mundo y la llegada de la "red inteligente".

Muchas de las características que se encuentran en el programa fueron pensadas originalmente para apoyar las necesidades de análisis de generación distribuida. Otras características apoyan el análisis de eficiencia energética de la entrega de energía y el análisis de armónicos. OpenDSS está diseñado para poder ampliarse indefinidamente, de modo que pueda modificarse fácilmente para satisfacer futuras necesidades. La estructura general de OpenDSS se ilustra en la figura 4. [11]

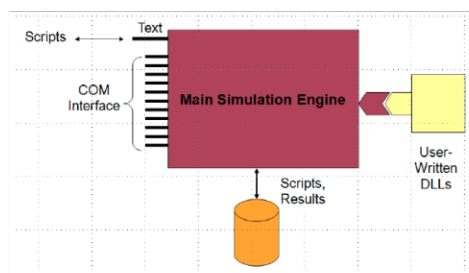


Figura 4. Estructura de OpenDSS

La versión actual del OpenDSS ha evolucionado hasta convertirse en una herramienta extraordinaria que ha adquirido muchas otras características que no suelen encontrarse en otras herramientas de análisis de sistemas de distribución. Aunque el análisis de la GD sigue siendo uno de sus principales usos, se han realizado muchos otros tipos de análisis con la herramienta. El DSS es un motor de simulación en el dominio de la frecuencia de uso general que tiene características especiales para crear modelos de sistemas de distribución de energía eléctrica y realizar muchos tipos de análisis relacionados con la planificación de la distribución y la calidad de la energía.

3.1 FLUJO DE CARGA EN OPENDSS

El flujo de potencia se ejecuta en numerosos modos de solución, incluyendo el standard *single Snapshot mode*, *Daily mode*, *Dutycycle Mode*, *Monte Carlo mode* y varios modos en los que la carga varía en función del tiempo.

Cuando se completa un flujo de potencia, las pérdidas, tensiones, flujos y otra información están disponibles para el sistema total, cada componente y ciertas áreas definidas.

El flujo de carga puede calcularse tanto para circuitos de distribución radial como para sistemas de red (mallados).

Los dos tipos básicos de solución del flujo de potencia son:

1. Flujo de potencia iterativo
2. Solución directa

En el flujo de potencia iterativo, los elementos no lineales, como las cargas y los generadores distribuidos, se tratan como fuentes de inyección. En la solución directa, se incluyen como admitancias en la matriz de admitancias del sistema, que se resuelve directamente sin iterar. Cualquiera de estos dos tipos de soluciones puede utilizarse para cualquiera de los diversos modos de solución estableciendo la propiedad global LoadModel en "Admittance" o "Powerflow" (puede abreviarse A o P). El valor por defecto es "Powerflow".

Actualmente se emplean dos algoritmos iterativos de flujo de potencia:

1. Modo de inyección de corriente "normal" (por defecto)
2. El modo "Newton".

El modo "Normal" es más rápido. El modo "Newton" es algo más robusto para circuitos difíciles de resolver. El modo por defecto es el Normal. El método de solución en modo

Normal es un método iterativo de punto fijo relativamente simple y funciona muy bien para casi todos los sistemas de distribución con una fuente de energía masiva rígida. [11]

3.2 USO BÁSICO

Hay un "Panel de control" con ventanas con pestañas para construir y probar scripts y ejecutarlos. El acceso principal a los scripts y a los resultados se realiza generalmente a través de los archivos de script y los archivos de salida o de la interfaz COM. La comunicación con el DSS se realiza fundamentalmente a través de cadenas de texto pasadas al procesador de comandos de OpenDSS.

Los resultados de la simulación pueden ser devueltos como matrices de valores en la interfaz COM o en texto a través de archivos CSV. El componente de software básico de OpenDSS proporciona unos cuantos informes de archivos de texto estándar. El panel de control de OpenDSS aparece automáticamente en la versión EXE y se muestra en la figura 5.

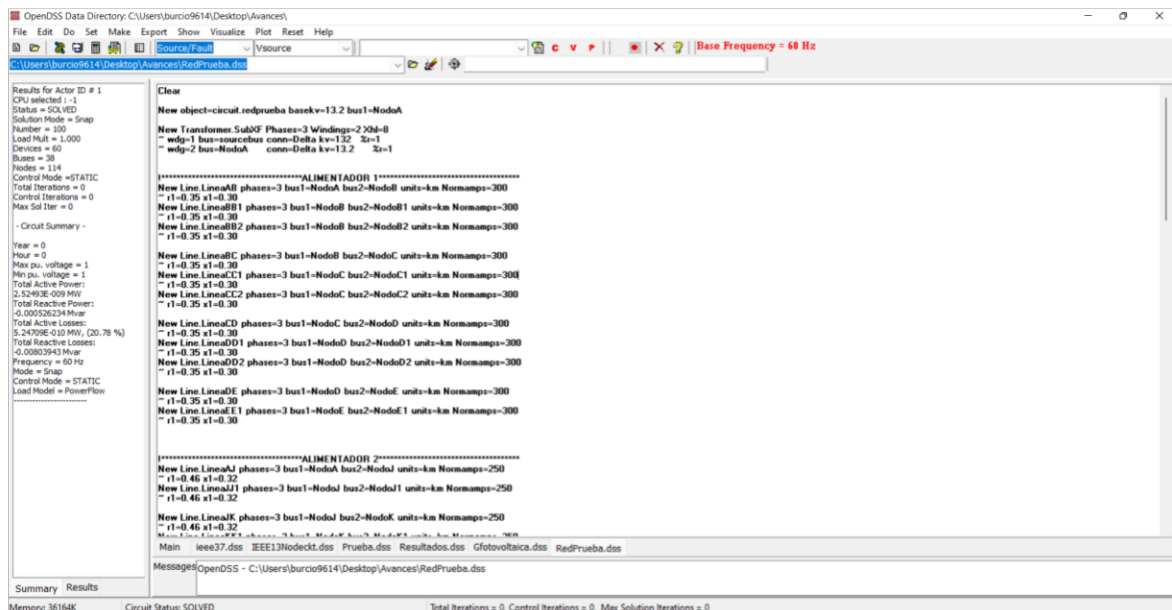


Figura 5. Panel de control de OpenDSS

En la figura 5, las pestañas están en la parte inferior de la ventana principal. El usuario puede ejecutar un script, o una parte de un script, en cualquiera de las pestañas de la ventana abierta en cualquier momento. Todos los scripts operan en el circuito actualmente activo, o pueden definir un nuevo circuito que se activa.

Los scripts o fragmentos de scripts se ejecutan seleccionando las líneas de scripts a ejecutar. El usuario puede hacer clic con el botón derecho del ratón en la selección y, a

continuación, hacer clic en la opción *Do selected*, que tiene una tecla de acceso directo (ctrl-d). La selección también puede ser ejecutada desde el menú Do o desde el botón de velocidad que se encuentra directamente debajo de la opción del menú Do. El script en las ventanas puede redirigir la entrada del comando OpenDSS a un archivo, que a su vez puede redirigir a otro archivo. Así, los scripts pueden ser bastante voluminosos sin tener que aparecer en una ventana del panel de control. [11]

3.2.1 SINTAXIS DEL LENGUAJE DE COMANDOS DEL DSS

El DSS está diseñado de tal manera que todas las funciones pueden llevarse a cabo a través de secuencias de comandos del Lenguaje de Comandos del DSS basadas en texto. Los flujos de texto pueden provenir de cualquiera de estas fuentes:

1. Seleccionando y ejecutando un script en una ventana del Panel de Control,
2. A través de la interfaz COM, o
3. Desde un archivo de texto estándar al que se puede redirigir temporalmente el intérprete de comandos (comandos de compilación o redirección). [11]

4 METODOLOGÍA

El presente trabajo contempla la determinación de la capacidad de hospedaje de una red de distribución al ser una parte fundamental en el análisis técnico-operativo de la incorporación de generación renovable no convencional a las redes de distribución de energía eléctrica del Ecuador, para lo cual se inició realizando una exhaustiva investigación del tema lo cual se presentó en secciones previas. También se definió el software en el cual se modelará una red típica de distribución y el lenguaje de programación que se usará para el análisis de los resultados.

Debido a los requerimientos y a las potentes prestaciones que brinda en el análisis de redes con recursos distribuidos, se optó por emplear el software de código abierto OpenDSS, que además de las ventajas mencionadas, también es capaz de ser manipulado desde otras plataformas con distintos lenguajes de programación como Python, el cual es reconocido por ser ampliamente usado para el análisis de datos. La combinación de estos dos entornos logrará la eficiencia en el uso de herramientas informáticas.

La metodología presentada contempla la simulación de la variabilidad de la demanda y del recurso renovable en el tiempo incorporándoles su naturaleza aleatoria la cual tiene impacto en la determinación de la capacidad de hospedaje. Para considerar la variabilidad, se definieron las tres horas del día más críticas que corresponden a aquellas donde se tiene un mayor grado de afectación en la disponibilidad del recurso y demanda. Por otro lado, la naturaleza aleatoria de las variables de entrada mencionadas se modela mediante funciones de probabilidad las cuales permiten generar muestras aleatorias.

Como se mencionó previamente, debido al comportamiento característico de las variables de entrada, es necesario desarrollar una técnica estocástica (Monte Carlo) que permita obtener de manera estadística los resultados de las evaluaciones en cada hora y en cada nivel de penetración.

Los niveles de penetración de generación distribuida son definidos como un porcentaje de la capacidad total del sistema debido a que no se conocen de antemano las potencias que se insertarán a una red.

En cada simulación que se realice, se extraerán los datos de voltajes, corrientes y pérdidas de potencia para que puedan ser comparados con sus respectivos límites a fin de obtener en términos porcentuales el riesgo de violación ante el ingreso de un determinado nivel de penetración de generación distribuida en distintos nodos. La figura 6 ilustra el método usado.

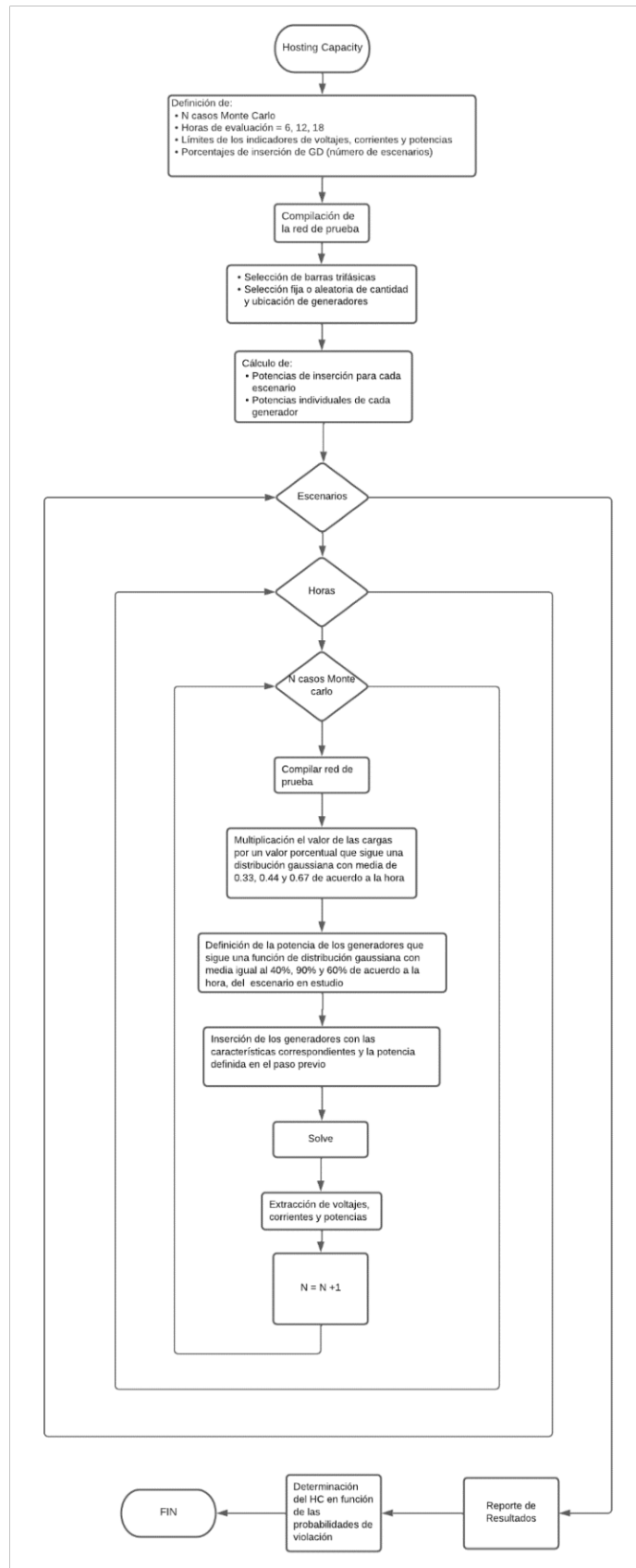


Figura 6. Metodología empleada para la determinación del HC desde un enfoque probabilista

4.1 MODELACIÓN DE LA RED DE PRUEBA EN OPENDSS

Con el objeto de realizar las simulaciones pertinentes y validar la metodología planteada, se propone modelar una red trifásica equilibrada con demandas de diversos tipos y con distintas clases de alimentadores, para lo cual es importante conocer la forma de configurar los distintos elementos de una red eléctrica básica en OpenDSS.

