

UNIVERSIDAD SANTO TOMÁS

EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE MICROCLIMAS EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA CON MASIFICACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INTERCONECTADOS A LA RED: CASO DE ESTUDIO EN LA CIUDAD DE BOGOTÁ.

Realizado por

Lina Paola Ticora Ramirez

Proyecto de Grado presentado en cumplimiento del requisito
para optar por el grado de Ingeniería Electrónica



Grupo de Investigación MEM (Modelado-Electrónica-Monitoreo)
Facultad de Ingeniería Electrónica
División de Ingenierías

Junio de 2023

**EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE MICROCLIMAS EN
UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA CON
MASIFICACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
INTERCONECTADOS A LA RED: CASO DE ESTUDIO
EN LA CIUDAD DE BOGOTÁ.**

Realizado por

Lina Paola Ticora Ramirez

Proyecto de Grado presentado en cumplimiento del requisito
para optar por el grado de Ingeniería Electrónica

Dirigido por

Jose Luis Paternina Duran

MEM

Facultad de Ingeniería Electrónica
División de Ingenierías

Junio de 2023

Índice general

1. Introducción	3
1.1. Planteamiento del problema	3
1.2. Antecedentes	5
1.2.1. Los microclimas	5
1.2.2. Sistemas fotovoltaicos interconectados a la red	8
1.3. Justificación	10
1.4. Objetivos	11
1.4.1. Objetivo General	11
1.4.2. Objetivos Específicos	11
2. Marco Teórico	12
2.1. Microclimas Urbanos	12
2.2. Sistemas fotovoltaicos	13
2.2.1. Sistemas fotovoltaicos aislados	13
2.2.2. Sistemas fotovoltaicos interconectados a la red (SFIR)	14
2.3. Red de distribución	15
2.4. Normatividad	16
2.4.1. Ley 1715 del 2014	16
2.4.2. Ley 2099 del 2021	17
2.4.3. CREG 025 de 1995	17
2.4.4. NTC 1340	17
2.5. Índices normalizados propuestos	18
3. Diseño Metodológico	20
4. Resultados	22
4.1. Caracterización de microclimas en la ciudad de Bogotá	22
4.1.1. Históricos suministrados por el IDEAM	22
4.1.2. Lista de instrumentación utilizada en las mediciones	23
4.1.3. Nivel de dispersión en la medida irradiancia y temperatura	25
4.1.3.1. Obtención y tratamiento de datos	25
4.1.3.2. Nivel de dispersión	26
4.2. Caso de estudio: Red de distribución de la Universidad Nacional de Colombia, sede Bogotá.	33

4.2.1.	Características de la red	33
4.2.2.	Modelo de la red eléctrica	34
4.3.	Escenarios de simulación	39
4.3.1.	Caso base	40
4.3.2.	Prueba Anderson-Darling (A-D)	44
4.3.2.1.	Irradiancia	45
4.3.2.2.	Temperatura	50
4.3.3.	Niveles de generación de los SFIR	53
4.4.	SFIR de distribución de la Universidad Nacional de Colombia, sede Bogotá	54
4.4.1.	Escenario 1	56
4.4.2.	Escenario 2	58
4.4.3.	Escenario 3	60
4.4.4.	Escenario 4	65
4.5.	Análisis de resultados con base en índices normalizados	67
4.5.1.	Índice de cargabilidad en transformadores	67
4.5.2.	Índice de cargabilidad en líneas	73
4.5.3.	Índice de pérdidas en la red	79
4.5.4.	Índice en el perfil de tensión	80
4.6.	Impacto de microclimas caracterizados en la red de distribución modelada	84
5.	Conclusiones	86
6.	Resultados Futuros	88
7.	Anexos	89
7.1.	Desviación estándar para irradiancia de las estaciones meteorológicas	90
7.1.1.	Año 2014	90
7.1.2.	Año 2015	93
7.1.3.	Año 2016	96
7.1.4.	Año 2017	99
7.1.5.	Año 2018	102
7.2.	Temperatura máxima de las estaciones meteorológicas	105
7.2.1.	Año 2014	105
7.2.2.	Año 2015	108
7.2.3.	Año 2016	111
7.2.4.	Año 2017	114
7.2.5.	Año 2018	117
7.3.	Configuración de elementos en software DIgSILENT	119
7.3.1.	Configuración de barras	119
7.3.2.	Configuración líneas	120
7.3.3.	Configuración de transformadores	122
7.3.4.	Configuración de cargas	123
7.3.5.	Configuración de paneles solares (PV)	124

Bibliografía**126**

Resumen

En este trabajo se evalúa el impacto que producen los diferentes tipos de microclimas en un sistema de distribución de energía típico bogotano, con masificación de sistemas fotovoltaicos interconectados a la red (SFIR). La integración de SFIR contemplando pronósticos basados en históricos con variabilidad debido a los microclimas, surge de la necesidad de identificar los posibles efectos negativos en un sistema de distribución, debido a su bajo costo de inversión y viabilidad técnico-financiera en urbes con buena calidad de energía como la ciudad de Bogotá. Teniendo en cuenta esto, se utiliza una metodología de caso de estudio compuesto por cuatro escenarios de simulación, para analizar el impacto de los microclimas en el perfil de tensión, pérdidas, y cargabilidad de transformadores y líneas. El caso de estudio se estructura en tres fases. En la primera se realiza un análisis de las variaciones climáticas mediante el nivel de dispersión de las medidas proporcionadas por distintas estaciones meteorológicas del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM). En la segunda fase se modela la red de distribución de la Universidad Nacional (sede Bogotá) con alta penetración de SFIR en el software DIgSILENT. Esta fase se complementa con variaciones de carga y características microclimáticas identificadas en la primera fase. En la última fase se realiza un análisis del impacto de los diferentes microclimas caracterizados. Finalmente, se determina que no existe un impacto significativo de microclimas en SFIR de distribución puesto que se obtiene un cambio de aproximadamente del 1,7 % entre las estaciones meteorológicas de la Universidad Nacional y el IDEAM.

Agradecimientos

Agradezco a mis padres por darme la oportunidad de estudiar y su apoyo incondicional durante todo este proceso de aprendizaje y crecimiento como futura profesional.

Agradezco a mi hermana por su cariño y ayuda constante durante los momentos más difíciles de este proceso.

Agradezco a mi novio por su comprensión, ánimo y amor, pues su ayuda me enseñó que nunca hay que rendirse frente a las adversidades, todo es cuestión de paciencia y esfuerzo.

Agradezco a mi director de tesis Jose Luis Paternina por su orientación, comprensión, paciencia y dedicación durante la trayectoria de este proyecto; además por siempre escucharme y guiarme en el mejor camino para culminarlo de la mejor manera.

Capítulo 1

Introducción

1.1. Planteamiento del problema

El incremento de la población de las ciudades de América Latina y el Caribe (ALC) es de aproximadamente el 2,8 % anual, lo cual conlleva una problemática vista a nivel mundial, que desafortunadamente ha ocasionado consecuencias bastante graves frente a la sostenibilidad, calidad de vida y competitividad de las regiones [1]. Teniendo en cuenta estas problemáticas, desde una perspectiva energética, se necesitará duplicar la capacidad instalada de generación eléctrica hasta unos 600 GW, que tendrían un costo aproximado de US\$430 mil millones [2]. Ahora bien, para enfrentar estas complicaciones es necesario un cambio en la toma de decisiones acerca del uso eficiente de los recursos, mediante la creación de ciudades inteligentes [1]. Una ciudad inteligente (Smart Cities) se define como aquella que por medio de las TIC (Tecnologías de la información) ayuda a impulsar el progreso eficiente de un gobierno teniendo en cuenta la participación ciudadana y la planificación colaborativa [3]. De esta forma, el paradigma de las ciudades inteligentes, tiene presente tres aspectos clave: La calidad de vida de los ciudadanos, el respeto al medio ambiente y el uso de recursos renovables [4] [5].

Como se señaló anteriormente, uno de los puntos clave es el uso de los recursos renovables, particularmente lo relacionado con las Energías Renovables (ER). La generación mediante estas energías cuenta con diferentes alternativas, entre las cuales están: solar, eólica, geotérmica, de mareas, pequeñas centrales hidroeléctricas, bioenergía avanzada, entre otras[6]. Este tipo de generación se ha destacado por sus grandes avances a lo largo de los años, pues la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA) en el reporte global mostrado en el 2017, se

evidenció que el 19.3 % de la energía primaria del mundo fue producida a partir de ER y para el 2019 el porcentaje fue un 25 %. El potencial de las ER está creciendo aceleradamente, especialmente en el sector de la energía, debido al aumento en la relación costo-competitividad y debido a ello es que muchos países en el mundo han decidido hacer uso de las mismas[7].

Las fuentes de energía renovable que en la actualidad llevan la delantera en el mercado son la energía eólica y solar, conocidas comúnmente como fuentes de energía variables. Esto debido a que la energía que pueden llegar a producir cambia a lo largo del tiempo y depende en gran parte de la ubicación geográfica. Estos cambios son resultado del carácter estocástico propio de las variables climáticas y las condiciones meteorológicas. Sin embargo, uno de los desafíos más grandes de este tipo de energía renovable es que su comportamiento impredecible requiere de un análisis adecuado que confirme la seguridad y rentabilidad del proyecto. El análisis detallado de las condiciones meteorológicas implica costos elevados y a pesar de ello, aún se sigue presentando una dispersión amplia en las predicciones[8].

Con base en lo anterior, está claro precisar que para la generación con energía solar es necesario conocer diferentes variables que permitan el uso eficiente de la misma (por lo general, radiación y temperatura). Existen tres tipos de transformaciones a partir de energía solar: La primera es la energía solar fotovoltaica donde la radiación se convierte en energía eléctrica; la segunda es la energía solar térmica (donde la radiación se convierte en calor aprovechable); y por último la energía solar pasiva, en la cual, no se generan recursos externos pues es usada generalmente por arquitectos para un mejor diseño en las construcciones[9]. Ahora bien, como es evidente, la generación a cargo de este tipo de tecnología (energía solar fotovoltaica) depende principalmente de parámetros como la radiación solar y la temperatura. De esta forma, la información relacionada con estos parámetros cobra especial preponderancia y sus históricos (y/o pronósticos) se pueden obtener de entidades públicas o privadas a través de distintas estaciones meteorológicas [10].

Sin embargo, estas mediciones pueden ser insuficientes en presencia de microclimas urbanos. Un microclima puede existir en áreas pequeñas o extensiones geográficas amplias. Por ejemplo, aspectos como las precipitaciones, el viento y la presión atmosférica tienen un comportamiento variable en ciudades como Bogotá. Esto se debe al impacto de los microclimas, los cuales pueden formarse por diferentes razones (distribución geográfica, altura y material de los edificios, disposición de las vías, etc)[11].

En la actualidad existen más de 22100 estaciones meteorológicas de superficie en el mundo según la Organización Meteorológica Mundial. Y en Colombia se cuentan con 2666 estaciones (de todo tipo) según el IDEAM (Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales). En la ciudad de Bogotá se cuentan con 28 estaciones meteorológicas en diferentes categorías. Sin embargo, aún no es claro si dicha capacidad de medición meteorológica es suficiente para caracterizar de forma correcta los diferentes microclimas que se producen en ciudades con características geográficas tan particulares como Bogotá. Puesto que, según algunos estudios es conveniente contar con herramientas computacionales avanzadas, que permitan realizar simulaciones de los microclimas del sector geográfico donde se quiere implementar el sistema fotovoltaico para así, proponer un pronóstico un poco más acertado[12].

De esta forma, existe la posibilidad de que se desarrollen modelos de pronósticos basados en históricos, que no contemplen la variabilidad debido a los microclimas en ciudades como Bogotá. Con esto, la masificación de sistemas fotovoltaicos interconectados a la red (debido a su bajo costo de inversión y viabilidad técnico - financiera en urbes con buena calidad de energía) podrían causar efectos negativos en el sistema de distribución. De esta manera, surge la siguiente pregunta problema: ¿Cuál es el impacto de los microclimas en una red de distribución de energía con masificación de sistemas fotovoltaicos interconectados a la red?

1.2. Antecedentes

1.2.1. Los microclimas

La proporción de la población mundial en áreas urbanas ha aumentado notablemente del 29 % en 1950 al 54 % en 2014, y se prevé que la urbanización aumente aún más hasta el 66 % en 2050. En los países en desarrollo la tasa de urbanización y la población total es mucho más alta [13]. En Colombia, la población que habita en zonas urbanas es de aproximadamente el 74 % [14]. Esta rápida urbanización trae consigo una serie de consecuencias medioambientales. De alguna manera, las ciudades contribuyen fuertemente a las emisiones de gases de efecto invernadero y, en consecuencia, al calentamiento global [15]. Se informa que las ciudades son responsables del 75 % del consumo mundial de energía y del 80 % de las emisiones de gases de efecto invernadero [16]. Y crean un clima urbano de distrito a escala de ciudad [17].

El conocimiento de las características de los microclimas urbanos permite a los urbanistas, diseñadores, arquitectos y desarrolladores tomar decisiones de diseño estratégicas informadas con respecto no solo a los impactos climáticos de sus edificios, sino también al efecto de las variables microclimáticas resultantes en el desempeño de los mismos. En particular, los microclimas urbanos afectarán los diseños pasivos y de baja energía, incluida la ventilación natural o híbrida y el uso de tecnologías renovables en las áreas urbanas, en términos de estrategias y desempeño. El viento urbano y la radiación solar se pueden utilizar para desarrollar mejores opciones de diseño para tecnologías de energía renovable dentro del entorno urbano. Sin embargo, el logro de estas soluciones en entornos urbanos densos y de gran altura es un desafío[18]. Por lo anterior, M. Shahrestani, R. Yao, Z. Luo, E. Turkbeyler y H. Davies autores del artículo "A field study of urban microclimates in London" proponen una campaña experimental detallada en una zona urbana densa de Londres el estudio de microclimas urbanos y las posibles energías renovables como la energía solar y eólica para su aplicación en el diseño de edificios pasivos en entornos urbanos. Las variables microclimáticas que se midieron en este estudio son la temperatura del aire, la velocidad y dirección del viento, la radiación solar global y las temperaturas de la superficie de las paredes y el suelo del edificio mediante estaciones meteorológicas en el área. Estos lugares de medición se eligieron de manera que los microclimas de los edificios puedan analizarse en términos de la diferente distribución de los edificios y sus orientaciones. Teniendo en cuenta lo anterior, se obtuvo que el diseño y la configuración de los edificios provocan la variación del microclima de un lugar a otro; el potencial de la energía solar en un área urbana está determinado principalmente por el factor de visión del cielo y la orientación a la radiación solar más intensa de la tarde. Cuanto menos refugio de las obstrucciones vecinas, mayor potencial de energía solar podría alcanzar; y el potencial eólico en el área urbana se reduce significativamente debido a los efectos de protección, pero la textura urbana todavía juega un papel. Cuando el eje de la calle es paralelo a la dirección del viento, se alcanza el mayor potencial de viento; y lo menos ocurre normalmente cuando el viento es perpendicular al eje de la calle[18]. En general, estos autores brindan un aporte a este proyecto ya que demuestran el impacto que tienen los microclimas en el área urbana, el respectivo análisis de las variables microclimáticas presentes en la caracterización de microclimas urbanos y el posible diseño de energías renovables.

Por otra parte, R. Yao, Q. Luo, Z. Luo, L. Jiang, Y. Yang en su artículo "An integrated study of urban microclimates in Chongqing, China: Historical weather data, transverse measurement and numerical simulation" plantean un estudio integrado que permita responder a las siguientes preguntas :¿Cuál es el microclima urbano de Chongqing en un entorno tan único?, ¿Cuáles

son las consecuencias de una urbanización tan rápida en Chongqing en términos de microclimas urbanos?. Para esto utilizan tres tipos de metodologías, en primer lugar para poder identificar el microclima urbano en la ciudad se hace uso de las bases de datos recopilados de las estaciones meteorológicas controladas por el gobierno. También se realizan mediciones de campo (estaciones meteorológicas fijas y medición transversal móvil) para determinar la situación espacial de los diferentes parámetros del microclima urbano (temperatura aire, la humedad relativa, la precipitación y la velocidad del viento). Y por último realizan una simulación numérica de la isla de calor urbano en la ciudad, donde implementan un modelo de red nodal integrando modelos acoplados térmicos y de flujo de aire. La radiación directa solar, la radiación difusa, radiación reflejada, radiación de onda larga, el calor de convección en el aire y la transferencia de calor en las paredes exteriores y el suelo dentro del complejo se han tenido en cuenta. El principio del modelo matemático simplificado es integrar el Modelo Digital de Elevación (DEM) con el modelo acoplado térmico y de flujo de aire para realizar cálculos de microclima urbano simultáneamente. A partir de esto, se obtuvo como resultado: el microclima urbano es muy sensible al entorno local. La temperatura del aire más alta siempre está relacionada con una densidad de construcción y una densidad de población más altas; la simulación numérica combinada con el mapeo de elevación digital es poderosa para predecir la temperatura del aire urbano en una microescala urbana. Los resultados previstos concuerdan con las mediciones in situ y móviles. La temperatura del aire / de la superficie urbana es muy sensible a la cobertura del suelo local y a las actividades antropogénicas. Además, el almacenamiento de calor urbano juega un papel importante en la determinación de la temperatura urbana[19].

Los urbanistas y arquitectos desean técnicas para modelar microclimas urbanos y temperaturas de superficies de bloques urbanos para diseños estratégicos en las primeras etapas de un proyecto. Es por esto que los autores R. Yao, Q. Luo y B. Li en su artículo "A simplified mathematical model for urban microclimate simulation" presentan un modelo matemático simplificado para simulaciones urbanas (UMsim) que incluye temperaturas de superficies urbanas y microclimas. Donde proponen un modelo integrado de flujo de aire y térmico acoplado junto con una red nodal. Tienen en cuenta la radiación solar directa, la radiación difusa, la radiación reflejada, la radiación de onda larga, la convección de calor en el aire, la transferencia de calor en la pared exterior y el suelo dentro del complejo. El modelo matemático se resolvió utilizando el método de diferencias finitas; su programa de computadora ha sido producido usando la caja de herramientas de Matlab. El Modelo Digital de Elevación (DEM) se ha integrado dentro del modelo acoplado térmico y de flujo de aire, que almacena información para el cálculo y presenta las salidas de imagen de las simulaciones. Los atributos de los parámetros urbanos se han

referido con manuales publicados y el código se ha ajustado para cumplir mejor con las condiciones realistas a fin de garantizar la precisión del modelo[20]. A partir de lo anteriormente mencionado, es posible identificar el aporte de este estudio ya que proporciona un modelo de simulación de posible utilización para la caracterización de microclimas en la ciudad de Bogotá.

Las tendencias de urbanización han cambiado la morfología de las ciudades en las últimas décadas. Las áreas urbanas complejas con amplias variaciones en la densidad construida, la tipología de diseño y la forma arquitectónica han dado como resultado condiciones de microclima más complicadas. Las condiciones del microclima afectan el rendimiento energético de los edificios y las estrategias de diseño bioclimático, así como un gran número de aplicaciones de ingeniería. Sin embargo, los motores comerciales de simulación de energía que utilizan datos meteorológicos de mesoescala ampliamente disponibles tienden a subestimar estos impactos. Estos archivos meteorológicos, que representan las condiciones meteorológicas típicas en un lugar, se basan principalmente en observaciones meteorológicas a largo plazo y no tienen en cuenta las condiciones extremas en su cálculo. Teniendo en cuenta esto, los autores A. Pisello, V. Castaldo, C. Piselli, I. Pigliautile y F. Cotana en su artículo "Microclimate Mitigation for Reducing Summer Overheating in Historic District" proponen evaluar los impactos de los datos de microclima por hora en condiciones climáticas típicas y extremas sobre el rendimiento energético de un edificio de oficinas en dos áreas urbanas diferentes. Donde demuestran que la morfología urbana puede reducir la velocidad del viento en un 27 % y amplificar la temperatura del aire en más del 14 %. Es decir, que utilizando datos de microclima, la temperatura de la superficie exterior calculada, la temperatura de funcionamiento y la demanda total de energía de los edificios fueron notablemente diferentes a las obtenidas utilizando el modelo climático regional típico[11].

1.2.2. Sistemas fotovoltaicos interconectados a la red

El consumo de energía eléctrica en los sectores de la construcción residencial y comercial es aproximadamente el 60 % del consumo eléctrico neto total según la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos)[21]. En los últimos años, la conciencia de las energías renovables ha permitido que la energía solar (sistemas fotovoltaicos) sea considerada fuertemente debido a su disponibilidad, escalabilidad y madurez tecnológica [22]. Si bien el número de sistemas fotovoltaicos interconectados a la red eléctrica ha aumentado significativamente durante la última década, solo recientemente se han instalado sistemas fotovoltaicos en las principales áreas metropolitanas y se han vinculado a sistemas de redes secundarias de

distribución eléctrica (redes). Las empresas de servicios públicos utilizan redes para distribuir electricidad a los clientes en áreas donde hay grandes concentraciones de carga y donde se necesita una confiabilidad mayor[23].

Es de esta forma que surgen las microrredes con fuentes de energía renovable (RES por sus siglas en inglés); las cuales son capaces de satisfacer la demanda de energía local y pueden inyectar la energía restante en la red eléctrica a nivel de distribución. También puede mitigar el problema de la emisión de gases de efecto invernadero. Varios investigadores exploraron la optimización de microrredes. Teniendo en cuenta esto los autores C. Phurailatpam, B. Rajpurohit y L. Wangen en su artículo "Planning and optimization of autonomous DC microgrids for rural and urban applications in India" propusieron la planificación y optimización de microrredes autónomas para aplicaciones urbanas y rurales en la India. Se simula una microrred para una aldea rural en interconexión con fuentes de energía renovable como turbinas eólicas, fotovoltaica (FV) y biodiesel. En la conclusión, se calcula el costo de la energía para la microrred autónoma y la red conectada parcial. También se enfatiza que la elección del tipo de fuentes de energía renovable (ER) será determinada directamente por los recursos disponibles en el área considerada[24]. Ahora bien, los autores A. Barua, A. Jain, P. Mishra y D. Singh en su artículo "Design of grid connected microgrid with solar photovoltaic module" plantean el diseño óptimo y la simulación de una micro red conectada a la red para un edificio residencial de la región de Gwalior, Madhya Pradesh, considerando la energía solar fotovoltaica como sistema de generación eléctrica. Se propone y simula un modelo utilizando el software de energía Homer. Los resultados de la simulación revelan que la microrred residencial propuesta es rentable en comparación con la red de servicios públicos para satisfacer la demanda de carga completa. Además, también se analiza el impacto de la red propuesta en el medio ambiente, donde se observa que el diseño de la red propuesta inyecta los insignificantes gases de efecto invernadero dañinos en el medio ambiente[25]. De esta forma, estas investigaciones aportan al proyecto una base para identificar la forma en que se diseña y simula sistemas fotovoltaicos en redes de distribución.

Así mismo los autores M. Coddington, B. Kroposki y col. en un reporte técnico titulado "Photovoltaic Systems Interconnected onto Secondary Network Distribution Systems – Success Stories" examinan seis estudios de caso de sistemas fotovoltaicos (PV) integrados en sistemas de redes secundarias. Los seis sistemas fotovoltaicos se eligieron para la evaluación porque están interconectados a sistemas de red secundarios ubicados en cuatro ciudades principales de

EE.UU. De la cual se obtuvo como resultado que los sistemas de distribución de la red secundaria y ciertos sistemas fotovoltaicos se pueden interconectar y operar en paralelo; y también existen varios métodos que se han empleado en la interconexión de estos sistemas fotovoltaicos para prevenir o minimizar el impacto en la red[23]. Por ende, este estudio aporta al proyecto diferentes métodos para la implementación de sistemas fotovoltaicos interconectados a la red mediante redes de distribución.

1.3. Justificación

Una de las grandes preocupaciones a nivel mundial es el calentamiento global, que ha traído consigo desastres naturales, agotamiento de recursos, crisis de carácter ambiental y contaminación a lo largo del tiempo [26]. Existen diferentes sectores económicos que contribuyen a este tipo de preocupación, uno de los más relevantes es el sector eléctrico con un 35 % de impacto en emisiones de gas invernadero[27]. Todo esto demuestra la necesidad de hacer uso de energías renovables como fuentes de abastecimiento de energía eléctrica. La energía solar fotovoltaica, se ha posicionado como una fuente viable de generación de energía eléctrica.

En Colombia mediante la ley 1715 del 2014 y la ley 2099 del 2021, se regula, y promueve la activación del mercado energético mediante la aplicación y desarrollo de fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional [28]. De esta forma, dando preponderancia a la energía solar fotovoltaica, pues debido a su crecimiento acelerado en el mercado, es de suma importancia identificar el funcionamiento de esta tecnología y sus características de diseño e implementación.

Ahora bien, para la generación de energía solar fotovoltaica se deben tener en cuenta ciertos parámetros microlimáticos, como lo son la radiación solar y la temperatura. Este tipo de variables se determinan a partir del área donde se desea implementar dicha tecnología. En Colombia, existe un limitado estudio del recurso solar y de los diferentes microclimas presentes en zonas geográficas como la ciudad de Bogotá. A pesar de esto, Bogotá es un territorio susceptible a la presencia de microclimas. Esto debido a varios factores, como lo son la extensión geográfica, la barrera física de los cerros orientales y el alto volumen de edificaciones que se presentan en la ciudad (todos factores asociados a la presencia de microclimas urbanos).

Actualmente, solo se cuenta con un atlas solar para todo el territorio nacional y debido a esto no es posible obtener un dimensionamiento adecuado de sistemas fotovoltaicos interconectados.[29] De esta forma, se crea la necesidad de datos más puntuales y exactos; estudios exclusivos para áreas urbanas que ofrezcan una información útil para el campo fotovoltaico.

Este proyecto pretende fomentar el estudio de microclimas en la generación de energía fotovoltaica interconectada, para todo aquel que desee implementar esta tecnología en zonas urbanas como la ciudad de Bogotá.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo General

Evaluar con base en índices normalizados el impacto que producen diferentes tipos de microclimas en un sistema de distribución de energía típico bogotano, con masificación de Sistemas Fotovoltaicos Interconectados a la Red.

1.4.2. Objetivos Específicos

1. Caracterizar algunos de los diferentes tipos de microclimas presentes en Bogotá, haciendo énfasis en parámetros de temperatura e irradiancia, mediante históricos suministrados por el IDEAM.
2. Modelar una red de distribución de energía con características propias de Bogotá (tanto eléctricas como climáticas) y con alta penetración de sistemas fotovoltaicos interconectados a la red.
3. Analizar el impacto de los microclimas caracterizados en el perfil de tensión, cargabilidad de conductores y pérdidas en la red de distribución modelada, con base en índices normalizados.

Capítulo 2

Marco Teórico

2.1. Microclimas Urbanos

La expansión de las ciudades, la industrialización y el desarrollo de infraestructura modifica el clima natural de las ciudades, que a menudo se denomina **microclima urbano**. Un microclima se define como las variaciones en las condiciones ambientales en una pequeña área de la superficie terrestre [30], dichas condiciones son el conjunto de parámetros del entorno que caracterizan el ambiente, mientras que un microclima urbano se define como su propio clima distintivo en una escala relativamente pequeña (denominada escala geográfica) de un área urbana y está influenciado en gran medida por el entorno construido circundante[31]. Los principales parámetros del entorno que influyen en los microclimas urbanos son la precipitación, temperatura del aire, la humedad relativa, la velocidad del viento y la dirección del viento [32]. Pero principalmente la variación de la temperatura del aire se lleva la mayor parte de incidencia en el análisis de los microclimas urbanos, esto debido a menudo al fenómeno de la Isla de Calor que generan cambios entre 2.5 °C y 5 °C en promedio [33].

El microclima urbano tiene un impacto importante en la variación de la temperatura del aire y el flujo del viento, los patrones de contaminación del aire, el rendimiento energético de los edificios, y el confort térmico [34]. El balance energético deformado en áreas urbanas densamente construidas podría conducir a temperaturas más altas que las áreas rurales circundantes conocidas como Isla de Calor Urbano, aumentando la demanda de enfriamiento de espacios y reduciendo la eficiencia de los sistemas de calefacción, ventilación y aire acondicionado [35]. Ahora bien, para la mejora de esto se puede implementar medidas de eficiencia energética para

reducir el consumo de energía de los edificios, como la modernización de los edificios existentes y el despliegue de recursos de energía renovable [36].

2.2. Sistemas fotovoltaicos

A mediados del siglo pasado, la energía solar obtuvo sus primeras aplicaciones para la generación de energía eléctrica. Sin embargo, el fenómeno que lo origina se observó por primera vez hace más de 100 años. Este fenómeno se denomina “efecto fotovoltaico”, el cual se genera cuando la luz solar (fotones) incide sobre dos capas de un material semiconductor, lo que ocasiona la liberación de electrones, los cuales fluyen desde la capa inferior hacia la capa superior del semiconductor. De esta forma, el flujo de electrones a través de una o varias cargas eléctricas genera la energía [37].

En la actualidad, este fenómeno es aprovechado mediante el uso de pequeñas placas (celdas fotovoltaicas), las cuales están hechas de material semiconductor (principalmente silicio). Si se juntan varias de estas placas encapsuladas en un arreglo, y conectadas eléctricamente en serie y/o paralelo, se obtiene una estructura denominada módulo fotovoltaico. Y al agrupar varios de estos módulos se conforma un sistema fotovoltaico [38].

Los sistemas fotovoltaicos se dividen en dos tipos: aislados e interconectados a la red, que se describen a continuación.

2.2.1. Sistemas fotovoltaicos aislados

Son aquellos que alimentan cargas que no cuentan con suministro energético proveniente de una red de distribución. De esta forma, toda la energía demandada por la carga es entregada por el sistema fotovoltaico. Como los paneles sólo producen energía en las horas de Sol y la energía se necesita durante las 24 horas del día, es necesario un sistema de acumulación [39].

Un Sistema Solar Fotovoltaico Aislado (SFVA), está compuesto de los siguientes elementos: Paneles solares, Reguladores, Acumuladores o Baterías, Inversores y cargas en AC y/o DC [40]. En la Figura 1 se puede evidenciar el diagrama de un sistema fotovoltaico aislado.

