

# UCUENCA

## Universidad de Cuenca

Facultad de Ingeniería

Maestría en Electricidad Mención Redes Eléctricas Inteligentes

**Estimación de la capacidad de alojamiento de generación solar fotovoltaica a través de una penetración masiva a nivel de consumidores en redes de distribución mediante simulación de flujos de carga con series de tiempo**

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Magíster en Electricidad, Mención Redes Eléctricas Inteligentes

**Autor:**

César Andrés Patiño Chitacapa

**Director:**

Sergio Patricio Zambrano Asanza

ORCID:  0000-0003-3662-0220

**Cuenca, Ecuador**

2023-07-27

## Resumen

La creciente integración de generación distribuida basada en tecnología solar fotovoltaica, conectada en sincronismo a la red de distribución, constituye un reto para la operación y planificación en las empresas distribuidoras. Una alta penetración puede tener un impacto negativo en el rendimiento del sistema, siendo necesario la estimación de la capacidad de alojamiento. Para esto, la metodología propuesta realiza un análisis de escenarios de adopción de generación en consumidores, sobre los cuales se simulan cortocircuitos y flujos de potencia utilizando series de tiempo, que consideran las restricciones operacionales y regulatorias, el estado actual del sistema y su equipamiento. También se considera información real y con alta resolución de perfiles de carga en el nodo fuente, nivel de tensión de sensores de calidad, el esquema de control existente y datos característicos de las cargas por clase de cliente. La capacidad del generador se dimensiona para cada usuario, considerando como base su autoconsumo, de acuerdo con la regulación nacional vigente. Finalmente, se define la capacidad de alojamiento de un alimentador que integra la red de media y baja tensión, en función de los criterios de impacto establecidos en estándares técnicos y marcos regulatorios, a fin de que no representen un riesgo en la operación y que no comprometan la calidad y confiabilidad de la red.

*Palabras clave:* generación distribuida, impacto, capacidad de alojamiento



El contenido de esta obra corresponde al derecho de expresión de los autores y no compromete el pensamiento institucional de la Universidad de Cuenca ni desata su responsabilidad frente a terceros. Los autores asumen la responsabilidad por la propiedad intelectual y los derechos de autor.

**Repositorio Institucional:** <https://dspace.ucuenca.edu.ec/>

### Abstract

The growing integration of distributed generation based on photovoltaic solar technology, connected in synchronism to the distribution network, constitutes a challenge for utility operations and planning. High penetration can have a negative impact on system performance, making it necessary to estimate hosting capacity. For this, the proposed methodology performs an analysis of adoption scenarios for generation by consumers, on which short circuits and power flows are simulated using time series that consider operational and regulatory restrictions, the current state of the system, and its equipment. Real and high-resolution load profile information in the source node, voltage level of quality sensors, the existing control scheme, and characteristic data of loads per customer class are also considered. The generator's capacity is sized for each user based on their self-consumption, in accordance with current national regulations. Finally, the hosting capacity of a feeder integrating the medium and low voltage networks is defined based on impact criteria established in technical standards and regulatory frameworks to ensure that it does not pose a risk to the operation and does not compromise the quality and reliability of the network.

*Keywords:* distributed generation, impact, hosting capacity



The content of this work corresponds to the right of expression of the authors and does not compromise the institutional thinking of the University of Cuenca, nor does it release its responsibility before third parties. The authors assume responsibility for the intellectual property and copyrights.

**Institutional Repository:** <https://dspace.ucuenca.edu.ec/>

**Índice de contenido**

**Resumen ..... 2**

**Abstract..... 3**

**I. Introducción..... 9**

**II. Marco teórico..... 11**

    A. Criterios de impacto..... 11

    B. Capacidad de alojamiento..... 12

**III. Método propuesto..... 13**

    A. Procedimiento..... 13

    B. Formulación..... 15

**IV. Caso de estudio..... 16**

    A. Análisis preliminar..... 17

    B. Consideraciones y escenarios..... 18

    C. Resultados..... 20

    D. Discusión final..... 25

**V. Conclusiones y Recomendaciones..... 27**

**VI. Referencias..... 28**

**Anexo A..... 31**

**Anexo B..... 33**

### Índice de figuras

Figura 1. Diagrama esquemático para el cálculo de la capacidad de alojamiento [25] .....	13
Figura 2. Diagrama de flujo para determinar la capacidad de alojamiento .....	14
Figura 3. Alimentador 0204 - Topología .....	16
Figura 4. Perfil de carga del alimentador 0204 – día típico.....	18
Figura 5. Nivel de voltaje en la barra de 6,3kV de la SE 02 – día típico.....	18
Figura 6. Clasificación de SGDA por a) Cantidad de clientes, b) kVA instalados .....	19
Figura 7. Flujo de potencia a nivel de cabecera - alimentador 0204 .....	20
Figura 8. Generación fotovoltaica por escenario de simulación .....	21
Figura 9. Nivel de Tensión - alimentador 0204 .....	21
Figura 10. Desbalance de Tensión - alimentador 0204.....	22
Figura 11. Cargabilidad de redes de MT - alimentador 0204.....	22
Figura 12. Cargabilidad de Transformadores MT/BT - alimentador 0204.....	23
Figura 13. Aporte a las corrientes de Cortocircuito - alimentador 0204.....	23
Figura 14. Pérdidas del alimentador 0204 .....	24
Figura 15. Criterios de impacto para la estimación de la capacidad de alojamiento del alimentador 0204. a) flujo inverso, b) sobretensión, c) desbalance de tensión, d) cargabilidad en líneas, e) aporte a las corrientes de cortocircuito, f) pérdidas de energía.....	26
Figura 16. Demanda de potencia activa del alimentador 0204 - 1er trimestre 2023 .....	31
Figura 17. Demanda de potencia reactiva del alimentador 0204 - 1er trimestre 2023 .....	31
Figura 18. Perfil de voltaje del alimentador 0204 - 1er trimestre 2023 .....	32
Figura 19. Perfil de generación fotovoltaica en la zona de estudio .....	33

**Índice de tablas**

Tabla 1. Alimentador 0204 - Características Generales .....	17
Tabla 2. Criterios de impacto y límites para determinar la HC de sistemas de generación distribuida [25].....	20
Tabla 3. Resumen de criterios de impacto por escenario de simulación.....	25
Tabla 4. Capacidad de alojamiento de generación solar fotovoltaica - alimentador 0204 ...	26

## AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por salud y todas las bendiciones recibidas.

A mi familia y a todos quienes han formado parte de este proceso de formación, que me permite seguir adelante.

A mi director Mgs. SERGIO ZAMBRANO, PhD., mis más sinceros agradecimientos por su colaboración en la orientación, por compartir sus conocimientos, sabiduría y experiencia para el desarrollo del presente Trabajo.

## DEDICATORIA

A toda mi familia, especialmente a mi esposa Magaly y mi hija Samantha por el apoyo incondicional.

A mi madre Teresa, que siempre será la inspiración para superarme cada día.

## I. Introducción

La creciente adopción de sistemas de generación distribuida a nivel de usuarios, como resultado de incentivos gubernamentales en el aspecto regulatorio, mejora tecnológica y reducción de costos, aporta beneficios técnicos y medioambientales [1]. Sin embargo, una alta penetración plantea desafíos técnicos para los operadores de los sistemas de distribución, puesto que las redes existentes no fueron diseñadas para alojar estos recursos distribuidos. Entre los principales impactos están: sobrevoltaje, sobrecarga en redes y equipos, incremento de corrientes de cortocircuito, descoordinación de los equipos de protección y problemas de calidad de energía [2].

Una alta penetración de generación distribuida cambia la magnitud y la dirección del flujo de potencia, siendo necesario evaluar los cambios físicos y operativos de la red eléctrica. La evaluación de estudios de conexión, requiere nuevos procedimientos, funciones y capacidades que se deben incorporar en la planificación del sistema de distribución [3][4]. Así mismo, determinar la capacidad de alojamiento (Hosting Capacity - HC) de los circuitos, a fin de atender requerimientos de conexión de consumidores, requiere de estudios especializados de forma que garantice la disponibilidad de la red y un servicio seguro y confiable [5][6].

La capacidad de alojamiento es la máxima cantidad de generación distribuida que una red de distribución o parte de ella, puede abjar sin afectar negativamente a su operación normal [7]. Este límite de penetración no es un valor fijo, y debe calcularse considerando indicadores específicos, medibles y prácticos [1]. La ubicación de la generación y el perfil de voltaje a lo largo del alimentador, son factores relevantes para el cálculo de la HC, ya que la generación puede ser factible en algunas ubicaciones, pero no en otras [5][8].

La estimación de la HC, permite evaluar de manera oportuna las factibilidades de conexión, evitando sub o sobreestimar la capacidad de alojamiento real de los alimentadores de distribución [7]. Además, permite maximizar los beneficios y el rendimiento operativo de la red de distribución, considerando las restricciones espaciales y la densidad de carga [5] [8]. El nivel de impacto depende de varios parámetros como: la estructura del sistema, el tipo de tecnología de generación, el tipo de carga, las limitaciones técnicas impuestas tanto por los operadores del sistema como por los usuarios [2][9].

En la literatura especializada se han propuesto diferentes métodos para determinar la HC de generación fotovoltaica en redes de distribución. En [2] y [10] realizan una revisión bibliográfica y clasificación de la HC en métodos simplificados, flujo de carga determinístico,

métodos basados en flujo de carga estocástico y métodos basados en optimización. Los métodos para evaluar el HC consideran uno o varios criterios de impacto, que se definen de acuerdo con el caso de estudio, la topología de la red, o necesidades del planificador del sistema. Los criterios de variación de tensión, límites térmicos, protección, calidad y confiabilidad/seguridad, lo evalúan en [3], [11], [12] y [13]. El análisis mediante técnicas determinista que consideran series de tiempo de curvas o umbrales de generación y carga, lo utilizan en [14], [15], [16] y [17].

En el ámbito regional y nacional se han definido normas y regulaciones que definen el proceso de habilitación y conexión de sistemas de generación distribuida que aproveche los recursos renovables no convencionales. Por ejemplo, en Chile la Ley 20,571 [18] y la norma técnica de conexión y operación de equipamientos de generación [19], permiten a los clientes de las empresas distribuidoras el derecho a generar su propia energía eléctrica, autoconsumirla y vender sus excedentes energéticos a las empresas distribuidoras. En Colombia las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional están reguladas por la Resolución No. 174 de 2021 [20]. En esta, se establece la disponibilidad de red que está en función de la capacidad instalada de todos los sistemas de generación, siendo igual o menor al 50% de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación donde se solicita el punto de conexión. En Uruguay, mediante el Decreto 173/010 [21], se autoriza la conexión de generación renovable a la red de distribución. Brasil en [22] establece las condiciones de acceso, conexión y uso del sistema de distribución, además de definir los criterios técnicos y operativos, los requisitos de diseño de la generación distribuida.