A continuación, se describen los elementos que se utilizaron en el trabajo para realizar la modelación de la red de prueba.

4.1.2 EQUIVALENTE THÉVENIN

En el software, el elemento circuit (equivalente Thévenin) debe ser único y ser el primero en ser definido. Este elemento se utiliza para definir una fuente de voltaje en serie con una impedancia que se conecta a una barra. Los parámetros básicos para modelar este elemento se describen en la tabla 1. [11]

Tabla 1. Parámetros para definir el equivalente Thévenin

Parámetro	Descripción
basekV	Voltaje de línea nominal en kV
bus1	Nombre de la barra a la cual se conecta el elemento
Z1	Impedancia de secuencia positiva en Ω .
Z0	Impedancia de secuencia negativa en Ω .
mvasc3	Potencia de cortocircuito monofásico en MVA
mvasc1	Potencia de cortocircuito trifásico en MVA
pu	Valor en por unidad del voltaje en la barra

4.1.3 TRANSFORMADOR

El transformador se implementa como un elemento de entrega de energía multiterminal (dos o más). Un transformador se compone de dos o más devanados, conectados de forma Wye-Delta por defecto que puede ser modificada. Se puede especificar los parámetros de un devanado a la vez o utilizar matrices para establecer todos los valores de los devanados a la vez. En OpenDSS, el transformador se modela mediante el elemento transformer cuyos parámetros básicos para poder definirlo se presentan en la tabla 2. [11]

Tabla 2. Parámetros para definir el transformador

Parámetro	Descripción
Phases	Número de fases
Windings	Número de devanados
XLH	Reactancia en serie en pu
Wdg	Devanado
bus	Barra a la que se conecta el devanado
conn	Conexión de los devanados (estrella o delta)
Kv	Voltaje de nominal de línea del devanado, kV
Kva	Potencia nominal del devanado en kVA

4.1.4 LÍNEAS

Se caracterizan mediante el elemento line. Es un elemento de entrega de energía descrito por su impedancia. Las impedancias pueden ser especificadas por valores de componentes simétricos o por valores matriciales. En este trabajo se optó por especificarlas por valores de componentes simétricos debido a la disponibilidad de dichos datos. Los parámetros básicos para modelar una línea se presentan en la tabla 3. [11]

Tabla 3. Parámetros para definir una línea

Parámetro	Descripción
Phases	Número de fases
Bus1	Nombre de la barra en donde se conectará el terminal 1
Bus2	Nombre de la barra en donde se conectará el terminal 2
Length	Longitud de la línea
R1	Resistencia de secuencia positiva, Ω por unidad de longitud
X1	Reactancia de secuencia positiva, Ω por unidad de longitud
units	Unidad de longitud de la línea {mi km kft m ft in cm}
Normamps	Corriente nominal de la línea, amps

4.1.5 CARGAS

Se caracterizan mediante el elemento load y pueden modificarse mediante una serie de multiplicadores, como el global circuit load multiplier, yearly load shape, aily load shape, y

dutycycle load shape. Los parámetros para definir el elemento en cuestión se presentan en la tabla 4. [11]

Tabla 4. Parámetros para definir una carga

Parámetro	Descripción
phases	Número de fases
bus1	Nombre de la barra donde se conectará la carga
kv	Voltaje nominal
conn	Tipo de conexión de la carga (wye o delta)
kva	Potencia aparente nominal
kw	Potencia activa nominal
kvar	Potencia reactiva nominal
fp	Factor de potencia

4.1.6 ENERGYMETER

Un objeto EnergyMeter es un contador inteligente conectado a un terminal de un elemento del circuito. Simula el comportamiento de un contador de energía real. Sin embargo, tiene más capacidad porque puede acceder a los valores en otros lugares del circuito en lugar de simplemente en la ubicación en la que está instalado. No sólo mide los valores de potencia y energía en su ubicación, sino también las pérdidas y los valores de sobrecarga dentro de una región definida del circuito. En el trabajo se emplea el elemento energymeter para poder observar los perfiles de voltaje. [11]

Los parámetros básicos para definir este elemento se detallan en la tabla 5.

Tabla 5. Parámetros para definir un medidor de energía

Parámetro	Descripción
Element	Tipo y nombre del elemento existente al que se conectará el medidor
Terminal	Número del terminal del elemento al que se conectará el medidor

4.1.7 SISTEMA FOTOVOLTAICO

La figura 7 muestra un diagrama esquemático del modelo de elemento PVSystem que se implementa en OpenDSS. El modelo combina el conjunto fotovoltaico (FV) y el inversor FV. Asume que el inversor es capaz de seguir el punto de máxima potencia (mpp) del panel rápidamente, lo que permite un uso adecuado en simulaciones QSTS con un paso de tiempo de al menos un segundo. Esto facilita considerablemente la modelización fotovoltaica y es un supuesto adecuado para la mayoría de los estudios de impacto de la interconexión. Los parámetros se presentan en la tabla 6. [11]

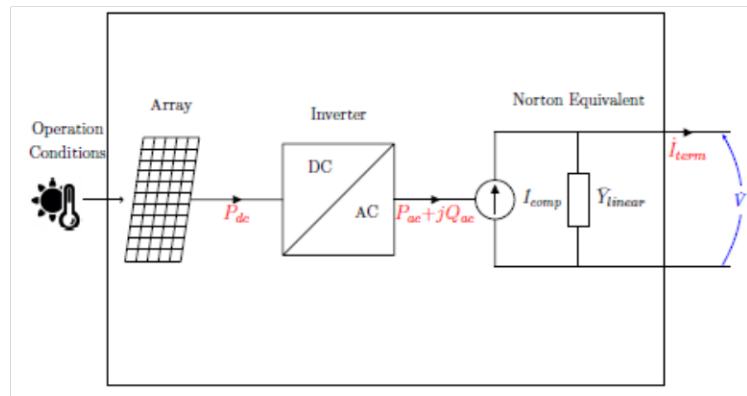


Figura 7. Diagrama de bloques del modelo PVSystem

Tabla 6. Parámetros para definir una línea

Parámetro	Descripción
Pmpp	Potencia máxima nominal en kW de la matriz fotovoltaica para una irradiancia de 1 kW/m^2 y una temperatura definida por el usuario.
P-Tcurve	Curva del factor de corrección de la matriz fotovoltaica por unidad de P_{mpp} en función de la temperatura de la matriz fotovoltaica. El factor de corrección debe ser 1.0 para la temperatura a la que se define la P_{mpp}
KV	Voltaje de línea nominal en kV
Bus1	Nombre de la barra a la cual será conectado el PVSystem
Phases	Número de fases del PVSystem
KVA	Potencia nominal del inversor en kVA
Effcurve	Curva de eficiencia del inversor.
PF	Factor de potencia para la potencia de salida (potencia AC). Valor predeterminado=1.
kvar	Potencia reactiva de salida.

4.2 ÍNDICES DE RENDIMIENTO

Los índices de rendimiento se definen en normas y regulaciones con el fin de establecer la máxima cantidad de generación distribuida que se puede insertar en un sistema de distribución.

4.2.1 LÍMITES DE VOLTAJE

El ingreso de generación distribuida en especial en colas de red contrarresta la caída de voltaje, sin embargo, el exceso de penetración puede provocar incrementos que rebasan los valores permitidos. Una vez extraídos los datos de cada simulación se verifica que estén dentro de los límites recomendados por la norma ANSI C84.1 los cuales se presentan en la tabla 7. [10]

Tabla 7. Límites de voltaje

Condición	Nominal en %
Sobrevoltaje	105
Subvoltaje	95

4.2.2 LÍMITES DE CARGABILIDAD

En el presente trabajo se evalúan las cargabilidades de todas las líneas en cada simulación y se las compara con sus límites térmicos (propiedad intrínseca de los conductores). [10]

4.2.3 LÍMITE DE PÉRDIDAS DE POTENCIA

Las pérdidas de potencia se calculan de acuerdo con la ecuación, es decir, como un porcentaje de la potencia total del circuito. Véase la ecuación 3

$$\%pérdidas = \frac{P_p}{P_t} \times 100 \quad (4)$$

Donde:

P_p : pérdidas de potencia en kW

P_t : potencia total en kW

De acuerdo con la información recopilada, el límite de porcentaje de pérdidas de potencia máximo tolerable es 3% [10]

4.3 INTEGRACIÓN DE LOS ENTORNOS INFORMÁTICOS

La inserción progresiva de generación distribuida añadido al número de simulaciones que conlleva hacer un procedimiento sistemático y estocástico, hace poco viable el uso de solamente OpenDSS por lo que es necesario utilizar el módulo de comunicación del software con otros entornos.

Para realizar la comunicación entre python y la versión dll directa de OpenDSS se instala y utiliza el módulo py-dss-interface.

La biblioteca compartida de conexión directa es una DLL que implementa las mismas clases, propiedades y métodos de la interfaz COM de OpenDSS-PM. Esta alternativa se generó para acelerar la co-simulación en proceso entre OpenDSS y el software externo cuando el software del cliente no soporta la conexión de bindings tempranos a los servidores/controladores COM.

Normalmente, los lenguajes de programación de alto nivel no soportan bindings tempranos, lo que les hace utilizar bindings tardíos para el intercambio de datos con los servidores COM. Los procedimientos de vinculación tardía añaden una importante sobrecarga al proceso de co-simulación, especialmente cuando se ejecutan bucles. Esta librería se llama OpenDSSDDirect.dll y se puede acceder a ella directamente sin necesidad de registrarla en el registro del sistema operativo. Las propiedades implementadas en esta librería son las mismas implementadas en la interfaz COM.

Es posible consultar la variedad de métodos que ofrece el módulo ingresando a:

```
import py_dss_interface  
  
dss= py_dss_interface.DSSDLL()
```

Posteriormente, se agrega a una variable la dirección del circuito en formato dss y se compila mediante el método text el cual permite agregar sentencias en el script de OpenDSS a través de otros entornos. Agregar esta sentencia tiene el mismo resultado que seleccionar todo el circuito modelado en el script de OpenDSS y seleccionar la opción Do selected.

```
dss_file = r"C:\Users\burcio9614\Desktop\Avances\RedPrueba.dss"  
  
dss.text(f"compile [{dss_file}]")
```

Con el fin de corroborar que los resultados obtenidos a través del uso del módulo sean similares a los entregados en el summary de OpenDSS, se procede a escribir el modo de

solución snapshot, el cual corresponde al flujo de carga instantáneo y mandar a resolver a través del comando solve.

```
dss.text("set mode = snapshot")
```

```
dss.solution_solve()
```

Examinando los métodos del módulo `py_dss_interface` se puede acceder a una gran variedad de opciones para la recopilación de información de parámetros eléctricos del circuito, en particular, a los que se presentan en la sección summary de OpenDSS como el caso de los voltajes máximo y mínimo por unidad y las potencias totales activas y reactivas que salen en valores negativos puesto que se considera que está saliendo energía.

```
maxiVpu = max(dss.circuit_all_bus_vmag_pu())
```

```
minVpu = min(dss.circuit_all_bus_vmag_pu())
```

```
powerP = -1 * dss.circuit_total_power()[0]
```

```
powerQ = -1 * dss.circuit_total_power()[1]
```

4.3.1 NIVELES DE PENETRACIÓN

Como se mencionó en párrafos anteriores, con el fin de que los tiempos de simulación no se extiendan y además de realizar un análisis más puntual, se implementaron únicamente 5 escenarios de penetración los cuales se calculan en función de la potencia total del circuito calculada en el caso base, es decir, sin el ingreso de generación distribuida.

Cabe señalar, que se procede a calcular el nivel de penetración del método descrito debido a que no se conoce con certeza el tamaño de las unidades de generación puesto que estas serán definidas por el usuario.

Los porcentajes de inserción propuestos van desde el 25% hasta el 125% de la potencia total de la red.

```
Porcentajes_de_insercion = [0.25, 0.5, 0.75, 1, 1.25]
```

Posteriormente, se calcula la potencia que representan dichos porcentajes.

```
Niveles_de_insercion = [powerP*x for x in Porcentajes_de_insercion]
```

Se define el número de unidades de generación distribuida que se insertarán a la red y en función del número ingresado, se calcula la potencia individual de cada generador.