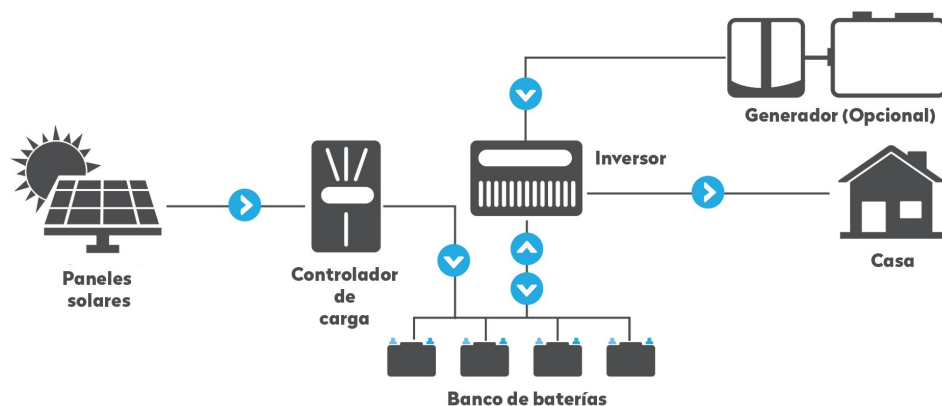


FIGURA 1: Diagrama en bloques de un sistema fotovoltaico aislado. Fuente: [40].

2.2.2. Sistemas fotovoltaicos interconectados a la red (SFIR)

Es un sistema fotovoltaico de generación eléctrica en el que la corriente de energía directa del generador fotovoltaico es convertida en corriente alterna, a la tensión y frecuencia de la red eléctrica y sincronizada con ella. Al conectarse en paralelo con la red, el sistema fotovoltaico contribuye al suministro de la energía demandada a la red. Si existe una carga local en el inmueble, ésta debe ser alimentada por cualquiera de las dos fuentes o por ambas simultáneamente, dependiendo de los valores instantáneos de la carga y de la potencia de salida del sistema fotovoltaico [41].

Existen dos tipos de sistema interconectado, con respaldo y sin respaldo. Aunque es poco común encontrar un sistema interconectado a red con respaldo, es decir, con banco de batería, es posible realizar este, lo cual, naturalmente aumenta los costos de inversión inicial del proyecto, sin embargo la demanda de suministro energético por parte de la red pública se reduciría. Y un sistema interconectado a red sin respaldo, implementa un contador bidireccional que permite tener un control del consumo y producción de energía eléctrica [42].

Los sistemas fotovoltaicos interconectados cuentan básicamente con los siguientes equipos: Generador Fotovoltaico (conjunto de paneles conectados en serie y/o paralelo según se necesite), Inversor (con el MPPT incluido), cajas combinadoras para facilitar las conexiones y el punto de interconexión [43]. En la Figura 2 se puede evidenciar el diagrama de bloques para un sistema fotovoltaico interconectado a la red.

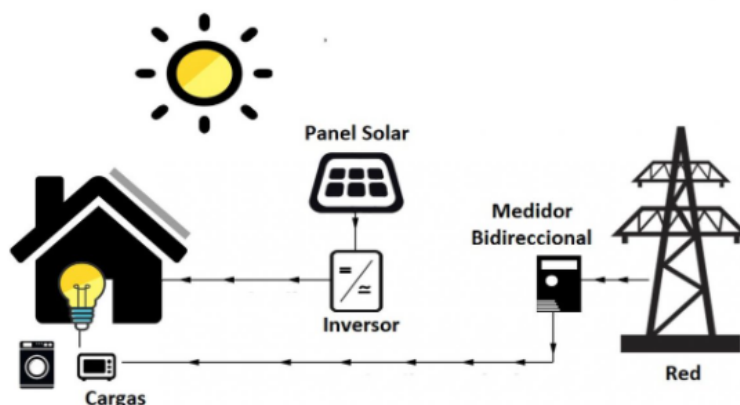


FIGURA 2: Diagrama en bloques de un sistema fotovoltaico interconectado a la red. Fuente: [42].

2.3. Red de distribución

En el sistema de suministro eléctrico se distinguen tres actividades principales: la generación de la energía necesaria para satisfacer el consumo; el transporte, que transfiere la energía hasta las subestaciones; y la distribución, que hace posible que la energía llegue a los clientes finales. De esta forma, una red de distribución se encuentra conformada por un conjunto de cables subterráneos y los centros de transformación que permiten hacer llegar la energía hasta el cliente final [44]. En la Figura 3 se puede evidenciar el sistema de suministro eléctrico y resaltado una red de distribución en media tensión.

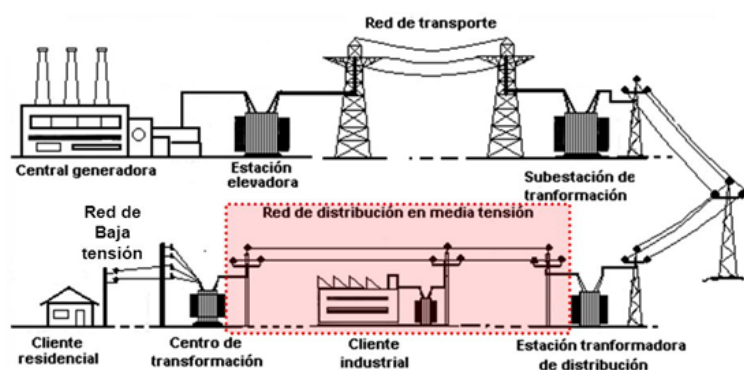


FIGURA 3: Sistema de suministro eléctrico. Fuente: [44].

Las redes de distribución tienen diferentes tipos de topología, es decir, la forma en la que se encuentran distribuidas sus conexiones y derivaciones. Estas se clasifican en tres tipos: radiales,

las cuales poseen un único punto de alimentación; anulares, son aquellas que poseen sus dos extremos alimentados; y malladas, estas tienen una forma de malla con múltiples puntos de alimentación y derivaciones.

2.4. Normatividad

En Colombia, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y el Ministerio de Minas y Energía son los entes encargados principalmente de la normatividad y la regulación energética. Por otro lado, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) es la entidad encargada de la planeación y desarrollo del sector eléctrico.

En cuanto a las Energías Renovables y Energía Distribuida, mediante la ley 1715 del 2014 y la ley 2099 del 2021, se regula, y promueve la activación del mercado energético mediante la aplicación y desarrollo de fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable.

Por último, es importante mencionar la normatividad en donde se definen los niveles de tensión en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), las cuales son la CREG 025 de 1995 y NTC 1340, que permiten evaluar el perfil de tensión.

2.4.1. Ley 1715 del 2014

La Ley 1715 de 2014 tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las Fuentes No Convencionales de Energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las Zonas No Interconectadas y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible [28].

En aspectos generales la Ley busca promover:

- Establecer el marco legal para fomentar el aprovechamiento de las FNCE.
- Incentivar la penetración de las Fuentes No Convencionales de Energía.
- Estimular la inversión, la investigación y el desarrollo para la producción y utilización de energía a partir de Fuentes No Convencionales de Energía.
- Incentivar la Eficiencia Energética, y mecanismos de respuesta a la demanda.

2.4.2. Ley 2099 del 2021

La Ley 2099 del 2021 tiene por objeto la modernización de la legislación vigente en materia de transición energética, la promoción de fuentes no convencionales de energía y la reactivación económica del país mediante el fortalecimiento de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible. Esta Ley introdujo modificaciones y adiciones a la Ley 1715 de 2014.

Entre los principales cambios esta la creación del Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (Fenoge), con el fin de promover, ejecutar y financiar planes y proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE). También otra medida es el de disponer de diversos incentivos tributarios para aquellas personas que inviertan en la investigación, producción y desarrollo de proyectos relacionados con FNCE.

2.4.3. CREG 025 de 1995

En la CREG 025 de 1995 se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional. De acuerdo con esta, se entiende por código de redes el “Conjunto de reglas, normas, estándares y procedimientos técnicos expedidos por la Comisión, a los cuales deben someterse las empresas de servicios públicos del sector eléctrico y otras personas que usen el sistema de transmisión nacional”.

Según la misma resolución, por Reglamento de Operación entendemos el “Conjunto de principios, criterios y procedimientos establecidos para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución de la operación del sistema interconectado nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica. El Reglamento de Operación comprende varios documentos que se organizarán conforme a los temas propios del funcionamiento del sistema interconectado nacional.”

2.4.4. NTC 1340

Esta norma plantea temas acerca de calidad de potencia, con un énfasis en tensiones y frecuencias nominales en sistemas eléctricos de servicio público. En esta se define para media tensión (entre 1kV y 62 kV), una tensión nominal máxima de +5 % y una mínima de -10 %. Teniendo como definiciones de tensión máxima y mínima de un sistema como el valor eficaz máximo que ocurre bajo condiciones normales de operación en cualquier momento y punto del sistema [45].

En [45] proponen índices normalizados para evaluar la regulación de tensión 4.1. De esta forma, se puede realizar un análisis del perfil de tensión de una red de distribución.

$$I_V = \frac{V_{nodo} - V_{mx}}{V_{mx} - V_{mn}} \quad (2.1)$$

Donde, V_{nodo} es la tensión medida en el punto de conexión común; V_{mx} y V_{mn} son los límites permitidos.

2.5. Índices normalizados propuestos

Los índices normalizados brindan un mecanismo apropiado para establecer rangos y límites que puedan servir como punto de comparación cualitativo y cuantitativo, en cuanto a beneficios y comportamiento de las perturbaciones de calidad de potencia que se pueden presentar con la conexión de SFIR contando con la posibilidad de existencia de microclimas en ciudades como Bogotá.

La propuesta de normalización de índices que se plantean en este documento surgen de los autores [45]; dichos índices normalizan cada uno de los disturbios que pueden aparecer en los fenómenos de interés (perfil de tensión, cargabilidad de conductores y pérdidas), de manera que un índice tiene el valor de 1 cuando se está en el límite de aceptación.

El objetivo de los índices normalizados es evaluar el impacto de la presencia de microclimas en la masificación de SFIR de distribución, teniendo en cuenta las condiciones previas al uso de SFIR sin presencia de microclimas. La evaluación del impacto se hace mediante el índice normalizado de cargabilidad I_{carg} (2.2), el índice normalizado de pérdidas I_{perd} (2.3), y el índice normalizado de perfil de tensión I_{ten} (2.4). Los cuales muestran la relación entre cargabilidad, pérdidas y el perfil de tensión de cada estación meteorológica ($Carg_{Est.Mete}$, $Perd_{Est.Mete}$, $Ten_{Est.Mete}$) y el caso de referencia ($Carg_{Base}$, $Perd_{Base}$, Ten_{Base}).

$$I_{carg} = \frac{Carg_{Est.Mete}}{Carg_{Base}} \quad (2.2)$$

$$I_{perd} = \frac{Perd_{Est.Mete}}{Perd_{Base}} \quad (2.3)$$

$$I_{ten} = \frac{T^{en_{Est.Mete}}}{T^{en_{Base}}} \quad (2.4)$$

Capítulo 3

Diseño Metodológico

El presente trabajo de investigación responde a un análisis adecuado de diferentes variables, las cuales permitan establecer el efecto de los microclimas en la generación de energía fundamentada en sistemas fotovoltaicos interconectados para la ciudad de Bogotá. De esta manera, se acude al estudio de caso, como metodología de investigación. El estudio de caso se define como una pregunta empírica que investiga un fenómeno contemporáneo dentro de su contexto de vida real, sobre todo cuando los límites entre el fenómeno y contexto no son claramente evidentes [46]. Esto dado que la investigación busca obtener información en un ámbito real, el cual es la ciudad de Bogotá y el objeto de estudio, los microclimas en la generación de energía fotovoltaica, no presentan en la actualidad una relación clara con este entorno.

Teniendo en cuenta todo lo anteriormente mencionado, esta investigación corresponde a un enfoque cualitativo y cuantitativo, denominado integrado multimodal, ya que los dos logran demostrar el nivel en que las ideas tienen fundamento, pero cada uno tiene sus propias características. El enfoque cualitativo se basa en la recolección de datos sin medición numérica, como las observaciones y las descripciones. Mientras que el enfoque cuantitativo utiliza también una recolección y análisis de datos que permitan probar alguna hipótesis ya establecida [47]. Debido a esto la investigación es cualitativa en la caracterización de los microclimas presentes en la ciudad de Bogotá y cuantitativa respecto a la recolección de datos y análisis de los mismos obtenidos del modelamiento de redes de distribución con características específicas de la ciudad de Bogotá.

Con base en lo anterior se procede a definir cada una de las fases que harán parte de la metodología del proyecto, teniendo en cuenta que cada fase corresponde a un objetivo específico.

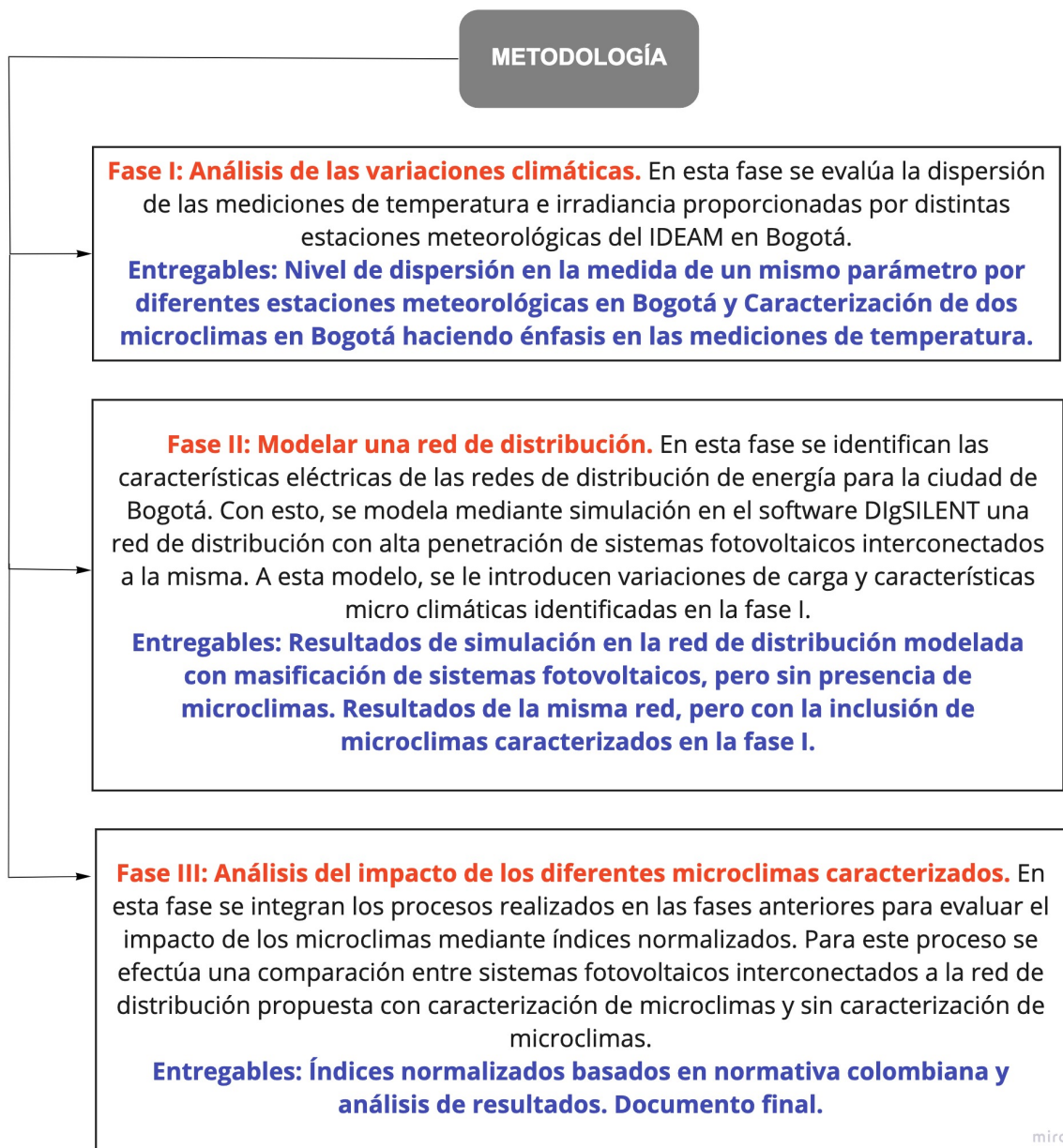


FIGURA 4: Metodología

Capítulo 4

Resultados

4.1. Caracterización de microclimas en la ciudad de Bogotá

En esta sección se desarrolla el procedimiento para la caracterización de diferentes microclimas en un área de la ciudad de Bogotá. Para el cuál se tienen en cuenta dos estaciones meteorológicas ubicadas a 3.53 [km] entre sí. El proceso inicia al recopilar los datos de irradiancia y temperatura de cada estación, por medio del IDEAM; paso seguido se determina el nivel de dispersión en la medida de las variables ya mencionadas mediante estadística descriptiva. Teniendo en cuenta que, la variación de irradiancia se determina para estimar la producción de los paneles.

Ahora bien, considerando la medición de variables estadísticas como lo son, la moda, la mediana, la media y la desviación estándar se obtiene una gráfica comparativa entre las dos estaciones meteorológicas que permite identificar la discrepancia entre los datos de cada una de ellas y asimismo proporciona las bases para analizar la existencia de microclimas en esta área de la ciudad de Bogotá.

4.1.1. Históricos suministrados por el IDEAM

Inicialmente se solicitan los históricos de irradiancia y temperatura de las estaciones meteorológicas en la ciudad de Bogotá al IDEAM.

4.1.2. Lista de instrumentación utilizada en las mediciones

Se realiza la solicitud al IDEAM mediante el correo de atención al ciudadano, donde se requieren la instrumentación y la respectiva calibración utilizada en las estaciones meteorológicas de la ciudad de Bogotá para la obtención de la medida de irradiancia y temperatura.

Por parte de la entidad fue contestada la solicitud con una tabla (cuadro 1) donde se evidencia los instrumentos utilizados en las estaciones meteorológicas para la toma de irradiancia y temperatura. Lamentablemente no es posible obtener la calibración de los mismos, puesto que la entidad manifiesta que no se cuenta con certificados de calibración.

Nombre estación	Marca	Modelo	Inventario	Serial
Jardín Botánico CNE 21205710				
Sensor de temperatura aire y humedad	Siap +micro	026cTTEPRH-S	NT	B-3072
Radiación global	No	no	no	no
Ideam Bogotá CNE 21206960				
Sensor de temperatura aire y humedad	Tekbox	TBSHT03	26859	31814
Radiación global	Kipp&zone	CM11	NT	28066
Apto El Dorado CNE 21205791				
Sensor de temperatura aire y humedad	OTT	TRH	25168	1,54205E+11
Radiación global	Kipp&zone	CM11	10507	38285
Tibaitata CNE 21205420				
Sensor de temperatura aire y humedad	Thies	cpc1/4	10361	27341
Radiación global	Kipp&zone	CM11	8208	27807
Univ Nacional CNE 21205012				
Sensor de temperatura aire y humedad	Tekbox	TBSHT03	26872	31785
Radiación global	Kipp&zone	CM11	8188	27971
Nva Generación CNE 21206600				
Sensor de temperatura aire y humedad	Rotronic	HC2-S3	21102	61053031
Radiación global	Kipp&zone	CM11	15483	3568hF3
Universidad Sabana CNE 2120500135				
Sensor de temperatura aire y humedad	Siap+micro	026CTTEPRH-S	NT	B-3088
Radiación global	NT	NT	NT	NT

CUADRO 1: Instrumentación utilizada en la toma de radiación global y temperatura.

4.1.3. Nivel de dispersión en la medida irradiancia y temperatura

4.1.3.1. Obtención y tratamiento de datos

Los datos suministrados por el IDEAM son entregados en formato csv que son compatibles con el formato xls, la información fue reorganizada para el análisis de este título. En este caso, para realizar el análisis de la información solo se escogen dos estaciones meteorológicas con las mismas características (categoría e instrumentación) como se muestra en el cuadro 2, por lo tanto, son comparables en cuanto a incertidumbre y error.

Código	21206960	21205012
Nombre	IDEAM BOGOTÁ	UNIVERSIDAD NACIONAL
Categoría	Climática Principal	Climática Principal
Tecnología	Automática con Telemetría	Automática con Telemetría
Estado	Activa	Activa
Fecha de instalación	10/04/2005 19:00	18/08/2004 19:00
Altitud	2646	2556
Latitud	4,6	4,63808333
Longitud	-74,06666667	-74,08908333
Departamento	Bogotá	Bogotá
Municipio	Bogota, D.C	Bogota, D.C
Área operativa	Área Operativa 11 - Cundinamarca- Amazonas-San Andrés	Área Operativa 11 - Cundinamarca- Amazonas-San Andrés
Área hidrográfica	Magdalena Cauca	Magdalena Cauca
Zona Hidrográfica	Alto Magdalena	Alto Magdalena

CUADRO 2: Características de las estaciones meteorológicas

Teniendo en cuenta la latitud y longitud de las estaciones meteorológicas mostradas en el cuadro 2, se puede determinar su ubicación geográfica. De esta forma, se identifica que las estaciones se encuentran a 3.53 [km] como se evidencia en la Figura 5.

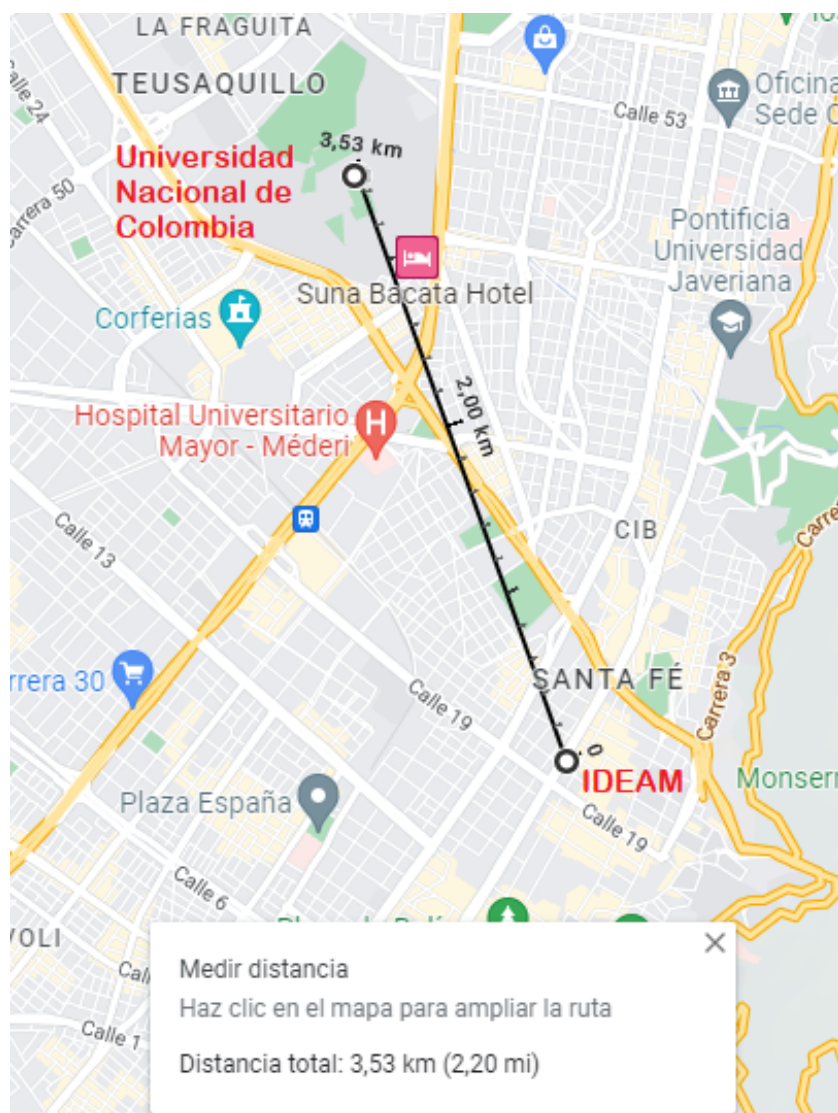


FIGURA 5: Distancia entre las dos estaciones meteorológicas. Fuente: Google Maps.

4.1.3.2. Nivel de dispersión

Las medidas de dispersión son datos numéricos que muestran el grado de variabilidad de una variable. Por lo tanto, se determina la moda, la mediana, la media y la desviación estándar para cada uno de los datos de irradiancia y temperatura de las dos estaciones meteorológicas durante aproximadamente 5 años (desde el 2014 hasta mediados del 2018) con un rango horario de 6 AM a 6 PM. Considerando que, los datos de irradiancia permiten estimar la producción de los paneles.

■ Irradiancia

Debido a que el objetivo es determinar la dispersión de los datos obtenidos, el análisis se centra en la desviación estándar. Ahora bien, teniendo en cuenta la cantidad de información obtenida se muestra los resultados para el año 2014 de las dos estaciones meteorológicas. Sin embargo, en el Anexo 7.1 se encuentra toda la información obtenida en los dos casos durante los años seleccionados.

De esta forma, para el año 2014 la desviación estándar de la estación meteorológica del IDEAM se obtiene los resultados evidenciados en el cuadro 3.

CUADRO 3: Desviación Estándar IDEAM para el año 2014

DESVIACION ESTANDAR IDEAM 2014												
DIA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
1	358,50	383,88	200,24	267,32	261,44	269,59	331,88	203,77	251,17	260,67	246,85	156,55
2	299,24	0,00	192,36	189,68	129,79	212,10	239,86	262,18	204,57	154,87	331,60	246,12
3	272,10	225,70	165,49	186,16	319,65	147,91	254,34	220,65	206,94	332,47	136,67	271,64
4	128,86	190,51	145,18	180,29	231,64	241,29	245,21	343,80	210,99	189,13	309,00	231,64
5	289,05	274,76	194,77	275,14	386,56	261,50	236,78	181,39	190,18	259,26	128,72	210,69
6	175,94	293,32	281,03	218,75	191,87	168,94	180,31	269,64	192,97	316,54	184,42	122,78
7	101,78	219,34	192,41	147,42	147,24	140,50	248,29	243,17	195,83	212,67	313,32	119,35
8	240,07	333,05	317,28	192,86	155,24	241,02	200,45	201,02	120,32	95,23	102,89	186,81
9	327,20	263,51	208,73	315,03	284,27	166,16	169,91	137,52	294,07	80,44	159,39	127,15
10	277,32	209,86	219,10	337,69	257,20	183,47	213,33	250,36	197,38	132,26	150,83	108,42
11	326,39	359,82	276,11	133,21	274,75	194,01	269,70	235,86	220,37	210,96	231,54	142,67
12	322,23	263,94	270,58	204,28	139,91	224,95	294,65	214,72	209,20	351,42	114,55	248,60
13	361,98	167,84	271,01	345,04	237,93	161,82	292,78	301,72	184,84	278,92	232,28	133,91
14	388,41	248,85	283,25	306,84	225,14	269,27	110,44	280,09	296,44	302,64	174,19	150,32
15	290,55	378,17	147,27	184,38	219,00	223,67	199,74	208,00	274,69	245,27	207,21	224,59
16	307,98	324,61	215,38	185,44	296,24	307,81	227,47	284,35	248,15	194,76	175,72	229,03
17	310,67	190,42	288,25	234,19	143,62	181,36	205,88	377,42	217,79	225,90	277,99	165,69
18	162,50	199,29	231,31	210,66	227,99	178,49	312,43	240,00	81,23	186,91	202,04	245,49
19	177,69	95,91	182,34	229,90	106,79	269,91	214,90	353,54	247,86	211,70	148,11	205,66
20	353,62	170,18	203,76	268,13	146,04	386,68	176,07	211,89	315,35	191,77	246,71	273,21
21	280,21	190,70	281,37	123,26	241,15	224,88	171,84	203,21	276,13	265,43	138,80	228,01
22	133,76	207,27	303,93	127,47	296,91	243,39	196,20	213,17	170,99	212,98	230,91	284,99
23	334,61	234,22	231,70	216,52	315,76	271,68	205,42	255,98	319,11	211,81	301,88	335,12
24	259,71	292,33	277,28	145,84	358,04	148,49	280,58	159,31	135,51	200,51	155,98	123,85
25	224,11		239,95	301,51	200,43	113,17	171,76	172,97	399,86	188,05	124,40	143,14
26	154,29	186,79	244,73	229,49	166,59	192,50	340,15	159,66	349,13	146,33	186,31	318,92
27	246,39	139,64	339,61	248,42	83,24	197,19	244,99	170,85	241,60	217,89	224,75	179,59
28	304,37	146,83	245,55	215,70	250,86	298,01	294,05	226,02	265,04	194,86	193,58	177,86
29	377,04	260,94	337,22	243,25	171,17	187,44	195,03	235,54	281,94	216,48	212,21	288,59
30	231,44		339,83	190,03	222,28	126,45	335,55	388,82	366,06	201,32	156,29	240,67
31	375,45		268,42		167,91		312,64	300,22		226,50		210,37

Asimismo para el año 2014 se obtienen los resultados de desviación estándar de la estación meteorológica de la Universidad Nacional en el cuadro 4.