En el Ecuador, el procedimiento de habilitación, conexión, instalación y operación de sistemas de generación distribuida basadas en fuentes de energía renovable para el autoabastecimiento de consumidores regulados (SGDA), es establecido en la regulación Nro. ARCERNNR-001/2021 [23]. Las pruebas y requisitos técnicos para la conexión y operación de los SGDA con la red de distribución, toman como referencia la norma de interconexión e interoperabilidad de recursos energéticos distribuidos con los sistemas de energía eléctrica asociados IEEE Std. 1547 [24] (IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems). Actualmente, se permite un SGDA vinculado a una cuenta contrato, ya sea en el mismo predio del consumidor o en distinto predio, bajo un concepto de balance neto de su consumo hasta un periodo acumulado de 24 meses. En una nueva propuesta regulatoria está previsto aplicar un concepto de comunidades energéticas, agrupando varios consumidores regulados para

dimensionar un SGDA de mayor capacidad. Con ello, el marco regulatorio en Ecuador ha sido establecido a fin de alcanzar un despliegue importante de generación distribuida a nivel de consumidores regulados, lo cual trae grandes beneficios en la diversificación de la matriz energética.

En este trabajo, se analiza el impacto y la capacidad de alojamiento de sistemas de generación solar fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores regulados, asumiendo una penetración masiva. Se considera todo un alimentador de distribución real con un modelamiento integral de la red de media y baja tensión. Son planteados escenarios de penetración de generación distribuida y en cada uno de ellos se define una cantidad de nuevos consumidores que son seleccionados aleatoriamente. Para el dimensionamiento de los sistemas de generación se toma en consideración el consumo de energía de cada cliente. Mediante simulaciones de cortocircuitos y flujos de carga con series de tiempo (Quasi-Static Time Series - QSTS), se evalúan los criterios y las restricciones operacionales, considerando el esquema topológico de red actual. Se obtienen índices operativos en condiciones iniciales y luego para cada escenario de penetración de generación distribuida. Estos índices se basan en criterios de flujo inverso, sobretensiones, desbalance, sobrecarga, cortocircuito y pérdidas de energía. Al final se cuantifica la capacidad de alojamiento del alimentador para cada criterio, estableciendo zonas de seguridad en la conexión masiva de generación.

El documento está organizado de la siguiente manera: la Sección 2 presenta los criterios de impacto de la HC. La sección 3 define el procedimiento para determinar la capacidad de alojamiento. La Sección 4 describe el caso de estudio y se presentan los resultados obtenidos. Finalmente, en la Sección 5 se presentan las conclusiones y trabajos futuros.

## **II. Marco teórico**

La integración masiva de generación solar fotovoltaica en redes de distribución de media y baja tensión, puede generar varios problemas operativos. Para evaluar esta problemática, primero se debe definir los criterios de impacto, así como, sus límites permitidos basándose en estándares técnicos y las pautas de planificación del operador del sistema de distribución [7][24]. Esto permite calcular la capacidad de alojamiento del sistema de distribución que garantiza una operación segura.

### *A. Criterios de impacto*

Para la estimación de la capacidad de alojamiento se han considerado los siguientes impactos:

- **Sobretensión:** Bajos consumos y una alta generación pueden generar problemas de sobretensión en los puntos de conexión y nodos cercanos (primarios y secundarios) [6].
- **Desbalance de Tensión:** Se analiza para determinar la calidad del servicio eléctrico [25]. Se presenta generalmente cuando la red de distribución es monofásica o bifásica, debido a que pueden provocar una distribución desigual entre las fases del sistema [2].
- **Límite térmico:** Está definida por la capacidad nominal de líneas y los transformadores [25].
- **Corrientes de Cortocircuito:** La integración de generación distribuida incrementa las corrientes de cortocircuito, afectando la coordinación de protecciones y la visibilidad de los equipos de protección automáticos para determinar y discriminar fallas del alimentador [26].
- **Flujo inverso:** Se evalúa en el nodo fuente y equipos de protección automáticos. Es una problemática para el sistema de protección y se produce cuando la potencia inyectada por la generación supera la demanda de carga (condición típica de sistemas de generación solar fotovoltaica) [2].
- **Pérdidas:** Este criterio analiza el porcentaje de incremento de pérdidas de energía provocado por los sistemas de generación distribuida.

### *B. Capacidad de alojamiento*

Para el cálculo de la capacidad de alojamiento se simula varias capacidades de generación en ubicaciones diferentes, con lo cual se analiza si se incumple con los límites definidos para los criterios de impacto. Los resultados se dividen en tres zonas que representan niveles de seguridad para la integración, como se indica en la Figura 1. La zona A representa la zona segura, donde la penetración de generación es independiente del tamaño del sistema de generación y la ubicación, además, no existen incumplimientos, es decir no se supera el límite permitido (línea roja). La zona B es la zona de advertencia, donde la generación es aceptable sólo en algunas ubicaciones y ciertas capacidades. La zona C es la zona restringida, donde la generación distribuida ya no es aceptable, para ninguna capacidad y en ninguna ubicación, debido a que esta generación provocaría que se supere los límites de los criterios de impacto.

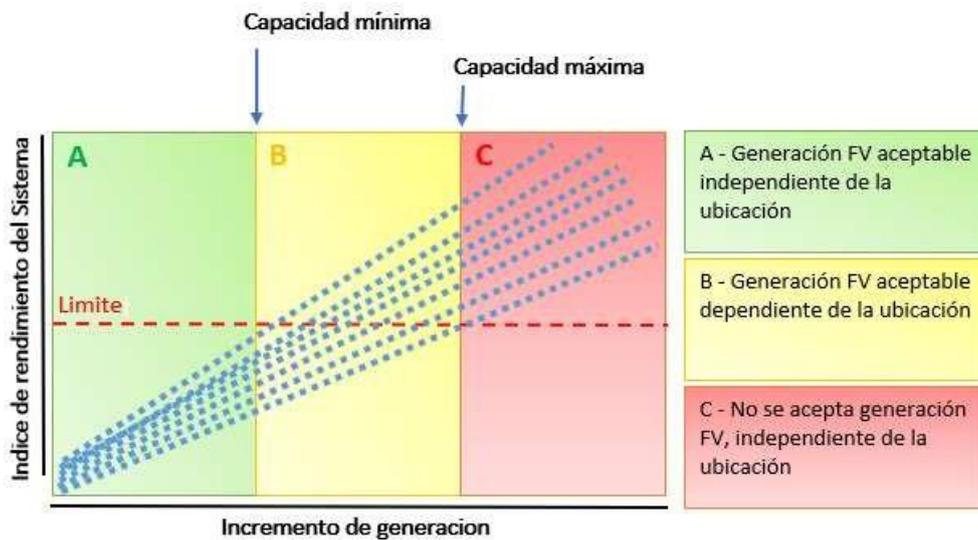


Figura 1. Diagrama esquemático para el cálculo de la capacidad de alojamiento [25]

### III. Método propuesto

El presente trabajo propone una metodología para estimar la capacidad de alojamiento de generación distribuida basada en tecnología solar fotovoltaica. Consiste en simular cortocircuitos y flujos de potencia con series de tiempo, para evaluar la capacidad de alojamiento, analizando una condición de carga específica, diferentes ubicaciones y nivel de penetración de generación solar fotovoltaica.

El método de simulación considera como datos de entrada; curvas de carga y nivel de tensión conocido, y curvas o umbrales de generación estimados. La capacidad de alojamiento se calcula evaluando los diferentes índices del sistema (flujo inverso, sobretensiones, desbalance, sobrecarga, cortocircuito y pérdidas de energía), los cuales no deben sobrepasar los límites permitidos, ni afectar la operación del sistema bajo el esquema de control existente y sin mejoras de la infraestructura eléctrica.

#### A. Procedimiento

Se analiza y determina la capacidad máxima de alojamiento mediante un análisis de sensibilidad y estudios de impacto de los índices operativos, para un determinado número de escenarios que consideran la incertidumbre de la ubicación y potencia instalada en la generación. En la Figura 2, se define el procedimiento para determinar la capacidad de alojamiento de sistemas de generación fotovoltaica, que se puede utilizar como una herramienta de planificación del sistema de distribución.

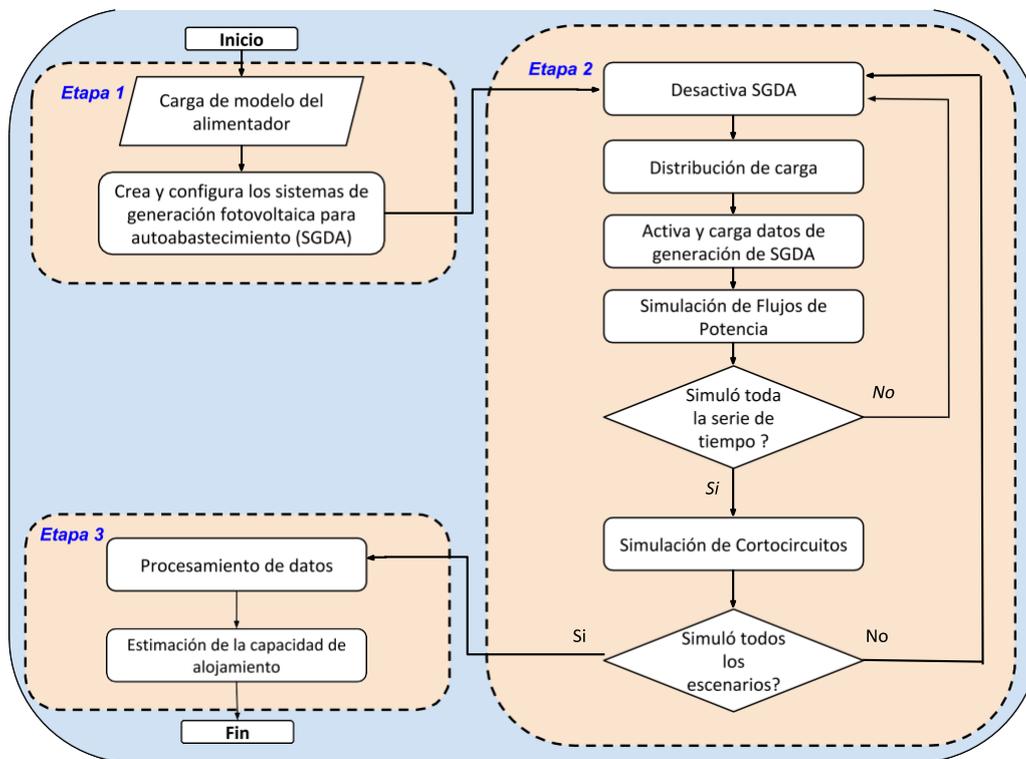


Figura 2. Diagrama de flujo para determinar la capacidad de alojamiento.