Cantidad_GD = 12

Distribucion_GD = [x/Cantidad_GD for x in Niveles_de_Insercion]

4.3.2 UBICACIÓN DE UNIDADES

Para la ubicación de las unidades se recopila de la red los nombres de todas las barras existentes en el circuito y se arma un bucle para seleccionar todas aquellas que sean trifásicas debido a que las unidades de generación son de esa naturaleza.

Debido a que en un inicio no se tiene certeza de la ubicación de las unidades, se da la opción de que la selección de barras sea aleatoria, aunque también se puede elegir en que barras estarán instaladas los generadores.

selected_buses = random.sample(mv_buses, Cantidad_GD)

selected_buses = ['nodob1', 'nodob2', 'nodoc1', 'nodoc2', 'nodod1', 'nodoe1', 'nodol1', 'nodom1', 'nodom2', 'nodof2', 'nodog1', 'nodoi1']

Por efectos visuales, se añade una función para observar gráficamente la ubicación de los generadores en el sistema.

add_bus_marker(dss, bus, "red", 4)

4.3.3 DEFINICIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Para definir las unidades de generación distribuida en las barras seleccionadas, se arma una función la cual recibe el objeto dss, la barra de conexión y su voltaje, la potencia nominal del inversor y la potencia máxima nominal en kW de la matriz fotovoltaica para definir las propiedades que caracterizan al elemento PVSystem

def define_3ph_pvsystem(dss, bus, kv, kva, pmp):

dss.text("New XYCurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1 1 1 1]")

*dss.text("New PVSystem.PV_{} phases=3 conn=weye bus1={} kV={} kVA={} Pmpp={} pf=1" " effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT vmaxpu=2 vminpu=0.5".format(bus, bus, kv * 1.73, kva, pmp)) [10]*

4.4 SIMULACIÓN DE LA VARIABILIDAD Y ESTOCASTICIDAD DEL RECURSO Y LA DEMANDA

4.4.1 SIMULACIÓN PARA LA DEMANDA

Para simular la naturaleza dinámica de los DER se requiere de marcos de tiempo reales con pasos de tiempo muy pequeños, sin embargo, por efectos de tiempos de simulación se ha optado por escoger las horas más críticas en las que se tiene un mayor impacto en las variables de entrada (recurso energético y demandas).

Al momento de caracterizar una carga en OpenDSS, es posible añadir su respectiva curva de demanda la cual consta de multiplicadores que van variando la carga nominal dependiendo del instante de tiempo. Estos multiplicadores permiten obtener una fracción de la carga nominal. Por ejemplo, a la hora 6 el multiplicador será menor que a las 18 horas donde la demanda es mayor.

En OpenDSS el multiplicador de carga global se representa mediante el comando loadmult el cual será empleado para efectos del estudio.

En el presente trabajo, se han definido multiplicadores globales para cada hora de estudio (6, 12 y 18 horas) que simulan el porcentaje de utilización de la potencia nominal de una carga. Dichos valores se presentan en la tabla 8.

Tabla 8. Multiplicadores para cada hora

Horas	Loadmult
6	0.33
12	0.44
18	0.67

Con el fin de simular la naturaleza aleatoria de la demanda, se ha definido que los multiplicadores mencionados sigan una distribución de probabilidad gaussiana, mostrada en la figura 8, con una media igual al valor del multiplicador en una hora determinada y con desviación estándar igual a 0.1 con el fin de obtener valores de loadmult no tan alejados de la media en cada simulación.

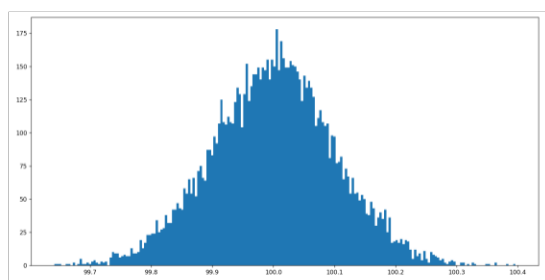


Figura 8. Función de probabilidad gaussiana empleada para el modelamiento de la estocasticidad de las cargas y generadores en la hora 6

Para obtener los distintos valores en cada simulación, se emplea el módulo random y mediante el método random.gauss se obtienen los valores solicitados. Por ejemplo, a la hora 18 la carga vendría dada por el valor absoluto del resultado de la siguiente sentencia
`random.gauss(0.67, 0.1)`

4.4.2 SIMULACIÓN PARA LA GENERACIÓN

La cantidad de recurso solar dependerá de la hora en la que se esté haciendo la medición, lo cual se simula de una forma similar a la definida en el caso de las cargas, pero haciendo uso de un multiplicador el cual extraerá un porcentaje de la potencia que se está insertando y de esa forma para los demás escenarios de penetración. Véase tabla 9

Tabla 9. Multiplicadores para la generación

Horas	Multiplicador de la generación
6	0.6
12	0.9
18	0.4

De esta forma, se puede observar, que a la hora 12, cuando hay más recurso, el porcentaje de potencia que está entregando una unidad con respecto al nivel de inserción es superior a las otras horas.

Para simular la naturaleza aleatoria del recurso, se ha consultado en diversas fuentes [12], funciones de probabilidad que simulen el comportamiento de las potencias entregadas por los generadores fotovoltaicos cada hora, las cuales corresponden a las presentadas en la tabla para las horas en las que se realizará el análisis. Véase tabla 10.

Tabla 10. Funciones de probabilidad para cada hora

Horas	Función de probabilidad
6	Gauss
12	Weibull
18	Weibull

En el caso de la distribución de Gauss se define una media igual al porcentaje calculado de inserción para la hora 6 y una desviación estándar de 0.1 para obtener diferentes en cada simulación, pero cercanos a la media.

Para el caso de las distribuciones de Weibull, se define un alfa igual al porcentaje calculado de inserción y un beta cercano al parámetro alfa con el fin de obtener valores cercanos entre sí. La función en mención se ilustra en la figura 9.

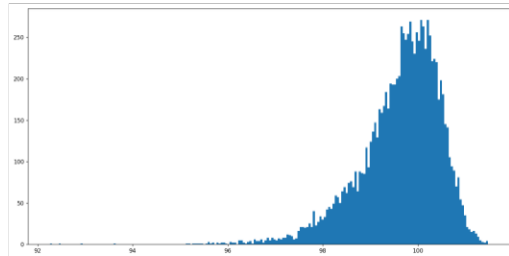


Figura 9. Función de probabilidad Weibull para la simulación de la estocasticidad de los generadores en las horas 12 y 18

Para la obtención de número aleatorios que siguen una distribución Weibull se emplea el módulo random y a través de la sentencia `random.weibullvariate(Distribucion, Distribucion*1.3)` se obtienen los valores solicitados para cada simulación.

4.4.3 SIMULACIONES DE MONTE CARLO

La simulación de Monte Carlo permite realizar un análisis de bastantes escenarios que son el resultado de las distintas combinaciones que se pueden dar entre las variables de entrada. Básicamente, se realiza un número determinado de flujos de carga con distintos valores de demanda y potencia de las unidades de generación para encontrar el número de escenarios que violen los límites de voltaje, corriente o pérdidas de potencias fijados.

Para determinar el número de simulaciones que se realizarán, se consultaron diversas fuentes las cuales indican que los criterios de parada de una simulación de Monte Carlo se basan en su mayoría en una observación empírica de la tendencia de las variables de estudio. Sin embargo, estas suelen ser cercanas a 10, como se muestra en la figura 10, por lo que se usará este valor para realizar la metodología. [13]

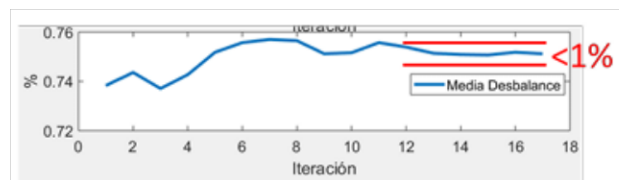


Figura 10. Criterio de parada de una simulación Monte Carlo

Posteriormente, se corre 10 flujos de carga mediante los comandos `dss.text("set mode = snapshot")` y `dss.solution_solve()` con valores aleatorios de variables de entrada cada hora y por cada nivel de inserción.

Se arman funciones para extraer los voltajes en las barras, las corrientes de las líneas y las pérdidas de potencia para posteriormente almacenarlas en matrices o vectores en cuyas dimensiones están definidas por la cantidad de elementos y el número de simulaciones.

4.5 CONTEO DEL NÚMERO DE VIOLACIONES EN EL TOTAL DE SIMULACIONES POR NIVEL DE PENETRACIÓN

4.5.1 CONTEO DE VIOLACIONES DE VOLTAJE

La extracción de voltajes forma matrices de 37 filas (37 barras) por 10 columnas por cada nivel de inserción en cada hora. Para realizar el conteo de violaciones se concatenan las matrices de cada hora de un nivel de penetración específico para obtener 5 matrices de 37 filas por 30 columnas donde cada matriz representa un nivel de inserción de GD.

Se evalúan todos los elementos de las matrices formadas comparándolos con el límite admisible. Se añade un contador que va acumulando el número de violaciones y al final de cada fila, que representa una barra, se presenta el número total de violaciones.

Al finalizar, se obtendrá un vector cuyos elementos representan la cantidad de violaciones de voltaje que se tuvieron en cada nodo en las tres horas en un nivel de inserción determinado.

4.5.2 CONTEO DE VIOLACIONES DE CORRIENTE

Se procede de manera similar a lo descrito en el caso de las violaciones de voltaje, la diferencia radica en que los elementos de las matrices de inserciones deben compararse con valores diferentes puesto que la red considerada posee líneas con distintas capacidades nominales.

Al finalizar el proceso, se obtendrá un vector cuyos elementos representan las violaciones cargabilidad de las líneas en las tres horas en un nivel de inserción determinado.

4.5.3. CONTEO DE VIOLACIONES DE PORCENTAJES DE PÉRDIDAS DE POTENCIA

En la extracción de pérdidas de potencias se arma una sentencia para obtener el valor porcentual con respecto a la capacidad total de la red en cada simulación y se procede de forma similar a los casos previos. El resultado corresponderá a 5 vectores de 30 elementos que representan cada nivel de inserción, cuyos días primeros elementos representan los

porcentajes de pérdidas de potencia para la hora 6, los posteriores 10 para la hora 12 y los últimos 10 para la hora 18.

Se va recorriendo los elementos de cada vector comprándolos con el límite de pérdidas de potencia establecido y al finalizar se entrega un valor correspondiente al total de violaciones.

Obtención de las probabilidades de violación de los elementos

Una vez obtenidos los vectores de violaciones de voltaje y corrientes y los números de violaciones de pérdidas de potencias, se procede a dividir cada elemento de los vectores por el número total de simulaciones que para 10 simulaciones cada hora correspondería a 30.

Matemáticamente, este proceso puede representarse como en la ecuación. [10]

$$P(\text{violación}) = \frac{\sum_{t=6}^t \sum_{N=1}^N \text{violaciones}}{t * N} \quad (5)$$

Donde:

$P(\text{violación})$: representa la probabilidad de violación de un nodo, línea, circuito en un nivel de inserción de GD.

t = total de horas

N = Simulaciones de Monte Carlo (10)

4.6 DETERMINACIÓN DEL HC

Como resultados de la metodología se tienen matrices de porcentajes que representan las probabilidades de violación de un nodo, línea o circuito en general para cada uno de los indicadores definidos, voltajes, cargabilidad o pérdidas de potencia, respectivamente.

En función de los datos presentados, se determina como Hosting Capacity aquel nivel de inserción previo al nivel de inserción donde la incidencia de violaciones se incrementa.

5 RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 MODELACIÓN DE LA RED DE ESTUDIO

Con base a lo expuesto, se presenta la modelación de la red de prueba en la cual se implementará la metodología propuesta.

Las características del sistema son los siguientes:

- Un centro distribuidor con 4 alimentadores
- Red trifásica equilibrada de 13.2 kV
- 9 nodos con demandas residenciales, 5 nodos con demandas comerciales y 8 nodos con demandas industriales.

Cabe mencionar que la red en cuestión fue presentada en la Revista Energía en el paper “Aplicación para la evaluación técnica de la “capacidad de inserción de generación distribuida” en redes eléctricas de distribución” y se ilustra en la figura 11.