CUADRO 4: Desviación Estándar Universidad Nacional para el año 2014

DESVIACION ESTANDAR NACIONAL												
DIA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
1	378,75	381,50	260,94	198,64	286,80	275,93	276,46	203,64	169,91	252,90	205,16	222,96
2	314,30	267,26	236,16	257,64	199,28	211,04	250,53	329,82	169,67	169,44	328,10	242,42
3	262,31	248,30	208,98	230,88	340,87	175,17	273,42	253,28	145,62	329,00	160,12	198,57
4	151,19	247,28	196,21	205,80	267,51	145,58	226,11	342,74	293,12	274,60	288,13	232,90
5	350,76	351,82	257,12	243,81	357,50	298,43	195,00	226,78	223,23	325,88	160,70	207,51
6	170,81	346,78	265,52	199,70	202,14	168,94	231,70	349,05	192,97	282,99	211,59	152,55
7	116,13	272,51	182,12	145,21	151,61	158,07	179,01	223,84	217,77	212,67	265,59	138,36
8	240,07	308,49	315,96	197,87	155,24	199,57	201,59	198,22	199,08	246,63	146,86	170,43
9	327,20	328,37	267,93	351,11	284,27	147,11	153,79	139,52	225,37	91,27	204,79	148,02
10	277,32	328,01	222,49	319,83	257,20	235,67	255,13	292,95	153,30	87,85	228,77	124,24
11	326,39	389,83	295,25	133,21	274,75	228,99	224,04	233,84	282,27	146,00	307,33	105,26
12	322,23	293,69	320,69	184,82	139,91	236,77	327,33	191,59	239,33	227,99	164,98	260,29
13	361,98	239,70	197,36	190,38	177,00	137,38	335,55	239,18	207,27	359,35	290,92	166,57
14	388,41	383,53	246,15	298,66	253,16	298,83	213,41	288,38	206,09	309,43	231,02	206,71
15	235,54	356,30	171,64	171,33	270,83	289,96	184,23	327,49	302,35	326,57	287,73	319,63
16	316,86	349,33	202,77	219,87	202,32	0,00	179,72	263,39	184,55	303,16	193,02	223,18
17	199,63	232,12	247,65	248,98	115,92	241,70	211,64	307,62	165,83	171,66	254,84	205,56
18	203,37	208,25	221,10	184,79	190,35	248,87	257,06	325,06	125,81	215,43	257,47	278,81
19	187,10	146,78	195,32	238,16	126,10	249,95	169,21	115,78	212,78	192,68	185,73	274,74
20	332,37	190,24	188,29	266,41	228,80	334,28	260,76	304,93	333,30	201,81	293,67	321,84
21	245,18	204,22	281,37	161,37	264,40	201,16	136,83	155,64	291,18	170,85	243,50	262,87
22	169,23	242,28	247,66	107,45	330,98	157,59	201,92	217,51	175,52	225,41	273,46	297,59
23	337,85	301,06	182,46	239,45	243,40	263,52	188,97	288,84	305,57	228,41	342,79	219,28
24	318,27	240,82	187,84	163,38	367,53	153,70	280,58	276,22	158,18	261,02	207,42	212,64
25	272,00		187,14	195,87	240,10	114,38	171,76	167,84	410,13	188,05	141,17	209,81
26	214,11	184,12	202,32	242,14	196,45	222,41	340,15	164,29	300,60	191,36	264,73	361,79
27	169,08	124,84	216,12	188,53	112,01	253,76	229,57	153,33	224,34	282,36	198,37	322,02
28	273,06	251,71	307,10	323,12	296,59	177,08	257,85	172,06	165,26	284,11	226,22	251,39
29	377,04	260,94	340,03	313,12	160,09	167,01	179,03	255,95	200,51	270,81	237,70	286,75
30	231,44		312,68	250,08	196,10	173,16	320,97	357,37	342,93	196,99	152,75	223,52
31	390,48		242,41		187,51	276,46	300,68	235,54		200,35		314,27

A partir de los cuadros 3 y 4 se realiza una comparación mensual de las dos estaciones meteorológicas que se representa mediante gráficos de dispersión con líneas rectas. Para evidenciar esta comparación se escogen tres casos diferentes, el primero donde la discrepancia es alta, el segundo donde es media y por último donde es baja. En el anexo 7.1 se encuentran todas las gráficas obtenidas para este año.

En la Figura 6 se muestra la comparación entre la estación meteorológica del IDEAM y la Universidad Nacional para el mes de octubre, el cuál, se determina como aquel que

presenta mayor discrepancia, puesto que los valores varían en un alto grado. Por ejemplo, si se supone que el valor base es el que otorga el IDEAM, para el día 27 de octubre existe una diferencia de aproximadamente el 30 %. Ahora bien, este porcentaje de diferencia es muy alto teniendo en cuenta que los valores de estas dos estaciones meteorológicas debe ser similar.

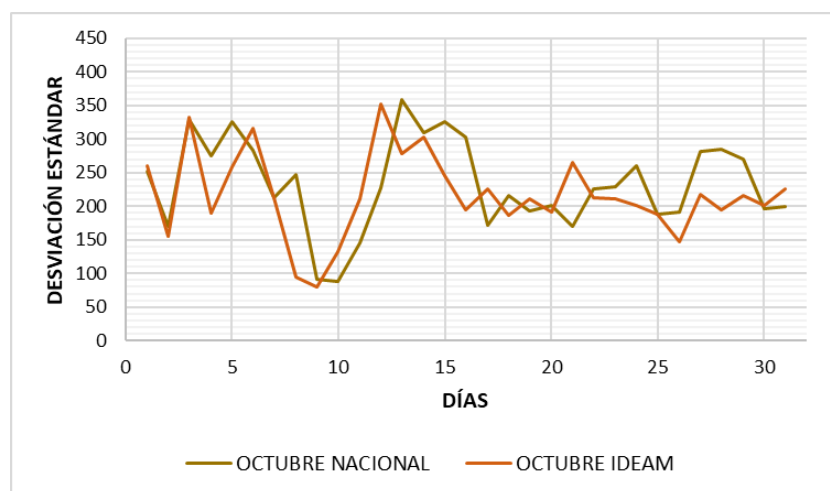


FIGURA 6: Desviación estándar de las dos estaciones meteorológicas para el mes de octubre año 2014. Fuente: Propia.

En el caso de discrepancia media, es decir, aquel donde los datos presentan variaciones pero a su vez algunas similitudes, como se puede evidenciar en la Figura 7. En esta gráfica se puede evidenciar que existen similitudes en diferentes días, sin embargo a inicios y finales del mes se presentan variaciones con un alto grado de discrepancia. Por ejemplo, para el día 30 de abril se obtiene una diferencia de aproximadamente el 24 %.

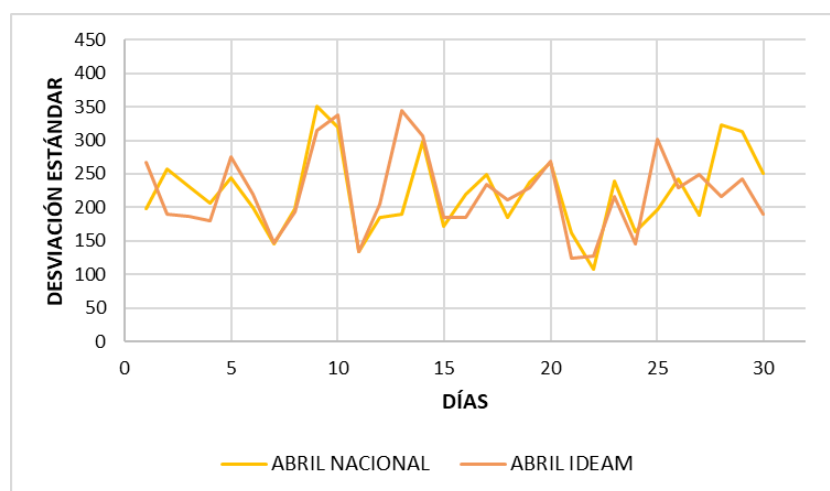


FIGURA 7: Desviación estándar de las dos estaciones meteorológicas para el mes de abril año 2014. Fuente: Propia.

Por último, en el caso de discrepancia baja se tienen datos muy similares y variaciones mínimas, como se muestra en la Figura 8. En esta gráfica se puede evidenciar que las dos estaciones meteorológicas tienen datos bastante parecidos, lo que es esperado.

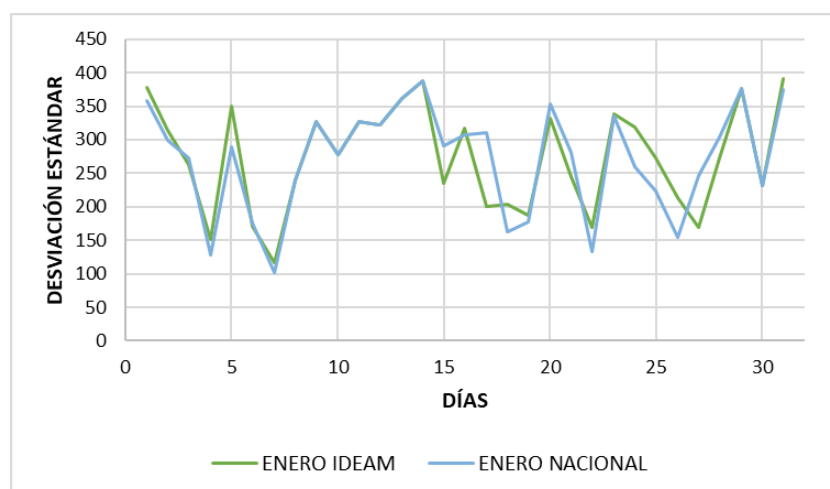


FIGURA 8: Desviación estándar de las dos estaciones meteorológicas para el mes de enero año 2014. Fuente: Propia.

■ Temperatura

En el caso de la temperatura, el IDEAM entrega diferentes tipos de esta para las dos estaciones meteorológicas. Dado esto, se escoge para el análisis la temperatura máxima del aire a dos metros. Esta medida es recolectada de forma diaria, teniendo en cuenta esto no se realiza una dispersión mediante desviación estándar, por el contrario se toma el

valor real. De esta forma, se implementa el mismo procedimiento de selección para tres gráficas con diferentes niveles de discrepancia.

En la Figura 9, se evidencia la comparación de temperatura máxima del aire a 2 metros (diaria) entre las estaciones meteorológicas para el mes de enero.

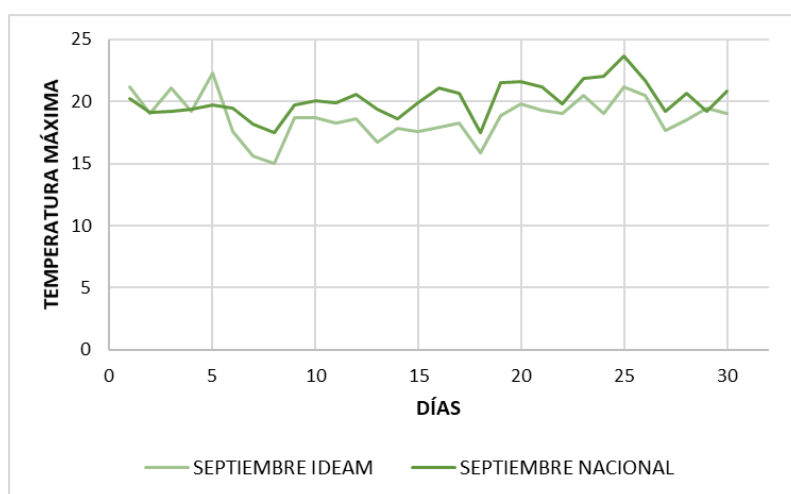


FIGURA 9: Temperatura máxima del aire de las dos estaciones meteorológicas para el mes de septiembre año 2014. Fuente: Propia.

A partir de la Figura 9 se puede observar que existe una discrepancia alta, puesto que aproximadamente la mitad de los datos de temperatura tienen una diferencia entre el 10 % y el 17 %, es decir, se evidencia una diferencia alta en comparación con las todas las gráficas demostradas en el anexo 7.2 para todo el año 2014.

En la Figura 10 se puede evidenciar un nivel de discrepancia media, debido a que se observa que en este caso existen más similitudes.

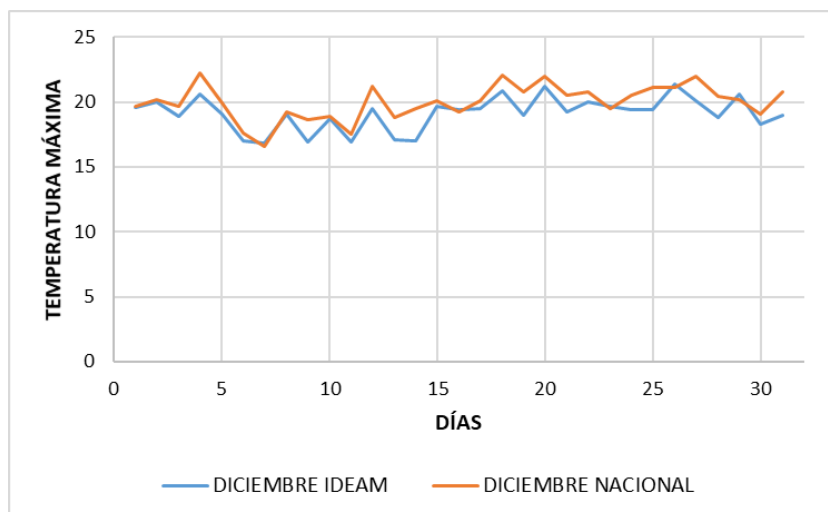


FIGURA 10: Temperatura máxima del aire de las dos estaciones meteorológicas para el mes de diciembre año 2014. Fuente: Propia.

Y por último, en la Figura 11 se tiene el nivel bajo de discrepancia, teniendo en cuenta que en este caso la diferencia esta en más de la mitad de los valores entre el 0.5 % y el 2 %. De esta manera, se puede evidenciar que existe una gran similitud.

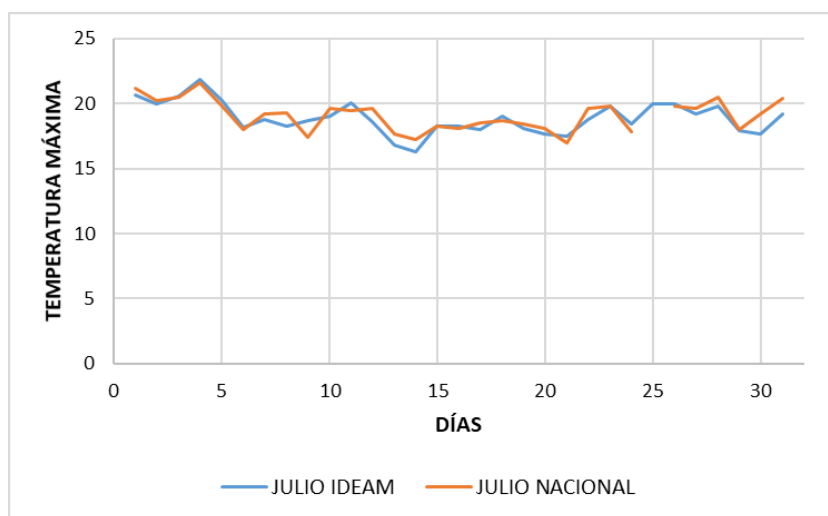


FIGURA 11: Temperatura máxima del aire de las dos estaciones meteorológicas para el mes de julio año 2014. Fuente: Propia.

A partir de estos gráficos se puede identificar una variación significativa en la medida de temperatura entre las dos estaciones meteorológicas. En la medición de esta variable para diferentes estaciones se espera una similitud, debido a que presentan características (categoría e instrumentación) iguales, como se puede evidenciar en el cuadro 1 y 2. Además se encuentran a una distancia de 3.53 [km]. Sin embargo, la dispersión de los datos entre

estas es elevada en un gran porcentaje, aproximadamente más del 50 % del año cuenta con un nivel de dispersión alto, es decir, a lo largo del tiempo de análisis predomina una discrepancia alta. Por ejemplo para el año 2014, son alrededor de siete meses donde el nivel de dispersión de los datos es alto (ver Anexo 7.1).

Ahora bien, el microclima urbano se define como conjunto de condiciones climáticas propias de un punto geográfico o área reducida el cuál representan una modificación local del clima general de la región debido a la influencia de distintos factores [48]. Es decir, que la presencia de microclimas urbanos se entiende como la modificación de variables meteorológicas externas [49]. Por lo tanto, esto conlleva a identificar que en la ciudad de Bogotá, en el área de estudio hay existencia de microclimas urbanos, teniendo en cuenta las variaciones en las medidas de temperatura de las dos estaciones descritas anteriormente.

4.2. Caso de estudio: Red de distribución de la Universidad Nacional de Colombia, sede Bogotá.

Con el fin de analizar el impacto de los microclimas caracterizados anteriormente, se realiza el modelamiento de la red de distribución de la Universidad Nacional de Colombia, sede Bogotá, teniendo en cuenta características eléctricas, climáticas y una alta penetración de SFIR.

Para modelar la red de distribución es necesario conocer las características de la misma, topología (radial o anillo), y elementos que componen el sistema. A partir de esta información se realiza el modelo equivalente de la red en el software DIgSILENT. De esta forma, se ejecutan los flujos de carga para determinar las características de operación de cada elemento de la red, tales como: cargabilidad en líneas y transformadores, pérdidas de la red, y perfil de tensión mediante índices normalizados.

4.2.1. Características de la red

En el campus de la sede de Bogotá de la Universidad Nacional de Colombia se cuenta con aproximadamente 152 edificios, los cuales albergan diariamente más de 40.000 personas, entre estudiantes de pregrado, posgrado y de los cursos de extensión, profesores, personal administrativo y público en general. Asimismo, se tiene un sistema eléctrico conformado por una red de media tensión, conectada con el Sistema Interconectado Nacional (SIN) a

través de dos circuitos externos. Estos circuitos se conectan a la red del campus mediante la subestación de la calle 26.

La red eléctrica del campus tiene una topología de anillo, con una longitud de alrededor 8.47 km que se reparte por ductos subterráneos. Esta red esta constituida por 37 subestaciones eléctricas, interconectadas por medio de 36 líneas. Cada una de estas, contiene un transformador trifásico en conexión Dyn5. Para a su vez, algunas subestaciones tienen por el contrario dos o mas transformadores. Teniendo así una totalidad de 40 transformadores.

4.2.2. Modelo de la red eléctrica

Para el diseño del modelo de la red eléctrica se utiliza un software especializado en el campo de los sistemas de energía eléctrica denominado DIgSILENT. Con ayuda de tesis de maestría de años anteriores del repositorio de la Universidad Nacional de Colombia, se obtiene el modelo. [50] En la Figura 13 se representa el diagrama unifilar de la red de media tensión. En donde se pueden evidenciar las 36 subestaciones eléctricas del campus universitario y las respectivas líneas que las interconectan. Para el modelo no se tiene en cuenta la subestación eléctrica Hemeroteca, por lo tanto, esta red queda con una topología radial.

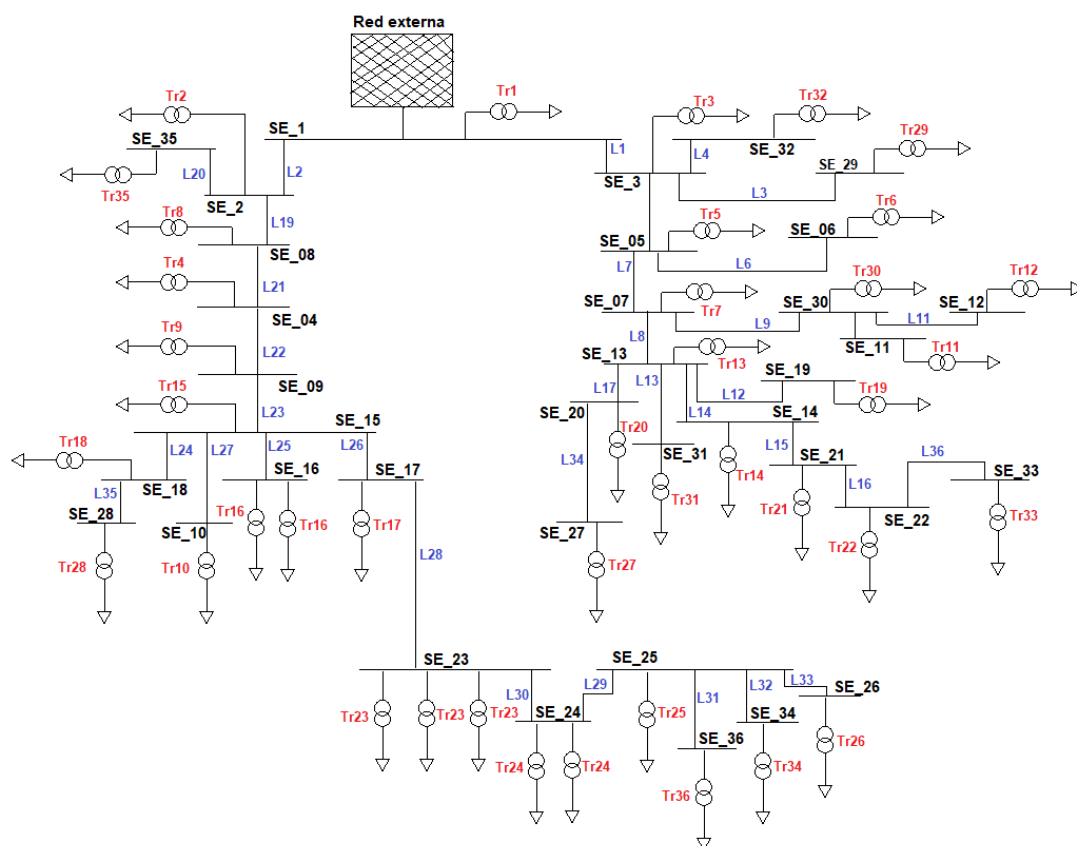


FIGURA 12: Modelo de la red de media tensión de la Universidad Nacional de Colombia. Fuente: Propia.

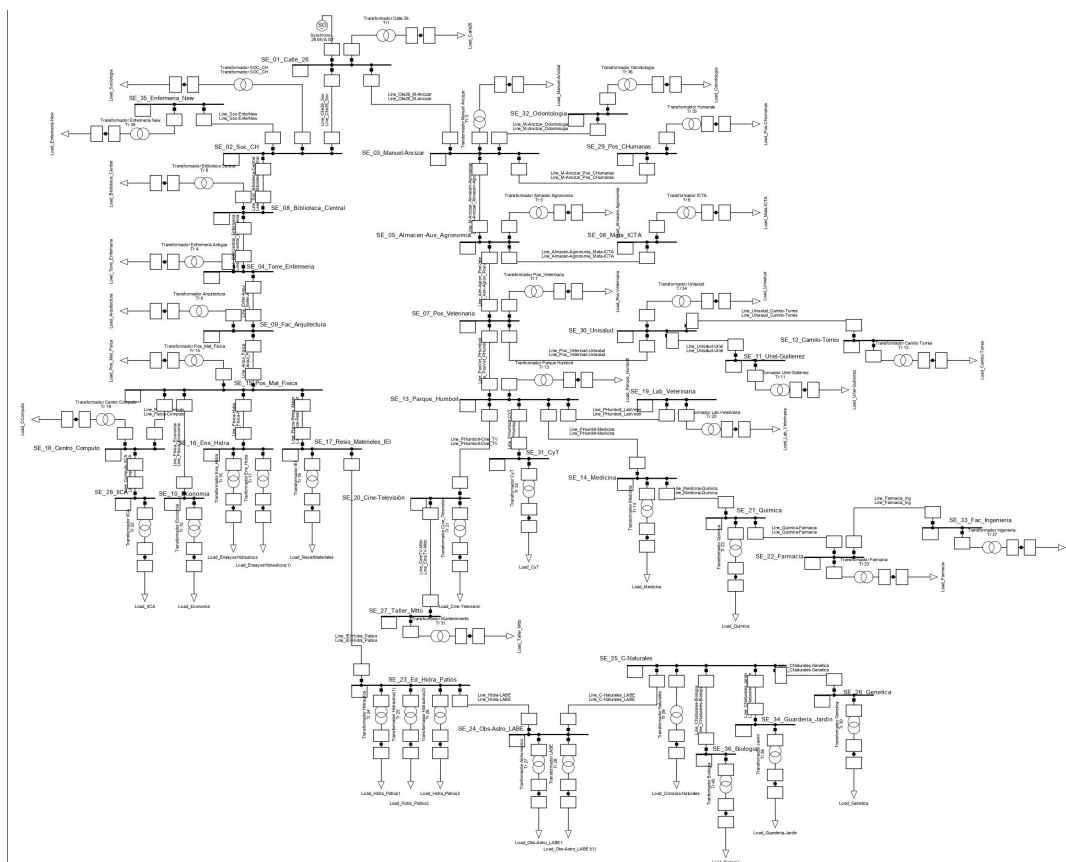


FIGURA 13: Modelo de la red de media tensión de la Universidad Nacional de Colombia elaborado en DIgSILENT. Fuente: Propia.

Como se menciona anteriormente toda la información que caracteriza esta red se obtiene de una tesis de maestría de años anteriores. [50] De este documento se recopila la información de los transformadores, líneas y cargas, como se puede observar a continuación:

- **Líneas**

Esta red eléctrica de media tensión se encuentra interconectado por **38** líneas. En el cuadro 5 se evidencia las principales características de las líneas de esta red, tanto longitud, como corriente y conductores.

CUADRO 5: Características principales de las líneas de la red de distribución de media tensión.

	Nombre Línea	Longitud [m]	I max [A]	R' [Ohm/km]	X' [Ohm/km]	R0' [Ohm/km]	X0' [Ohm/km]
1	Line_Clle 26_M-Ancizar	0,1860	400	0,2329	0,2920	1,2434	1,0597
2	Line_Calle26_Soc	0,2905	400	0,2329	0,2920	1,2434	1,0597
3	Line_M-Ancizar_Pos_CHumanas	0,1365	295	0,3543	0,3117	1,3714	1,1647
4	Line_M-Ancizar_Odontologia	0,2450	295	0,3543	0,3117	1,3714	1,1647
5	Line_M-Ancizar_Almacen-Agronomia	0,4630	400	0,2329	0,2920	1,2434	1,0597
6	Line_Almacen-Agronomia_Mata-ICTA	0,1085	295	0,3543	0,3117	1,3714	1,1647
7	Line_Alm-Agron_PosVete	0,3250	166	0,2720	0,1818	0,2720	0,1818
8	Line_PosVet_Phumbolt	0,2550	295	0,3543	0,3117	1,3714	1,1647
9	Line_Pos_Veterinari-Unisalud	0,6250	295	0,3543	0,3117	1,3714	1,1647
10	Line_Unisalud-Uriel	0,1645	295	0,3543	0,3117	1,3714	1,1647
11	Line_Unisalud_Camilo-Torres	0,2845	295	0,3543	0,3117	1,3714	1,1647
12	Line_PHumbolt_LabVeter	0,2135	400	0,2329	0,2920	1,2434	1,0597
13	Line_PHumbolt-CYT	0,2450	295	0,3543	0,3117	1,3714	1,1647
14	Line_PHumbolt-Medicina	0,1500	295	0,3543	0,3117	1,3714	1,1647
15	Line_Medicina-Quimica	0,1050	295	0,3543	0,3117	1,3714	1,1647
16	Line_Quimica-Farmacia	0,0805	400	0,2329	0,2920	1,2434	1,0597
17	Line_PHumbolt-Cine_TV	0,4235	295	0,3543	0,3117	1,3714	1,1647
18	Line_CNaturales-Genetica	0,1890	295	0,3543	0,3117	1,3714	1,1647
19	Line_Soc_Biblioteca-Central	0,1575	400	0,2329	0,2920	1,2434	1,0597
20	Line_Soc-EnferNew	0,1575	295	0,3543	0,3117	1,3714	1,1647
21	Line_BibliCentral_Enfermeria	0,2030	295	0,3543	0,3117	1,3714	1,1647
22	Line_Enfer-Arqui	0,1995	295	0,3543	0,3117	1,3714	1,1647
23	Line_Arqui_Fisica	0,1225	295	0,3543	0,3117	1,3714	1,1647
24	Line_Fisica-Computo	0,2153	295	0,3543	0,3117	1,3714	1,1647
25	Line_Fisica-Hidra	0,0980	295	0,3543	0,3117	1,3714	1,1647
26	Line_Fisica-Resis_Mater	0,1505	295	0,3543	0,3117	1,3714	1,1647
27	Line_Fisica-Economia	0,0677	295	0,3543	0,3117	1,3714	1,1647
28	Line_IEI-Hidra_Patios	0,0890	295	0,3543	0,3117	1,3714	1,1647
29	Line_C-Naturales_LABE	0,3115	295	0,3543	0,3117	1,3714	1,1647
30	Line_Hidra-LABE	0,3500	295	0,3543	0,3117	1,3714	1,1647
31	Line_CNaturales-Biologia	0,1500	295	0,3543	0,3117	1,3714	1,1647
32	Line_CNaturales-Jardin	0,2450	295	0,3543	0,3117	1,3714	1,1647
33	Line_CNaturales-Genetica	0,1890	295	0,3543	0,3117	1,3714	1,1647
34	Line_CineTV-Mtto	0,3885	295	0,3543	0,3117	1,3714	1,1647
35	Line_Computo-IICA	0,0988	400	0,2329	0,2920	1,2434	1,0597
36	Line_Farmacia_Ingenieria	0,0805	400	0,2329	0,2920	1,2434	1,0597

- **Transformadores**

En el cuadro 6 se puede evidenciar las principales características de cada una de las subestaciones con sus respectivos transformadores para cada una de estas. De esta forma se tiene en totalidad 40 transformadores en conexión Dyn5, como se menciona anteriormente.

CUADRO 6: Características de las subestaciones eléctricas y transformadores de la red.

	Subestación Eléctrica	Potencia nominal [kVA]	Tensión primario [kV]	Tensión secundario [V]
1	Calle 26	150	11.4	214
2	Sociología	112.5	11.4	214
3	Manuel Ancizar	225	11.4	214
4	Torre Enfermería	225	11.4	214
5	Almacén Auxiliar Agronomía	300	11.4	214
6	Matadero ICTA	500	11.4	214
7	Posgrados Veterinaria	150	11.4	214
8	Biblioteca Central	400	11.4	214
9	Arquitectura	225	11.4	214
10	Economía	225	11.4	215
11	Uriel Gutierrez	400	11.4	216
12	Camilo Torres	300	11.4	214
13	Parque Humboldt	150	11.4	214
14	Medicina	400	11.4	228
15	Posgrados de Matemáticas y Física	300	11.4	227
16	Ensayos hidráulicos	75	11.4	214
		75	11.4	440
17	Resistencia de materiales	150	11.4	440
18	Centro de Computo	150	11.4	214
19	Laboratorio Veterinaria	112.5	11.4	214
20	Cine y Televisión	75	11.4	214
21	Edificio Química	225	11.4	214
22	Farmacia	150	11.4	214
23	Edificio de hidráulica	150	11.4	474
	Edificio de hidráulica	75	11.4	214
	Edificio de hidráulica	150	11.4	214
24	Observatorio astronómico	225	11.4	214
	LABE	300	11.4	454
25	Ciencias naturales	112.5	11.4	214
26	Genética	300	11.4	214
27	Talleres de mantenimiento	112.5	11.4	214
28	IICA	75	11.4	220
29	Posgrados humanas	225	11.4	214
30	Unisalud	112.5	11.4	214
31	Ciencia y tecnología	300	11.4	214
32	Odontología	150	11.4	214
33	Facultad de ingeniería	225	11.4	214
34	Guardería Jardín infantil	45	11.4	214
35	Enfermería nuevo	300	11.4	214
36	Biología	225	11.4	214
37	Hemeroteca	500		
Total de capacidad instalada (exceptuando la Hemeroteca)[kVA]			8157.5	

- Cargas

Teniendo en cuenta [50], documento donde se extrae la información de la red de distribución de media tensión, se señala que para el consumo de las cargas de la cada subestación eléctrica se tiene en cuenta valores obtenidos de mediciones reales a partir de medidores inteligentes. De esta forma para este caso se hace uso de esta información consignada en la Figura 14.