El proceso se divide en tres etapas:

- Primera: Se modela la red y se parametriza los sistemas de generación fotovoltaica, cuya potencia nominal se establece en función de la energía consumida de cada cliente del sistema. La red comprende un alimentador modelado integralmente, esto es, tanto la red de distribución primaria en media tensión, como la red de distribución secundaria en baja tensión. Estos sistemas de generación se crean bajo una selección aleatoria de consumidores hasta un número máximo definido en cada escenario.
- Segunda etapa: Realiza simulaciones de cortocircuitos y flujos de carga con series de tiempo. Pevio a energizar los generadores, se realiza una distribución de carga para ajustar el modelo del alimentador en sus condiciones iniciales. Para cada escenario se activa y desactiva los sistemas de generación de forma determinada.
- Tercera etapa: Analiza los resultados, evalúa el cumplimiento de los límites permitidos para los criterios de impacto y determina la capacidad de alojamiento del alimentador.

Las simulaciones de cortocircuitos para cada escenario, se realizan para un instante de tiempo, ya que la potencia de cortocircuito del alimentador es constante en el periodo de análisis. De este se obtienen los incrementos en las corrientes en cada nodo del alimentador para fallas trifásicas (LLL), línea-línea (LL) y Línea a Tierra (LG). De la simulación de flujos

de potencia, para cada instante de tiempo (serie de tiempo con alta resolución) se obtienen: voltajes, desbalance de tensión, dirección del flujo de potencia en cada nodo del alimentador, la cargabilidad térmica de líneas y transformadores; y, las pérdidas de energía para el periodo de análisis.

La creación y parametrización de los sistemas de generación fotovoltaica a nivel de cliente, así como la automatización de simulación de series tiempo de flujo de potencia (desequilibrados) y cortocircuitos, se realiza en el lenguaje de programación Python 3.7. Para la conexión con el paquete de análisis del sistema de distribución CYMDIST se utiliza el paquete cymphy.

### B. Formulación

La integración de generación distribuida no debe producir sobretensiones en barras o nodos, superiores al límite  $V$ , como se muestra en (1).

$$V_i \leq V \quad i \text{ nodos} \quad (1)$$

El factor de desequilibrio de tensión  $VUF$ , se calcula con la relación entre las componentes de voltaje de secuencia negativa  $V^-$  y voltaje de secuencia positiva  $V^+$  [27], como se describe en (2), donde  $V_A$ ,  $V_B$  y  $V_C$  son los voltajes fasoriales línea neutro y  $a = 1 \angle 120^\circ$ .

$$VUF[\%] = \frac{V^-}{V^+} \times 100 \quad (2)$$

$$V^+ = \frac{V_A + aV_B + a^2V_C}{3} \quad (3)$$

$$V^- = \frac{V_A + a^2V_B + aV_C}{3} \quad (4)$$

El límite térmico para líneas está definido por  $\bar{I}_l$  de acuerdo con (5). La potencia máxima de operación  $\bar{C}_i$  para cada transformador viene dada por (6).

$$L_i \leq \bar{I}_l \quad i \text{ líneas aéreas y subterráneas} \quad (5)$$

$$C_i \leq \bar{C}_i \quad i \text{ Transformadores} \quad (6)$$

El incremento de las corrientes de cortocircuito  $A_c$  para cada escenario analizado se describe en (7).

$$A_c \leq \frac{CC_{i=j}}{CC_{i=0}} \quad i \text{ nodos, } j \text{ escenario} \quad (7)$$

Para el criterio de flujo inverso, se considera que la potencia que retorna al nodo fuente o equipo de protección automático, sea menor que  $\bar{F}_i$  de acuerdo con (8).

$$F_i \leq \bar{F}_i \quad \text{i nodo fuente y/o protección automática} \quad (8)$$

La energía de pérdidas  $E_p$  en un periodo dado se calcula en (9). Este periodo corresponde a la serie de tiempo establecida.

$$E_p \leq \sum E_{pi} \quad \text{i horas} \quad (9)$$

La capacidad máxima  $C_n$  del sistema de generación solar fotovoltaico se dimensiona en función de la energía consumida  $E_i$  y el factor de planta de la zona  $fp$  como se indica en (10)

$$C_n = \frac{\sum_i E_i}{fp * 8760} \quad \text{i meses} \quad (10)$$

#### IV. Caso de estudio

Para evaluar el desempeño del método se considera el alimentador 0204 ubicado en la ciudad de Cuenca, de propiedad de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. (Centrosur). El modelo incluye la red de media y baja tensión, transformadores de distribución y cargas en MT/BT. Las características generales del equipamiento y la topología del alimentador, se muestran en la Figura 3 y Tabla 1.



Figura 3. Alimentador 0204 - Topología

Tabla 1. Alimentador 0204 - Características Generales

Alimentador 0204	
# Transformador MT/BT	86
# Reconectores	1
# Seccionadores	23
# Nodos	3.455
#Clientes	1.496
Residencial	612
Comercial	808
Industrial	3
Otros	73
Tramos MT (km)	8,4
Aéreo	3,6
Subterráneo	4,8
Tramos BT (km)	27,6
Aéreo	13,1
Subterráneo	14,5
Potencia máxima (MW)	2,2
Potencia mínima (MW)	0,69
Tensión máxima (p.u.)	1,046
Tensión mínima (p.u.)	0,993

Este alimentador se modela utilizando el software CYME, soportado en el paquete base para el análisis del sistema de distribución CYMDIST [28].

#### A. Análisis preliminar

El alimentador 0204 opera a un nivel de tensión 6,3 kV línea a línea. Durante el primer trimestre del 2023 presenta una demanda máxima de 2,2 MW con un requerimiento de 0,41 MVAR. El voltaje máximo registrado durante este periodo es de 1,046 p.u., y mínimo 0,993 p.u. La demanda de potencia activa, reactiva y los perfiles de voltaje se obtuvieron de datos del SCADA (Anexo A), mientras que los datos de generación se obtienen del registro de sistema de generación fotovoltaico de la zona de estudio correspondiente al edificio matriz de Centrosur (Anexo B)

Se procesa la información de demanda y voltajes del primer trimestre del 2023 (90 perfiles), registrados en cabecera del alimentador o nodo fuente, para determinar tres días típicos laborable, sábado y domingo, que son ajustados en el modelo para la simulación. Estos perfiles tienen una resolución de 10 minutos, lo que permite determinar la HC en condiciones

más realistas, brindando información completa sobre los impactos de la generación fotovoltaica.

El proceso de distribución considera un modelo de carga por clase de consumidor para los clientes concentrados en los transformadores de distribución, con perfiles típicos en p.u., para cada tipo de cliente, así como el consumo promedio de energía. Adicional, se utiliza la topología del sistema de distribución del alimentador, con corte a enero de 2023. Los perfiles de demanda y tensión del alimentador 0204 utilizados en las simulaciones se muestran en las Figura 4 y Figura 5, respectivamente.

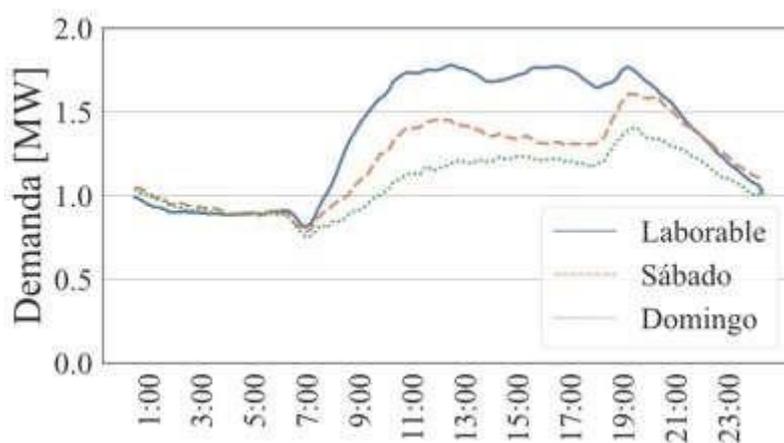


Figura 4. Perfil de carga del alimentador 0204 – día típico

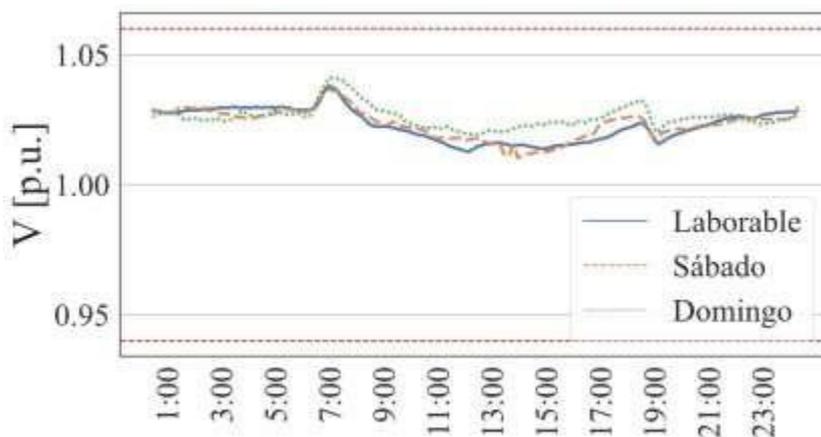


Figura 5. Nivel de voltaje en la barra de 6,3kV de la SE 02 – día típico.

**B. Consideraciones y escenarios**

Se considera que cada cliente cuenta con un sistema de generación fotovoltaico para el autoabastecimiento (SGDA). La potencia instalada por sistema es personalizada para los 1.496 clientes en función de sus consumos de acuerdo con lo estipulado en la regulación

ARCERNNR 001-2021 [23]. De esta manera se reduce la incertidumbre en la ubicación y dimensionamiento de la generación.