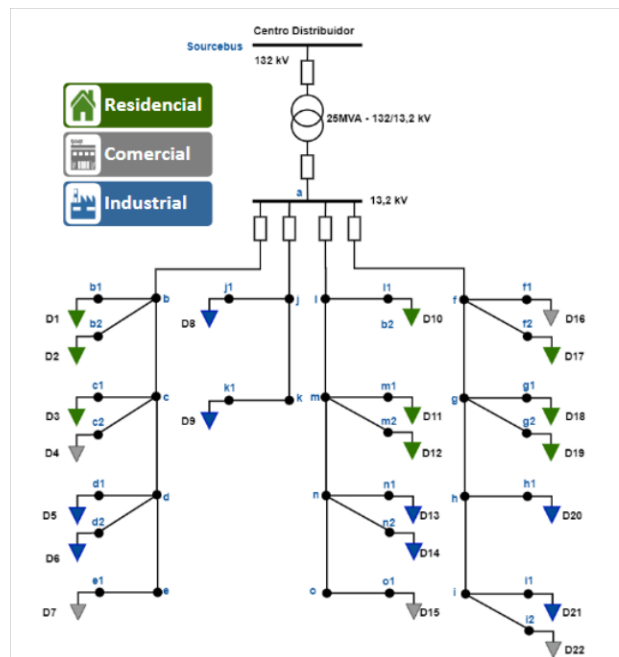


Figura 11. Red de prueba

La información de las cargas y los alimentadores se presenta en las tablas 11 y 12.

Factor de potencia igual a 0.85 para todas las cargas

Tabla 11. Información de las cargas del sistema

Nodos de demandas	Tipos de usuarios	Carga en punta [MW]	Usuarios por barra
D1	Residencial	0.867	210
D2	Residencial	0.867	210
D3	Residencial	0.867	210
D4	Comercial	0.750	10
D5	Industrial	0.917	1
D6	Industrial	0.917	1
D7	Comercial	0.750	10
D8	Industrial	1.628	1
D9	Industrial	1.872	1
D10	Residencial	0.867	210
D11	Residencial	0.867	210
D12	Residencial	0.729	210
D13	Industrial	0.917	1
D14	Industrial	0.917	1
D15	Comercial	0.750	10
D16	Comercial	0.750	10
D17	Residencial	0.729	200
D18	Residencial	0.729	200
D19	Residencial	0.729	200
D20	Industrial	0.917	1
D21	Industrial	0.917	1
D22	Comercial	0.750	10

Tabla 12. Información de los parámetros de los alimentadores

Código	Sección	I_{max}[A]	R[ohms]	X
AIAc95	95/15 mm ²	300	0.35	0.30
AIAc70	95/15 mm ²	250	0.46	0.32
AIAc50	95/15 mm ²	190	0.70	0.40
AIAc25	95/15 mm ²	130	1.20	0.44

El presente trabajo contempla la inserción de generación distribuida en alimentadores primarios por lo que, para la modelación de la red se considera todo lo que esté aguas abajo del transformador de la subestación.

El primer comando en ser invocado es el clear, el cual borra todas las definiciones de elementos de circuito del DSS. Esta declaración se recomienda al principio de todos los archivos maestros para definir los circuitos DSS.

Posteriormente, se define del objeto circuit, el cual representa el equivalente Thévenin el cual se haya caracterizado por una fuente de voltaje en serie con una impedancia que se conecta a una barra, en este caso, el Nodo A como se presenta en la figura 12.

```
Clear  
New object=circuit.redprueba basekv=13.2 bus1=NodoA
```

Figura 12. Modelamiento del objeto circuit

Se definen los parámetros de las líneas en función de la información proporcionada en las tablas.

Es importante señalar que una de las características de OpenDSS a la que los usuarios familiarizados con otras plataformas de análisis de sistemas de energía tardan en acostumbrarse es que un nodo no existe hasta que se necesita para una solución o algún otro propósito.

Esto permite a los usuarios una gran flexibilidad en la simulación de circuitos de distribución en los que la topología está cambiando durante la simulación. Si quiere añadir un nuevo bus, simplemente se define un dispositivo que esté conectado al bus o se edita las conexiones del bus de un dispositivo existente.

En la figura 13 se puede observar la modelación de las líneas pertenecientes al primer alimentador.

```

|-----ALIMENTADOR 1-----|
New Line.LineaAB phases=3 bus1=NodoA bus2=NodoB units=km Normamps=300
~ r1=0.35 x1=0.30
New Line.LineaBB1 phases=3 bus1=NodoB bus2=NodoB1 units=km Normamps=300
~ r1=0.35 x1=0.30
New Line.LineaBB2 phases=3 bus1=NodoB bus2=NodoB2 units=km Normamps=300
~ r1=0.35 x1=0.30

New Line.LineaBC phases=3 bus1=NodoB bus2=NodoC units=km Normamps=300
~ r1=0.35 x1=0.30
New Line.LineaCC1 phases=3 bus1=NodoC bus2=NodoC1 units=km Normamps=300
~ r1=0.35 x1=0.30
New Line.LineaCC2 phases=3 bus1=NodoC bus2=NodoC2 units=km Normamps=300
~ r1=0.35 x1=0.30

New Line.LineaCD phases=3 bus1=NodoC bus2=NodoD units=km Normamps=300
~ r1=0.35 x1=0.30
New Line.LineaDD1 phases=3 bus1=NodoD bus2=NodoD1 units=km Normamps=300
~ r1=0.35 x1=0.30
New Line.LineaDD2 phases=3 bus1=NodoD bus2=NodoD2 units=km Normamps=300
~ r1=0.35 x1=0.30

New Line.LineaDE phases=3 bus1=NodoD bus2=NodoE units=km Normamps=300
~ r1=0.35 x1=0.30
New Line.LineaEE1 phases=3 bus1=NodoE bus2=NodoE1 units=km Normamps=300
~ r1=0.35 x1=0.30

```

Figura 13. Modelamiento del primer alimentador

Se procede de manera similar con la definición de los demás alimentadores, respetando la sintaxis del programa.

En la figura 14 se presenta la modelación de las líneas del alimentador 2.

```

|-----ALIMENTADOR 2-----|
New Line.LineaAJ phases=3 bus1=NodoA bus2=NodoJ units=km Normamps=250
~ r1=0.46 x1=0.32
New Line.LineaJJ1 phases=3 bus1=NodoJ bus2=NodoJ1 units=km Normamps=250
~ r1=0.46 x1=0.32

New Line.LineaJK phases=3 bus1=NodoJ bus2=NodoK units=km Normamps=250
~ r1=0.46 x1=0.32
New Line.LineaKK1 phases=3 bus1=NodoK bus2=NodoK1 units=km Normamps=250
~ r1=0.46 x1=0.32

```

Figura 14. Modelamiento del primer alimentador

En la figura 15 se presenta la modelación de las líneas del alimentador 3.

```

!-----ALIMENTADOR 3-----
New Line.LineaAL phases=3 bus1=NodoA bus2=NodoL units=km Normamps=190
~ r1=0.70 x1=0.40
New Line.LineaLL1 phases=3 bus1=NodoL bus2=NodoL1 units=km Normamps=190
~ r1=0.70 x1=0.40

New Line.LineaLM phases=3 bus1=NodoL bus2=NodoM units=km Normamps=190
~ r1=0.70 x1=0.40
New Line.LineaMM1 phases=3 bus1=NodoM bus2=NodoM1 units=km Normamps=190
~ r1=0.70 x1=0.40
New Line.LineaMM2 phases=3 bus1=NodoM bus2=NodoM2 units=km Normamps=190
~ r1=0.70 x1=0.40

New Line.LineaMN phases=3 bus1=NodoM bus2=NodoN units=km Normamps=190
~ r1=0.70 x1=0.40
New Line.LineaNN1 phases=3 bus1=NodoN bus2=NodoN1 units=km Normamps=190
~ r1=0.70 x1=0.40
New Line.LineaNN2 phases=3 bus1=NodoN bus2=NodoN2 units=km Normamps=190
~ r1=0.70 x1=0.40

New Line.LineaNO phases=3 bus1=NodoN bus2=NodoO units=km Normamps=190
~ r1=0.70 x1=0.40
New Line.LineaOO1 phases=3 bus1=NodoO bus2=NodoO1 units=km Normamps=190
~ r1=0.70 x1=0.40

```

Figura 15. Modelamiento del tercer alimentador

En la figura 16 se presenta la modelación de las líneas pertenecientes al alimentador 4.

```

!-----ALIMENTADOR 4-----
New Line.LineaAF phases=3 bus1=NodoA bus2=NodoF units=km Normamps=130
~ r1=1.20 x1=0.44
New Line.LineaFF1 phases=3 bus1=NodoF bus2=NodoF1 units=km Normamps=130
~ r1=1.20 x1=0.44
New Line.LineaFF2 phases=3 bus1=NodoF bus2=NodoF2 units=km Normamps=130
~ r1=1.20 x1=0.44

New Line.LineaFG phases=3 bus1=NodoF bus2=NodoG units=km Normamps=130
~ r1=1.20 x1=0.44
New Line.LineaGG1 phases=3 bus1=NodoG bus2=NodoG1 units=km Normamps=130
~ r1=1.20 x1=0.44
New Line.LineaGG2 phases=3 bus1=NodoG bus2=NodoG2 units=km Normamps=130
~ r1=1.20 x1=0.44

New Line.LineaGH phases=3 bus1=NodoG bus2=NodoH units=km Normamps=130
~ r1=1.20 x1=0.44
New Line.LineaHH1 phases=3 bus1=NodoH bus2=NodoH1 units=km Normamps=130
~ r1=1.20 x1=0.44

New Line.LineaHI phases=3 bus1=NodoH bus2=NodoI units=km Normamps=130
~ r1=1.20 x1=0.44
New Line.LineaII1 phases=3 bus1=NodoI bus2=NodoI1 units=km Normamps=130
~ r1=1.20 x1=0.44
New Line.LineaII2 phases=3 bus1=NodoI bus2=NodoI2 units=km Normamps=130
~ r1=1.20 x1=0.44

```

Figura 16. Modelamiento del cuarto alimentador

Se continúa con la modelación de las cargas, las cuales se caracterizan mediante el elemento load y sus parámetros se van llenando de acuerdo a la información proporcionada anteriormente. El modelamiento de las cargas se presenta en la figura 17

```

!-----CARGAS-----FP=0.85

New Load.CargaD1 phases=3 bus1=NodoB1 kv=13.2 kw=867 pf=0.85
New Load.CargaD2 phases=3 bus1=NodoB2 kv=13.2 kw=867 pf=0.85
New Load.CargaD3 phases=3 bus1=NodoC1 kv=13.2 kw=867 pf=0.85
New Load.CargaD4 phases=3 bus1=NodoC2 kv=13.2 kw=750 pf=0.85
New Load.CargaD5 phases=3 bus1=NodoD1 kv=13.2 kw=917 pf=0.85
New Load.CargaD6 phases=3 bus1=NodoD2 kv=13.2 kw=917 pf=0.85
New Load.CargaD7 phases=3 bus1=NodoE1 kv=13.2 kw=750 pf=0.85

New Load.CargaD8 phases=3 bus1=NodoJ1 kv=13.2 kw=1628 pf=0.85
New Load.CargaD9 phases=3 bus1=NodoK1 kv=13.2 kw=1872 pf=0.85

New Load.CargaD10 phases=3 bus1=NodoL1 kv=13.2 kw=867 pf=0.85
New Load.CargaD11 phases=3 bus1=NodoM1 kv=13.2 kw=867 pf=0.85
New Load.CargaD12 phases=3 bus1=NodoM2 kv=13.2 kw=729 pf=0.85
New Load.CargaD13 phases=3 bus1=NodoN1 kv=13.2 kw=917 pf=0.85
New Load.CargaD14 phases=3 bus1=NodoN2 kv=13.2 kw=917 pf=0.85
New Load.CargaD15 phases=3 bus1=NodoO1 kv=13.2 kw=750 pf=0.85

New Load.CargaD16 phases=3 bus1=NodoF1 kv=13.2 kw=750 pf=0.85
New Load.CargaD17 phases=3 bus1=NodoF2 kv=13.2 kw=729 pf=0.85
New Load.CargaD18 phases=3 bus1=NodoG1 kv=13.2 kw=729 pf=0.85
New Load.CargaD19 phases=3 bus1=NodoG2 kv=13.2 kw=729 pf=0.85
New Load.CargaD20 phases=3 bus1=NodoH1 kv=13.2 kw=917 pf=0.85
New Load.CargaD21 phases=3 bus1=NodoI1 kv=13.2 kw=917 pf=0.85
New Load.CargaD22 phases=3 bus1=NodoI2 kv=13.2 kw=750 pf=0.85

```

Figura 17. Modelamiento de las cargas de la red

El comando CalcVoltageBases establecerá automáticamente las bases de voltaje cuando sea práctico realizar un flujo de potencia en vacío. Las bases de voltaje para un problema se definen utilizando el comando Set Voltagebases= [matriz de bases de tensión en kV L-L]. Véase figura 18.

```

Set VoltageBases = "13.2"
CalcVoltageBases
BusCoords RedPrueba_BusXY.csv

```

Figura 18. Comandos para el cálculo de los voltajes por unidad

Además, se añade un archivo .csv con las coordenadas de los buses para poder observar el diagrama unifilar del circuito a través del comando BusCoords como se presenta en la figura 19.