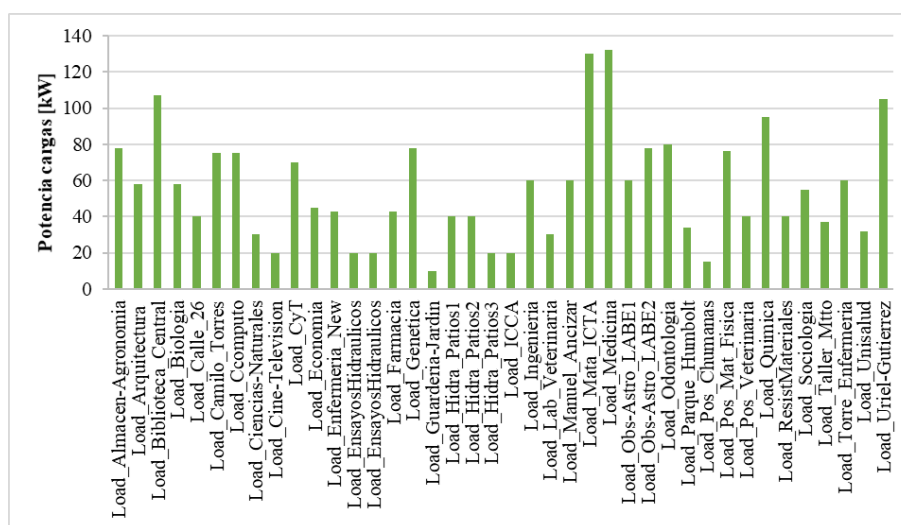


FIGURA 14: Potencia máxima por cada subestación eléctrica del campus.

4.3. Escenarios de simulación

Como se debe tener en cuenta la implementación de SFIR de distribución de media tensión, con el fin de analizar el impacto de los microclimas, se proponen escenarios de simulación. Inicialmente es necesario partir de un caso base, que expone el estado actual de la red mediante una simulación de flujo de carga a máxima demanda. Paso seguido, se determinan los eventos relacionados con los escenarios de simulación y se relacionan como se evidencia en el cuadro 7. Cabe aclarar que para realizar las simulaciones de estos se requiere de establecer la generación de cada sistema FV, teniendo en cuenta correcciones por temperatura de acuerdo a las condiciones ambientales de la localidad de instalación (Bogotá) y a las condiciones de circuito abierto y cortocircuito del panel escogido. Sin embargo, para obtener esta potencia generada se realiza previamente un análisis probabilístico a partir de la prueba Anderson-Darling (A-D), donde teniendo en cuenta los históricos suministrados por el IDEAM de irradiancia y temperatura para cada estación meteorológica se identifica una función de probabilidad que se ajuste a los datos, para así determinar el parámetro medioambiental más probable. Finalmente, en base a los índices

normalizados descritos en el capítulo 2 se realiza el análisis de los resultados obtenidos para cada uno de los escenarios.

CUADRO 7: Escenarios de simulación y eventos relacionados a ellos.

Escenarios de Simulación	Variaciones de carga	Hora de Producción (FV)	Estación Meteorológica
Escenario 1	Actividad académica	Máxima	Universidad Nacional
Escenario 2	Actividad académica	Máxima	IDEAM
Escenario 3	Vacaciones	Máxima	Universidad Nacional
Escenario 4	Vacaciones	Máxima	IDEAM

4.3.1. Caso base

En este caso se realiza la simulación del flujo de carga de la red de distribución en media tensión a máxima demanda (período académico ordinario), es decir, teniendo en cuenta la información que se evidencia en la Figura 14.

Para esto se distribuye la información de cada elemento de la red en el software DIgSILENT. (Ver Anexo 7.2).

Teniendo la información debidamente consignada se procede a simular el flujo de carga por el método de Newton Raphson. A partir de esto, se determina que por elemento es necesario conocer los siguientes datos,

- Voltaje en p.u, voltaje en kV, potencia activa, corriente y cargabilidad para transformadores y líneas del sistemas.
- Voltaje en p.u, voltaje en kV y potencia activa para subestaciones eléctricas.
- Voltaje en p.u, voltaje en kV, potencia activa, y corriente para cargas.

Teniendo en cuenta esto, se obtienen las siguientes gráficas (Figuras 15, 16 y 17) que muestran el estado del sistema. Ahora bien, en el análisis del sistema que entrega el software DIgSILENT se identifica la capacidad total de la red, la cual es de 2214,09 kVA. Esto es inferior a la capacidad total de potencia instalada, que es de 8157,5 kVA.

1. Cargabilidad en transformadores

En la actualidad, los transformadores cuentan con un valor óptimo de cargabilidad en 70 %, respecto a la potencia nominal del transformador. Esto con

el fin de que operen en condiciones de sobre carga, soporten condiciones de sobre corriente y sobre tensiones. Teniendo en cuenta esto, en la Figura 15 se evidencia que la cargabilidad de los transformadores tiene un máximo en 0.53 [p.u].

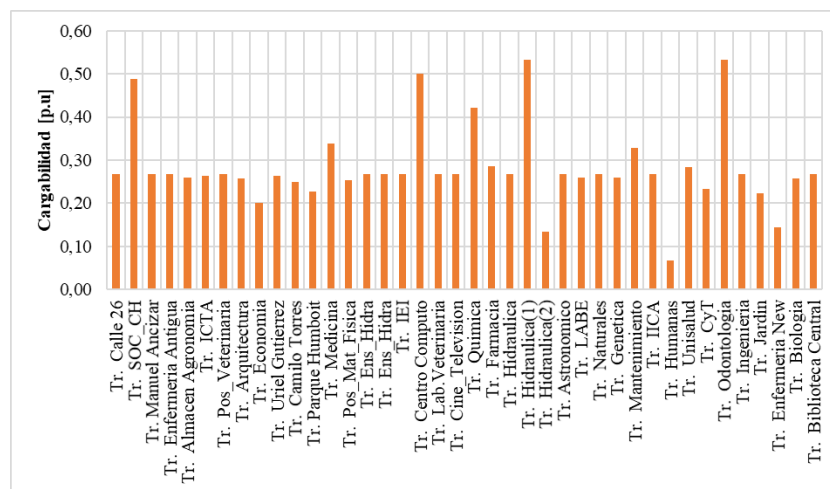


FIGURA 15: Cargabilidad en los transformadores. Fuente: Propia.

En esta gráfica 15 se observa que la mayoría de transformadores tienen una cargabilidad por debajo de 0.3 [p.u]. Sin embargo los transformadores que sobrepasan esta porcentaje son Sociología con 0.489 [p.u], Medicina 0.338 [p.u], Centro de Computo con 0.5 [p.u], Hidráulica 0.533 [p.u], Mantenimiento con 0.329 [p.u], y Odontología con 0.533 [p.u]. De esta forma, la cargabilidad promedio de los transformadores es de 0.26 [p.u] aproximadamente.

2. Cargabilidad en líneas

La cargabilidad de una línea de transmisión indica la capacidad de potencia que puede fluir por esta en condiciones de operación aceptables. La cargabilidad de la línea está en función del calibre y la longitud de la línea, para conocer su comportamiento se consideran condiciones óptimas de voltaje en ambos extremos de la misma. A partir de esto, en la Figura 16 se muestra la cargabilidad de las líneas del sistema.

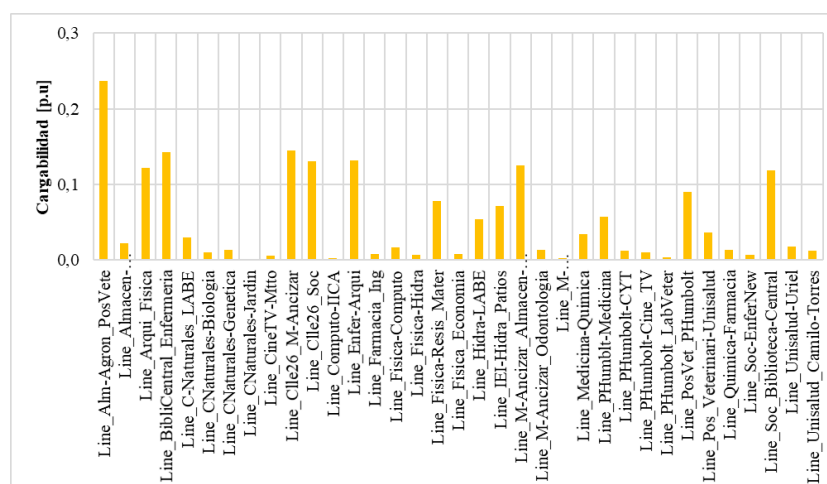


FIGURA 16: Cargabilidad en las líneas. Fuente: Propia.

Se observa en la gráfica 16 que no se supera un 0.24 [p.u] de cargabilidad, pero solo la que conecta la subestación Almacén Auxiliar de Agronomía con la de Posgrados Veterinaria obtiene este porcentaje. Mientras que, el promedio se encuentra por debajo del 0.05 [p.u].

3. Pérdidas del sistema

La red eléctrica esta compuesta por diferentes elementos que en condiciones normales de funcionamiento, presentan pérdidas técnicas. La economía de la red está ligada a su dimensionamiento y a su operación y en particular a las pérdidas que en ella se producen. En el proceso de distribución de energía eléctrica hay energía que no es aprovechada por el usuario final y es disipada en dispositivos y lugares tales como líneas, núcleos de los transformadores y conexiones, debido a la circulación de corrientes y la interacción entre los diferentes materiales que los conforman.

Para este caso, se presentan pérdidas en la potencia reactiva de la red que hace circular corriente por todo el sistema. El software DIGSILENT genera esta información en un resumen de características finales de la red al simular el flujo de carga, dando como resultado en pérdidas de potencia reactiva 19.7 kVAR.

4. Perfil de tensión

El perfil de tensión se evalúa teniendo en cuenta la normativa NTC 1340 /CREG 025. Define para media tensión, es decir entre 1kV y 62kV , una tensión máxima nominal de +5 % y mínima de -10 %. Por lo tanto, teniendo en cuenta

la ecuación 4.1, se calculan los índices de de regulación de tensión para cada nodo.

Inicialmente se obtiene del simulador los valores de tensión en [p.u], como se evidencia en la Figura 17. En donde se representa como 1 el valor normalizado de la tensión de la subestación, que para todos los casos es de aproximadamente $11,4[kV]$.

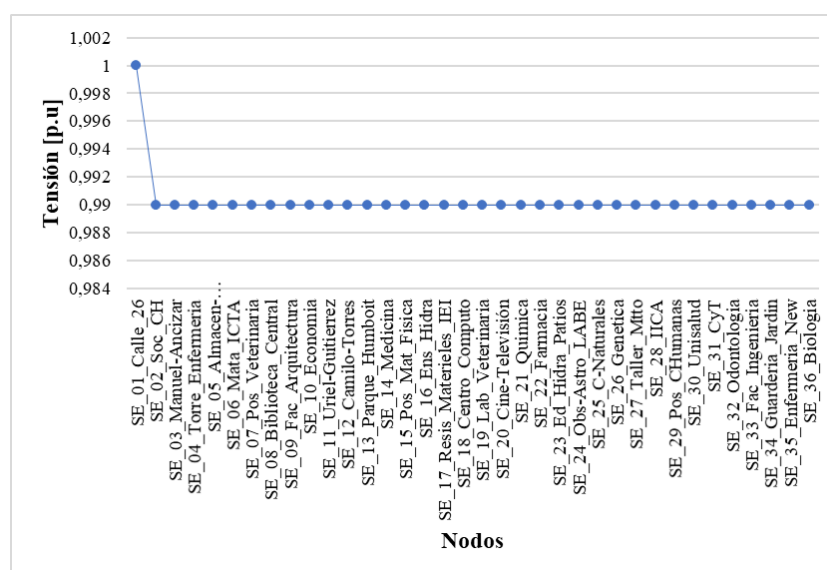


FIGURA 17: Tensión nominal para todas las subestaciones eléctricas de la red.
Fuente: Propia.

Ahora bien, en la Figura 18 se evidencian los índices de regulación de tensión para cada nodo del caso base. De esta forma, se determina que la red no supera ninguno de los límites, ni superior, ni inferior, manteniendo un perfil de tensión adecuado.

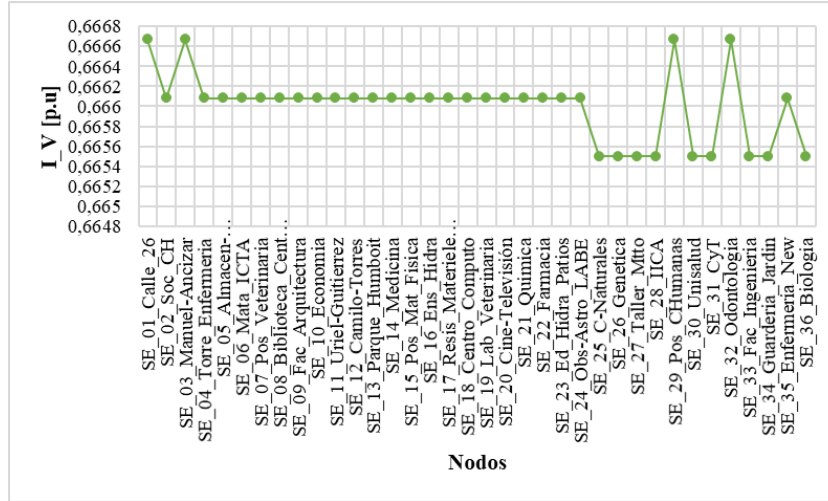


FIGURA 18: Perfil de tensión con índice I_V Fuente: Propia.

A manera de ejemplo en la ecuación (4.1) se ilustra el calculo del índice de regulación en el nodo SE_01_Calle26.

$$I_V = \frac{11,4[kV] - 10,26[kV]}{11,97[kV] - 10,26[kV]} = 0,666[p.u] \quad (4.1)$$

Donde, $11,4[kV]$ es la tensión nominal, $10,26[kV]$ es el límite mínimo de voltaje que se calcula a partir del -10% de la tensión nominal y $11,97[kV]$ es el límite máximo de voltaje, es decir, el $+5\%$ de la tensión nominal. El resultado obtenido de $0,666$ en p.u. en la ecuación (4.1), se encuentra en el rango entre 0 y 1 y por lo tanto no sobrepasa ninguno de los límites permisibles.

4.3.2. Prueba Anderson-Darling (A-D)

Para determinar la irradiancia y la temperatura durante cada escenario se realiza un análisis probabilístico que permita identificar la función de distribución de probabilidad más adecuada para estos datos y así generar el valor más probable para cada uno de estos parámetros. Para ello se utilizó la herramienta Crystal Ball en Excel.

Con base a los históricos de irradiancia dados por el IDEAM para cada hora del mes de Enero (desde el año 2014 hasta el año 2018), se determinará mediante la prueba de Anderson-Darling (A-D) la irradiancia para hora de máxima de producción (horas 11 a 12). Para la temperatura debido a que los históricos entregados por el IDEAM son promediados diariamente, se toma este valor durante el tiempo ya mencionado y se realiza esta misma prueba.

La prueba de Anderson-Darling es una prueba no paramétrica sobre los datos de una muestra que provienen de una distribución específica. Principalmente se basa en la distancia de la distribución hipotética F , y la función de la distribución empírica F_n , que da como resultado la ecuación 4.2.

$$A^2 = n \int_{-\infty}^{\infty} \frac{(F_n(x) - F(x))^2}{F(x)(1 - F(x))} dF(x) \quad (4.2)$$

Donde n es el número de elementos en la muestra. También se puede expresar esta función de distribución, como se muestra en la ecuación 4.3.

$$A^2 = -n - \sum_{i=1}^n \frac{2i-1}{n} [\ln(F(X_i)) + \ln(1 - F(X_{n+1-i}))] \quad (4.3)$$

Donde $F(X_i)$ es,

$$F(X_i) = \Phi\left(\frac{x(i) - \bar{x}}{s}\right)$$

Donde Φ es la función de distribución normal acumulada estándar, $\bar{x}$ es la media y s es la desviación estándar.

4.3.2.1. Irradiancia

A partir de los históricos se organiza la información en una tabla de tal manera que solo se tenga el valor de irradiancia para las horas 11 y 12 durante el periodo seleccionado para las dos estaciones meteorológicas, como se evidencia a continuación.

CUADRO 8: Tabla de información organizada de irradiancia para las dos estaciones meteorológicas.

Fecha	Irradiancia [W/m^2]	Fecha	Irradiancia [W/m^2]
1/01/2014 11:00	831,1	1/01/2014 11:00	930,2
1/01/2014 12:00	981,70	1/01/2014 12:00	939,3
2/01/2014 11:00	818,1	2/01/2014 11:00	880,7
2/01/2014 12:00	809,1	2/01/2014 12:00	880,7
3/01/2014 11:00	882,9	3/01/2014 11:00	598,6
3/01/2014 12:00	500,8	3/01/2014 12:00	386,2
4/01/2014 11:00	378,1	4/01/2014 11:00	494,4
4/01/2014 12:00	299,3	4/01/2014 12:00	263,9
5/01/2014 11:00	797,1	5/01/2014 11:00	887,8
5/01/2014 12:00	731,3	5/01/2014 12:00	989,9
6/01/2014 11:00	452,9	6/01/2014 11:00	350,9
6/01/2014 12:00	558,7	6/01/2014 12:00	602,6
7/01/2014 11:00	122,7	7/01/2014 11:00	276,0
7/01/2014 12:00	307,3	7/01/2014 12:00	300,3
15/01/2014 11:00	852,0	8/01/2014 11:00	587,5
15/01/2014 12:00	953,8	8/01/2014 12:00	408,5
16/01/2014 11:00	621,5	9/01/2014 11:00	951,5
16/01/2014 12:00	882,9	9/01/2014 12:00	827,1
17/01/2014 11:00	636,5	10/01/2014 11:00	809,9
17/01/2014 12:00	542,7	10/01/2014 12:00	712,8
18/01/2014 11:00	563,7	11/01/2014 11:00	865,5
18/01/2014 12:00	260,4	11/01/2014 12:00	850,4
19/01/2014 11:00	485,9	12/01/2014 11:00	716,9
19/01/2014 12:00	511,8	12/01/2014 12:00	833,2
20/01/2014 11:00	835,0	13/01/2014 11:00	795,8
20/01/2014 12:00	947,8	13/01/2014 12:00	949,4

En el cuadro 8 parte izquierda se encuentran los valores de irradiancia para la estación meteorológica del IDEAM y al lado derecho los de la estación Universidad Nacional. Es preciso mencionar que en este cuadro solo se muestra como fue organizada la información, pero no son todos los datos a utilizar, pues debido a la cantidad se decide solo mostrar una parte.

Con ayuda de la herramienta computacional Crystal Ball se realiza la prueba (A-D). Esta prueba es no paramétrica, que determina a que distribución se ajustan de mejor manera los datos; “si el coeficiente A-D es menor a 10, la función de probabilidad encontrada representa de manera confiable el comportamiento de la variable aleatoria, y entre menor sea el valor del coeficiente mejor es la representación de la función de densidad” [51]. El software al mismo tiempo que realiza la prueba, entrega una imagen de la función de probabilidad que se ajusta a los datos.

En el caso de la estación meteorológica del IDEAM se ingresaron 3357 datos y para la estación de la Universidad Nacional 3352. Al realizar el análisis el programa

muestra que para la estación del IDEAM es conveniente utilizar una distribución triangular, teniendo como valor más probable de irradiancia **396.1** W/m^2 (Figura 19). Mientras que para la estación de la Universidad Nacional se muestra que debe ser una distribución de extremo máximo, con el valor de irradiancia más probable **420.3** W/m^2 (Figura 20).

Ahora bien, cabe resaltar que teniendo en cuenta la función de probabilidad obtenida mediante la aplicación, la expresión matemática para realizar los pronósticos en el caso de la estación del IDEAM es la ecuación 4.4 y para la estación de la Universidad Nacional es 4.5.

$$F(x) = \begin{cases} 0 & \text{para } x \leq a \\ \frac{(x-a)^2}{(b-a)(c-a)} & \text{para } a \leq x \leq c \\ 1 - \frac{(b-x)^2}{(b-a)(b-c)} & \text{para } c < x < b \\ 1 & \text{para } b \leq x \end{cases} \quad (4.4)$$

Donde a es el valor mínimo, b el valor máximo y c el más probable.

$$GEV(x; \mu, \sigma, \xi) = \exp \left\{ - \left[1 + \xi \left(\frac{x - \mu}{\sigma} \right) \right]^{\frac{1}{\xi}} \right\} \quad (4.5)$$

Donde,

$$1 + \xi \left(\frac{x - \mu}{\sigma} \right) > 0$$

El parámetro μ se corresponde con la localización, σ con la escala y ξ con la forma o índice de cola (indica el tamaño de la cola de la distribución).

Clasificado por: Anderson-Darling			
Distribución	A-D	Valor P:	Parámetros
Triangular	2,7672	---	Mínimo=15.05;Más probable=396.10;Máximo=1,
Gamma	4,8533	0,000	Ubicación=-247.65;Escala=65.58;Forma=11.555
Weibull	5,7069	0,013	Ubicación=-13.25;Escala=594.30;Forma=2.5696
Logarítmico n	5,7563	0,000	Ubicación=-686.08;Media=510.24;Desv est=222
Beta	6,5146	---	Mínimo=76.70;Máximo=1,203.55;Alfa=1.99783;
Extremo máxi	8,1736	0,000	Más probable=403.80;Escala=192.71
Beta PERT	11,4807	---	Mínimo=76.70;Más probable=445.16;Máximo=1,
Normal	17,1008	0,000	Media=510.15;Desv est=220.32
Logística	18,6860	0,000	Media=500.23;Escala=129.67
Extremo míni	69,2605	0,000	Más probable=623.43;Escala=223.40
t de Student	89,8165	---	Punto medio=510.15;Escala=102.98;Grados de l
Uniforme	209,4903	0,000	Mínimo=24.58;Máximo=1,095.72
Exponencial	472,4232	0,000	Tasa=0.00
Pareto	1.064,068	---	Ubicación=24.88;Forma=0.3437

FIGURA 19: Prueba A-D que entrega el programa para el intervalo 11-12 P.m. de la estación meteorológica IDEAM. Fuente: Propia.

Clasificado por: Anderson-Darling			
Distribución	A-D	Valor P:	Parámetros
Extremo máximo	7,3186	0,000	Más probable=420.3;Escala=189.6
Gamma	7,6310	0,000	Ubicación=-153.8;Escala=73.1;Forma=9.29574
Logarítmico normal	8,6340	0,000	Ubicación=-495.0;Media=526.0;Desv est=223.2
Weibull	12,4033	0,000	Ubicación=11.9;Escala=568.2;Forma=2.44167
Triangular	13,7379	---	Mínimo=2.6;Más probable=430.7;Máximo=1104.
Logística	27,4288	0,000	Media=513.5;Escala=129.8
Normal	28,4351	0,000	Media=525.9;Desv est=220.2
Beta	30,5187	---	Mínimo=133.3;Máximo=1188.4;Alfa=1.62425;Be
Beta PERT	56,2406	---	Mínimo=133.3;Más probable=458.4;Máximo=11
Extremo mínimo	86,2688	0,000	Más probable=639.7;Escala=224.2
t de Student	92,5168	---	Punto medio=525.9;Escala=107.7;Grados de lib
Uniforme	199,5730	0,000	Mínimo=12.8;Máximo=1091.7
Exponencial	504,9151	0,000	Tasa=0.0
Pareto	1.169,834	---	Ubicación=13.1;Forma=0.27855

FIGURA 20: Prueba A-D que entrega el programa para el intervalo 11-12 P.m. de la estación meteorológica Universidad Nacional.Fuente: Propia.

También se obtienen las gráficas de la función de probabilidad que ajusta a los datos de cada estación. Como puede evidenciar en las Figuras 21 y 22.

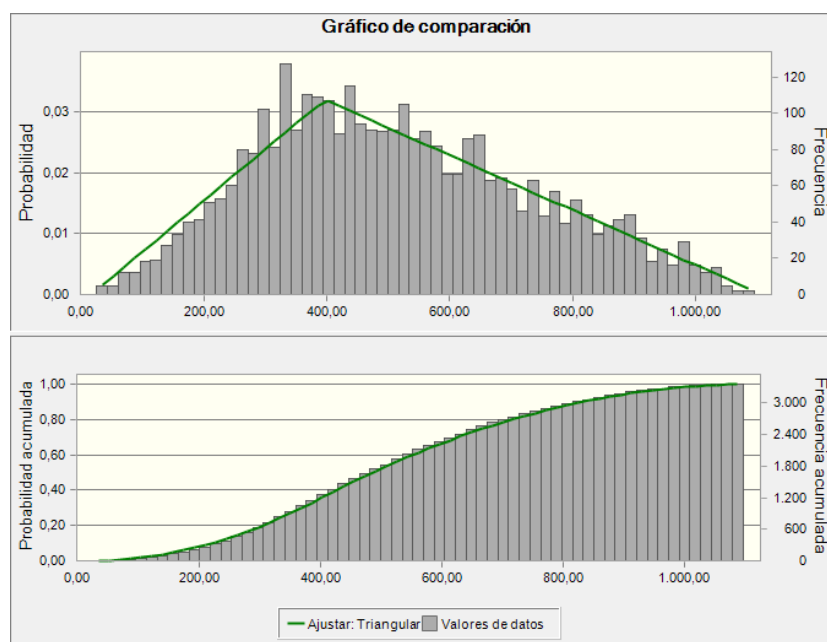


FIGURA 21: Función de probabilidad de irradiancia entregada por el programa para el intervalo 11-12 P.m. de la estación meteorológica IDEAM.Fuente: Propia.

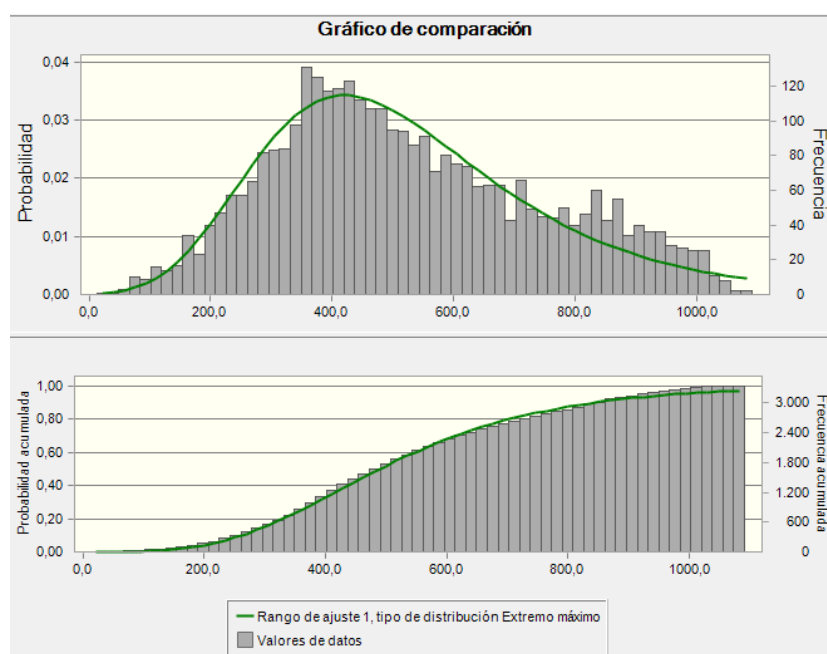


FIGURA 22: Función de probabilidad de irradiancia entregada por el programa para el intervalo 11-12 P.m. de la estación meteorológica Universidad Nacional.Fuente: Propia.

4.3.2.2. Temperatura

Para la temperatura se realiza el mismo procedimiento mencionado anteriormente, con la diferencia de que los datos entregados por IDEAM de esta variable están promediados al diario. Por lo tanto, se toma un valor único por día durante aproximadamente 5 años.

La estación meteorológica IDEAM tiene 1790 datos y la de la Universidad Nacional 1735. Ahora bien, para la del Universidad Nacional se obtiene una distribución logística (Figura 23) con un valor más probable de **20.48 °C** y en el caso del IDEAM log-normal (Figura 24) con el valor de **19.29 °C**.

Ahora bien, cabe resaltar que teniendo en cuenta la función de probabilidad obtenida mediante la aplicación, la expresión matemática para realizar los pronósticos en el caso de la estación del IDEAM es la ecuación 4.6 y para la estación de la Universidad Nacional es 4.7.

$$f(x) = \begin{cases} \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma x} \exp \left[- \left(\frac{\ln x - \mu}{\sqrt{2}\sigma} \right)^2 \right] & \text{si } x > 0 \\ 0 & \text{si } x \leq 0 \end{cases} \quad (4.6)$$

$$f(x) = \frac{1}{\beta} \frac{\exp \left[- \left(\frac{x-\alpha}{\beta} \right) \right]}{\left[1 + \exp \left[\left(\frac{x-\alpha}{\beta} \right) \right] \right]^2} \quad (4.7)$$

Teniendo en cuenta que $x \in R$. Cuando $\alpha = 0$ y $\beta = 1$ resulta:

$$f(x) = \frac{\exp(-x)}{[1 + \exp(-x)]^2}$$

Clasificado por: Anderson-Darling			
Distribución	A-D	Valor P:	Parámetros
Logística	4,1821	0,000	Media=20.48;Escala=0.99
t de Student	10,3936	---	Punto medio=20.61;Escala=1.29;Grados de liber
Logarítmico n	13,6424	0,000	Ubicación=12.43;Media=20.60;Desv est=1.92
Gamma	18,0320	0,000	Ubicación=13.96;Escala=0.58;Forma=11.50464
Extremo máxi	21,9022	0,000	Más probable=19.74;Escala=1.67
Normal	57,2493	0,000	Media=20.61;Desv est=2.32
Beta	57,8486	---	Mínimo=- 12.25;Máximo=53.48;Alfa=100;Beta=1
Weibull	71,8173	0,000	Ubicación=14.31;Escala=7.25;Forma=3.05092
Extremo míni	356,9219	0,000	Más probable=22.20;Escala=5.96
Beta PERT	387,7681	---	Mínimo=14.44;Más probable=18.70;Máximo=50.
Pareto	455,3299	---	Ubicación=14.70;Forma=3.00009
Exponencial	671,3509	0,000	Tasa=0.05
Triangular	970,6071	---	Mínimo=14.44;Más probable=18.70;Máximo=50.
Uniforme	1.406,966	0,000	Mínimo=14.68;Máximo=49.72

FIGURA 23: Prueba A-D que entrega el programa para la temperatura de la estación meteorológica Universidad Nacional.Fuente: Propia.