La potencia total dimensionada en generación fotovoltaica es de 6,89 kVA, que se estratifica en 32 grupos, considerando para sistemas monofásicos potencias de 0,25 kVA a 15 kVA, y para sistemas trifásicos se considera de 18 kVA a 900 kVA. En la Figura 6, se muestra la clasificación de las SGDA de acuerdo con la cantidad de clientes y a la potencia instalada. De esta se puede concluir que la mayor cantidad de sistemas se agrupan en los sistemas con baja capacidad (0,25 kVA con 396 clientes y 0,55 kVA con 350 clientes), sin embargo, estos no representan la mayor potencia instalada (0,25 kVA con 99 kVA y 0,55 kVA con 175 kVA).

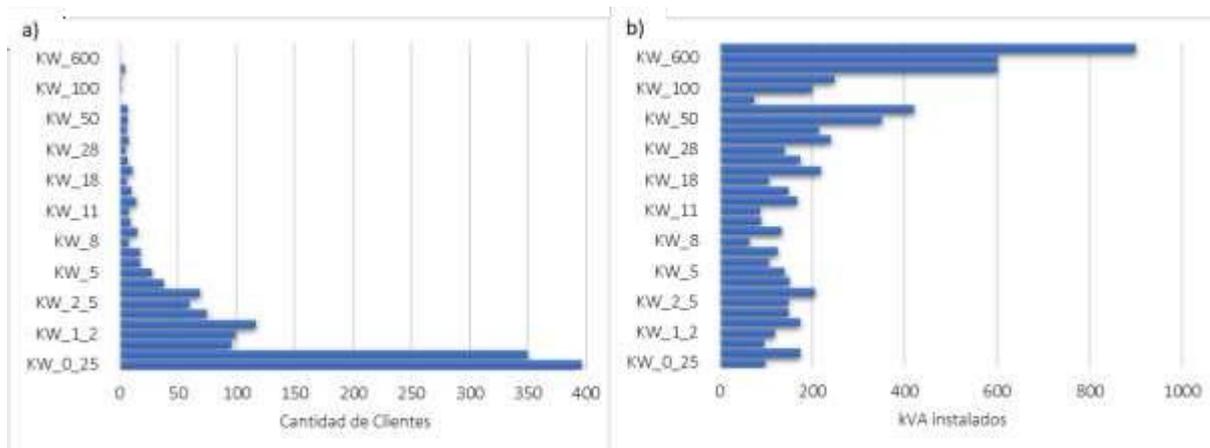


Figura 6. Clasificación de SGDA por a) Cantidad de clientes, b) kVA instalados

Los alimentadores se modelan con penetraciones de SGDA con intervalos de incremento del 0% (Caso base), 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 80% y 100%. Estos 8 escenarios permiten capturar los impactos cambiantes en el rendimiento de la red, para finalmente comparar estos índices y evitar sobreestimaciones o subestimaciones de la HC. La penetración de SGDA se define como el porcentaje de clientes del alimentador. Por la incertidumbre de adopción de este tipo de sistemas, para cada escenario se realiza aleatoriamente.

Para una adecuada integración de generación distribuida se establece que el límite de sobretensión de barras o nodos deben estar dentro del  $\pm 5\%$  del valor nominal de acuerdo con la norma ANSI C84.1-2020 [6]. Las normas NEMA MG-1 y ANSI C84.I, establecen que el desequilibrio de tensión máximo no exceda el 3% [29]. El estándar IEEE Std 1547 [24], establece como límite, un incremento del 10% de la corriente máxima de cortocircuito. El operador de red define el límite térmico, flujo inverso y pérdidas de energía, de acuerdo a las características topológicas y operativas del sistema de distribución.

Para este caso de estudio se definió el límite térmico en el 75% de la capacidad nominal de líneas y los transformadores. Se considera un flujo inverso de 0MW en el nodo fuente y equipos de protección automáticos. Como límite de pérdidas se considera que la generación no debe producir un incremento con referencia al caso base. En la Tabla 2, se resumen los criterios y límites utilizados en la metodología propuesta.

Tabla 2. Criterios de impacto y límites para determinar la HC de sistemas de generación distribuida [25].

Categoría	Criterios	Descripción	Límite
Voltaje	Sobretensión	Tensión en nodos	$\geq 1,05$ Vpu primarios
	Desbalance de tensión	Desbalance de tensión de fase	$\geq 3$ % de tensión de fase
Cargabilidad	*Térmico	Carga de los elementos	$\geq 75$ % valores nominales
Protección	Corrientes	Desviación de la corriente de falla en cada dispositivo de seccionamiento	$\geq 10$ % de incremento
	*Flujo inverso	Flujo en cada dispositivo de protección automático	$\leq 0$ MW
Pérdidas	*Pérdidas de energía		$\geq$ caso base

\* Defino por el operador de red

### C. Resultados

Para la estimación del HC, la metodología propuesta constituye diferentes niveles de integración de generación solar fotovoltaica, en donde, a nivel de cabecera de alimentador, se presenta flujo de potencia inversa, siendo más significativo para los escenarios de penetración sobre 30% de clientes con SGDA, como se muestra en la Figura 7. En la Figura 8, se muestra el perfil de generación en el nodo fuente, para los escenarios.

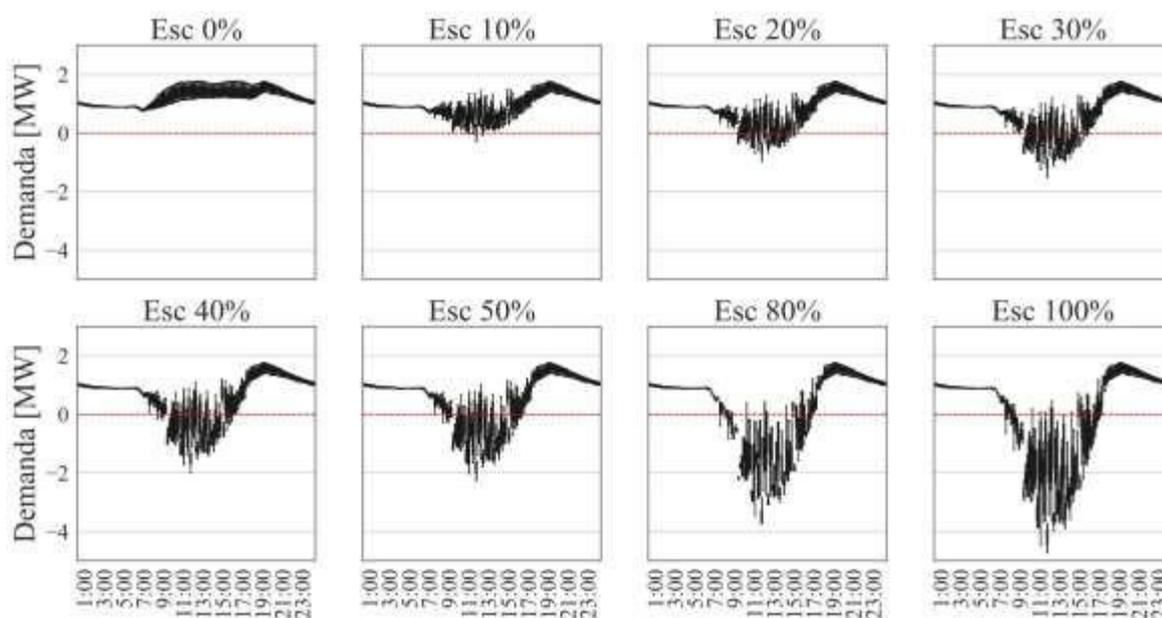


Figura 7. Flujo de potencia a nivel de cabecera - alimentador 0204

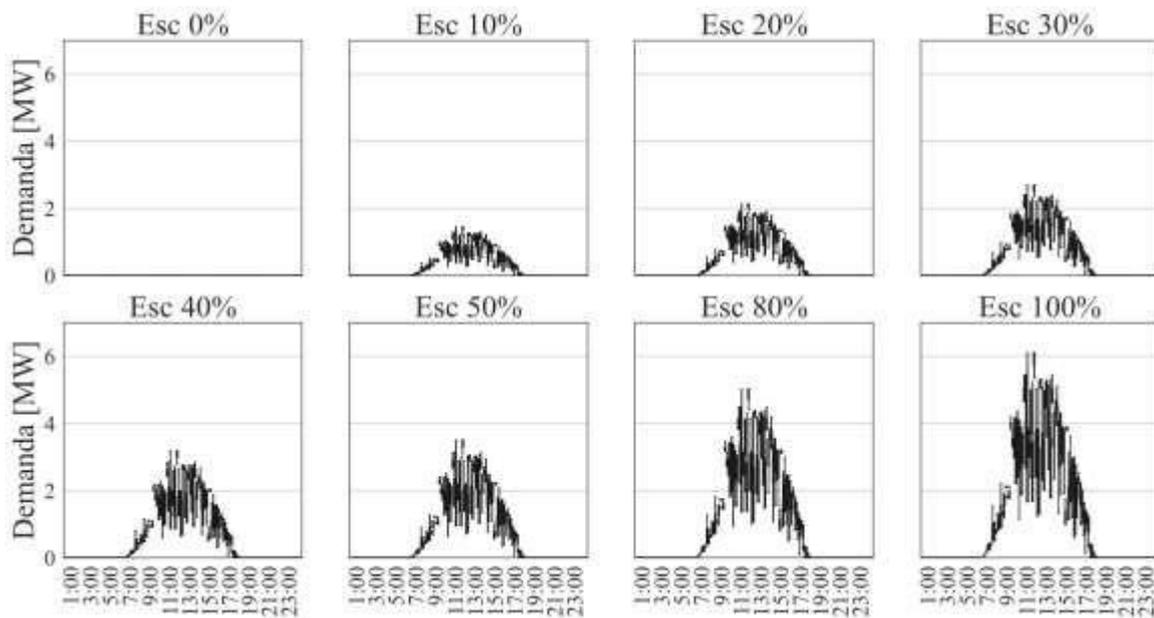


Figura 8. Generación fotovoltaica por escenario de simulación

Para los escenarios sobre el 20% de clientes con SGDA, varios nodos del alimentador sobrepasan el nivel de tensión permitido del 1,05 p.u., (Figura 9). El desbalance en la red a nivel de media tensión no presenta una variación significativa, este criterio se encuentra por debajo del límite permitido del 3% como se indica en la Figura 10. Estos criterios se evaluaron en el período de generación (6:00 a 18:00 horas), debido a que en hora de no generación el sistema presenta valores cercanos a 1,06 p.u., permitidos en la normativa nacional [30].