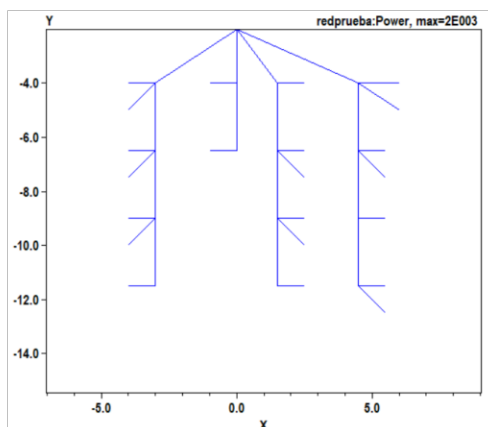


Figura 19. Coordenadas de los nodos de la red de prueba

Con el fin de obtener los perfiles de voltaje, se añade un elemento energymeter como se muestra en la figura 20.

```
New energymeter.MedidorA Element=Line.LineaAB terminal=1
```

Figura 20. Modelamiento del medidor de energía

Para establecer el flujo de carga que se resolverá, se añade el comando set mode y se manda a correr el flujo a través del comando solve como se presenta en la figura 21.

```
set mode = snapshot
solve
```

Figura 21. Comandos para la simulación del flujo de carga

5.2 RESULTADOS

5.2.1 RESULTADOS PARA EL CASO BASE (SIN GENERACIÓN DISTRIBUIDA)

Para obtener los resultados del caso base, basta con seleccionar el código realizado en el script de OpenDSS y seleccionar la opción do selected. En la parte izquierda del programa se desplegará un resumen con las principales mediciones, las mismas que se muestran en la tabla 13.

Tabla 13. Resultados del caso base

Magnitud	Valor medido
Max pu. voltage	0.99137
Min pu. voltage	0.8698
Total Active Power	20.3304 MW

Total Reactive Power	12.4897 Mvar
Total Active Losses	1.15777 MW, (5.695 %)
Total Reactive Losses	0.607571 Mvar

El dato de Total Active Power también es recopilado mediante la programación en lenguaje Python con el fin de calcular los niveles de penetración de GD.

En los datos arrojados se puede constatar que existen problemas de subvoltaje ya que el mínimo voltaje por unidad está por debajo del límite igual a 0.95, lo cual es posible visualizar a través del perfil de voltaje arrojado por el elemento energymeter. El perfil de voltaje es mostrado en la figura 22.

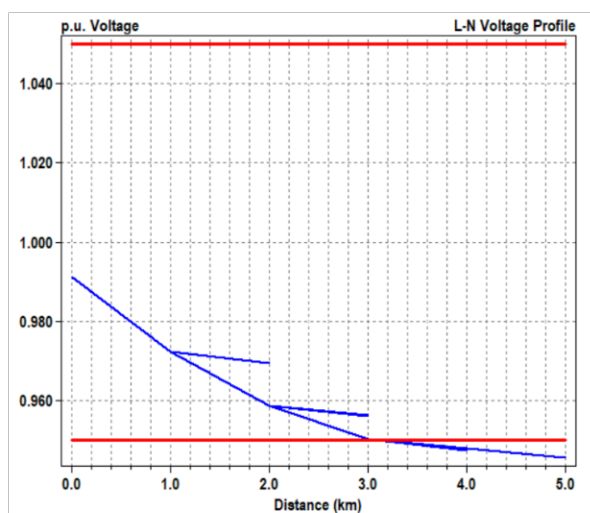


Figura 22. Perfil de voltaje en el caso base

5.2.2 PRIMER CASO DE ESTUDIO

Con el fin de replicar la información recopilada del artículo “Aplicación para la evaluación técnica de la “capacidad de inserción de generación distribuida” en redes eléctricas de distribución” y validar la metodología se los nodos de inserción: b1, b2, c1, c2, d1, e1, l1, m1, m2, f2, g1, i1.

Los niveles de penetración serán los que se definieron en la metodología los cuales difieren de los presentados en la publicación por lo que se espera que los datos no sean similares pero que las violaciones ocurran en los mismos elementos. Además, hay que considerar

que las funciones de distribución no se presentaron en la publicación y las expuestas en este trabajo son descritas por una investigación propia.

En la figura 23, se presentan en puntos rojos los nodos escogidos para la inserción de generación fotovoltaica.

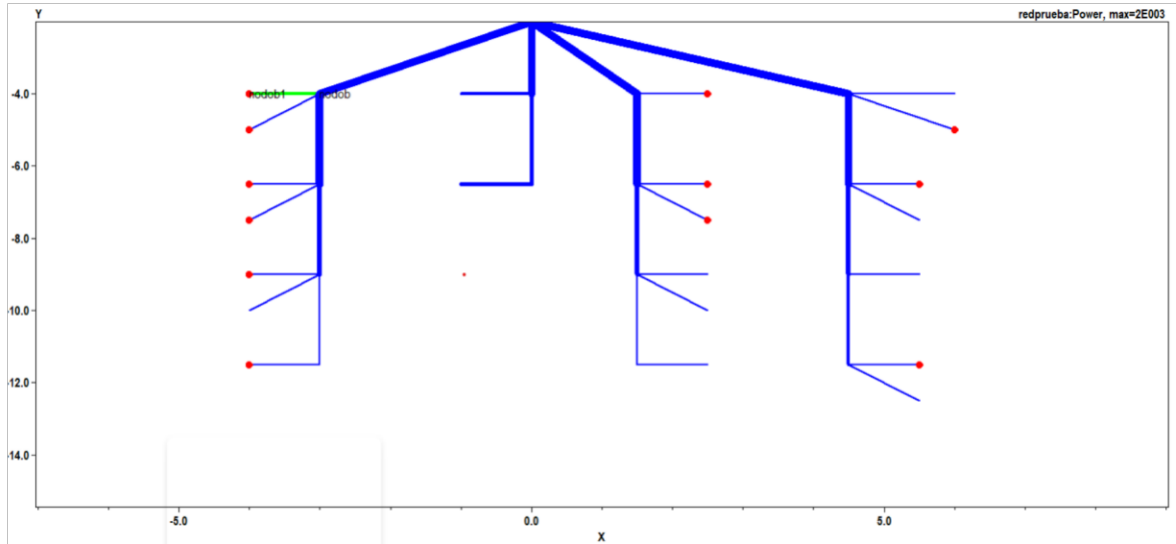


Figura 23. Ubicación de los generadores en el primer caso de estudio

Se programaron funciones para obtener los gráficos de voltajes y corrientes para cada nivel de inserción. En los gráficos de barras se muestran los valores más críticos de los 10 casos de la simulación de Monte Carlo para cada hora y para cada elemento del sistema.

Para cada nivel de inserción de GD, se calcula la potencia individual que le corresponderá a cada unidad de generación y se aplica la metodología tal como se detalló en secciones previas.

5.2.2.1 Primer nivel de penetración

Para el primer porcentaje de penetración correspondiente al 25% de la capacidad total de la red, se observa en la figura 24, que los voltajes más críticos de los 10 casos Monte Carlo no superan el límite de sobre voltaje en ninguna hora lo cual indicaría que este nivel de inserción es válido sin considerar el límite de sub voltaje.

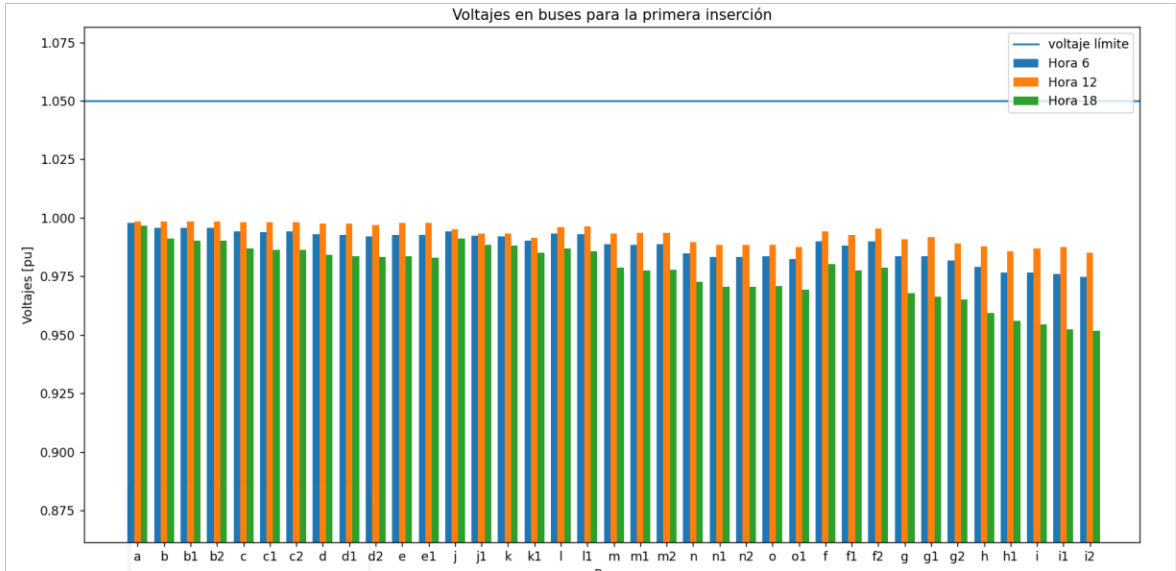


Figura 24. Voltajes máximos en nodos para la primera inserción de GD

En el caso de las corrientes por las líneas para este porcentaje de penetración, se puede observar en la figura 25, que los casos más críticos de las simulaciones de Monte Carlo si llegan a superar la corriente nominal en los alimentadores 3 y 4, especialmente en las horas de máxima demanda y poco recurso. Esto indicaría, bajo una perspectiva determinista, que el porcentaje de penetración evaluado no corresponde al HC de la red. Sin embargo, el presente trabajo expone la determinación del HC bajo un enfoque probabilista por lo que no se puede descartar este porcentaje puesto que existe la posibilidad de que se traten de casos aislados en las simulaciones realizadas.

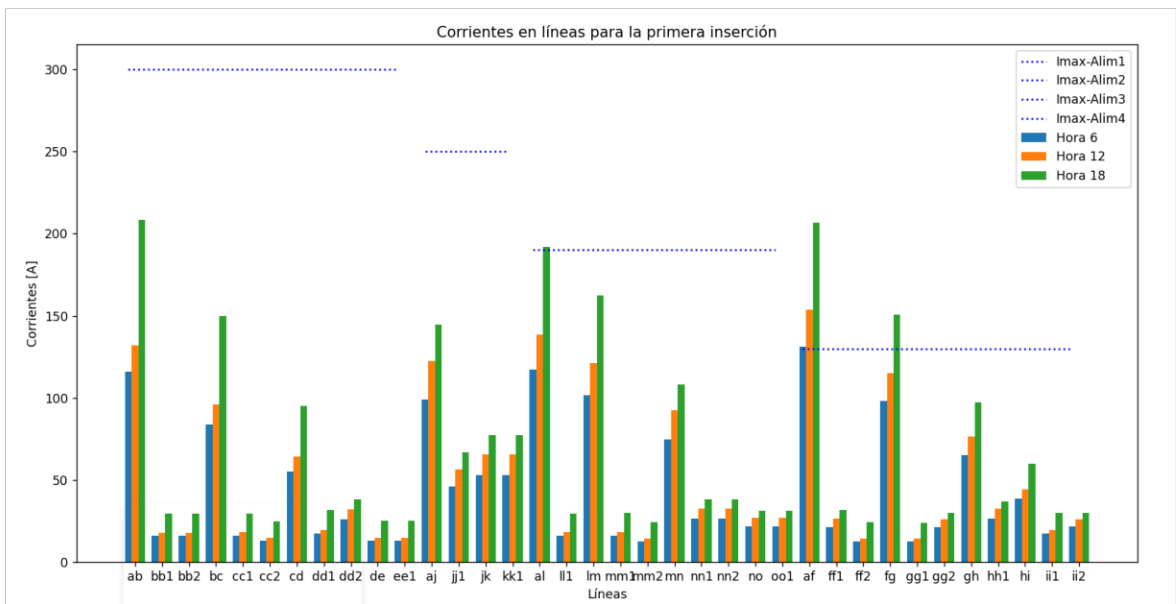


Figura 25. Corrientes máximas en líneas para la primera inserción de GD

5.2.2.2 Segundo nivel de penetración

En el gráfico de voltajes para la segunda inserción de GD correspondiente al 50% de la capacidad total del sistema, mostrada en la figura 26, se observa que en los nodos del último alimentador, el valor crítico de las simulaciones de Monte Carlo en la hora 18 es muy cercano al límite de sub voltaje con lo cual se puede inferir que todavía persisten los problemas de sub voltaje, por lo que no puede considerarse un nivel adecuado de penetración, ya que una de las ventajas que ofrece la inserción de GD es mejorar el perfil de voltaje.