Clasificado por: Anderson-Darling			
Distribución	A-D	Valor P:	Parámetros
Logarítmico n	1,1949	0,000	Ubicación=0.00;Media=19.29;Desv est=1.63
Gamma	1,2078	0,000	Ubicación=-31.74;Escala=0.05;Forma=999
t de Student	1,4150	---	Punto medio=19.29;Escala=1.56;Grados de libe
Normal	1,5566	0,000	Media=19.29;Desv est=1.61
Beta	1,5961	---	Mínimo=- 3.60;Máximo=42.18;Alfa=100;Beta=10
Logística	2,0578	0,000	Media=19.27;Escala=0.92
Extremo máxi	20,7450	0,000	Más probable=18.48;Escala=1.62
Extremo míni	29,5118	0,000	Más probable=20.10;Escala=1.65
Weibull	35,3566	0,000	Ubicación=14.08;Escala=5.43;Forma=3.32784
Beta PERT	45,4495	---	Mínimo=13.94;Más probable=19.10;Máximo=24.
Triangular	56,6930	---	Mínimo=13.94;Más probable=19.10;Máximo=24.
Uniforme	214,7877	0,000	Mínimo=14.09;Máximo=24.71
Pareto	437,5670	---	Ubicación=14.10;Forma=3.22716
Exponencial	693,5034	0,000	Tasa=0.05

FIGURA 24: Prueba A-D que entrega el programa para la temperatura de la estación meteorológica IDEAM. Fuente: Propia.

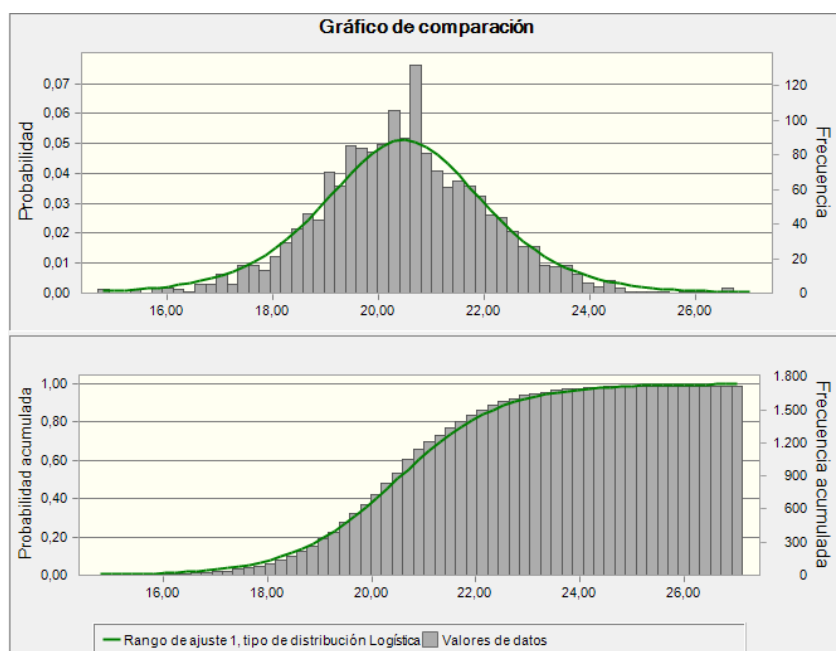


FIGURA 25: Función de probabilidad que entrega el programa para la temperatura de la estación meteorológica Universidad Nacional. Fuente: Propia.

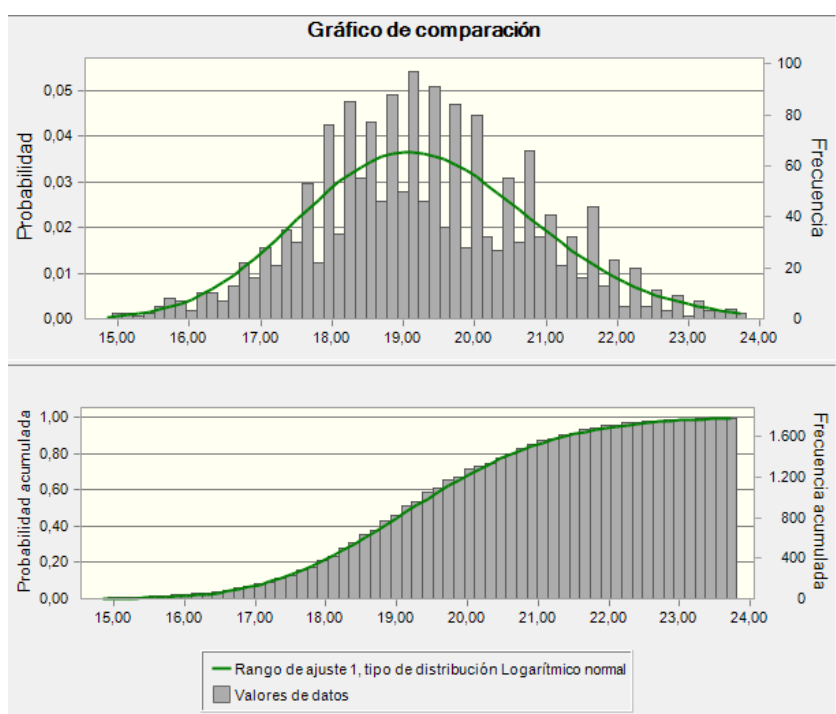


FIGURA 26: Función de probabilidad que entrega el programa para la temperatura de la estación meteorológica IDEAM. Fuente: Propia.

En la cuadro 9 se muestra en resumen los datos obtenidos para cada una de las estaciones de las pruebas A-D.

CUADRO 9: Resumen de la Prueba A-D.

	IDEAM		Universidad Nacional	
	Función de probabilidad	Valor más probable	Función de probabilidad	Valor más probable
<i>Irradiancia</i>	Triangular	396.1	Log-normal	420.3
<i>Temperatura</i>	Extremo Máximo	19.29	Logística	20.48

4.3.3. Niveles de generación de los SFIR

Los paneles fotovoltaicos van a generar acorde a la radiación solar que incida sobre ellos. Por lo tanto, estos generarán únicamente cuándo haya presencia de brillo solar (entre 6am y 6pm). De esta forma, se requiere determinar la generación de cada unidad fotovoltaica.

Para ello se deben realizar las correcciones por temperatura de acuerdo a las condiciones ambientales de la localidad de instalación (Bogotá) y a las condiciones de circuito abierto y cortocircuito del panel escogido.

El Panel seleccionado tiene las siguientes características, donde: P_m (potencia máxima), V_{oc} (tensión circuito abierto), I_{sc} (corriente cortocircuito), I_m (corriente máxima potencia), NOTC (temperatura nominal de funcionamiento de la celda) y P_{cf} (coeficiente de temperatura de P_m).

CUADRO 10: Especificaciones del panel seleccionado.

Especificaciones	
P_m [Wp]	470
V_{oc} [V]	52,14
I_{sc} [A]	11,86
I_m [A]	10,86
NOTC	45
P_{cf}	-0,0035

Teniendo en cuenta esta información, el procedimiento para realizar las correcciones por temperatura es el siguiente:

Con la temperatura T_x y la irradiancia G_x dada se determina la temperatura del panel

$$T_c = T_x + \frac{NOTC - 20^\circ C}{800} \cdot G_x \quad (4.8)$$

Con la temperatura del panel, se determina el delta de temperatura

$$\Delta T = T_c - 25^\circ C \quad (4.9)$$

Con los valores de P_m , I_{sc} y V_{oc} en condiciones estándar, se determina el factor de forma FF

$$FF = \frac{P_m}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (4.10)$$

Con el FF , el V_{oc} y el I_m se calcula una nueva potencia

$$P_{mnueva} = FF \cdot (V_{oc})(I_m) \quad (4.11)$$

Con el coeficiente de temperatura dado por el fabricante y el delta de temperatura calculado, se determina el delta de potencia

$$\Delta P = P_{cf} \cdot \Delta T \quad (4.12)$$

Finalmente se determina el valor de la potencia del panel, para una temperatura y una irradiancia dada

$$P_m(T_x, G_x) = P_{mnueva} + P_{mnueva} \cdot (\Delta P) \quad (4.13)$$

4.4. SFIR de distribución de la Universidad Nacional de Colombia, sede Bogotá

Partiendo de los escenarios de simulación expuestos en el cuadro 7, se procede a la implementación de sistemas FV al modelo de la red en el software DIGSILENT. Para esto inicialmente se define aleatoriamente la cantidad de cargas que tendrán sistemas FV, para este caso se escoge un 55 % de los nodos con carga, es decir, que aproximadamente a 20 nodos con carga se le va a conectar un panel FV. Ahora bien, replicando nuevamente la aleatoriedad se seleccionan estos nodos para su instalación.

Paso seguido, se determina la potencia máxima instalada de los mismos, a partir de la capacidad máxima de la red. Teniendo en cuenta que la red a demanda máxima tiene una capacidad de $2,3[MW]$ y deseando un 15 % de capacidad instalada de sistemas FV, esto en función con de la regulación colombiana actual, se establece una potencia máxima instalada de $0,345[MW]$. Es decir, por carga se puede tener una potencia máxima de $17,25[kW]$. Ahora bien, esta potencia es repartida aleatoriamente por los 20 nodos. Finalmente, se calcula la potencia generada por el panel a temperatura e irradiancia dada, como se describe en la sección anterior.

De esta forma, se obtiene lo descrito en el cuadro 11. En donde se evidencian los 20 nodos seleccionados para conectar sistemas FV, la potencia que debe generar cada uno de estos y la cantidad de paneles necesarios para suplirla, a partir del seleccionado.

CUADRO 11: Nodos con sistemas FV y su respectiva potencia.

Nodos con FV	Potencia del FV [kW]	# Paneles
SE_35_Enfermeria_New	15,51	33
SE_24_Obs-Astro_LABE	15	35
SE_02_Soc_CH	16,92	36
SE_11_Uriel-Guitierrez	14,1	30
SE_34_Guarderia_Jardin	9,87	21
SE_16_Ens_Hidra	15	32
SE_06_Mata_ICTA	28,2	60
SE_09_Fac_Arquitectura	18,8	40
SE_30_Unisalud	15,98	34
SE_27_Taller_Mtto	16,45	35
SE_26_Genetica	19,25	41
SE_29_Pos_Chumanas	17,39	37
SE_25_C-Naturales	16,45	35
SE_12_Camilo-Torres	21,11	45
SE_19_Lab_Veterinaria	18,33	39
SE_33_Fac_Ingenieria	20,21	43
SE_03_Manuel-Ancizar	11,25	24
SE_08_Biblioteca_Central	27,26	58
SE_05_Almacen-Aux_Agronomia	13,16	28
SE_04_Torre_Enfermeria	17,39	37

Paso seguido a esto y teniendo en cuenta los eventos relacionados con cada escenario de simulación, se desarrolla cada uno de estos en el software DigSILENT.

4.4.1. Escenario 1

En este caso se realiza la implementación de SFIR a hora máxima de producción, partiendo del caso base y realizando correcciones por temperatura según lo obtenido de la estación meteorológica de la Universidad Nacional. Desarrollando el procedimiento descrito anteriormente para determinar la potencia del panel a irradiancia y temperatura dada, y teniendo en cuenta la prueba (A-D) (Cuadro 9), se obtiene como potencia suministrada por el panel **416.31 [W]**.

De esta forma, se obtienen resultados de tensión en [p.u] y perfil de tensión, pérdidas en la red y cargabilidad en transformadores y líneas. Asimismo, se realiza un comparativo entre el caso base y el planteado para este escenario, como se puede evidenciar en las Figuras 27, 28, 29, 30.

1. Cargabilidad en transformadores

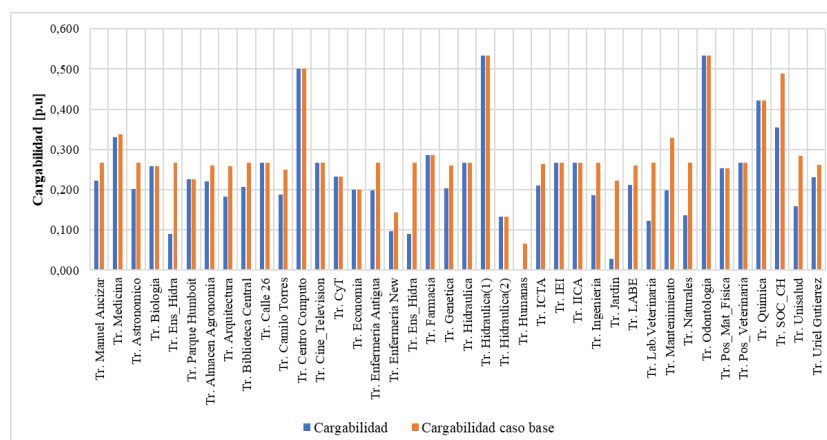


FIGURA 27: Comparación entre el caso base y el escenario 1 para la cargabilidad en transformadores. Fuente: Propia.

2. Cargabilidad en líneas

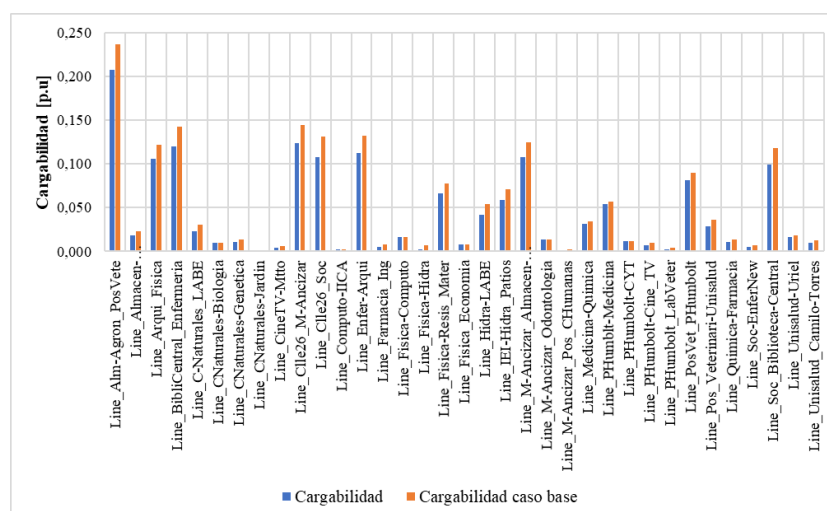


FIGURA 28: Comparación entre el caso base y el escenario 1 para la cargabilidad en líneas. Fuente: Propia.

3. Pérdidas de la red

Para este caso las pérdidas en la red son de potencia reactiva de 15.29 [kVAR].

4. Perfil de tensión

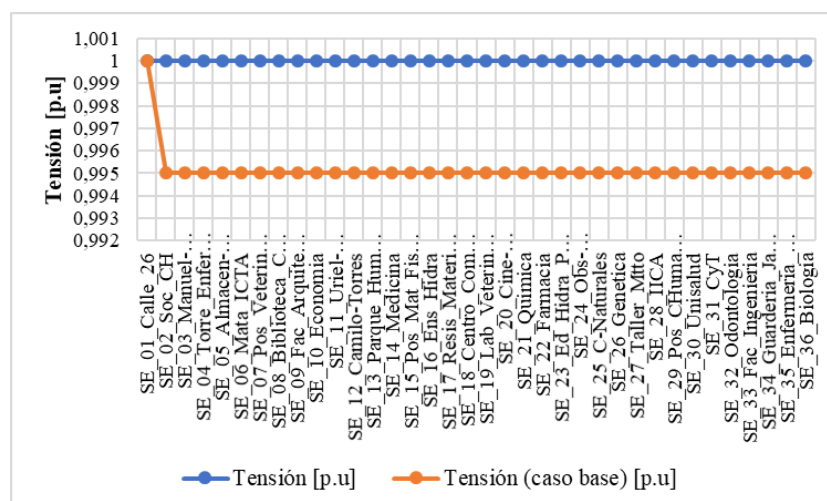


FIGURA 29: Comparación entre el caso base y el escenario 1 para la tensión nominal. Fuente: Propia.

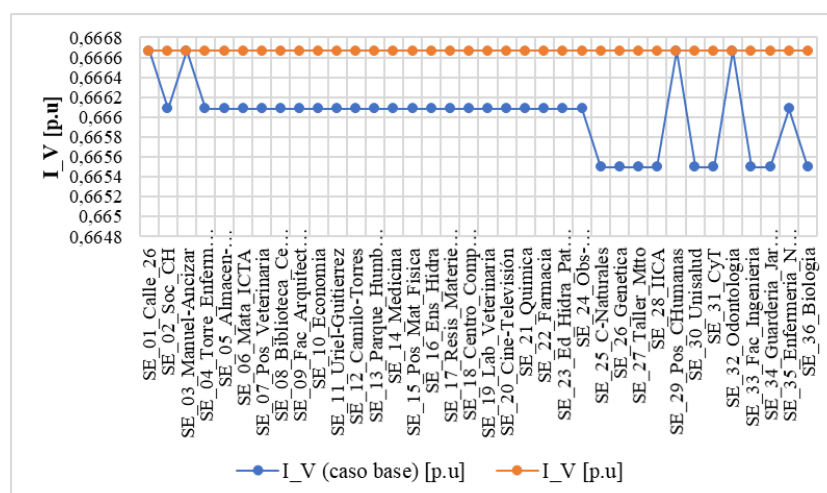


FIGURA 30: Comparación entre el caso base y el escenario 1 para el perfil de tensión. Fuente: Propia.

4.4.2. Escenario 2

Ahora bien, en este caso se realiza el mismo procedimiento del escenario anterior, pero realizando corrección por temperatura según lo obtenido en la estación meteorológica del IDEAM. Teniendo en cuenta esto, la potencia generada por cada panel es de **421,32 W**.

Los resultados obtenidos se muestran en la Figuras 31, 32 y 34. En la Figura 31 se evidencia la comparación entre el caso base y este escenario para la cargabilidad en transformadores, donde se identifica que disminuye en aquellos transformadores donde se tiene un sistema FV. Por ejemplo en el caso del transformador de la subestación eléctrica Jardín disminuye en un 19.4 %. Mientras tanto en la Figura 32, donde se representa la cargabilidad de las líneas para este escenario en comparación con lo obtenido en el caso base, se observa un comportamiento similar, ya que también se identifica que disminuye la cargabilidad de estas; específicamente donde se tiene un sistema FV. Finalmente en la Figura 33 se evidencia el comparativo de tensión para los dos casos, caso base y este escenario; y en la Figura 34 se muestra el comparativo del perfil de tensión entre estos. En donde se identifica que no existe afectación significativa.

1. Cargabilidad en transformadores

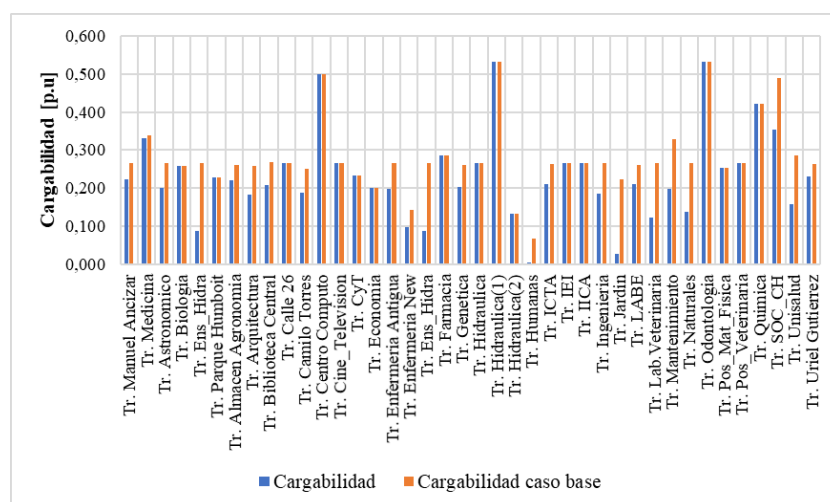


FIGURA 31: Comparación entre el caso base y el escenario 2 para la cargabilidad en transformadores. Fuente: Propia.

2. Cargabilidad en líneas

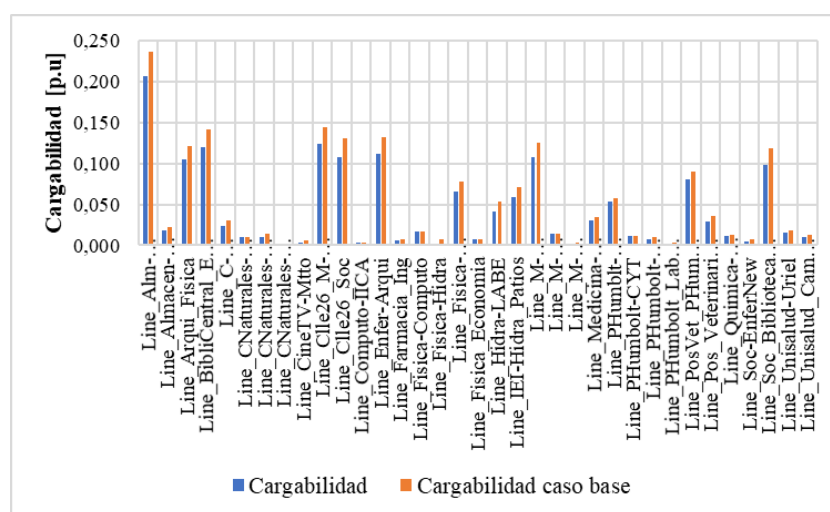


FIGURA 32: Comparación entre el caso base y el escenario 2 para la cargabilidad en líneas. Fuente: Propia.

3. Pérdidas de la red

Para este caso las pérdidas en la red también son de potencia reactiva de 15.16 [kVar].

4. Perfil de tensión

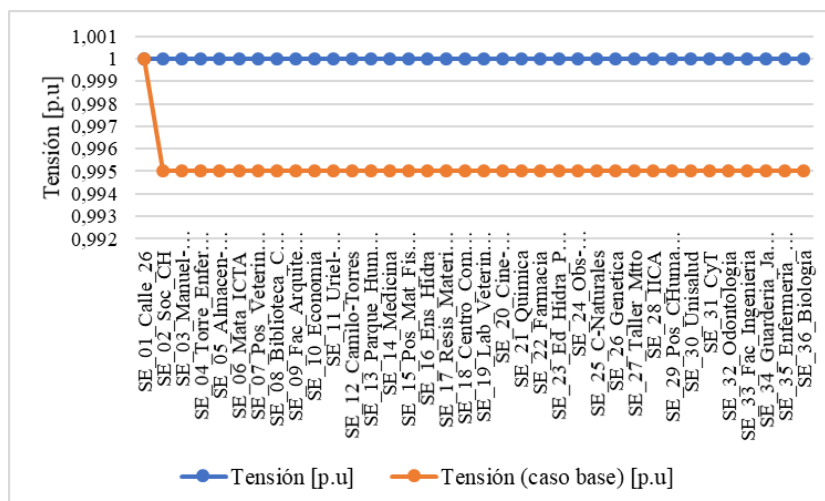


FIGURA 33: Comparación entre el caso base y el escenario 1 para la tensión nominal. Fuente: Propia.

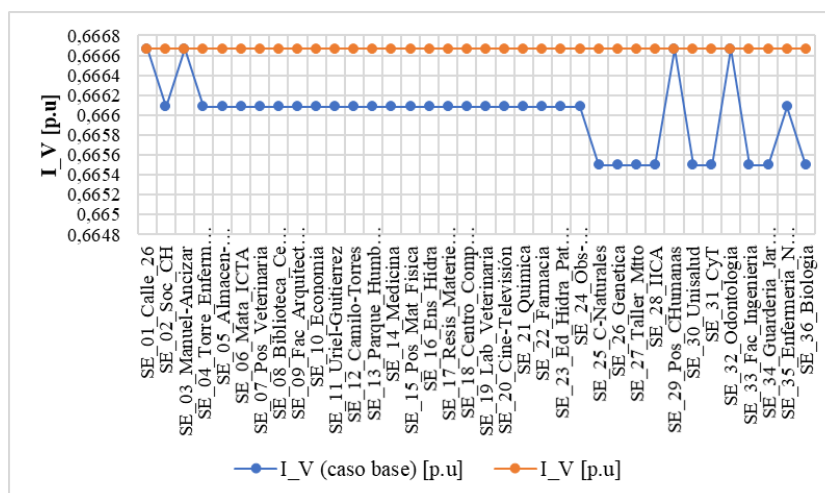


FIGURA 34: Comparación entre el caso base y el escenario 1 para el perfil de tensión. Fuente: Propia.

4.4.3. Escenario 3

Para este caso se realiza un cambio en la demanda de las cargas, puesto que se realiza a partir del período de vacaciones partiendo del caso base. Se realiza el mismo procedimiento que en los casos anteriores, teniendo presente que en este escenario la corrección por temperatura se implementa con lo obtenido según la estación meteorológica de la Universidad Nacional.

Para este caso inicialmente se realiza la implementación del caso base, pero con carga de vacaciones como se menciona anteriormente, y así poder analizar los resultados a partir de este. Teniendo en cuenta, que para esta demanda se reduce la carga en aproximadamente el 35 %, ya que se generan 1.5 [MW]. De esta forma para este caso se hace uso de la información consignada en la Figura 35.

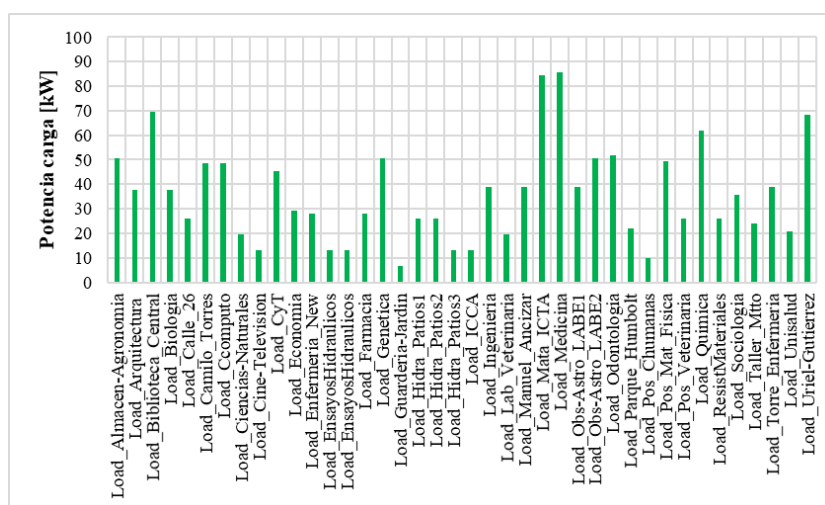


FIGURA 35: Potencia máxima por cada subestación eléctrica en período de vacaciones. Fuente: Propia.

A partir de esta información se obtienen los resultados de las Figuras 36, 37, 39 y 38.

1. Cargabilidad en transformadores

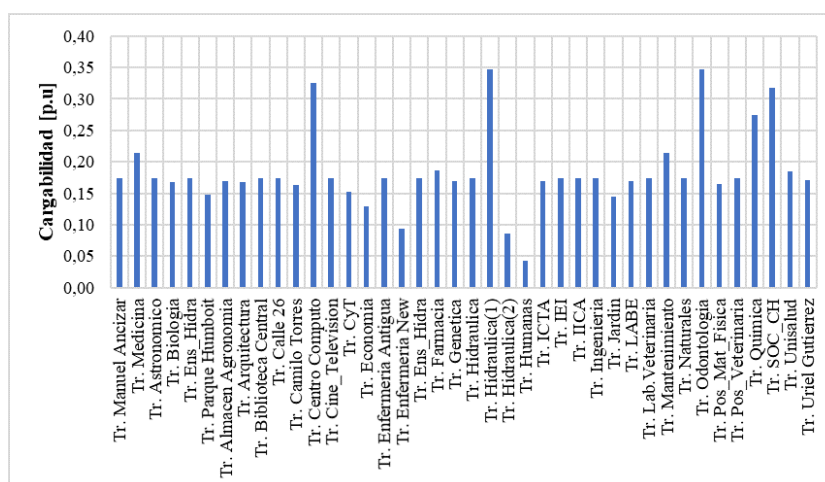


FIGURA 36: Cargabilidad en los transformadores para el período de vacaciones. Fuente: Propia.

2. Cargabilidad en líneas

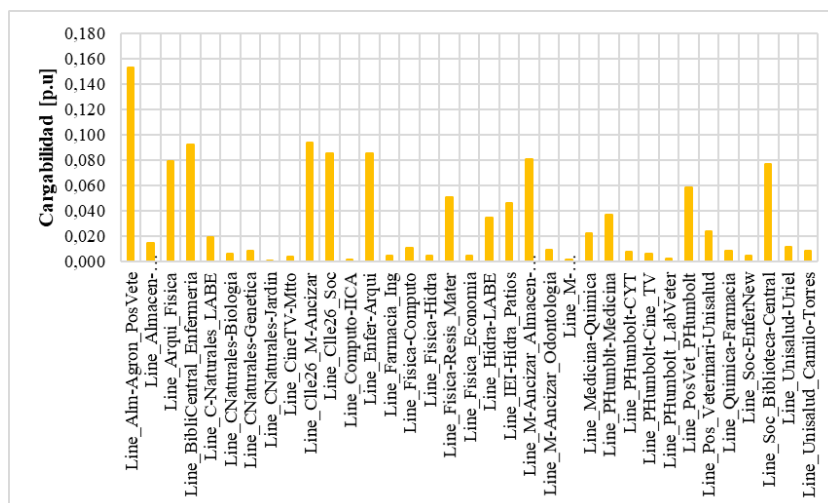


FIGURA 37: Cargabilidad en las líneas para el período de vacaciones. Fuente: Propia.

3. Pérdidas de la red

Para este caso las pérdidas en la red son en potencia reactiva de 8.28 [kVar].

4. Perfil de tensión

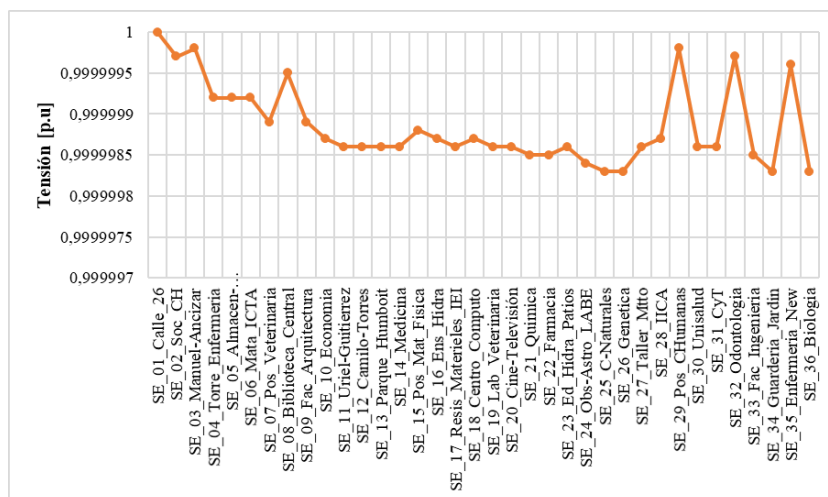


FIGURA 38: Tensión nominal para el período de vacaciones. Fuente: Propia.