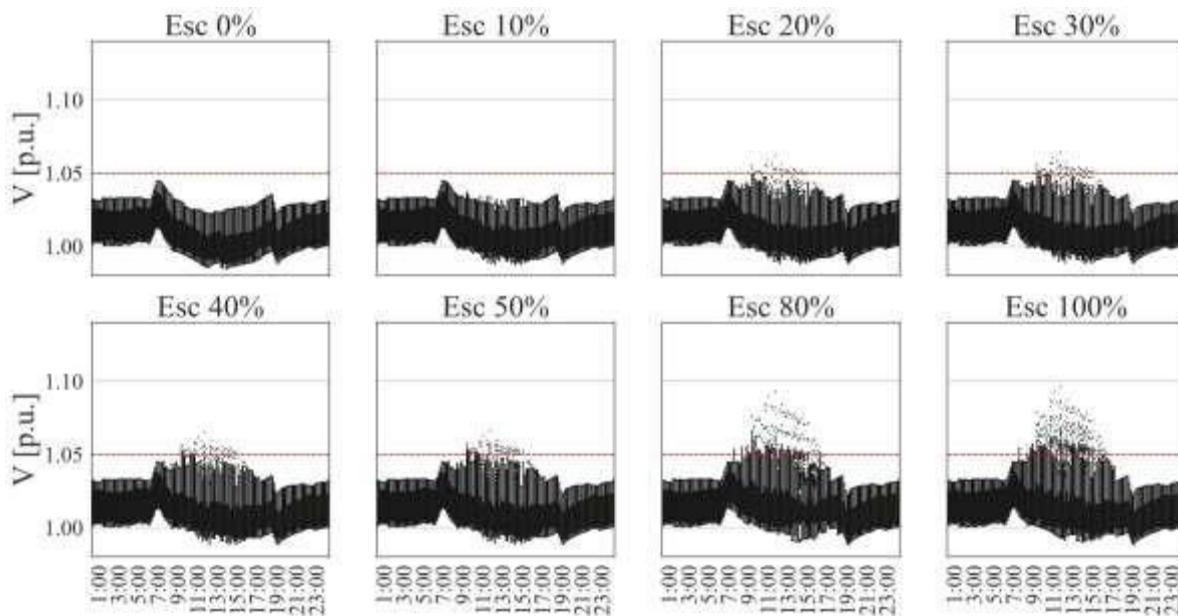


Figura 9. Nivel de Tensión - alimentador 0204

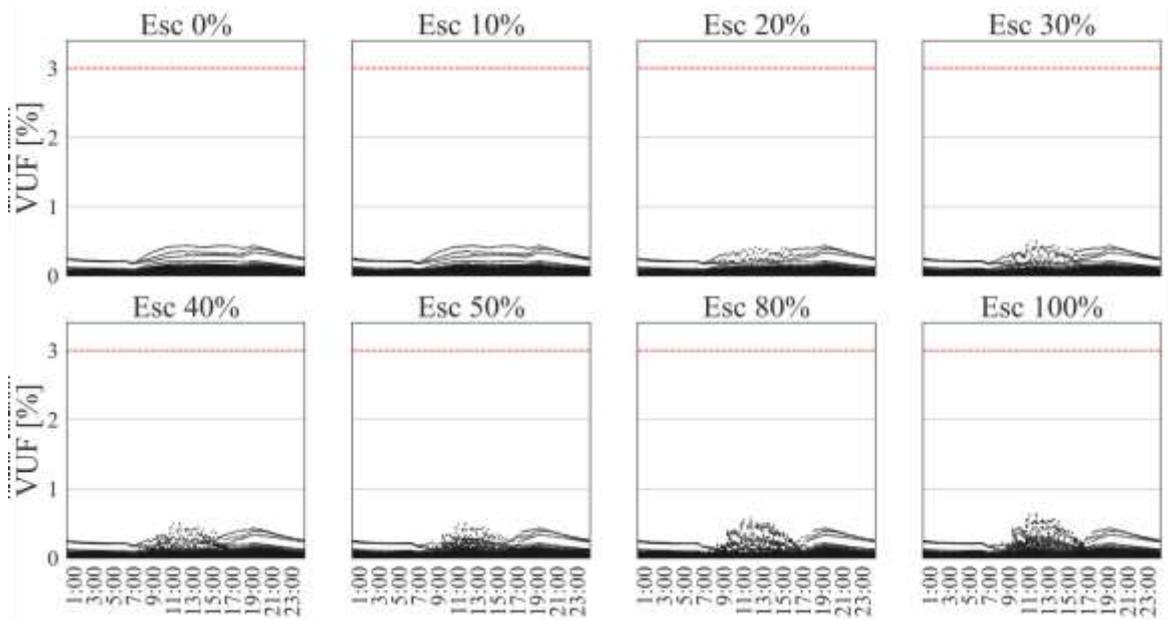


Figura 10. Desbalance de Tensión - alimentador 0204

La carga térmica en líneas aéreas y subterráneas se presenta en la Figura 11, en donde se observa que para el escenario del 100% de clientes con SGDA, algunas secciones del alimentador alcanzan niveles cercanos a las capacidades nominales. Mientras que para los transformadores MT/BT se presentan sobrecargas a partir del escenario de penetración del 20% (Figura 12).

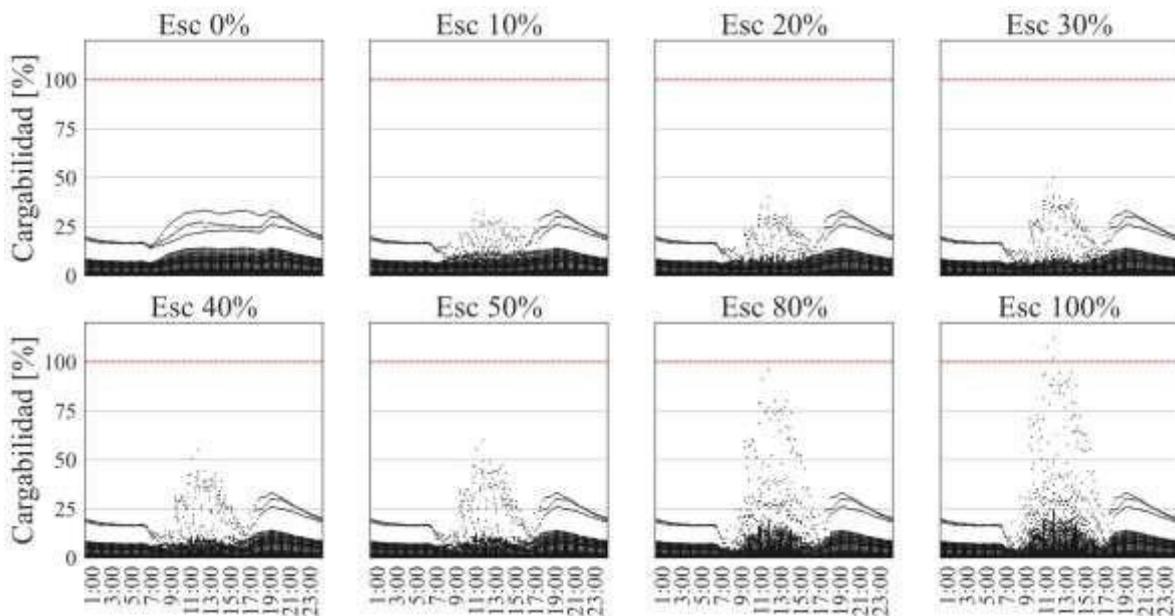


Figura 11. Cargabilidad de redes de MT - alimentador 0204

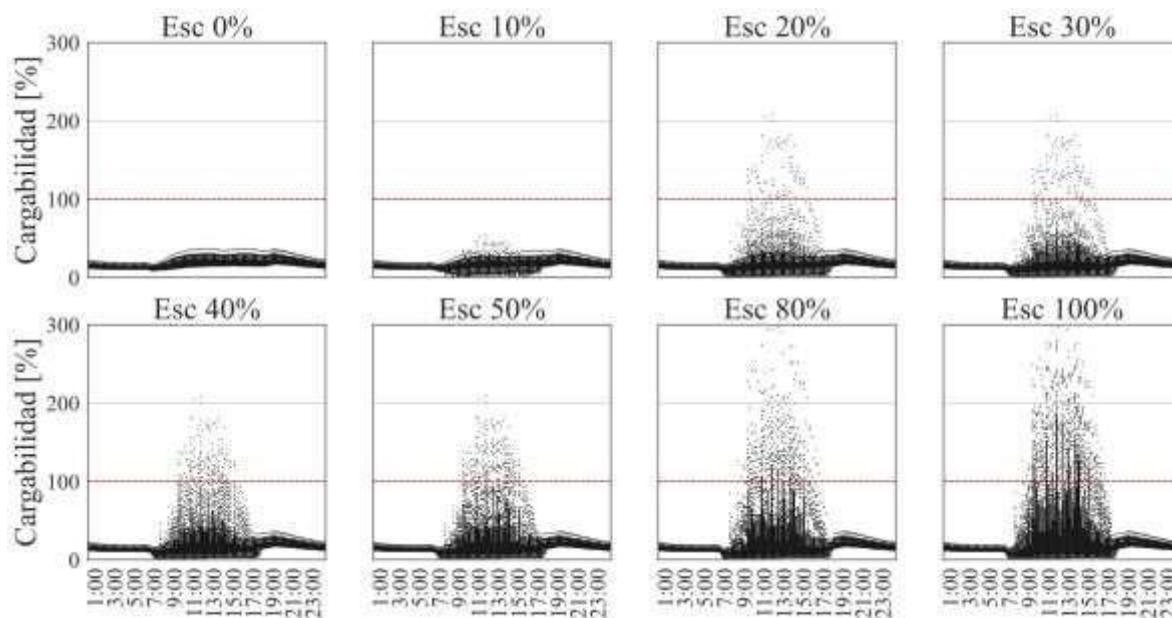


Figura 12. Cargabilidad de Transformadores MT/BT - alimentador 0204

A medida que se incorpora generación al alimentador, el aporte a los niveles de corriente de cortocircuito incrementa, siendo más significativo para las fallas trifásicas (LLL), como se presenta en la Figura 13. Para una penetración del 40% de clientes con SGDA la falla trifásica supera el límite definido del 10%, mientras que para la falla bifásica (LL) este nivel se supera con el 50% de penetración. La falla fase tierra (LG) no supera el límite planteado en ningún escenario de simulación.