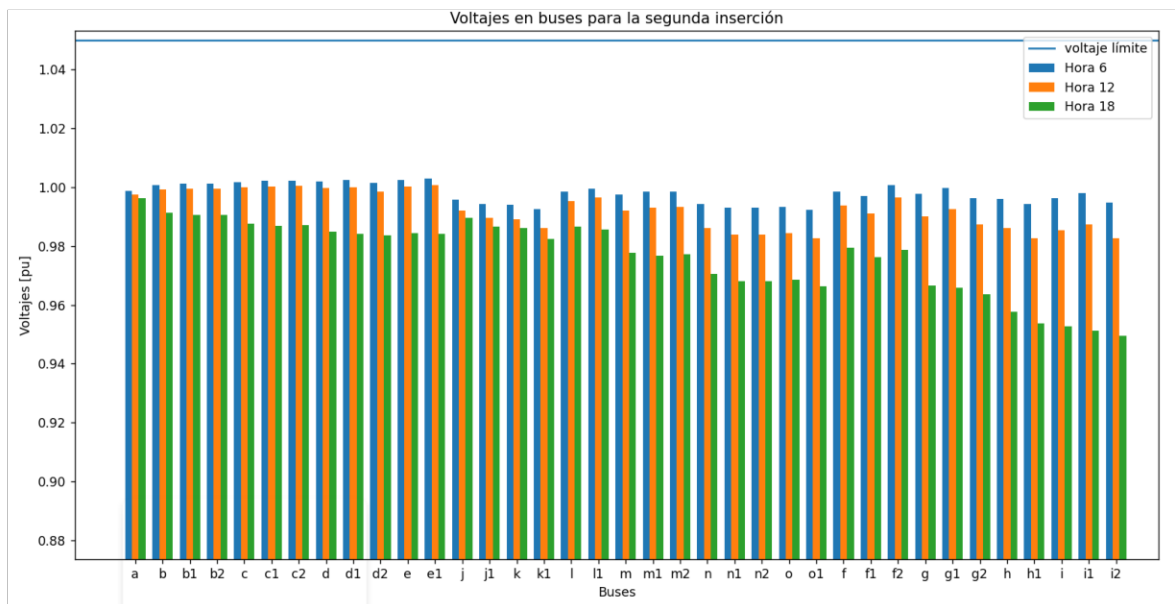


Figura 26. Voltajes máximos en nodos para la segunda inserción de GD

Ante un nivel más elevado de penetración de GD, se observa que los casos críticos de las simulaciones de Monte Carlo para la hora 18 ya son claramente superiores a la capacidad de la línea en los dos últimos alimentadores, lo cual se justifica en el hecho de que a dicha hora existe una mayor demanda y poca disponibilidad del recurso. Los resultados se presentan en la figura 27.

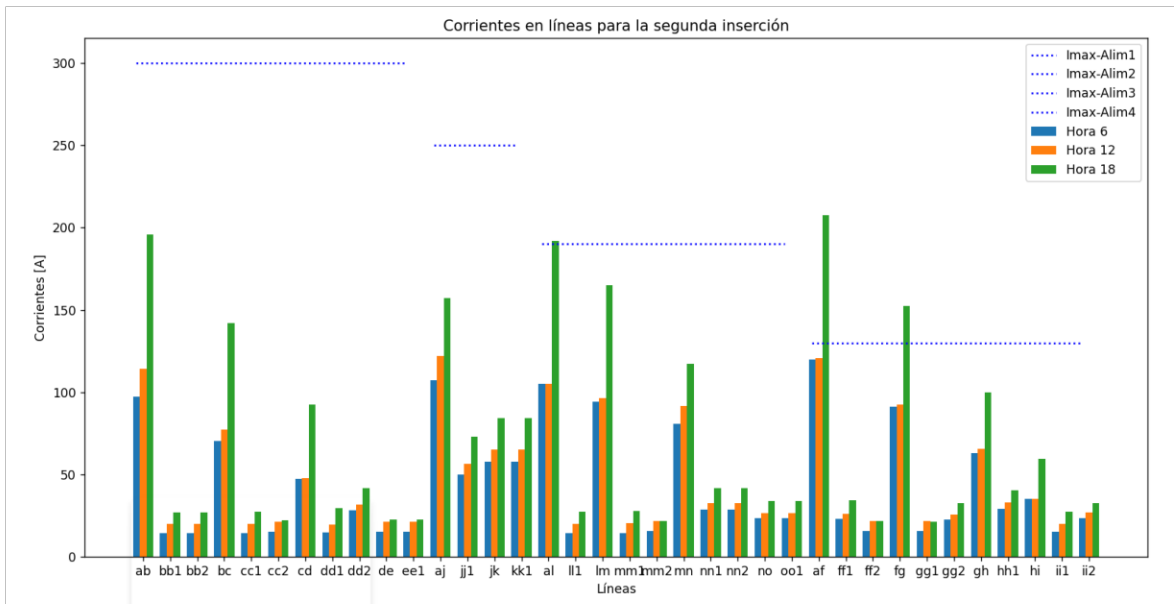


Figura 27. Corrientes máximas en líneas para la segunda inserción de GD

5.2.2.3 Tercer nivel de penetración

En la tercera inserción, mostrada en la figura 28, se evidencia que los voltajes a la hora 12 en el último alimentador se incrementan, lo cual podría indicar una mejora en el perfil de voltaje, lo cual no sucede en la hora 18 donde se podría inferir que persisten los problemas de sub voltaje.

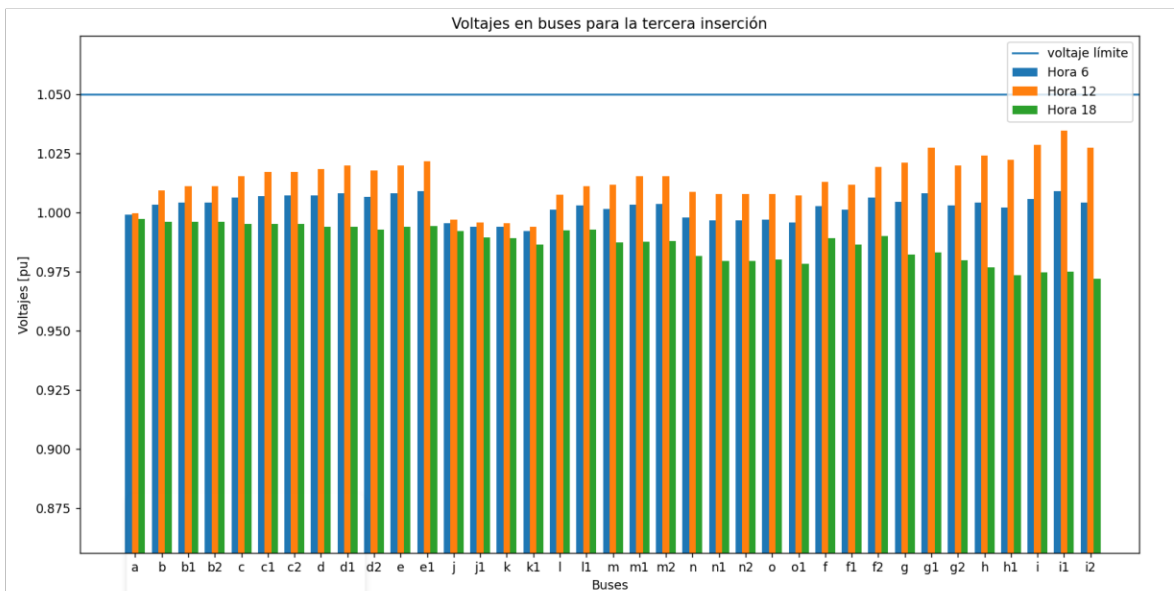


Figura 28. Voltajes máximos en nodos para la tercera inserción de GD

Para este grado de inserción de GD, las corrientes en el último alimentador rebasan el límite admisible al igual que en el grado previo, lo cual bajo un enfoque determinista ya

sería motivo de descarte mientras que bajo el enfoque planteado en este estudio indicaría una mayor probabilidad de violación, al haberse repetido la misma situación en el nivel de inserción previo. El resultado se presenta en la figura 29.

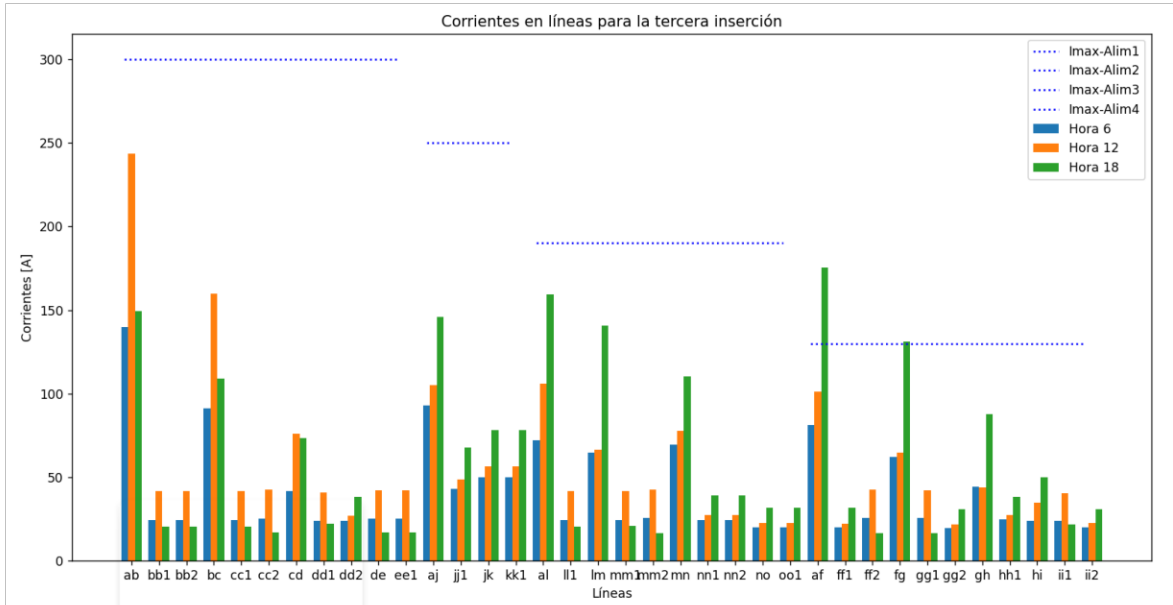


Figura 29. Corrientes máximas en líneas para la tercera inserción de GD

5.2.2.4 Cuarto nivel de penetración

Al igual que en los otros casos, en la figura 30, se puede observar el incremento de los voltajes en la hora 12 lo cual es una evidencia de la mejora en los perfiles de voltaje ante la presencia adecuada de recurso.

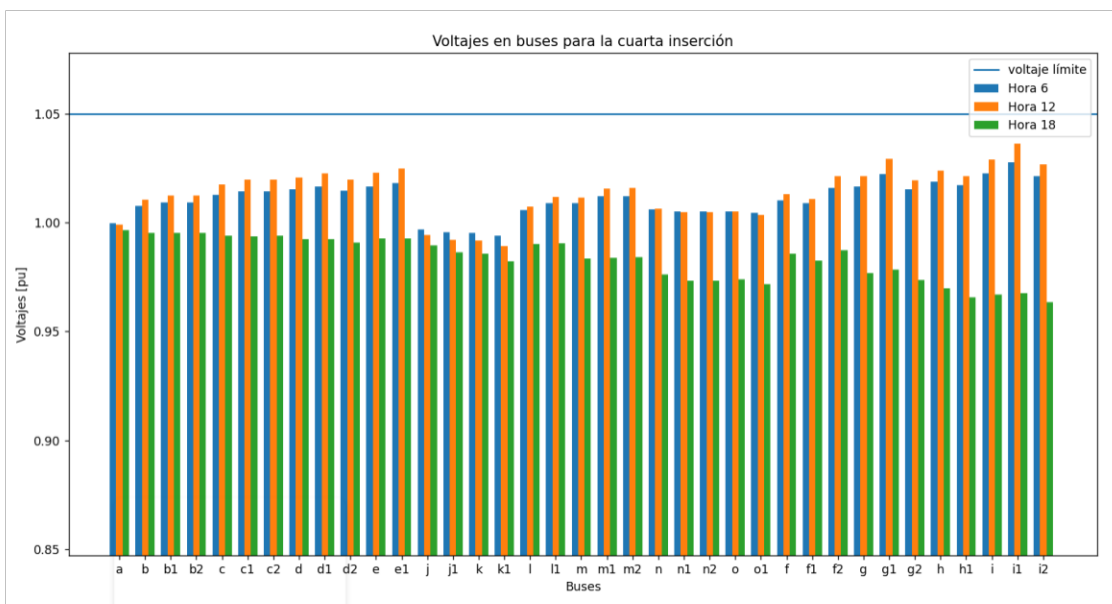


Figura 30. Voltajes máximos en nodos para la cuarta inserción de GD

A este grado de inserción los problemas de sobrecorriente también se trasladan al alimentador 1 y persisten en el último alimentador, lo cual es una muestra clara de la alta incidencia de violaciones. El resultado se plasma en la figura 31.