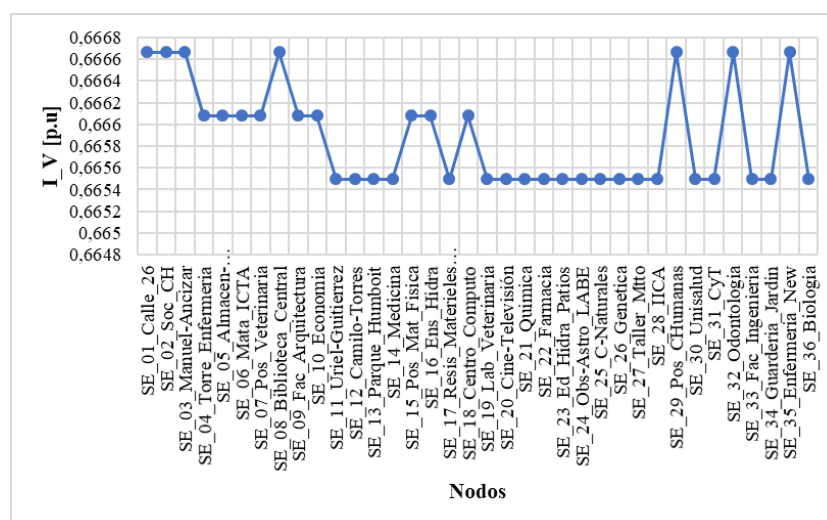


FIGURA 39: Perfil de tensión para período de vacaciones. Fuente: Propia.

Paso seguido se realiza la implementación SFIR, teniendo en cuenta que para este caso se realiza la corrección por temperatura según lo obtenido en la estación meteorológica de la Universidad Nacional. De esta forma, la potencia que panel genera es la misma utilizada para el escenario 1.

Ahora bien, se realiza el comparativo entre lo obtenido anteriormente (Figuras 36, 37, 38 y 39) con lo encontrado para este caso. Los resultados se pueden evidenciar en las Figuras 40, 41, 42 y 43.

1. Cargabilidad en transformadores

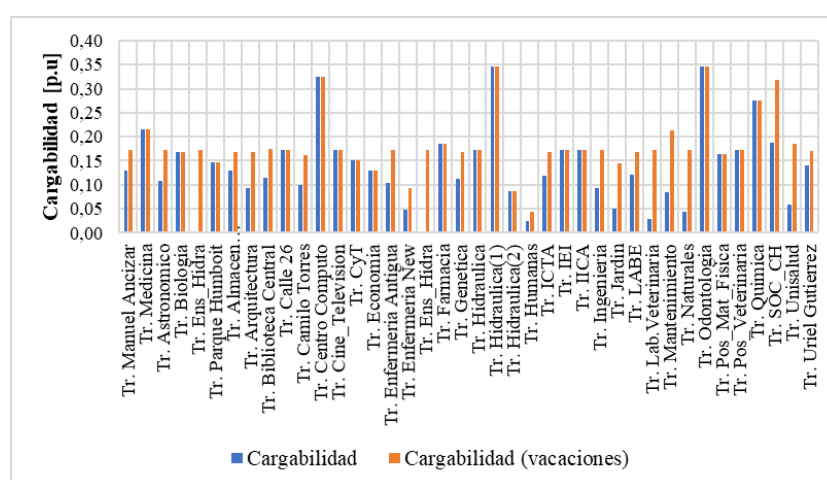


FIGURA 40: Comparación entre el caso base y el escenario 3 para la cargabilidad en transformadores. Fuente: Propia.

2. Cargabilidad en líneas

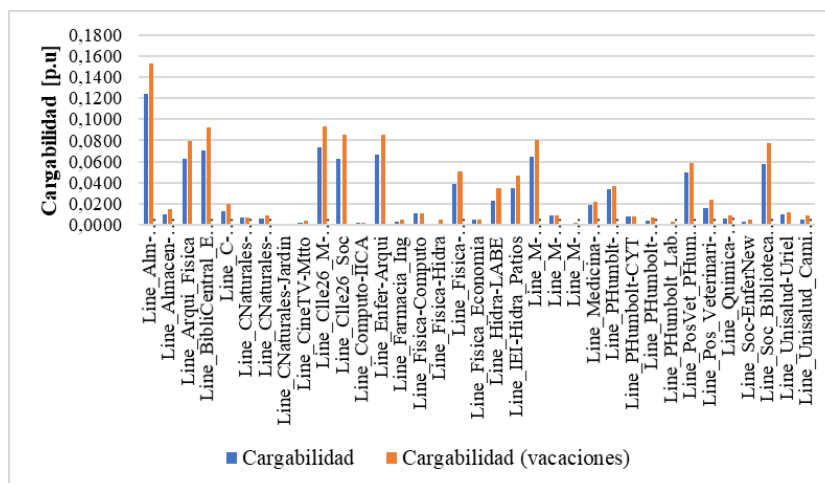


FIGURA 41: Comparación entre el caso base y el escenario 3 para la cargabilidad en líneas. Fuente: Propia.

3. Pérdidas de la red

Para este caso las pérdidas en la red son en potencia reactiva de 5.72 [kVAR].

4. Perfil de tensión

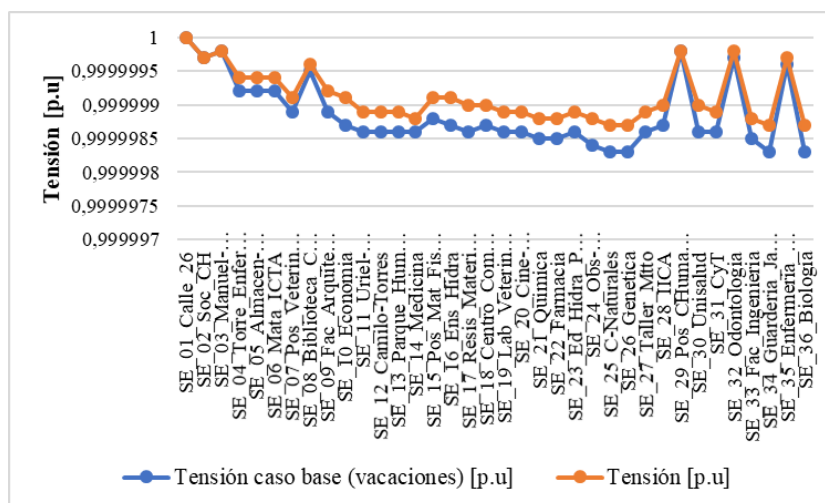


FIGURA 42: Comparación entre el caso base y el escenario 3 para tensión nominal. Fuente: Propia.

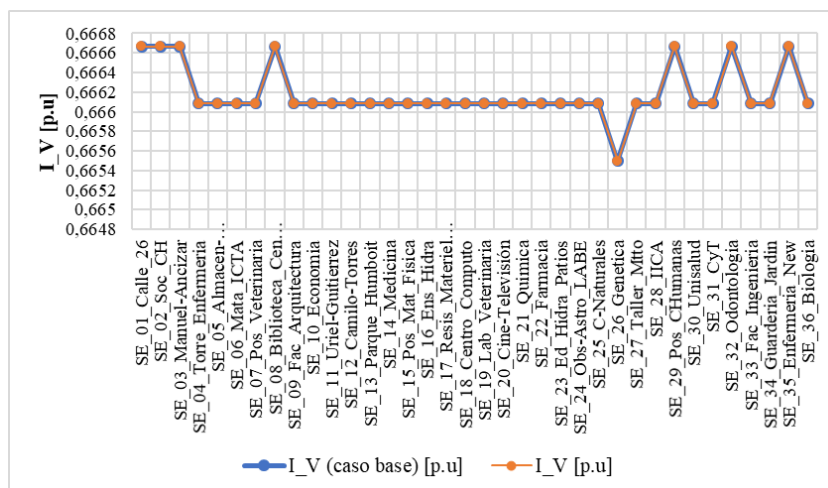


FIGURA 43: Comparación entre el caso base y el escenario 3 para el perfil de tensión. Fuente: Propia.

4.4.4. Escenario 4

Por último, teniendo en cuenta el caso anteriormente descrito se realiza un único cambio en los datos de potencia generada por el panel, ya que se utilizan los datos de irradiancia y temperatura de la estación meteorológica del IDEAM.

Los resultados obtenidos se muestran en la Figuras 44, 45, 46 y 47.

1. Cargabilidad en transformadores

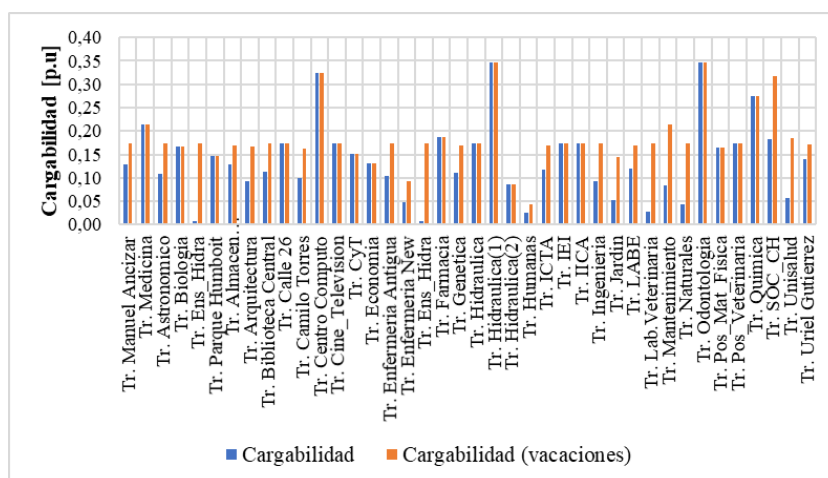


FIGURA 44: Comparación entre el caso base y el escenario 4 para la cargabilidad en transformadores. Fuente: Propia.

2. Cargabilidad en líneas

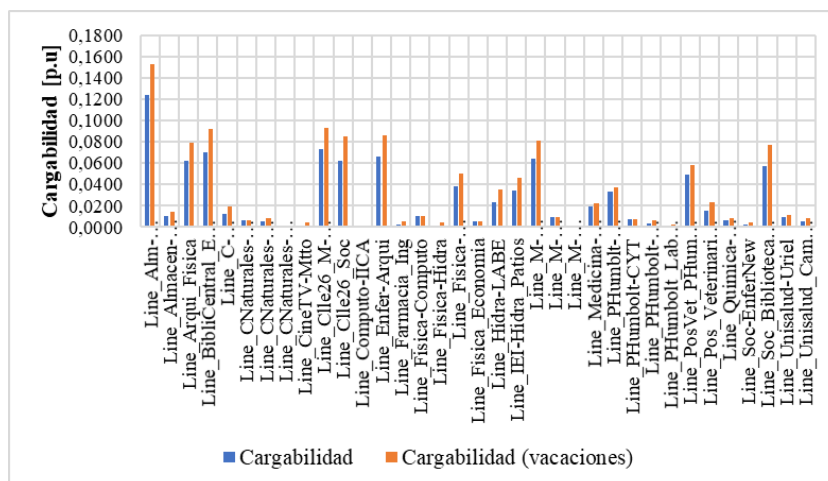


FIGURA 45: Comparación entre el caso base y el escenario 4 para la cargabilidad en líneas. Fuente: Propia.

3. Pérdidas de la red

Para este caso las pérdidas en la red son en potencia reactiva de 5.71 [kVAR].

4. Perfil de tensión

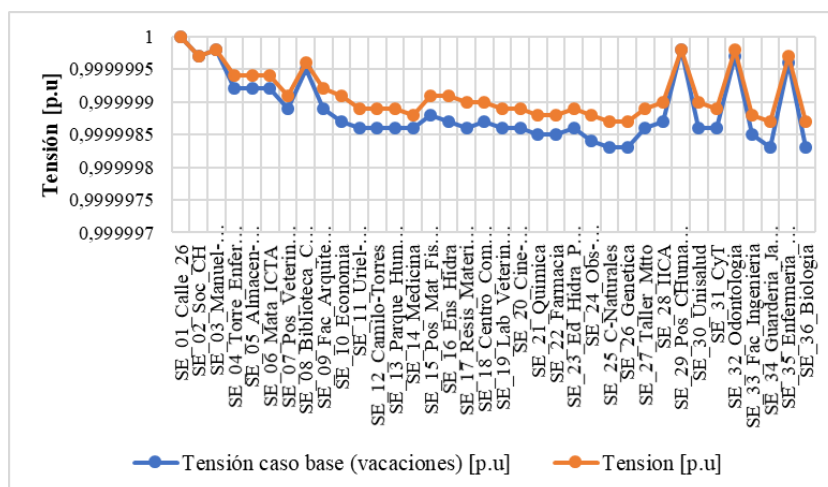


FIGURA 46: Comparación entre el caso base y el escenario 4 para tensión nominal. Fuente: Propia.

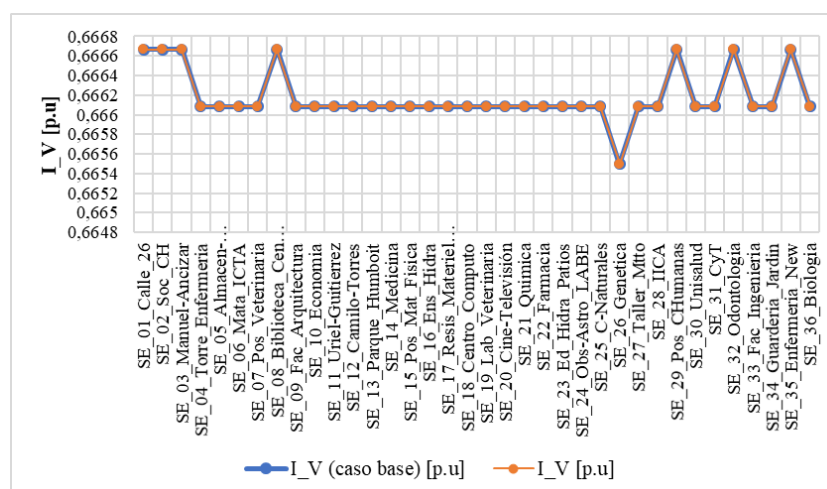


FIGURA 47: Comparación entre el caso base y el escenario 3 para el perfil de tensión. Fuente: Propia.

4.5. Análisis de resultados con base en índices normalizados

Para analizar los resultados, es necesario realizar una comparación entre los resultados obtenidos en cada escenario y los obtenidos en el caso base tanto para máxima demanda como para el período de vacaciones, partiendo de índices normalizados. Esto con el fin de evaluar el impacto de los microclimas caracterizados en la implementación de SFIR de distribución estudiada. Para ello se tiene en cuenta la cargabilidad de transformadores y líneas (ecuación 2.2), pérdidas en la red (ecuación 2.3) y perfil de tensión (ecuación 2.4). Sin embargo, dicha comparación se realizará prestando especial énfasis en los nodos donde se implemento SFIR de distribución.

4.5.1. Índice de cargabilidad en transformadores

A partir de lo descrito anteriormente se realiza el análisis del índice de cargabilidad en transformadores como se puede evidenciar en el cuadro 12. En este cuadro se muestra el comparativo de cargabilidad en transformadores entre el caso base y los escenarios 1 y 2. Asimismo se evidencia el índice de cargabilidad para estos escenarios.

CUADRO 12: Comparativo e índice de cargabilidad para transformadores en relación con el caso base y los escenarios 1 y 2.

Cargabilidad [p.u]					
Transformadores	Caso Base	Escenario 1	Escenario 2	I_{carg}	
				Escenario 1	Escenario 2
Tr. Manuel Ancizar	0,27	0,2223	0,2218	0,8335	0,8317
Tr. Astronómico	0,27	0,2018	0,2013	0,7567	0,7550
Tr. Ens_Hidra	0,27	0,0893	0,0867	0,3350	0,3250
Tr. Almacén Agronomía	0,26	0,2210	0,2207	0,8500	0,8487
Tr. Arquitectura	0,26	0,1836	0,1827	0,7121	0,7086
Tr. Biblioteca Central	0,27	0,2073	0,2065	0,7748	0,7720
Tr. Camilo Torres	0,25	0,1877	0,1867	0,7507	0,7467
Tr. Enfermería Antigua	0,27	0,1982	0,1973	0,7433	0,7400
Tr. Enfermería New	0,14	0,0977	0,0970	0,6814	0,6767
Tr. Ens_Hidra	0,27	0,0893	0,0867	0,3350	0,3250
Tr. Genética	0,26	0,2030	0,2023	0,7808	0,7782
Tr. Humanas	0,07	0,0018	0,0027	0,0267	0,0400
Tr. ICTA	0,26	0,2100	0,2094	0,7954	0,7932
Tr. Ingeniería	0,27	0,1871	0,1862	0,7017	0,6983
Tr. Jardín	0,22	0,0280	0,0256	0,1260	0,1150
Tr. LABE	0,26	0,2113	0,2110	0,8128	0,8115
Tr. Lab.Veterinaria	0,27	0,1227	0,1209	0,4600	0,4533
Tr. Mantenimiento	0,33	0,1991	0,1982	0,6054	0,6027
Tr. Naturales	0,27	0,1369	0,1360	0,5133	0,5100
Tr. SOC_CH	0,49	0,3556	0,3538	0,7272	0,7236
Tr. Unisalud	0,28	0,1582	0,1573	0,5562	0,5531
Tr. Uriel Gutierrez	0,26	0,2313	0,2310	0,8809	0,8800

Ahora bien, para realizar un mejor análisis del cuadro 12 se obtiene el valor del índice de cargabilidad en transformadores de forma porcentual. De esta forma, se obtiene los resultados del cuadro 13; en donde también se muestra la diferencia entre los escenarios 1 y 2.

CUADRO 13: Índice de cargabilidad en transformadores de forma porcentual en relación con el caso base y los escenarios 1 y 2.

Transformadores	I_{carg} [%]		
	Escenario 1	Escenario 2	Diferencia [%]
Tr. Manuel Ancizar	83,3492	83,1658	0,0018
Tr. Astronómico	75,6656	75,4989	0,0017
Tr. Ens_Hidra	33,4991	32,4991	0,0100
Tr. Almacén Agronomía	84,9992	84,8711	0,0013
Tr. Arquitectura	71,2058	70,8610	0,0034
Tr. Biblioteca Central	77,4756	77,1952	0,0028
Tr. Camilo Torres	75,0657	74,6657	0,0040
Tr. Enfermería Antigua	74,3323	73,9989	0,0033
Tr. Enfermería New	68,1392	67,6741	0,0047
Tr. Ens_Hidra	33,4991	32,4991	0,0100
Tr. Genética	78,0760	77,8195	0,0026
Tr. Humanas	2,6666	3,9999	0,0133
Tr. ICTA	79,5445	79,3173	0,0023
Tr. Ingeniería	70,1655	69,8322	0,0033
Tr. Jardín	12,5998	11,4998	0,0110
Tr. LABE	81,2812	81,1530	0,0013
Tr. Lab.Veterinaria	45,9988	45,3322	0,0067
Tr. Mantenimiento	60,5387	60,2684	0,0027
Tr. Naturales	51,3321	50,9988	0,0033
Tr. SOC_CH	72,7205	72,3569	0,0036
Tr. Unisalud	55,6236	55,3111	0,0031
Tr. Uriel Gutierrez	88,0946	87,9994	0,0010

Realizando el análisis del cuadro 13 se puede concluir que no existe una diferencia significativa entre los escenarios 1 y 2, puesto que solo en el transformador de la subestación eléctrica de Posgrados Ciencias Humanas existe una diferencia del 0,0133 % entre estos escenarios, que representa la más alta de todos los transformadores con SFIR. Sin embargo, esta no alcanza a llegar al 1 %. De esta forma, resulta claro afirmar que no hay afectación de microclimas en la implementación de SFIR para los escenarios 1 y 2 en la cargabilidad de transformadores.

De igual forma se implementa la comparación de este índice de forma gráfica, como se evidenciar en la Figura 48. En donde también se percibe que no existe un cambio significativo.

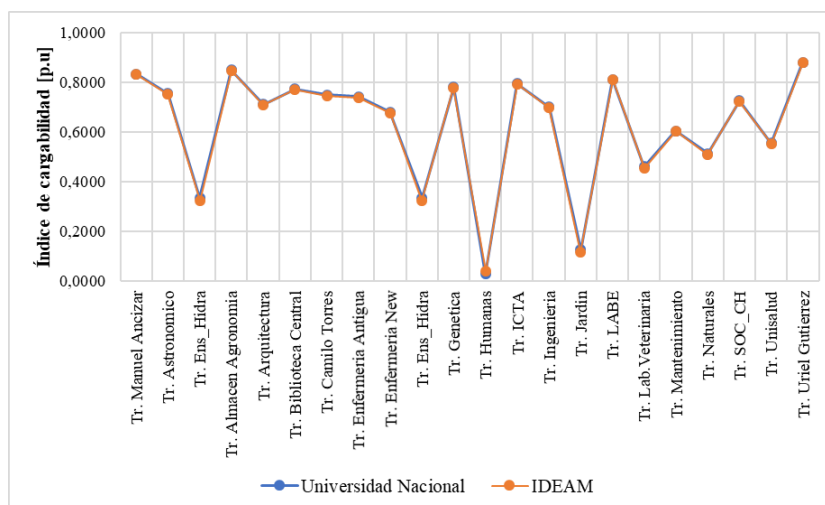


FIGURA 48: Comparación del índice de cargabilidad en los transformadores para los escenarios 1 y 2. Fuente: Propia.

Paso seguido se implementa el mismo procedimiento para los escenarios 3 y 4. En el cuadro 14 se muestra el comparativo de los resultados obtenidos en los escenarios 3 y 4, teniendo en cuenta para estos casos el caso base tiene como demanda máxima la del período de vacaciones.

CUADRO 14: Comparativo e índice de cargabilidad para transformadores en relación con el caso base y los escenarios 3 y 4.

Cargabilidad [p.u]					
Transformadores				I_{carg}	
	Caso Base (vacaciones)	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 3	Escenario 4
Tr. Manuel Ancizar	0,17	0,1289	0,1284	0,7438	0,7410
Tr. Astronómico	0,17	0,1084	0,1080	0,6256	0,6231
Tr. Ens_Hidra	0,17	0,0040	0,0067	0,0237	0,0394
Tr. Almacén Agronomía	0,17	0,1300	0,1297	0,7759	0,7739
Tr. Arquitectura	0,17	0,0933	0,0924	0,5368	0,5317
Tr. Biblioteca Central	0,17	0,1136	0,1129	0,6535	0,6492
Tr. Camilo Torres	0,16	0,1002	0,0992	0,6164	0,6103
Tr. Enfermería Antigua	0,17	0,1049	0,1040	0,6051	0,6000
Tr. Enfermería New	0,09	0,0475	0,0468	0,5098	0,5027
Tr. Ens_Hidra	0,17	0,0040	0,0067	0,0231	0,0385
Tr. Genética	0,17	0,1120	0,1113	0,6627	0,6588
Tr. Humanas	0,04	0,0251	0,0251	0,5795	0,5795
Tr. ICTA	0,17	0,1190	0,1184	0,7041	0,7006
Tr. Ingeniería	0,17	0,0938	0,0929	0,5410	0,5359
Tr. Jardín	0,14	0,0498	0,0522	0,3446	0,3615
Tr. LABE	0,17	0,1203	0,1200	0,7120	0,7101
Tr. Lab.Veterinaria	0,17	0,0293	0,0276	0,1692	0,1590
Tr. Mantenimiento	0,21	0,0840	0,0831	0,3929	0,3888
Tr. Naturales	0,17	0,0436	0,0427	0,2513	0,2462
Tr. SOC_CH	0,32	0,1880	0,1827	0,5916	0,5748
Tr. Unisalud	0,18	0,0587	0,0578	0,3173	0,3125
Tr. Uriel Gutierrez	0,17	0,1394	0,1391	0,8168	0,8154

Realizando un análisis de los cuadros 14 y 15 se puede concluir que a diferencia de los escenarios 1 y 2, en estos casos la diferencia aumenta significativamente. Pues se cuenta ya con un porcentaje aproximado de cambio entre estaciones del 1,6 %, es decir, que al aumentar la penetración de SFIR de distribución el impacto de microclimas en esta implementación puede ser más significativo.

CUADRO 15: Índice de cargabilidad en transformadores de forma porcentual en relación con el caso base y los escenarios 3 y 4.

Transformadores	I_{carg} [%]		
	Escenario 3	Escenario 4	Diferencia [%]
Tr. Manuel Ancizar	74,3846	74,1026	0,2821
Tr. Astronomico	62,5641	62,3077	0,2564
Tr. Ens_Hidra	2,3668	3,9447	1,5779
Tr. Almacen Agronomia	77,5862	77,3873	0,1989
Tr. Arquitectura	53,6784	53,1672	0,5112
Tr. Biblioteca Central	65,3487	64,9173	0,4313
Tr. Camilo Torres	61,6410	61,0257	0,6154
Tr. Enfermeria Antigua	60,5128	60,0000	0,5128
Tr. Enfermeria New	50,9839	50,2684	0,7156
Tr. Ens_Hidra	2,3076	3,8461	1,5385
Tr. Genetica	66,2722	65,8778	0,3944
Tr. Humanas	57,9485	57,9485	0,0000
Tr. ICTA	70,4142	70,0592	0,3550
Tr. Ingenieria	54,1026	53,5898	0,5128
Tr. Jardin	34,4613	36,1536	1,6923
Tr. LABE	71,2032	71,0059	0,1973
Tr. Lab.Veterinaria	16,9231	15,8975	1,0256
Tr. Mantenimiento	39,2932	38,8774	0,4158
Tr. Naturales	25,1282	24,6154	0,5128
Tr. SOC_CH	59,1608	57,4825	1,6783
Tr. Unisalud	31,7308	31,2500	0,4808
Tr. Uriel Gutierrez	81,6850	81,5385	0,1465

Finalmente, se realiza la comparación gráficamente como se muestra en la Figura 49. En donde aún no es evidente la diferencia a simple vista, pero se puede concluir que por ejemplo en el transformador de la subestación eléctrica de Sociología, se muestra un cambio respecto a la gráfica de la Figura 48. Puesto que, en la Figura 49 se evidencia un cambio del 1,6783 % mientras que en la Figura 48 es del 0,0036 %.

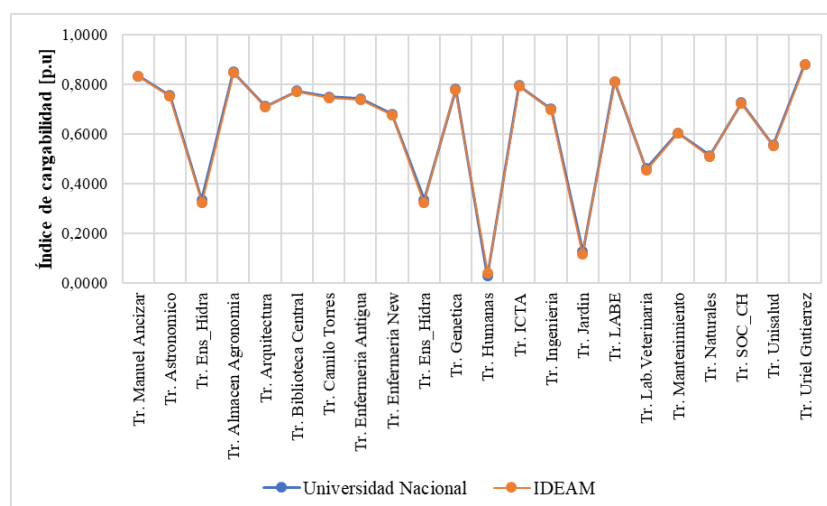


FIGURA 49: Comparación del índice de cargabilidad en los transformadores para los escenarios 3 y 4. Fuente: Propia.

4.5.2. Índice de cargabilidad en líneas

En este caso, se realiza el análisis de los resultados obtenidos en la cargabilidad de las líneas, a partir del índice de cargabilidad en líneas I_{carg} . Para esto se plantea el mismo procedimiento propuesto para el índice de cargabilidad en transformadores. De esta forma, en el cuadro 16 se muestra el comparativo entre los escenarios 1 y 2 y el índice de cargabilidad en líneas. Asimismo, en el cuadro 17 se evidencian los resultados del índice de cargabilidad en las líneas de forma porcentual, y a su vez la diferencia que se presenta entre estos escenarios. Ahora bien, al realizar el análisis de los cuadros 16 y 17 se puede concluir que estos casos si se supera una diferencia del 1 %. Sin embargo, la diferencia sigue sin representar un cambio significativo. Aunque cabe resaltar el índice de cargabilidad en líneas tiene una diferencia más significativa que el índice de cargabilidad en los transformadores para los escenarios 1 y 2.

CUADRO 16: Comparativo e índice de cargabilidad para líneas en relación con el caso base y los escenarios 1 y 2.

Cargabilidad [p.u]					
				I_{carg}	
Líneas	Caso Base	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 1	Escenario 2
Line_Alm-Agron_PosVete	0,237	0,2071	0,2068	0,8749	0,8736
Line_Almacen-Agronomia_Mata-ICTA	0,023	0,0180	0,0180	0,7954	0,7932
Line_Arqui_Fisica	0,122	0,1054	0,1052	0,8644	0,8630
Line_BibliCentral_Enfermeria	0,142	0,1201	0,1199	0,8450	0,8433
Line_C-Naturales_LABE	0,030	0,0233	0,0232	0,7702	0,7679
Line_CNaturales-Biologia	0,010	0,0100	0,0100	1,0000	1,0000
Line_CNaturales-Genetica	0,013	0,0105	0,0104	0,7808	0,7782
Line_CNaturales-Jardin	0,002	0,0002	0,0002	0,1260	0,1150
Line_CineTV-Mtto	0,006	0,0038	0,0038	0,6054	0,6027
Line_Clle26_M-Ancizar	0,144	0,1241	0,1238	0,8587	0,8572
Line_Clle26_Soc	0,131	0,1079	0,1076	0,8246	0,8226
Line_Enfer-Arqui	0,132	0,1125	0,1123	0,8529	0,8514
Line_Farmacia_Ing	0,008	0,0053	0,0053	0,7017	0,6983
Line_Fisica-Hidra	0,007	0,0023	0,0022	0,3350	0,3250
Line_Fisica-Resis_Mater	0,078	0,0660	0,0659	0,8466	0,8453
Line_Hidra-LABE	0,054	0,0420	0,0418	0,7782	0,7763
Line_IEI-Hidra_Patios	0,071	0,0591	0,0590	0,8318	0,8303
Line_M-Ancizar_Almacen-Agronomia	0,125	0,1076	0,1075	0,8623	0,8608
Line_M-Ancizar_Odontologia	0,014	0,0137	0,0137	1,0000	1,0000
Line_M-Ancizar_Pos_CHumanas	0,003	0,0001	0,0001	0,0267	0,0400
Line_Medicina-Quimica	0,034	0,0309	0,0309	0,9096	0,9086
Line_PHumbolt-Medicina	0,057	0,0536	0,0535	0,9372	0,9366
Line_PHumbolt-Cine_TV	0,010	0,0073	0,0073	0,7438	0,7421
Line_PHumbolt_LabVeter	0,004	0,0017	0,0017	0,4600	0,4533
Line_PosVet_PHumbolt	0,090	0,0811	0,0810	0,9013	0,9004
Line_Pos_Veterinari-Unisalud	0,036	0,0286	0,0285	0,7858	0,7835
Line_Quimica-Farmacia	0,013	0,0108	0,0107	0,8262	0,8243
Line_Soc-EnferNew	0,007	0,0050	0,0050	0,6814	0,6767
Line_Soc_Biblioteca-Central	0,118	0,0991	0,0989	0,8370	0,8351
Line_Unisalud-Uriel	0,018	0,0159	0,0159	0,8809	0,8800
Line_Unisalud_Camilo-Torres	0,013	0,0097	0,0096	0,7507	0,7467

CUADRO 17: Índice de cargabilidad en líneas de forma porcentual en relación con el caso base y los escenarios 1 y 2.