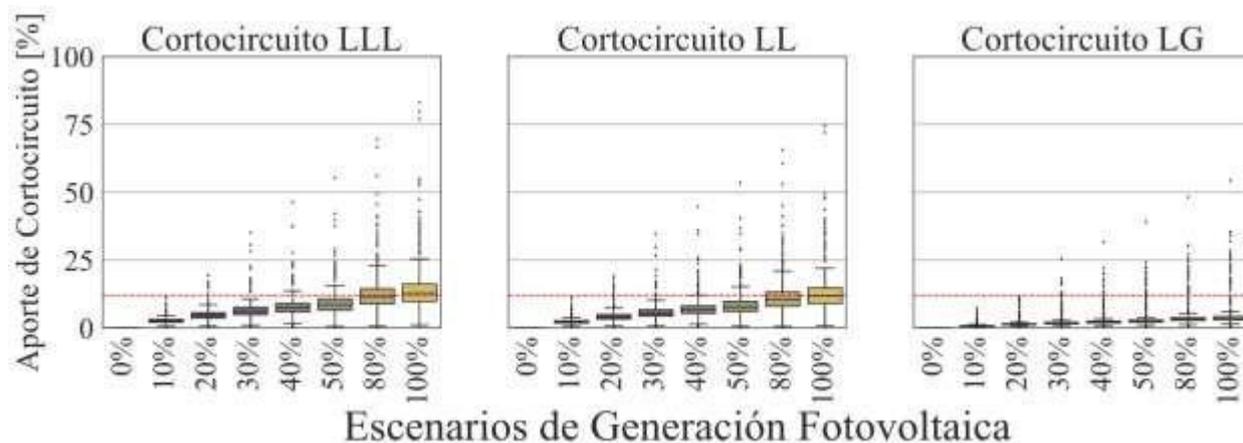


Figura 13. Aporte a las corrientes de Cortocircuito - alimentador 0204

Los resultados muestran que la incorporación de generación solar fotovoltaica tiene un impacto en las pérdidas de energía del alimentador. La máxima reducción de pérdidas de energía se presenta para el escenario del 10%, la cual pasa del total de 2,61% del caso base

al 2,36%. Los escenarios del 20% y 30%, también presentan una disminución en el periodo de análisis. Con una penetración del 40% las pérdidas totales de energía comienzan a incrementarse en función del caso base (Figura 14).

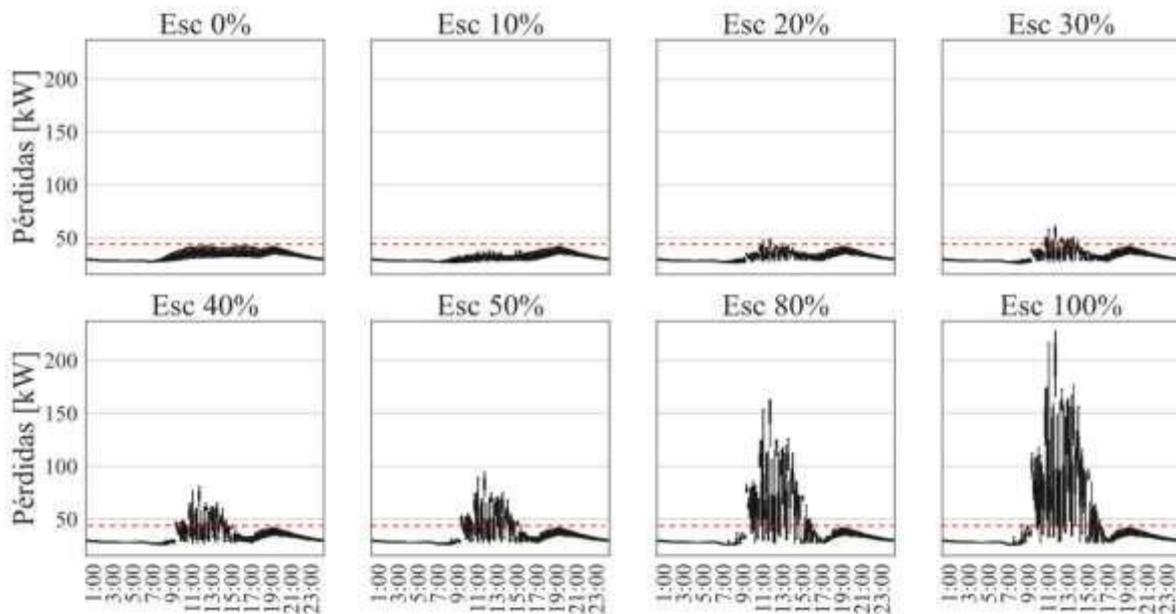


Figura 14. Pérdidas del alimentador 0204

Para cada escenario de simulación, se ha calculado los índices de rendimiento del alimentador, resultando que los criterios más restrictivos son el flujo inverso de potencia y la sobretensión en nodos para el escenario del 20% de adopción de sistemas de generación fotovoltaica, para los criterios de sobrevoltaje y cargabilidad a partir del escenario del 30%, varios nodos y transformadores comienzan a incumplir los límites definidos. La cargabilidad de líneas y desbalance de tensión no presentan incumplimientos en los escenarios simulados, como se muestra en la Tabla 3.

Tabla 3. Resumen de criterios de impacto por escenario de simulación

Escenario		0%	10%	20%	30%	40%	50%	80%	100%
HC - Criterios de Impacto	Generación [MW]	-	1,45	2,14	2,69	3,19	3,51	5,03	6,10
	Flujo inverso [MW]	-	-	-0,36	-0,88	-1,30	-1,57	-2,85	-3,73
	Sobretensión [p.u.]	1,045	1,058	1,083	1,085	1,086	1,087	1,115	1,118
	Desbalance de Tensión [%]	0,44	0,44	0,41	0,51	0,51	0,51	0,59	0,65
	Cargabilidad								
	Líneas [%]	33,33	32,70	39,84	50,28	55,11	60,04	95,84	112,08
	*Transformadores [%]	24,77	22,97	23,00	31,87	48,75	54,07	65,33	91,66
	*Cortocircuito								
	LLL [%]	-	3,17	5,65	7,62	9,09	10,74	14,51	16,19
	LL [%]	-	2,68	4,96	6,73	8,17	9,84	13,23	14,82
	LG [%]	-	0,92	1,60	2,11	2,57	2,94	3,86	4,24
	Pérdidas [%]	2,61	2,36	2,49	2,57	2,81	2,96	4,41	4,74

\* Tercer cuartil: los datos son menores o igual al 75%.

#### D. Discusión final

Para estimar la capacidad de abjamiento del alimentador 0204, se ha simulado la integración de 1.496 sistemas de generación fotovoltaico, a nivel de los clientes de media y baja tensión, con lo cual se analiza el cumplimiento de los criterios de impacto, como se muestra en la Figura 15, donde el criterio de flujo inverso en el nodo fuente es el más restrictivo con un HC mínimo de 0,75 MW y HC máximo de 1,42 MW (Tabla 4).

A pesar de integrar sistemas de generación monofásicos no se presenta incumplimientos para el criterio de desbalance de tensión, debido a que el circuito no presenta desbalances de carga entre las fases y la demanda de los clientes está repartida en 84 transformadores MT/BT trifásicos. Existen dos transformadores monofásicos que son de uso exclusivo para alumbrado público. Este criterio puede ser relevante en otros casos de estudio, por ejemplo, en alimentadores que sirvan a zonas rurales con ramales monofásicos.

Se ha definido un límite de carga térmica para conductores del 75%, para que, en caso de contingencias, garantizar la capacidad de reserva para transferencia de carga y una reconfiguración segura. No se analiza la cargabilidad de transformadores ya que la normativa nacional establece que las adecuaciones a la red, como son el reemplazo de las unidades de transformación están a cargo de los clientes [23], por lo que su sustitución puede ser factible y no un limitante para el cálculo del HC.

Tabla 4. Capacidad de alojamiento de generación solar fotovoltaica - alimentador 0204

	Capacidad de alojamiento	
	Mínimo [MW]	Máximo [MW]
Flujo inverso	0,75	1,42
Sobretensión	1,56	2,93
Desbalance de Tensión	6,10	6,10
Cargabilidad líneas	4,48	4,68
Cortocircuito	1,45	4,49
Pérdidas	1,45	2,69
<b>HC</b>	<b>0,75</b>	<b>1,42</b>

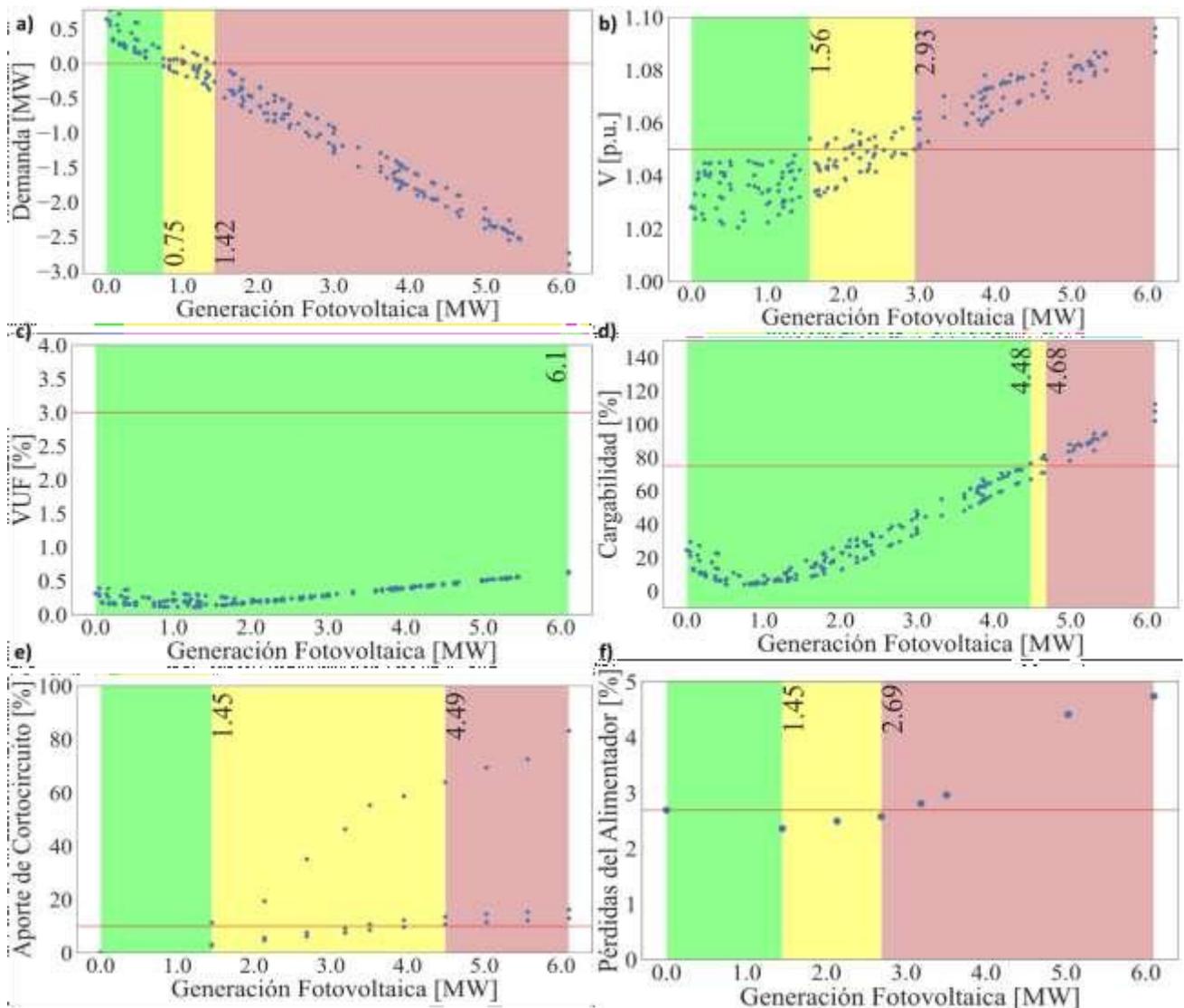


Figura 15. Criterios de impacto para la estimación de la capacidad de alojamiento del alimentador 0204. a) flujo inverso, b) sobretensión, c) desbalance de tensión, d) cargabilidad en líneas, e) aporte a las corrientes de cortocircuito, f) pérdidas de energía