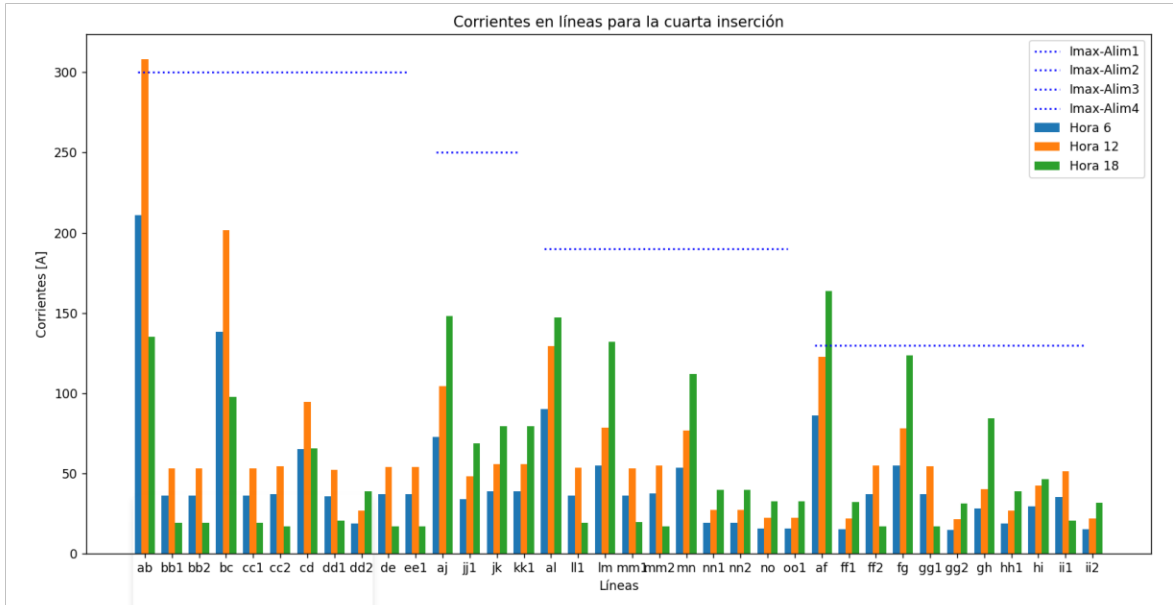


Figura 31. Corrientes máximas en líneas para la cuarta inserción de GD

5.2.2.5 Quinto nivel de penetración

Ante un nivel de inserción más elevado, los voltajes de los nodos del último alimentador a la hora 12 ya superan el límite de sobre voltaje como se presenta en la figura 32, lo cual indicaría un porcentaje en la cantidad de violaciones.

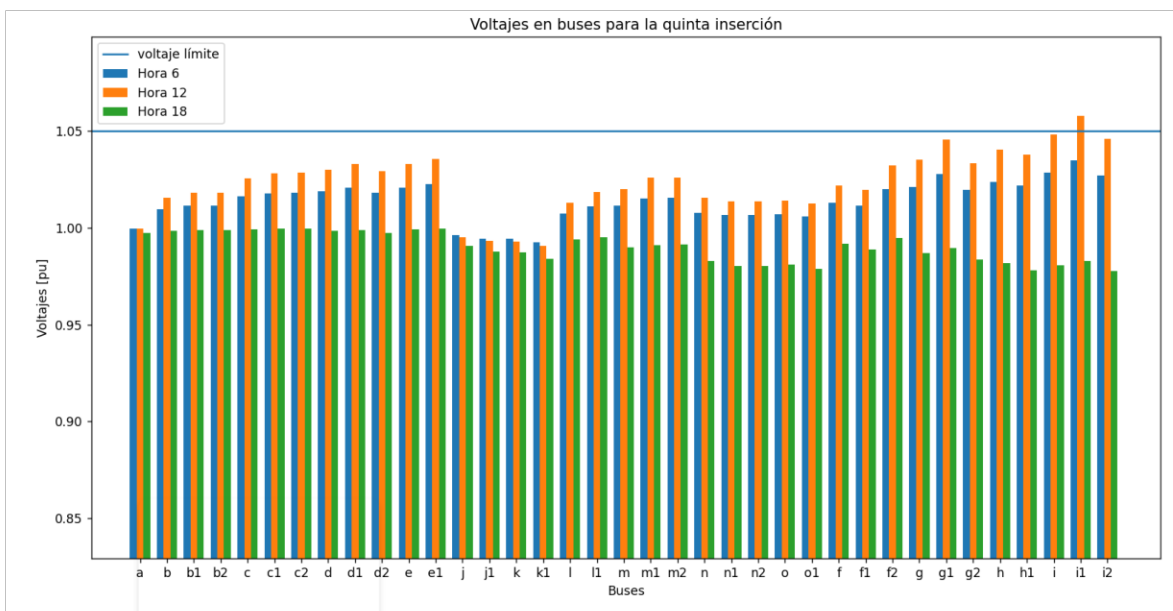


Figura 32. Voltajes máximos en nodos para la quinta inserción de GD

En la figura 33 se puede observar que el caso más crítico de las simulaciones ya excede en gran medida el límite de cargabilidad del alimentador 1, lo cual indicaría que las demás simulaciones no estén muy alejadas de ese valor y que la incidencia de violaciones sea elevada.

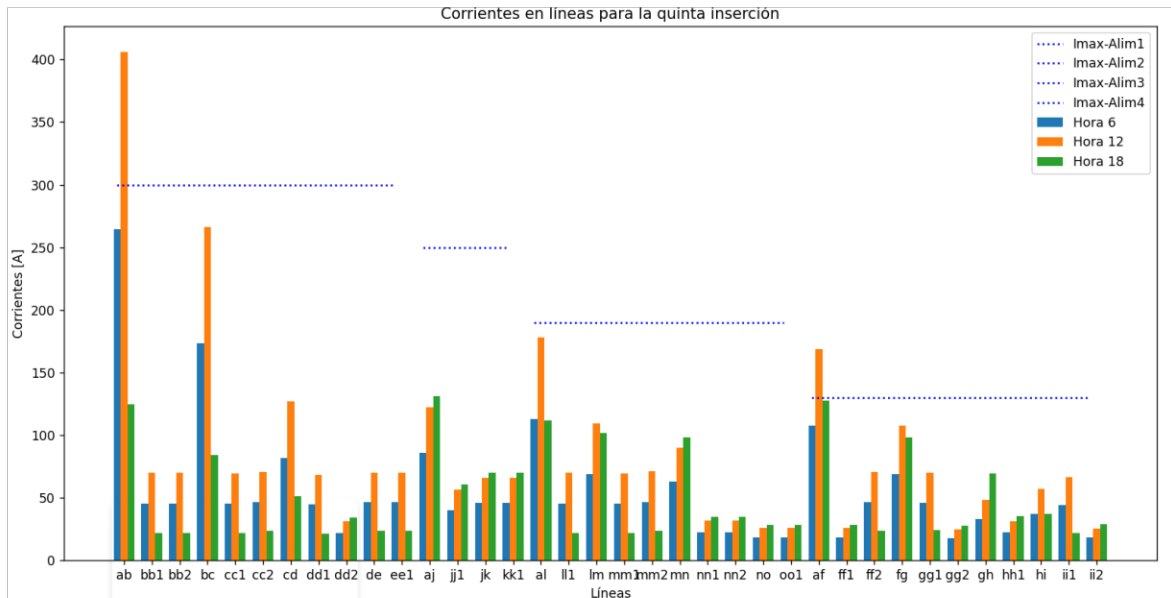


Figura 33. Corrientes máximas en líneas para la quinta inserción de GD

La incidencia de violaciones de cada nodo expresado en valor porcentual con respecto al número total de simulaciones (30) se presenta en la tabla en donde se puede apreciar lo que se mencionó en párrafos anteriores: las violaciones en los nodos solo ocurren para el nodo I1 del último alimentador en el último grado de inserción de GD. En este caso el 10% indica que, de las 30 simulaciones realizadas, 10 en cada hora, 3 excedieron el límite de sobre voltaje. En la tabla 14 de a continuación se presentan los elementos con valores más relevantes.

Tabla 14. Probabilidades de violación de voltaje ante distintos niveles de generación

Inserción de GD	Nodo B	Nodo J	Nodo L	Nodo I1
25%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
50%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
75%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
100%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
125%	0.00%	0.00%	0.00%	10%

En la tabla 15, se evidencia el principal factor limitante del HC en este caso de estudio: la sobrecarga térmica, la cual posee un valor considerable incluso en el primer grado de inserción por lo que el Hosting Capacity se fijaría en un porcentaje inferior de inserción o se podrían tomar medidas para mitigar la sobrecarga de las líneas como cambiar el tamaño del conductor.

Tabla 15. Probabilidades de violación de corriente ante distintos niveles de generación

Inserción de GD	Línea AB	Línea AL	Línea AF	Línea FG
25%	0.00%	3.33%	36.67%	26.67%
50%	0.00%	3.33%	23.33%	6.67%
75%	0.00%	0.00%	23.33%	3.33%
100%	3.33%	0.00%	6.67%	0.00%
125%	33.33%	0.00%	33.33%	0.00%

Debido que este estudio, no consideró a las pérdidas de potencia un variable relevante a lo largo del tiempo, no se realizaron las gráficas respectivas. Sin embargo, las pérdidas de potencia se evaluaron de acuerdo con lo que se dispuso en la metodología y se encontraron los valores que se presentan en la tabla 16.

Tabla 16. Probabilidades de violación de porcentaje de pérdidas de potencia ante distintos niveles de generación

Inserción de GD	Probabilidades de violación
25%	3.33%
50%	3.33%
75%	0.00%
100%	0.00%
125%	13.33%

Los valores de este indicador junto con los anteriores indican que los niveles de inserción más bajos son los más adecuados para determinar la capacidad de Hospedaje que para este caso, considerando un nivel aceptable de porcentaje de violaciones inferior al 50%, la capacidad de hospedaje sería del 25% de la capacidad total de red.

Los valores obtenidos en los voltajes son semejantes a los obtenidos en el artículo “Aplicación para la evaluación técnica de la “capacidad de inserción de generación distribuida”. Las probabilidades de violación de corriente no son similares al artículo en mención puesto que en el artículo no se presentaban las funciones de distribución empleadas lo cual incidió en los resultados, sin embargo, las incidencias de violaciones se dieron en la misma línea AF.

5.2.3 SEGUNDO CASO DE ESTUDIO

Con el fin de simular más grados de inserción y ubicando generación distribuida en lugares aleatorios, se plantea el siguiente caso de estudio, cuyas condiciones de simulación son el ingreso de 3 generadores en lugares aleatorios y los pasos de inserción iguales al 25% de la capacidad total del circuito, teniendo como primer escenario, el 75% de inserción de GD.

Definidas estas condiciones, el programa sortea del total de barras existentes, tres lugares aleatorios los cuales correspondieron a los nodos K1, I2 y C2, como se presentan en la figura 34.