Líneas	I_carg [%]		
	Escenario 1	Escenario 2	Diferencia [%]
Line_Alm-Agron_PosVete	87,4866	87,3577	0,1289
Line_Almacen-Agronomia_Mata-ICTA	79,5445	79,3173	0,2273
Line_Arqui_Fisica	86,4447	86,3024	0,1423
Line_BibliCentral_Enfermeria	84,4995	84,3292	0,1702
Line_C-Naturales_LABE	77,0220	76,7891	0,2330
Line_CNaturales-Biologia	99,9999	99,9999	0,0000
Line_CNaturales-Genetica	78,0759	77,8195	0,2564
Line_CNaturales-Jardin	12,5999	11,4999	1,1000
Line_CineTV-Mtto	60,5387	60,2684	0,2703
Line_Clle26_M-Ancizar	85,8725	85,7225	0,1499
Line_Clle26_Soc	82,4638	82,2595	0,2043
Line_Enfer-Arqui	85,2938	85,1362	0,1575
Line_Farmacia_Ing	70,1655	69,8322	0,3333
Line_Fisica-Hidra	33,4991	32,4991	1,0000
Line_Fisica-Resis_Mater	84,6602	84,5259	0,1344
Line_Hidra-LABE	77,8209	77,6266	0,1943
Line_IEI-Hidra_Patios	83,1781	83,0308	0,1473
Line_M-Ancizar_Almacen-Agronomia	86,2266	86,0846	0,1420
Line_M-Ancizar_Odontologia	100,0000	100,0000	0,0000
Line_M-Ancizar_Pos_CHumanas	2,6665	3,9999	1,3333
Line_Medicina-Quimica	90,9593	90,8582	0,1010
Line_PHumbolt-Medicina	93,7234	93,6634	0,0601
Line_PHumbolt-Cine_TV	74,3846	74,2091	0,1754
Line_PHumbolt_LabVeter	45,9989	45,3322	0,6667
Line_PosVet_PHumbolt	90,1331	90,0377	0,0954
Line_Pos_Veterinari-Unisalud	78,5840	78,3482	0,2358
Line_Quimica-Farmacia	82,6206	82,4264	0,1941
Line_Soc-EnferNew	68,1392	67,6741	0,4651
Line_Soc_Biblioteca-Central	83,6957	83,5128	0,1829
Line_Unisalud-Uriel	88,0946	87,9994	0,0952
Line_Unisalud_Camilo-Torres	75,0657	74,6657	0,4000

Ahora bien, en la Figura 50 se realiza la representación gráfica de la comparación del índice de cargabilidad en las líneas para los escenarios 1 y 2. En donde se puede evidenciar que el cambio no es significativo, puesto que se ve como las dos gráficas son casi idénticas. Sin embargo, se refleja que por ejemplo que la línea que conecta las subestaciones Manuel Ancizar y Posgrado en Ciencias Humanas, cuanta con un diferencia que se hace notar; lo cual concuerda con que según el cuadro 17 esta línea es la que tiene el porcentaje más alto de diferencia, aproximadamente de 1,33 %.

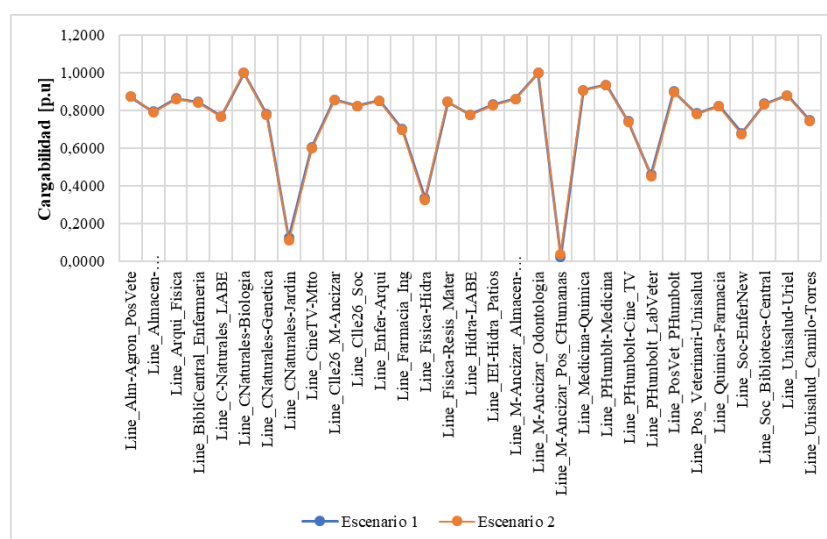


FIGURA 50: Comparación del índice de cargabilidad en las líneas para los escenarios 1 y 2. Fuente: Propia.

Continuando con el análisis para los escenarios 3 y 4, se observa en el cuadro 18 que el índice de cargabilidad en las líneas de los escenarios 3 y 4 no muestra en cambio relevante entre si. Sin embargo, en el cuadro 19 se muestra que la diferencia aproximada en estos casos es de 1,7 %, lo que representa un cambio significativo en comparación con los escenarios 1 y 2. De esta forma, se concluye que al igual que en el índice de cargabilidad en los transformadores, si se aumenta la capacidad de SFIR es posible identificar un cambio significativo en el impacto de microclimas en este tipo de implementación.

CUADRO 18: Comparativo e índice de cargabilidad para líneas en relación con el caso base y los escenarios 3 y 4.

Cargabilidad [p.u]					
				I_carg	
Líneas	Caso Base (vacaciones)	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 3	Escenario 4
Line_Alm-Agron_PosVete	0,153	0,1246	0,1243	0,8127	0,8107
Line_Almacen-Agronomia_Mata-ICTA	0,015	0,0102	0,0102	0,7041	0,7006
Line_Arqui_Fisica	0,079	0,0627	0,0625	0,7915	0,7893
Line_BibliCentral_Enfermeria	0,092	0,0704	0,0701	0,7615	0,7589
Line_C-Naturales_LABE	0,020	0,0127	0,0126	0,6465	0,6429
Line_CNaturales-Biologia	0,006	0,0065	0,0065	1,0000	1,0000
Line_CNaturales-Genetica	0,009	0,0058	0,0057	0,6627	0,6588
Line_CNaturales-Jardin	0,001	0,0004	0,0004	0,3446	0,3615
Line_CineTV-Mtto	0,004	0,0016	0,0016	0,3929	0,3888
Line_Clle26_M-Ancizar	0,093	0,0737	0,0735	0,7885	0,7864
Line_Clle26_Soc	0,085	0,0621	0,0618	0,7308	0,7271
Line_Enfer-Arqui	0,086	0,0663	0,0661	0,7738	0,7713
Line_Farmacia_Ing	0,005	0,0027	0,0026	0,5410	0,5359
Line_Fisica-Hidra	0,004	0,0001	0,0002	0,0231	0,0385
Line_Fisica-Resis_Mater	0,051	0,0387	0,0386	0,7640	0,7619
Line_Hidra-LABE	0,035	0,0231	0,0230	0,6588	0,6558
Line_JEI-Hidra_Patios	0,046	0,0342	0,0341	0,7412	0,7389
Line_M-Ancizar_Almacen-Agronomia	0,081	0,0642	0,0640	0,7949	0,7927
Line_M-Ancizar_Odontologia	0,009	0,0089	0,0089	1,0000	1,0000
Line_M-Ancizar_Pos_CHumanas	0,002	0,0010	0,0010	0,5795	0,5795
Line_Medicina-Quimica	0,022	0,0190	0,0190	0,8609	0,8594
Line_PHumbolt-Medicina	0,037	0,0338	0,0337	0,9166	0,9156
Line_PHumbolt-Cine_TV	0,006	0,0039	0,0038	0,6059	0,6032
Line_PHumbolt_LabVeter	0,002	0,0004	0,0004	0,1692	0,1590
Line_PosVet_PHumbolt	0,058	0,0498	0,0497	0,8562	0,8547
Line_Pos_Veterinari-Unisalud	0,024	0,0159	0,0158	0,6705	0,6669
Line_Quimica-Farmacia	0,008	0,0062	0,0062	0,7326	0,7296
Line_Soc-EnferNew	0,005	0,0024	0,0024	0,5098	0,5027
Line_Soc_Biblioteca-Central	0,077	0,0576	0,0574	0,7492	0,7464
Line_Unisalud-Uriel	0,012	0,0096	0,0096	0,8168	0,8154
Line_Unisalud_Camilo-Torres	0,008	0,0052	0,0051	0,6164	0,6103

CUADRO 19: Índice de cargabilidad en líneas de forma porcentual en relación con el caso base y los escenarios 3 y 4.

Líneas	I_carg [%]		
	Escenario 3	Escenario 4	Diferencia [%]
Line_Alm-Agron_PosVete	81,2718	81,0728	0,1990
Line_Almacen-Agronomia_Mata-ICTA	70,4143	70,0592	0,3551
Line_Arqui_Fisica	79,1463	78,9274	0,2189
Line_BibliCentral_Enfermeria	76,1539	75,8919	0,2620
Line_C-Naturales_LABE	64,6504	64,2920	0,3584
Line_CNaturales-Biologia	100,0000	100,0000	0,0000
Line_CNaturales-Genetica	66,2722	65,8777	0,3945
Line_CNaturales-Jardin	34,4611	36,1534	-1,6923
Line_CineTV-Mtto	39,2932	38,8774	0,4158
Line_Clle26_M-Ancizar	78,8475	78,6430	0,2045
Line_Clle26_Soc	73,0821	72,7083	0,3738
Line_Enfer-Arqui	77,3758	77,1334	0,2424
Line_Farmacia_Ing	54,1026	53,5898	0,5128
Line_Fisica-Hidra	2,3076	3,8460	-1,5385
Line_Fisica-Resis_Mater	76,4012	76,1945	0,2067
Line_Hidra-LABE	65,8795	65,5806	0,2989
Line_IEI-Hidra_Patios	74,1212	73,8945	0,2267
Line_M-Ancizar_Almacen-Agronomia	79,4872	79,2676	0,2195
Line_M-Ancizar_Odontologia	100,0000	100,0000	0,0000
Line_M-Ancizar_Pos_CHumanas	57,9484	57,9484	0,0000
Line_Medicina-Quimica	86,0917	85,9363	0,1554
Line_PHumbolt-Medicina	91,6550	91,5618	0,0933
Line_PHumbolt-Cine_TV	60,5938	60,3239	0,2699
Line_PHumbolt_LabVeter	16,9232	15,8975	1,0256
Line_PosVet_PHumbolt	85,6194	85,4717	0,1476
Line_Pos_Veterinari-Unisalud	67,0537	66,6909	0,3629
Line_Quimica-Farmacia	73,2636	72,9649	0,2987
Line_Soc-EnferNew	50,9839	50,2684	0,7156
Line_Soc_Biblioteca-Central	74,9173	74,6360	0,2814
Line_Unisalud-Uriel	81,6850	81,5385	0,1465
Line_Unisalud_Camilo-Torres	61,6410	61,0257	0,6154

Por último, se representa gráficamente el comparativo del índice de cargabilidad en líneas para los escenarios 3 y 4, como se evidencia en la Figura 51. En donde se identifica que la línea que conecta las subestaciones de Ciencias Naturales y Jardín representan el cambio más significativo de toda la red, ya que tiene una diferencia aproximada 1,7 %.

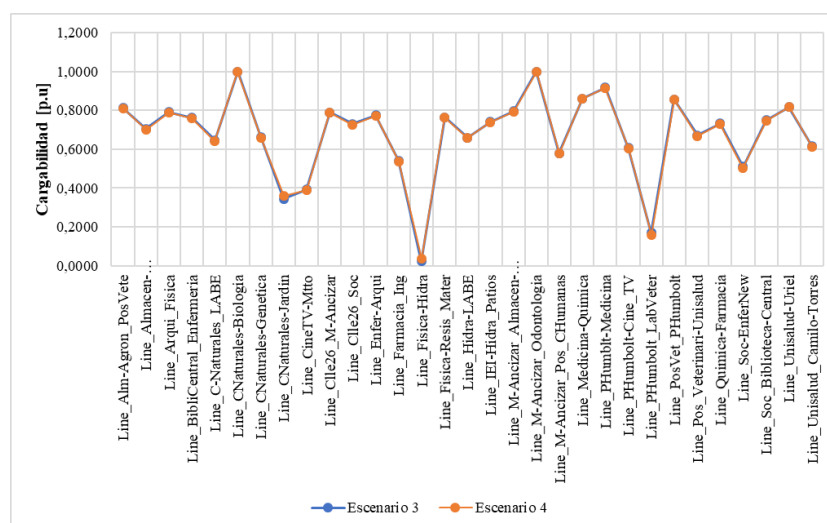


FIGURA 51: Comparación del índice de cargabilidad en las líneas para los escenarios 3 y 4. Fuente: Propia.

4.5.3. Índice de pérdidas en la red

En los resultados obtenidos en la sección anterior se evidencio que las pérdidas de la red se ven reflejadas en la potencia reactiva de la misma. Teniendo en cuenta esto, en el cuadro 20 se muestra un resumen de las pérdidas de la red por cada uno de los escenarios y también en los casos bases.

CUADRO 20: Resumen de las pérdidas de la red.

Pérdidas de la red [kVAr]			
Caso Base		19,7	
Caso Base (vacaciones)		8,28	
Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
15,19	15,16	5,72	5,71

A partir del cuadro 20 y la ecuación (2.3) se realiza el cálculo del índice de pérdidas de la red, como se muestra en el cuadro 21.

CUADRO 21: Índice de pérdidas en la red para todos los escenarios propuestos.

$I_{perd}[p.u]$			
Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
0,7711	0,7695	0,6908	0,6896

Ahora bien, para facilitar el análisis del índice de pérdidas se plantea de forma porcentual, como se evidencia en el cuadro 22. En donde se evidencia el cambio que se presenta para cada uno de los escenarios propuestos en relación con el caso base respectivo.

CUADRO 22: Índice de pérdidas en la red en forma porcentual para todos los escenarios propuestos.

$I_{perd}[p.u]$			
Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
77,1066	76,9543	69,0821	68,9614

Realizando un análisis del cuadro 22 se pudo concluir que el cambio no es significativo entre los escenarios. Pues en el caso de los escenarios 1 y 2 la diferencia entre si es del 0,15 %, mientras que, en los escenarios 3 y 4 es del 0,12 %. Estos porcentajes no representan ni el 1 % del cambio, es decir, es evidente decir que no es relevante.

4.5.4. Índice en el perfil de tensión

Para el caso del índice del perfil de tensión no se presenta ningún tipo de cambio a partir de los resultados obtenidos. Pues en los cuadros 23 y 24, donde se presenta la comparación entre el caso base y los escenarios propuestos para la tensión nominal, así pues se evidencia que no existe ningún cambio, los resultados no tienen afectación. Asimismo en los cuadros 25 y 26, donde se presenta el comparativo pero para el I_V , se evidencia el mismo comportamiento. De esta forma, no se realiza un análisis como el de los índices normalizados anteriormente expuestos.

CUADRO 23: Comparativo e índice de perfil de tensión en relación con el caso base y los escenarios 1 y 2 para tensión nominal.

Tensión [p.u]					
	Tensión nominal			I _{ten}	
Nodos	Caso Base	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 1	Escenario 2
SE_02_Soc_CH	0,995	0,9999996	0,9999996	1,0050	1,0050
SE_03_Manuel-Ancizar	0,995	0,9999997	0,9999997	1,0050	1,0050
SE_04_Torre_Enfermeria	0,995	0,9999989	0,9999989	1,0050	1,0050
SE_05_Almacen-Aux_Agronomia	0,995	0,9999990	0,9999990	1,0050	1,0050
SE_06_Mata_ICTA	0,995	0,9999989	0,9999989	1,0050	1,0050
SE_08_Biblioteca_Central	0,995	0,9999993	0,9999993	1,0050	1,0050
SE_09_Fac_Arquitectura	0,995	0,9999986	0,9999986	1,0050	1,0050
SE_11_Uriel-Guitierrez	0,995	0,9999982	0,9999982	1,0050	1,0050
SE_12_Camilo-Torres	0,995	0,9999982	0,9999982	1,0050	1,0050
SE_16_Ens_Hidra	0,995	0,9999984	0,9999984	1,0050	1,0050
SE_19_Lab_Veterinaria	0,995	0,9999982	0,9999982	1,0050	1,0050
SE_24_Obs-Astro_LABE	0,995	0,9999979	0,9999979	1,0050	1,0050
SE_25_C-Naturales	0,995	0,9999978	0,9999978	1,0050	1,0050
SE_26_Genetica	0,995	0,9999978	0,9999978	1,0050	1,0050
SE_27_Taller_Mtto	0,995	0,9999981	0,9999981	1,0050	1,0050
SE_29_Pos_CHumanas	0,995	0,9999997	0,9999997	1,0050	1,0050
SE_30_Unisalud	0,995	0,9999982	0,9999982	1,0050	1,0050
SE_33_Fac_Ingenieria	0,995	0,9999980	0,9999980	1,0050	1,0050
SE_34_Guarderia_Jardin	0,995	0,9999978	0,9999978	1,0050	1,0050
SE_35_Enfermeria_New	0,995	0,9999995	0,9999995	1,0050	1,0050

CUADRO 24: Comparativo e índice de perfil de tensión en relación con el caso base y los escenarios 3 y 4 para tensión nominal.

Tensión [p.u]					
	Tensión nominal			I _{ten}	
Nodos	Caso Base	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 3	Escenario 4
SE_02_Soc_CH	0,9999997	0,9999997	0,9999997	1	1
SE_03_Manuel-Ancizar	0,9999998	0,9999998	0,9999998	1	1
SE_04_Torre_Enfermeria	0,9999992	0,9999994	0,9999994	1	1
SE_05_Almacen-Aux_Agronomia	0,9999992	0,9999994	0,9999994	1	1
SE_06_Mata_ICTA	0,9999992	0,9999994	0,9999994	1	1
SE_08_Biblioteca_Central	0,9999995	0,9999996	0,9999996	1	1
SE_09_Fac_Arquitectura	0,9999989	0,9999992	0,9999992	1	1
SE_11_Uriel-Guitierrez	0,9999986	0,9999989	0,9999989	1	1
SE_12_Camilo-Torres	0,9999986	0,9999989	0,9999989	1	1
SE_16_Ens_Hidra	0,9999987	0,9999991	0,9999991	1	1
SE_19_Lab_Veterinaria	0,9999986	0,9999989	0,9999989	1	1
SE_24_Obs-Astro_LABE	0,9999984	0,9999988	0,9999988	1	1
SE_25_C-Naturales	0,9999983	0,9999987	0,9999987	1	1
SE_26_Genetica	0,9999983	0,9999987	0,9999987	1	1
SE_27_Taller_Mtto	0,9999986	0,9999989	0,9999989	1	1
SE_29_Pos_CHumanas	0,9999998	0,9999998	0,9999998	1	1
SE_30_Unisalud	0,9999986	0,9999999	0,9999999	1	1
SE_33_Fac_Ingenieria	0,9999985	0,9999988	0,9999988	1	1
SE_34_Guarderia_Jardin	0,9999983	0,9999987	0,9999987	1	1
SE_35_Enfermeria_New	0,9999996	0,9999997	0,9999997	1	1

CUADRO 25: Comparativo e índice de perfil de tensión en relación con el caso base y los escenarios 1 y 2 para I_V .

Tensión [p.u]					
	I_V			I_ten	
Nodos	Caso Base	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 1	Escenario 2
SE_02_Soc_CH	0,6660819	0,6666667	0,6666667	1,0009	1,0009
SE_03_Manuel-Ancizar	0,6666667	0,6666667	0,6666667	1,0000	1,0000
SE_04_Torre_Enfermeria	0,6660819	0,6666667	0,6666667	1,0009	1,0009
SE_05_Almacen-Aux_Agronomia	0,6660819	0,6666667	0,6666667	1,0009	1,0009
SE_06_Mata_ICTA	0,6660819	0,6666667	0,6666667	1,0009	1,0009
SE_08_Biblioteca_Central	0,6660819	0,6666667	0,6666667	1,0009	1,0009
SE_09_Fac_Arquitectura	0,6660819	0,6666667	0,6666667	1,0009	1,0009
SE_11_Uriel-Guitierrez	0,6660819	0,6666667	0,6666667	1,0009	1,0009
SE_12_Camilo-Torres	0,6660819	0,6666667	0,6666667	1,0009	1,0009
SE_16_Ens_Hidra	0,6660819	0,6666667	0,6666667	1,0009	1,0009
SE_19_Lab_Veterinaria	0,6660819	0,6666667	0,6666667	1,0009	1,0009
SE_24_Obs-Astro_LABE	0,6660819	0,6666667	0,6666667	1,0009	1,0009
SE_25_C-Naturales	0,6654971	0,6666667	0,6666667	1,0018	1,0018
SE_26_Genetica	0,6654971	0,6666667	0,6666667	1,0018	1,0018
SE_27_Taller_Mtto	0,6654971	0,6666667	0,6666667	1,0018	1,0018
SE_29_Pos_CHumanas	0,6666667	0,6666667	0,6666667	1,0000	1,0000
SE_30_Unisalud	0,6654971	0,6666667	0,6666667	1,0018	1,0018
SE_33_Fac_Ingenieria	0,6654971	0,6666667	0,6666667	1,0018	1,0018
SE_34_Guarderia_Jardin	0,6654971	0,6666667	0,6666667	1,0018	1,0018
SE_35_Enfermeria_New	0,6660819	0,6666667	0,6666667	1,0009	1,0009

CUADRO 26: Comparativo e índice de perfil de tensión en relación con el caso base y los escenarios 3 y 4 para I_V .

Tensión [p.u]					
	I_V			I_ten	
Nodos	Caso Base	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 3	Escenario 4
SE_02_Soc_CH	0,6660819	0,6666667	0,6666667	1	1
SE_03_Manuel-Ancizar	0,6666667	0,6666667	0,6666667	1	1
SE_04_Torre_Enfermeria	0,6660819	0,6660819	0,6660819	1	1
SE_05_Almacen-Aux_Agronomia	0,6660819	0,6660819	0,6660819	1	1
SE_06_Mata_ICTA	0,6660819	0,6660819	0,6660819	1	1
SE_08_Biblioteca_Central	0,6660819	0,6666667	0,6666667	1	1
SE_09_Fac_Arquitectura	0,6660819	0,6660819	0,6660819	1	1
SE_11_Uriel-Guitierrez	0,6660819	0,6660819	0,6660819	1	1
SE_12_Camilo-Torres	0,6660819	0,6660819	0,6660819	1	1
SE_16_Ens_Hidra	0,6660819	0,6660819	0,6660819	1	1
SE_19_Lab_Veterinaria	0,6660819	0,6660819	0,6660819	1	1
SE_24_Obs-Astro_LABE	0,6660819	0,6660819	0,6660819	1	1
SE_25_C-Naturales	0,6654971	0,6660819	0,6660819	1	1
SE_26_Genetica	0,6654971	0,6654971	0,6654971	1	1
SE_27_Taller_Mtto	0,6654971	0,6660819	0,6660819	1	1
SE_29_Pos_CHumanas	0,6666667	0,6666667	0,6666667	1	1
SE_30_Unisalud	0,6654971	0,6660819	0,6660819	1	1
SE_33_Fac_Ingenieria	0,6654971	0,6660819	0,6660819	1	1
SE_34_Guarderia_Jardin	0,6654971	0,6660819	0,6660819	1	1
SE_35_Enfermeria_New	0,6660819	0,6666667	0,6666667	1	1

4.6. Impacto de microclimas caracterizados en la red de distribución modelada

Finalmente, teniendo en cuenta los resultados obtenidos para cada los índices de cargabilidad en transformadores y líneas, pérdidas y perfil de tensión se puede concluir que el impacto de los microclimas caracterizados no es significativo. Puesto que, se cuenta con un cambio entre los escenarios propuestos menor al 1,7 % para el caso de cargabilidad. Sin embargo, en el caso del perfil de tensión el índice normalizado indica que no existe cambio en ningún caso. Teniendo en cuenta esto, se identifica que no se afecta la operación de la red. Pero, cabe resaltar que esto se requiere desarrollar otros estudios bajo otros escenarios que contengan principalmente una capacidad instalada más alta de SFIR.

Al incrementar la capacidad instalada de SFIR de distribución es posible identificar un cambio significativo en la operación de la red. Ahora bien, esto se plantea ya que en los escenarios 3 y 4, donde se cuenta con una capacidad máxima instalada del 23 %, se evidencia una variación relevante frente a los escenarios 1 y 2, donde su capacidad es del 15 %. Es decir, al aumentar en un 11 % la capacidad de SFIR de distribución los resultados representan más del 1 % en cambio entre cada escenario propuesto.

Capítulo 5

Conclusiones

1. Con base en los datos de temperatura suministrados por el IDEAM se plantea un procedimiento mediante estadística descriptiva que permite identificar microclimas urbanos en la ciudad de Bogotá, específicamente en el área de estudio.
2. El nivel de dispersión en la medida de la desviación estándar para irradiancia y temperatura de las estaciones meteorológicas tiene una predominancia alta, puesto que se cuenta con una discrepancia mínima de aproximadamente el 20 %.
3. Al implementar una capacidad máxima instalada de SFIR de distribución del 15 % se observa como en los índices de pérdidas, cargabilidad en transformadores y líneas el cambio entre lo obtenido con las estaciones meteorológicas de la Universidad Nacional y el IDEAM no representan ni el 1 %.
4. Si se incrementa la capacidad máxima instalada de SFIR de distribución, por ejemplo a un 23 % (escenarios 3 y 4) se evidencia en los índices de pérdidas, cargabilidad en transformadores y líneas un cambio significativo respecto a un capacidad menor, pues en estos casos la diferencia entre escenarios llega a representar un 1,7 %.
5. Al tener penetración de SFIR de distribución de la Universidad Nacional (sede Bogotá) teniendo en cuenta características eléctricas y climáticas, se logra reconocer que la variación entre lo obtenido con la estación meteorológica de la Universidad Nacional y la del IDEAM no es significativo, puesto que se cuenta con un máximo del 1,7 % a partir de los índices normalizados propuestos.

6. Se plantea una penetración de SFIR de distribución aleatoria que deja como resultado, una capacidad máxima del 15 % para demanda máxima y 23 % para demanda máxima pero en período de vacaciones esto infiere que es un porcentaje bajo para determinar un cambio en el perfil de tensión para cada uno de los escenarios propuestos. Pues el índice de perfil de tensión indica que no existe ninguna alteración.
7. Al realizar el análisis de los índices normalizados propuestos para pérdidas, perfil de tensión y cargabilidad en transformadores y líneas se observa que el impacto de microclimas caracterizados en la red de distribución modelada no es significativo; teniendo en cuenta una diferencia menor del 1,7 % entre los casos presentados en estas características de operación de la red.

Capítulo 6

Resultados Futuros

A continuación se plantean trabajos futuros que pueden ser desarrollados posteriormente:

- Incrementar la penetración de SFIR de distribución teniendo en cuenta microclimas urbanos, para visualizar afectación en las características de operación de la red, especialmente en el perfil de tensión.
- Realizar un estudio de los sistemas fotovoltaicos como generadores de microclimas, para así identificar la afectación que podría representar para sí mismo.