## V. Conclusiones y Recomendaciones

Fue presentado un método para calcular la capacidad de alojamiento de clientes con generación fotovoltaica para el autoabastecimiento en alimentadores de distribución, donde se integra y analiza las redes de media y baja tensión al mismo tiempo. Este método evalúa varios factores de impacto y utiliza una alta resolución en la simulación de flujos de carga con series de tiempo, para aumentar la precisión de los resultados de la HC. Fueron presentados los niveles de impacto de la generación distribuida para este caso de estudio, sin embargo, en nuevos alimentadores, esto dependerá de su topología, de la dinámica y tipo de cargas, siendo necesario un análisis para cada caso.

El método propuesto fue probado en el alimentador 0204 de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. Los resultados demostraron que el límite mínimo de capacidad de alojamiento de generación solar fotovoltaica corresponde a 0,75 MW, mientras que el límite máximo es de 1,42 MW (criterio de flujo inverso). Con el límite mínimo se garantiza una adecuada integración sin realizar modificaciones a la red de distribución, mientras que con el límite máximo se debe realizar acciones de control de la generación, sin mayores adecuaciones en la red de distribución. Estos resultados son de gran utilidad para la planificación de la operación del sistema de distribución, que permiten establecer condiciones y límites de operación que garanticen una integración adecuada con el sistema. De esta forma, el desarrollo de estas herramientas ayuda a una evaluación expedita y oportuna de solicitudes de factibilidad de conexión de sistemas de generación distribuida para el autoabastecimiento.

Como trabajos futuros se puede investigar la mejora o maximización de la capacidad de alojamiento del alimentador, en este escenario de penetración masiva de generación, sacando ventaja de las funciones avanzadas de control de los inversores inteligentes, tales como: Volt-VAR (Voltaje –Potencia Reactiva), Watt-VAR (Potencia Activa-Reactiva), Volt-Watt (Voltaje-Potencia Activa). Una gestión integral en el diseño de esquemas de control con equipos de regulación existentes en los alimentadores como cambiadores de tap bajo carga, reguladores de tensión y bancos de capacitores, será necesaria para incrementar flexibilidad operacional. El sistema eléctrico de distribución enfrenta nuevos desafíos como son la incursión de almacenamiento de energía y la carga de vehículos eléctricos, por lo que este método puede ser adecuado para evaluar el impacto y capacidad de alojamiento de estos nuevos recursos distribuidos. Además, la generación de escenarios puede ser el resultado del desarrollo de modelos de adopción de estas tecnologías, por parte de los consumidores.

## VI. Referencias

- [1] S. M. Ismael, S. H. E. Abdel Aleem, A. Y. Abdelaziz, and A. F. Zobaa, "State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation," *Renew. Energy*, vol. 130, pp. 1002–1020, 2019, doi: 10.1016/j.renene.2018.07.008.
- [2] V. De Cillo Moro, R. S. Bonadia, and F. C. L. Trindade, "A Review of Methods for Assessing DER Hosting Capacity of Power Distribution Systems," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 20, no. 10, pp. 2275–2287, 2022, doi: 10.1109/TLA.2022.9885165.
- [3] EPRI, "Stochastic Analysis to Determine Feeder Hosting Capacity for Distributed Solar PV," *EPRI Tech. Updat. 1026640*, pp. 1–50, 2012.
- [4] P. A. Gómez Orozco, "Impacto de la Generación Distribuida (GD) y la Autogeneración a Pequeña Escala (AGPE) sobre la red de media y baja tensión," Universidad Tecnológica De Pereira, 2019.
- [5] S. Zambrano-Asanza, J. Quiros-Tortos, and J. F. Franco, "Optimal site selection for photovoltaic power plants using a GIS-based multi-criteria decision making and spatial overlay with electric load," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 143, no. May 2020, p. 110853, 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.110853.
- [6] B. Jaramillo-Leon, S. Zambrano-Asanza, J. F. Franco, and J. B. Leite, "Simulation-Based Optimization Framework to Increase Distribution System Photovoltaic Hosting Capacity Through Optimal Settings of Smart Inverter Volt-Var Control Function Types of Paper: Full-Length Article," *SSRN Electron. J.*, vol. 215, no. PA, p. 108971, 2022, doi: 10.2139/ssrn.4235044.
- [7] A. Rajabi, S. Elphick, J. David, A. Pors, and D. Robinson, "Innovative approaches for assessing and enhancing the hosting capacity of PV-rich distribution networks: An Australian perspective," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 161, p. 112365, 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112365>.
- [8] M. Ebad and W. M. Grady, "An approach for assessing high-penetration PV impact on distribution feeders," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 133, pp. 347–354, 2016, doi: 10.1016/j.epsr.2015.12.026.
- [9] S. Mina Mirbagheri, D. Falabretti, V. Ilea, and M. Merlo, "Hosting Capacity Analysis: A Review and a New Evaluation Method in Case of Parameters Uncertainty and Multi-Generator," *Proc. - 2018 IEEE Int. Conf. Environ. Electr. Eng. 2018 IEEE Ind. Commer. Power Syst. Eur. IEEEIC/I CPS Eur. 2018*, pp. 1–6, 2018, doi: 10.1109/IEEEIC.2018.8494572.
- [10] M. Z. Ul Abideen, O. Ellabban, and L. Al-Fagih, "A review of the tools and methods for distribution networks' hosting capacity calculation," *Energies*, vol. 13, no. 11, pp. 1–25, 2020, doi: 10.3390/en13112758.
- [11] M. (EPRI) Rylander, "Impact Factors and Recommendations on How to Incorporate Them When Calculating Hosting Capacity Control of Resources," p. 8, 2018, [Online]. Available: <https://www.epri.com/research/products/000000003002013381>.
- [12] J. Harding, "Advanced Planning of PV-Rich Distribution Networks - Deliverable 2: Innovative Analytical Techniques," no. October, pp. 1–43, 2019.

- [13] M. S. S. Abad and J. Ma, "Photovoltaic Hosting Capacity Sensitivity to Active Distribution Network Management," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 36, no. 1, pp. 107–117, 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3007997.
- [14] M. H. Athari, Z. Wang, and S. H. Eylas, "Time-series analysis of photovoltaic distributed generation impacts on a local distributed network," *2017 IEEE Manchester PowerTech, Powertech 2017*, 2017, doi: 10.1109/PTC.2017.7980908.
- [15] G. Fernández *et al.*, "Photovoltaic generation impact analysis in low voltage distribution grids," *Energies*, vol. 13, no. 17, 2020, doi: 10.3390/en13174347.
- [16] J. Peppanen, M. Bello, and M. Rylander, "Service Entrance Hosting Capacity," pp. 1451–1456, 2018.
- [17] T. Langstaff, J. Harding, P. Luis, and P. Systems, "Advanced Planning of PV-Rich Distribution Networks Deliverable 6: Consolidation of Findings (Final Report)," no. February, pp. 1–44, 2021, doi: 10.13140/RG.2.2.17300.22407.
- [18] M. de Energía, "Decreto número 71," *D. Of. la Repub. Chile*, pp. 14–20, 2014.
- [19] CNE, "Norma Técnica de conexión y operación de equipamientos de generación," *Com. Nac. Energía*, 2019.
- [20] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, "RESOLUCIÓN No. 174 DE 2021," pp. 7–8, 2021.
- [21] A. L. Rodr, "Microgeneración Fotovoltaica en Uruguay: Beneficios, Marco Normativo y Producción de Capacidades Locales," p. 258, 2018.
- [22] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) - Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição," *Agência Nac. Energ. Elétrica*, p. 86, 2012, [Online]. Available: [http://www.aneel.gov.br/visualizar\\_texto.cfm?idtxt=1867](http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1867).
- [23] ARCERNNR, *REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-001/2021 "Marco normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica."* Ecuador, 2021, pp. 1–39.
- [24] IEEE Std 1547, *IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*. 2018.
- [25] J. Smith, "Alternatives to the 15 % Rule," 2015.
- [26] M. Rylander, J. Smith, and W. Sunderman, "Streamlined method for determining distribution system hosting capacity," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 52, no. 1, pp. 105–111, 2016, doi: 10.1109/TIA.2015.2472357.
- [27] P. Pillay and M. Manyage, "Definitions of voltage unbalance," *IEEE Power Eng. Rev.*, vol. 21, no. 5, pp. 50–51, 2001, doi: 10.1109/39.920965.
- [28] EATON, "CYME Power Engineering Software." <https://www.cyme.com/> (accessed May 05, 2023).
- [29] K. Girigoudar, D. K. Molzahn, and L. A. Roald, "On the Relationships among Different Voltage Unbalance Definitions," *51st North Am. Power Symp. NAPS 2019*, 2019, doi:

10.1109/NAPS46351.2019.9000231.

- [30] ARCERNNR, "REGULACION Nro ARCERNNR 002-20 «Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica.» Quito, Ecuador, p. 35, 2020.