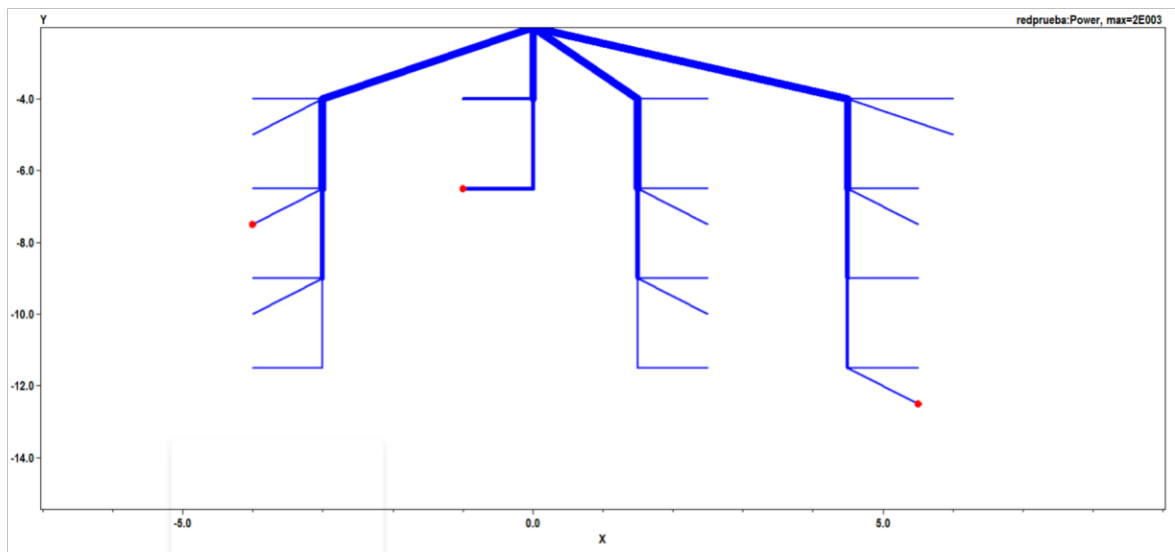


Figura 34. Ubicación de generadores para el segundo caso de estudio

Los gráficos de voltaje de extraen de forma similar al primer caso de estudio. En la figura 35 se presenta los máximos valores de voltaje en cada hora de los 10 casos Monte Carlo y se puede apreciar que en el último grado de penetración hay un alto nivel de violación en los últimos nodos.

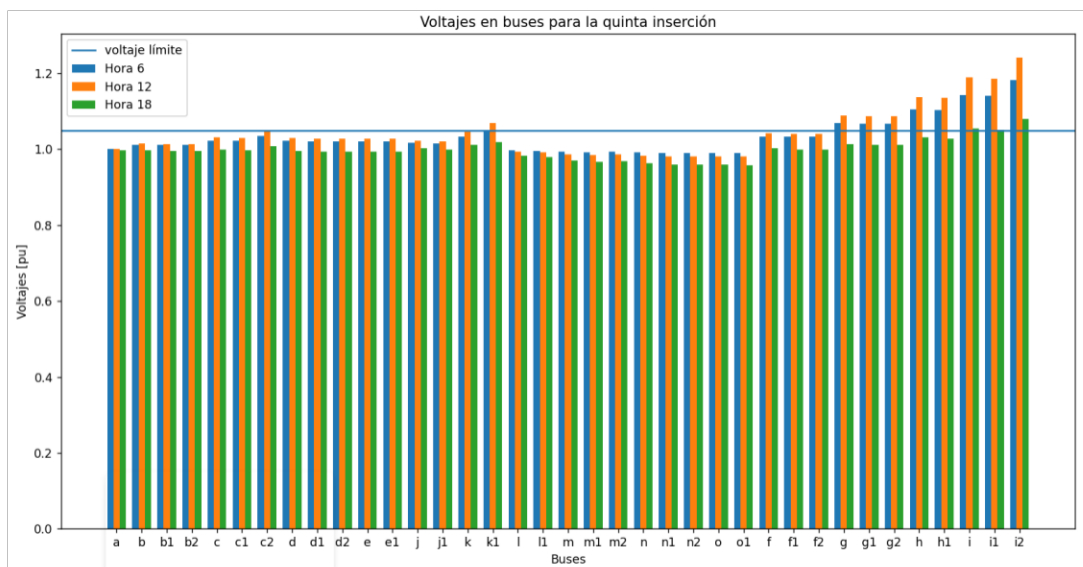


Figura 35. Corrientes máximas en líneas para la quinta inserción de GD

Sucede de forma similar en el caso de las corrientes mostradas en la figura 36; en este grado de inserción buena parte de las líneas que conforman el circuito tienen violaciones de corriente.

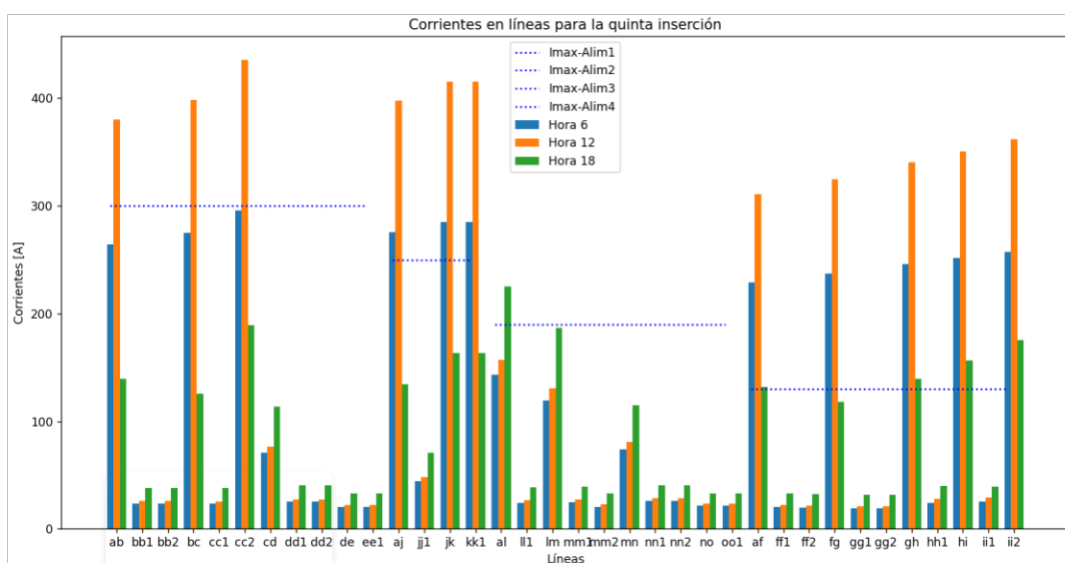


Figura 36. Corrientes máximas en líneas para la quinta inserción de GD en el segundo caso de estudio

En la tabla 17 se presentan los porcentajes de violaciones de los nodos con datos más relevantes, en la cual se puede observar que, similar al caso de estudio previo, las incidencias de violaciones de los parámetros ocurren con mayor frecuencia en el último alimentador. Además, se puede ver que los niveles de inserción definidos resultaron ser muy elevados puesto que las violaciones llegan a ser de hasta el 90% en el nodo I2.

Tabla 17. Probabilidades de violación de voltaje ante distintos niveles de generación

Inserción de GD	Nodo G1	Nodo H	Nodo I1	Nodo I2
75%	0.00%	6.67%	46.67%	66.67%
100%	3.33%	36.67%	60.00%	66.67%
125%	10.00%	66.67%	66.67%	66.67%
150%	33.33%	66.67%	66.67%	83.33%
175%	56.67%	66.67%	70.00%	90%

Tabla 18. Probabilidades de violación de corriente ante distintos niveles de generación

Inserción de GD	Línea AB	Línea AJ	Línea AF	Línea I2
75%	0.00%	0.00%	23.33%	33.33%
100%	0.00%	0.00%	46.67%	66.67%
125%	0.00%	23.33%	66.67%	66.67%
150%	10.00%	33.33%	73.33%	100.00%
175%	33.33%	56.67%	70.00%	100.00%

Tabla 19. Probabilidades de violación de porcentaje de pérdidas de potencia ante distintos niveles de generación

Inserción de GD	Porcentaje de pérdidas
75%	16.67%
100%	33.33%
125%	70.00%
150%	73.33%
175%	100%

Como se puede observar en las tablas, ante cada grado de inserción se tienen porcentajes de violación elevados lo cual hace imprescindible la selección de un paso de inserción adecuado y cuanto más bajo sea, mejor, ya que esto permitirá obtener un valor más realista de HC a pesar de que los tiempos de simulación se prolonguen.

5.3 CONCLUSIONES

En este trabajo se desarrolló una metodología para evaluar el impacto técnico-operativo de la incorporación de generación fotovoltaica mediante la aplicación del concepto de la capacidad de hospedaje desde un enfoque probabilista haciendo una simulación aproximada de la variabilidad del recurso y la demanda, y añadiendo la naturaleza estocástica de las variables de entrada mencionadas con el fin de obtener resultados más cercanos a la realidad.

Se aplicó la metodología para la determinación de la capacidad de hospedaje a una red de prueba la cual fue modelada en OpenDSS, la cual constituye una plataforma de software libre con poderosas prestaciones para el análisis de redes.

Se programó en lenguaje Python la metodología propuesta mediante la integración del código con la red en OpenDSS, lo cual permitió realizar un análisis de datos más factible.

Se comprobó que el ingreso de unidades de generación distribuida posee muchas ventajas entre las que consta el mejoramiento de los perfiles de voltaje, por otro lado, se observó que la inserción desmedida puede ocasionar fallos en la normal operación del sistema, lo que a su vez hace imprescindible el estudio de la capacidad de hospedaje.

Se evaluaron los voltajes en nodos, corrientes en líneas y pérdidas del circuito comparándolas en cada lazo de simulación con los indicadores de desempeño considerados para este estudio, los cuales corresponden a HC por voltaje, HC por corriente y HC por pérdidas en la red.

Se observó que la incidencia de violaciones guarda relación con la hora del día donde se esté evaluando, ya que la disponibilidad y variabilidad de las variables de entrada son factores claves en el cálculo del HC.

Se comprobó que la metodología propuesta también puede servir para la identificación de elementos vulnerables de la red, además de que, bajo un estudio más exhaustivo donde se considere la ubicación del generador como una variable aleatoria, se podría encontrar el lugar óptimo para el ingreso de GD.

La metodología arroja resultados que son de gran valor en operación de redes de distribución y en la toma de decisiones en tareas de planificación.

5.4 RECOMENDACIONES

Emplear tiempos de simulación más cortos y pasos de inserción de GD más pequeños con el fin de obtener resultados más precisos.

Realizar simulaciones con ingreso de GD en distintos puntos de la red hasta encontrar el punto óptimo donde se obtenga un mejoramiento general de la red.

Ejecutar simulaciones en más casos Monte Carlo para obtener resultados más cercanos a la realidad.

6 REFERENCIAS

[1] «Wayback machine,» [En línea]. Available: <https://web.archive.org/web/20181210181948/https://www.dg.history.vt.edu/ch1/introduction.html>. [Último acceso: 12 01 2022].

[2] «Environmental and Energy Study Institute,» [En línea]. Available: [https://www.eesi.org/topics/distributed-generation/description#:~:text=Distributed%20generation%20\(also%20called%20on,coal%20fired%20power%20plant\)..](https://www.eesi.org/topics/distributed-generation/description#:~:text=Distributed%20generation%20(also%20called%20on,coal%20fired%20power%20plant)..) [Último acceso: 12 01 2022].

[3] N. R. Friedman, Distributed Energy Resources Interconnection Systems: Technology Review and Research Needs, Golden: National Renewable Energy Laboratory, 2002.

[4] F. I. f. S. E. Systems, «PHOTOVOLTAICS REPORT,» 2021.

[5] NREL, «NREL,» [En línea]. Available: <https://www.nrel.gov/wind/index.html>. [Último acceso: 15 01 2022].

[6] «Americas Generators,» [En línea]. Available: <https://www.americasgenerators.com/blog/post/2019/11/12/pros-and-cons-of-distributed-generation.aspx#:~:text=Distributed%20generation%20systems%20are%20far,unit%20than%20a%20large%20unit..> [Último acceso: 15 01 2022].

[7] D. N. d. R. Técnica, «MARCO NORMATIVO PARA LA PARTICIPACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA,» 2019.

[8] M. Z. u. Abideen y E. Omar , «A Review of the Tools and Methods for Distribution Networks' Hosting Capacity Calculation,» Doha, 2020.

[9] Sherif, H. Shady y Y. Almoataz, «State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation,» 2018.

[10] L. F. Lechón, M. E. Samper y G. D. Barón, «Aplicación para la evaluación técnica de la "Capacidad de inserción de generación distribuida" en redes eléctricas de distribución,» Revista Energía, vol. 2, nº 1, pp. 102-112, 2020.

[11] R. Dugan y J. Taylor, OpenDSS Manual.

[12] J. HERNÁNDEZ y C. TRUJILLO , Modelamiento de la irradiancia y la temperatura ambiente utilizando funciones de probabilidad, Barranquilla, 2103.

[13] C. Dimas, "Hosting Capacity" y Calidad de la Potencia para la penetración de vehículo eléctrico en redes de Distribución, Bogotá, 2018.

[14] L. Carvajal, Metodología de la Investigación Científica. Curso general y aplicado, 28 ed., Santiago de Cali: U.S.C., 2006, p. 139.

7 ANEXOS

ANEXO A. Código fuente (anexo digital)