Anexo A

Datos del Alimentador 0204

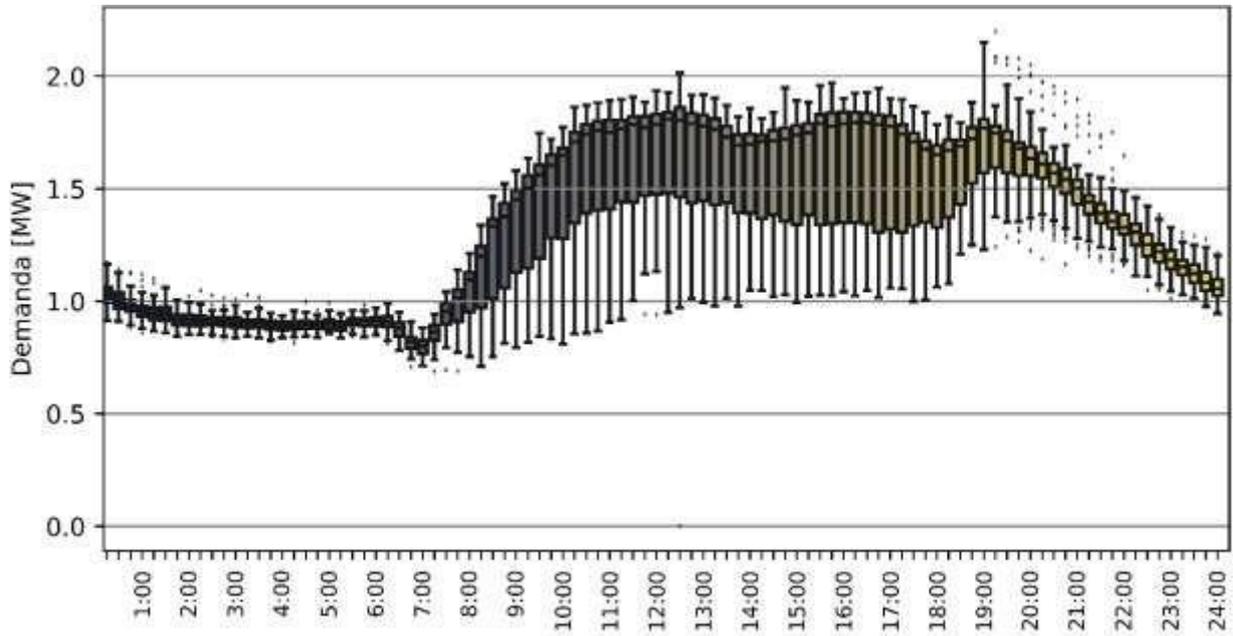


Figura 16. Demanda de potencia activa del alimentador 0204 - 1er trimestre 2023

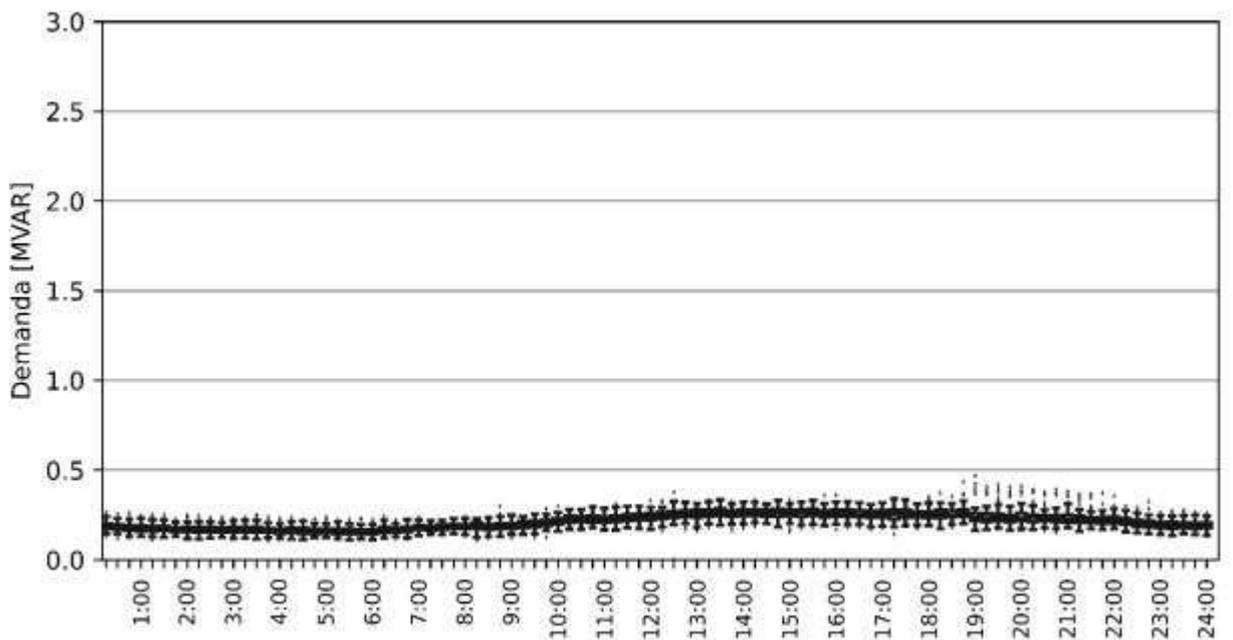


Figura 17. Demanda de potencia reactiva del alimentador 0204 - 1er trimestre 2023

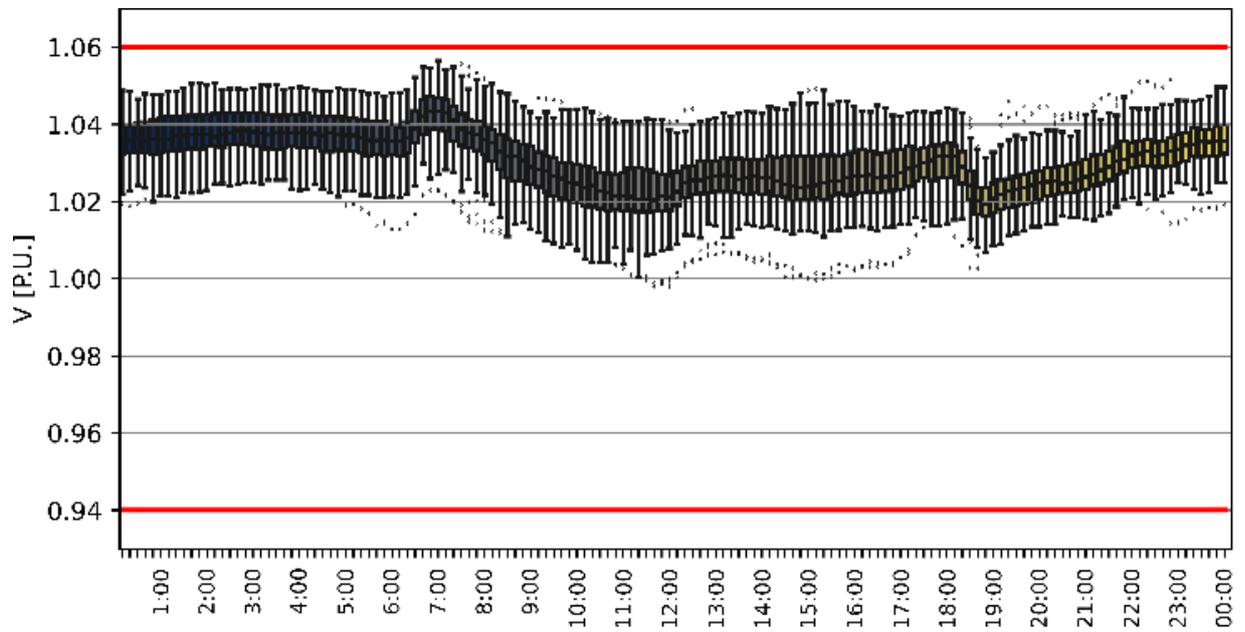


Figura 18. Perfil de voltaje del alimentador 0204 - 1er trimestre 2023

Anexo B  
 Generación Fotovoltaica – Centrosur

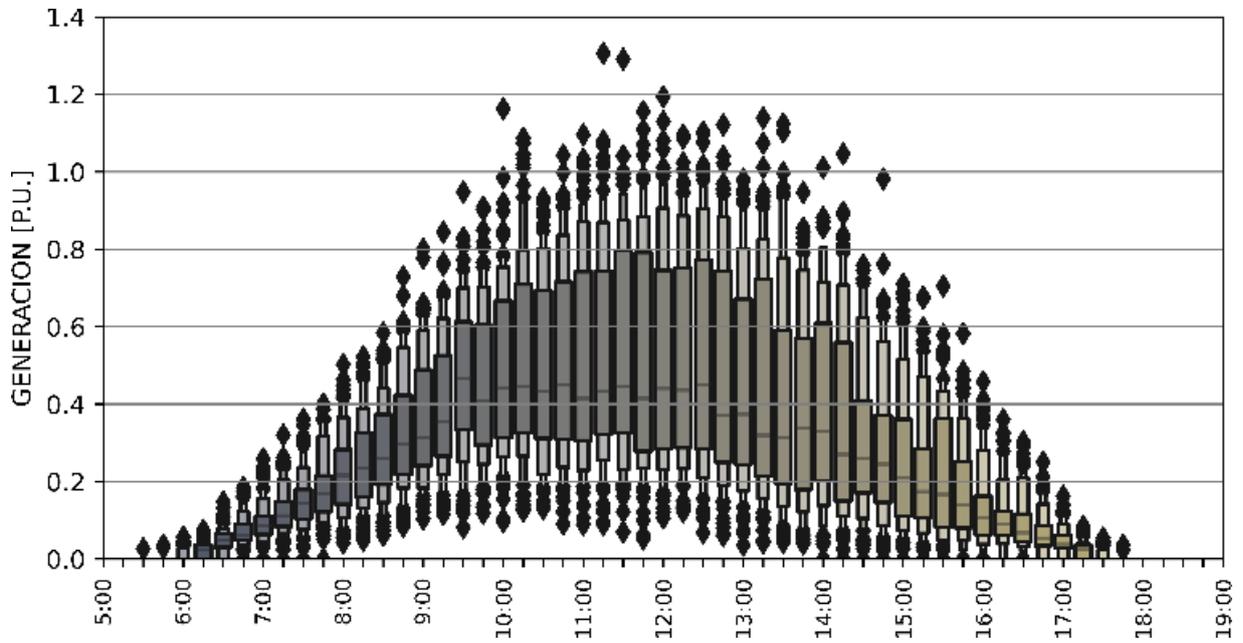


Figura 19. Perfil de generación fotovoltaica en la zona de estudio