Capítulo 7

Anexos

7.1. Desviación estándar para irradiancia de las estaciones meteorológicas

7.1.1. Año 2014

CUADRO 27: Desviación Estándar IDEAM para el año 2014

DESVIACION ESTANDAR IDEAM 2014												
DIA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
1	358,50	383,88	200,24	267,32	261,44	269,59	331,88	203,77	251,17	260,67	246,85	156,55
2	299,24		192,36	189,68	129,79	212,10	239,86	262,18	204,57	154,87	331,60	246,12
3	272,10	225,70	165,49	186,16	319,65	147,91	254,34	220,65	206,94	332,47	136,67	271,64
4	128,86	190,51	145,18	180,29	231,64	241,29	245,21	343,80	210,99	189,13	309,00	231,64
5	289,05	274,76	194,77	275,14	386,56	261,50	236,78	181,39	190,18	259,26	128,72	210,69
6	175,94	293,32	281,03	218,75	191,87	168,94	180,31	269,64	192,97	316,54	184,42	122,78
7	101,78	219,34	192,41	147,42	147,24	140,50	248,29	243,17	195,83	212,67	313,32	119,35
8	240,07	333,05	317,28	192,86	155,24	241,02	200,45	201,02	120,32	95,23	102,89	186,81
9	327,20	263,51	208,73	315,03	284,27	166,16	169,91	137,52	294,07	80,44	159,39	127,15
10	277,32	209,86	219,10	337,69	257,20	183,47	213,33	250,36	197,38	132,26	150,83	108,42
11	326,39	359,82	276,11	133,21	274,75	194,01	269,70	235,86	220,37	210,96	231,54	142,67
12	322,23	263,94	270,58	204,28	139,91	224,95	294,65	214,72	209,20	351,42	114,55	248,60
13	361,98	167,84	271,01	345,04	237,93	161,82	292,78	301,72	184,84	278,92	232,28	133,91
14	388,41	248,85	283,25	306,84	225,14	269,27	110,44	280,09	296,44	302,64	174,19	150,32
15	290,55	378,17	147,27	184,38	219,00	223,67	199,74	208,00	274,69	245,27	207,21	224,59
16	307,98	324,61	215,38	185,44	296,24	307,81	227,47	284,35	248,15	194,76	175,72	229,03
17	310,67	190,42	288,25	234,19	143,62	181,36	205,88	377,42	217,79	225,90	277,99	165,69
18	162,50	199,29	231,31	210,66	227,99	178,49	312,43	240,00	81,23	186,91	202,04	245,49
19	177,69	95,91	182,34	229,90	106,79	269,91	214,90	353,54	247,86	211,70	148,11	205,66
20	353,62	170,18	203,76	268,13	146,04	386,68	176,07	211,89	315,35	191,77	246,71	273,21
21	280,21	190,70	281,37	123,26	241,15	224,88	171,84	203,21	276,13	265,43	138,80	228,01
22	133,76	207,27	303,93	127,47	296,91	243,39	196,20	213,17	170,99	212,98	230,91	284,99
23	334,61	234,22	231,70	216,52	315,76	271,68	205,42	255,98	319,11	211,81	301,88	335,12
24	259,71	292,33	277,28	145,84	358,04	148,49	280,58	159,31	135,51	200,51	155,98	123,85
25	224,11		239,95	301,51	200,43	113,17	171,76	172,97	399,86	188,05	124,40	143,14
26	154,29	186,79	244,73	229,49	166,59	192,50	340,15	159,66	349,13	146,33	186,31	318,92
27	246,39	139,64	339,61	248,42	83,24	197,19	244,99	170,85	241,60	217,89	224,75	179,59
28	304,37	146,83	245,55	215,70	250,86	298,01	294,05	226,02	265,04	194,86	193,58	177,86
29	377,04	260,94	337,22	243,25	171,17	187,44	195,03	235,54	281,94	216,48	212,21	288,59
30	231,44		339,83	190,03	222,28	126,45	335,55	388,82	366,06	201,32	156,29	240,67
31	375,45		268,42		167,91		312,64	300,22		226,50		210,37

CUADRO 28: Desviación Estándar Universidad Nacional para el año 2014

DESVIACION ESTANDAR NACIONAL												
DIA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
1	378,75	381,50	260,94	198,64	286,80	275,93	276,46	203,64	169,91	252,90	205,16	222,96
2	314,30	267,26	236,16	257,64	199,28	211,04	250,53	329,82	169,67	169,44	328,10	242,42
3	262,31	248,30	208,98	230,88	340,87	175,17	273,42	253,28	145,62	329,00	160,12	198,57
4	151,19	247,28	196,21	205,80	267,51	145,58	226,11	342,74	293,12	274,60	288,13	232,90
5	350,76	351,82	257,12	243,81	357,50	298,43	195,00	226,78	223,23	325,88	160,70	207,51
6	170,81	346,78	265,52	199,70	202,14	168,94	231,70	349,05	192,97	282,99	211,59	152,55
7	116,13	272,51	182,12	145,21	151,61	158,07	179,01	223,84	217,77	212,67	265,59	138,36
8	240,07	308,49	315,96	197,87	155,24	199,57	201,59	198,22	199,08	246,63	146,86	170,43
9	327,20	328,37	267,93	351,11	284,27	147,11	153,79	139,52	225,37	91,27	204,79	148,02
10	277,32	328,01	222,49	319,83	257,20	235,67	255,13	292,95	153,30	87,85	228,77	124,24
11	326,39	389,83	295,25	133,21	274,75	228,99	224,04	233,84	282,27	146,00	307,33	105,26
12	322,23	293,69	320,69	184,82	139,91	236,77	327,33	191,59	239,33	227,99	164,98	260,29
13	361,98	239,70	197,36	190,38	177,00	137,38	335,55	239,18	207,27	359,35	290,92	166,57
14	388,41	383,53	246,15	298,66	253,16	298,83	213,41	288,38	206,09	309,43	231,02	206,71
15	235,54	356,30	171,64	171,33	270,83	289,96	184,23	327,49	302,35	326,57	287,73	319,63
16	316,86	349,33	202,77	219,87	202,32		179,72	263,39	184,55	303,16	193,02	223,18
17	199,63	232,12	247,65	248,98	115,92	241,70	211,64	307,62	165,83	171,66	254,84	205,56
18	203,37	208,25	221,10	184,79	190,35	248,87	257,06	325,06	125,81	215,43	257,47	278,81
19	187,10	146,78	195,32	238,16	126,10	249,95	169,21	115,78	212,78	192,68	185,73	274,74
20	332,37	190,24	188,29	266,41	228,80	334,28	260,76	304,93	333,30	201,81	293,67	321,84
21	245,18	204,22	281,37	161,37	264,40	201,16	136,83	155,64	291,18	170,85	243,50	262,87
22	169,23	242,28	247,66	107,45	330,98	157,59	201,92	217,51	175,52	225,41	273,46	297,59
23	337,85	301,06	182,46	239,45	243,40	263,52	188,97	288,84	305,57	228,41	342,79	219,28
24	318,27	240,82	187,84	163,38	367,53	153,70	280,58	276,22	158,18	261,02	207,42	212,64
25	272,00		187,14	195,87	240,10	114,38	171,76	167,84	410,13	188,05	141,17	209,81
26	214,11	184,12	202,32	242,14	196,45	222,41	340,15	164,29	300,60	191,36	264,73	361,79
27	169,08	124,84	216,12	188,53	112,01	253,76	229,57	153,33	224,34	282,36	198,37	322,02
28	273,06	251,71	307,10	323,12	296,59	177,08	257,85	172,06	165,26	284,11	226,22	251,39
29	377,04	260,94	340,03	313,12	160,09	167,01	179,03	255,95	200,51	270,81	237,70	286,75
30	231,44		312,68	250,08	196,10	173,16	320,97	357,37	342,93	196,99	152,75	223,52
31	390,48		242,41		187,51	276,46	300,68	235,54		200,35		314,27

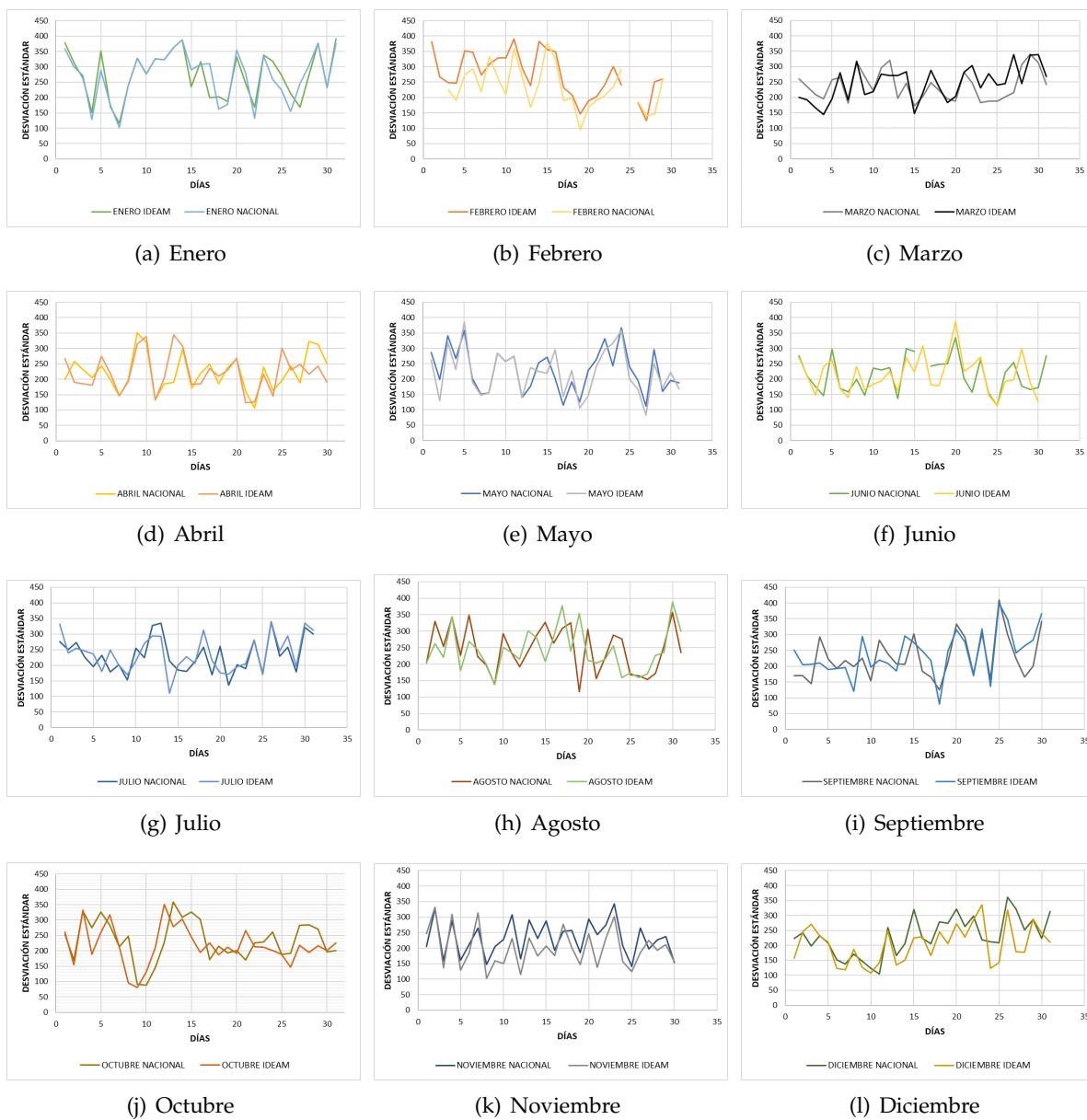


FIGURA 52: Desviación estándar de las dos estaciones meteorológicas para el año 2014. Fuente: Propia.

7.1.2. Año 2015

CUADRO 29: Desviación Estándar IDEAM para el año 2015

DESVIACION ESTANDAR IDEAM												
DIA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
1	303,94	142,34	292,96	291,46	157,80	310,85	151,72	144,97	249,37	223,28	286,88	167,25
2	235,86	150,22	218,12	177,70	263,89	253,56	339,98	296,43	156,10	287,39	171,43	142,68
3	309,27	204,75	130,32	151,27	386,75	199,94	226,60	211,97	285,11	312,40	125,33	118,16
4	285,24	276,70	377,16	185,22	265,55	204,12	156,31	246,19	210,02	222,22	109,72	112,90
5	218,61	297,52	356,14	230,15	330,06	168,22	284,38	302,18	230,03	309,29	175,25	139,08
6	309,45	164,87	162,19	297,90	248,19	234,66	166,43	248,57	237,66	165,87	142,33	123,56
7	301,57	308,19	206,87	362,85	369,87	214,84	226,41	170,85	300,14	186,07	119,72	233,91
8	255,37	76,78	334,53	204,90	181,65	129,91	282,55	195,34	223,12	176,61	234,90	221,21
9	114,78	173,66	162,85	295,97	179,30	205,83	136,32	111,72	229,97	164,62	171,22	239,63
10	254,48	142,82	84,52	329,21	141,80	175,37	216,74	224,02	197,85	172,35	131,24	209,11
11	193,74	291,97	213,65	136,95	221,37	96,32	224,84	223,36	141,49	170,73	279,75	316,60
12	200,01	129,93	388,06	235,26	252,87	264,80	137,71	206,12	377,12	166,14	299,36	283,44
13	272,95	236,26	272,80	213,81	185,40	165,02	257,01	151,27	375,87	198,96	225,93	271,98
14	313,34	278,52	268,72	190,67	263,15	226,40	169,96	196,62	295,38	136,42	187,91	197,12
15	242,24	218,88	314,22	216,05	207,66	164,79	278,46	228,25	161,89	166,19	256,49	156,03
16	279,39	392,74	280,08	286,35	145,10	287,23	329,64	142,98	244,50	146,67	300,42	159,00
17	147,82		151,79	89,29	215,21	180,75	347,83	288,59	159,37	255,79	134,87	139,24
18	188,42	256,94	153,41	293,02	187,82	255,29	308,96	265,19	248,95	134,91	210,93	150,34
19	257,92	269,64	112,63	168,48	192,63	150,63	121,95	319,70	339,87	248,28	146,13	127,52
20	168,54	290,96	131,92	249,58	219,13	268,36	240,70	215,00	156,78	350,67	254,79	113,32
21	186,35	288,84	145,44	139,77	203,10	231,65	146,89	272,73	331,90	317,84	241,17	297,27
22	97,60	350,57	341,43	149,81	145,06	258,62	321,13	269,97	383,37	187,26	297,61	208,66
23	122,41	337,59	300,08	212,55	157,23	272,46	237,18	168,74	239,22	215,82	167,06	260,30
24	116,10	314,43	211,28	260,37	202,12	270,40	319,51	305,12	306,90	284,37	260,56	313,22
25	348,60	264,95	323,33	127,62	251,64	198,31	268,34	204,37	206,72	246,71	269,90	171,90
26	294,62	346,56	311,32	321,08	344,19	95,32	299,97	244,24	344,18	189,14	210,22	286,56
27	294,61	339,11	198,82	329,23	212,55	117,91	318,18	151,71	249,36	251,36	232,55	298,59
28	251,51	199,98	156,02	231,87	208,20	241,52	257,54	225,98	366,56	218,70	142,66	242,08
29	367,46		86,54	259,96	205,66	221,42	210,16	337,01	138,94	221,10	237,47	140,67
30	204,66		235,05	147,18	200,97	109,84	148,88	231,09	220,55	295,59	262,11	167,81
31	101,07		239,60		117,71		258,05	321,10		286,22		237,96

CUADRO 30: Desviación Estándar Universidad Nacional para el año 2015

DESVIACION ESTANDAR NACIONAL												
DIA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
1	367,44	129,69	197,10	168,24	163,61	321,27	177,57	190,50	148,38	266,14	297,87	247,89
2	325,98	209,89	335,27	183,33	331,25	293,31	234,76	349,94	199,51	238,22	189,90	228,55
3	316,55	225,68	229,05	200,43	386,54	211,50	164,21	203,93	250,98	283,22	204,42	168,35
4	378,57	187,96	287,68	155,80	240,50	190,23	155,14	330,56	214,38	300,54	133,60	148,96
5	368,82	241,77	323,68	220,26	281,68	202,54	290,63	188,64	196,67	268,89	162,91	159,05
6	365,13	193,62	134,16	289,52	349,23	267,44	220,48	227,40	191,38	234,40	196,00	160,57
7	364,20	287,26	206,46	349,31	254,21	262,06	199,78	162,50	302,39	243,19	141,12	278,32
8	266,48	98,24	267,52	218,56	171,89	185,17	224,05	214,73	270,16	194,64	328,52	174,59
9	100,08	152,99	167,64	209,29	202,53	200,42	153,00	119,04	260,48	239,08	176,32	209,69
10	261,04	232,94	119,53	322,72	227,92	235,84	249,98	189,81	188,54	179,36	169,27	153,13
11	252,12	268,77	219,37	151,71	180,02	101,19	252,23	194,32	181,74	218,72	368,96	327,35
12	297,05	176,10	340,92	242,60	300,57	165,17	144,81	152,67	276,54	189,59	195,16	307,64
13	332,14	228,72		159,63	163,96	206,66	228,34	177,35	313,86	202,69	243,15	324,05
14	177,54	287,65		191,90	157,02	242,87	232,72	211,81	256,82	166,12	190,26	249,09
15	230,52	281,23		223,89	162,88	177,96	193,25	268,23	243,56	198,42	233,52	199,58
16		358,06		176,70	168,09	295,97	315,92	129,91	236,54	234,35	254,62	117,94
17	278,91	346,03	200,51	153,92	166,66	171,46	329,18	272,35	149,72	302,84	173,66	164,67
18	307,06	334,38	257,51	259,37	198,91	260,64	235,54	169,54	214,06	117,90	201,38	140,49
19	223,68	294,50	97,81	149,19	185,79	168,76	149,82	229,22	256,59	279,64	172,64	128,53
20	145,48	345,73	232,69	223,20	172,23	171,97	277,01	270,96	173,32	328,74	340,66	102,09
21	226,19	382,47	177,09	146,43	194,70	175,38	153,93	314,14	254,32	319,82	357,41	366,98
22	125,68	362,50	306,39	138,49	223,97	260,15	324,95	243,94	370,06	211,32	307,97	184,18
23	143,99	330,62	274,55	176,61	133,34	311,52	180,68	141,92	189,35	171,08	191,68	308,85
24	208,18	241,44	245,75	284,20	197,61	236,37	349,69	277,11	192,62	338,83	291,58	281,56
25	368,94	192,52	311,40	126,78	269,20	229,54	203,03	160,61	144,10	289,47	291,00	258,61
26	344,10	356,08	250,46	289,98	311,46	148,39	164,14	189,28	278,01	264,46	284,09	384,68
27	258,10	258,02	180,79	238,75	181,44	205,01	213,05	198,52	255,44	204,32	199,89	356,48
28	323,50	212,01	147,68	188,60	227,97	270,20	277,12	151,55	388,03	267,39	187,42	371,63
29	293,09		112,99	218,75	177,51	192,84	165,18	343,85	148,43	214,83	245,94	179,20
30	307,69		189,21	172,53	224,69	134,99	180,55	256,37	189,47	354,36	268,15	165,74
31	135,86		142,84		115,11			336,70		303,08		240,15

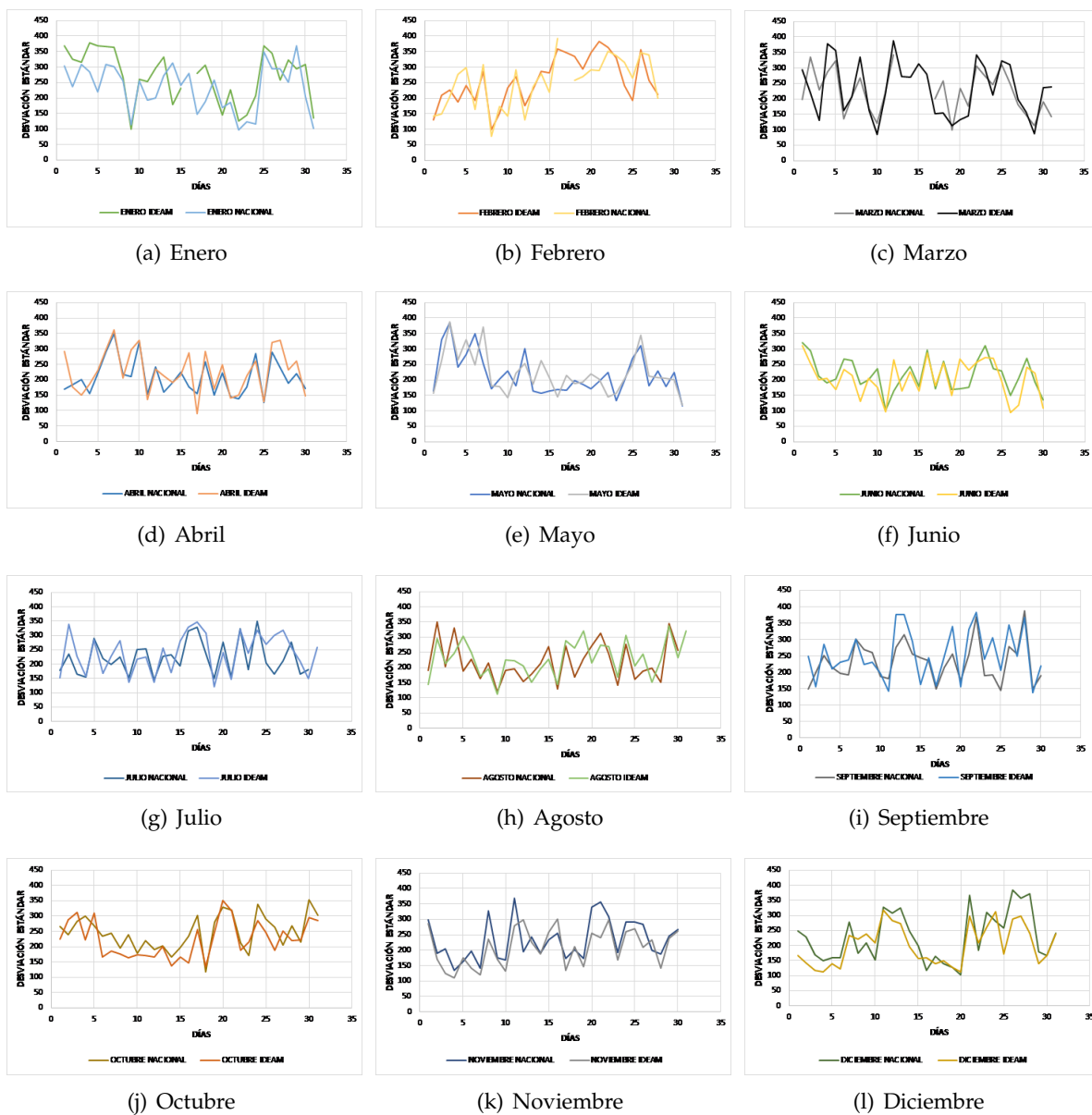


FIGURA 53: Desviación estándar de las dos estaciones meteorológicas para el año 2015. Fuente: Propia.

7.1.3. Año 2016

CUADRO 31: Desviación Estándar IDEAM para el año 2016

DESVIACION ESTANDAR IDEAM												
DIA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
1	307,36	342,30	130,28	162,15	175,39	237,29	202,80	194,77	176,02	134,10	158,31	140,86
2	152,93	302,60	190,54	139,27	388,80	151,51	201,88	215,55	174,71	180,39	217,74	128,48
3	293,30	193,64	388,06	175,94	161,47	92,85	230,05	228,57	220,84	207,34	274,64	110,65
4	230,97	213,36	205,64	43,13	124,37	333,24	284,11	232,79	264,55	200,84	325,68	141,17
5	189,55	340,99	241,07	141,98	304,18	347,78	229,98	175,05		317,66	248,22	123,06
6	109,26	276,16	244,99	210,35	182,15	138,19	138,12	357,18		270,99	218,27	234,97
7	160,10	198,33	247,65	155,43	283,73	162,23	183,44	167,66	155,16	145,05	165,32	141,25
8	220,87	312,28	323,58	347,49	143,51	186,82	270,64	266,85	325,16	152,59	182,77	143,58
9	245,33	138,32	287,33	118,53	241,63	193,93	297,90	161,99	291,21	171,69	180,62	203,21
10	276,45	302,90	265,16	192,59	191,70	152,91	240,37	304,27	272,38	194,03	161,92	141,16
11	256,09	364,60	396,25	247,74	291,33	286,11	242,45	182,30	288,92	213,22	82,63	218,73
12	246,22	247,80	291,54	103,63	160,71	212,53	177,20	135,01	123,28	141,97	145,05	188,38
13	244,21	232,46	341,01	274,64	59,00	142,38	339,29	257,40	167,52	308,74	320,70	118,66
14	178,60	373,31	166,59	210,50	168,32	239,62	349,51	291,42	241,60	169,06	217,41	305,14
15	303,56	138,29	198,84	274,26	213,57	274,02	217,18	237,63	247,77	251,83	233,54	266,42
16	276,45	188,10	304,01	390,67	202,77	266,75	165,44	256,93	288,65	343,49	195,60	147,67
17	287,14	215,91	247,28	237,43	211,23	231,06	297,05	333,04	318,72	317,82	165,80	187,86
18	224,72	293,09	161,22	253,60	179,35	140,89	146,50	185,56	223,67	330,88	233,86	302,24
19	280,66	353,08	141,85	169,32	235,49	259,63	158,13	149,59	239,25	396,85	60,87	255,05
20	193,31	275,71	188,08	200,15	123,83	300,27	311,08	344,89	242,77	219,77	157,13	195,58
21	181,16	155,79	175,74	219,03	276,58	269,91	244,95	279,60	232,70	221,98	223,24	59,33
22	211,09	123,18	278,72	214,28	300,21	275,15	258,22	154,40	241,79	313,50	244,43	273,56
23	188,03	319,57	228,48	199,40	210,88	253,90	232,93	0,00	357,90	161,56	110,34	141,82
24	256,17	263,00	390,90	72,85	200,74	135,25		153,79	187,61	164,06	148,91	229,35
25	286,49	152,20	371,54	200,21	171,83	359,76		347,89	223,02	136,19	123,53	166,96
26	252,28	89,33	235,81	255,15	111,77	246,74		241,05	333,28	131,07	114,62	173,34
27	336,63	290,38	207,88	265,34	276,56	267,42	191,15		200,21	245,47	195,37	204,74
28	298,91	361,27	233,50	136,90	137,05	289,30	265,62		196,45	152,90	186,45	293,05
29	239,75	198,65	209,34	230,24	165,51	222,37	257,79	288,14	119,37	104,67	210,74	264,50
30	216,29		172,75	213,55	188,12	152,93	339,69	216,19	255,97	212,14	282,25	104,92
31	278,02		243,36		214,63		356,35	250,18		252,02		112,40

CUADRO 32: Desviación Estándar Universidad Nacional para el año 2016

DESVIACION ESTANDAR NACIONAL												
DIA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
1	379,45	385,53	164,67	181,28	196,42	278,56	202,50	296,71	168,93	216,55	232,46	182,41
2	264,63	318,80	235,72	180,47	331,02	129,40	175,86	306,45	182,12	230,36	273,77	164,25
3	357,06	306,52	371,53	238,01	169,13	108,63	190,65	286,55	312,42	215,91	311,51	85,32
4	259,08	289,86	296,07	55,70	173,36	367,83	230,75		203,89	210,52	267,42	251,54
5	262,23	236,78	261,13	151,56	283,41	390,73	208,63	227,32		318,10	269,99	140,19
6	105,98	240,35	318,86	203,12	209,62	133,19	168,42	308,09		260,69	309,05	271,02
7	305,14	190,73	257,82	148,12	247,13	140,39	226,07	141,60	159,74	185,71	150,62	191,35
8	280,84	227,65	334,54	360,90	222,41	252,83	286,56	231,54	317,77	234,37	281,84	248,92
9	323,46	169,64	276,57	115,67	250,99	190,83	203,34	135,38	297,67	174,80	203,59	267,24
10	334,60	152,75	308,22	203,49	166,34	164,40	251,32	215,00	247,49	163,61	220,89	273,96
11	317,97	400,24	372,13	217,97	160,96	299,00	267,16	182,30	241,93	198,83	103,26	287,19
12	334,34	269,67	373,03	122,51	128,56	209,86	179,39	135,01	146,39	178,48	186,90	172,14
13	328,80	256,20	335,75	280,63	64,21	147,63	301,12	257,40	219,96	300,04	397,44	147,67
14	233,81	361,72	118,59	292,95	249,06	149,31	355,97	291,42	260,48	188,29	267,60	366,53
15	333,12	193,87	214,65	251,08	288,62	285,07	210,53	237,63	282,63	273,60	288,18	301,37
16	333,85	255,06	245,83	223,02	205,50	285,54	167,95	256,93	260,08	364,34	241,24	186,22
17	353,94	211,80	237,35	272,29	253,51	235,66	324,75	333,04	263,13	329,03	181,75	244,59
18	331,08	290,34	234,28	198,67	197,72	171,30	182,23	185,56	190,80	345,05	189,62	353,06
19	351,90	383,38	154,84	204,76	151,97	199,79	155,12	149,59	214,26	336,41	69,59	321,35
20	289,48	257,27	173,14	220,29	134,15	326,99	241,53	344,89	207,43	162,89	215,03	165,80
21	244,82	156,31	204,94	262,10	211,69	269,91	224,13	279,60	323,72		303,10	75,09
22	268,88	148,74	218,85	214,99	227,51	275,15	234,22	154,40	250,60		256,71	320,66
23	277,39	371,79	226,16	190,39	244,38	253,90	213,92		187,65		135,80	167,97
24	311,43	338,70	380,27	94,44	214,21	135,25		153,79	266,37	278,37	206,60	311,05
25	347,56	196,65	316,09	183,38	207,05	359,76		347,89	173,19	159,58	179,29	202,94
26	310,92	139,52	221,27	166,14	134,00	246,74	192,12	241,05	263,44	178,88	176,20	247,21
27	369,12	330,11	294,64	378,59	256,95	267,42	176,03	182,92	187,75	254,12	226,33	226,29
28	327,36	366,43	272,13	146,16	156,00	289,30	324,32	0,00	279,04	204,89	148,05	380,82
29	301,17	213,02	206,05	215,99	162,78	222,37	226,79	278,67	189,94	139,19	204,02	303,37
30	293,09		151,66	221,05	255,88	152,93	298,27	220,57		191,07	299,90	111,30
31	317,44		159,18		180,49		229,57	310,08		317,30		139,05



FIGURA 54: Desviación estándar de las dos estaciones meteorológicas para el año 2016. Fuente: Propia.

7.1.4. Año 2017

CUADRO 33: Desviación Estándar IDEAM para el año 2017

DESVIACION ESTANDAR IDEAM												
DIA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
1	208,90	265,04	255,487	216,62	320,47	225,68	291,40	187,71	352,09	263,62	145,85	241,81
2	226,06	354,71	290,49	165,51	162,35	160,82	282,65	323,33	284,63	247,66	236,42	179,00
3	295,46	312,30	247,63	363,99	107,59	232,98	164,82	274,73	250,43	263,83	141,40	128,00
4	207,52	293,56	140,76	304,03	263,34	139,69	186,60	198,59	266,02	222,17	90,61	208,80
5	153,81	323,92	133,20	320,79	210,64	223,78	160,97	318,05	227,10	253,94	281,12	160,83
6	236,95	340,33	225,52	246,19	219,45	221,66	244,53	237,11	339,64	300,59	205,18	278,71
7	162,14	344,21	153,50	168,84	118,59	140,24	246,10	192,06	177,42	118,32	180,89	209,88
8	130,76	359,52	62,98	230,68	119,92	132,99	116,27	203,69	71,11	258,04	154,25	214,63
9	146,09	309,87	198,66	201,22	114,04	118,59	243,13	284,07	227,21	180,75	247,50	245,40
10	194,89	255,96	163,84	239,43	160,82	122,35	308,24	213,60	263,45	365,20	157,57	273,90
11	189,81	314,51	218,51	211,95	120,87	215,59	227,16	162,70	214,06	123,13	329,38	163,02
12	259,06	247,06	50,53	145,55	141,28	205,64	173,09		296,76	179,00	141,34	122,43
13	268,60	306,71	231,65	370,51	163,29	246,31	312,09		274,26	164,70	126,45	185,90
14	114,22	249,36	197,48	155,61	212,19	219,93	146,07	305,92	286,44	192,98	203,19	304,70
15	249,10	341,64	179,82	146,76	172,41	153,25	130,97	196,19	186,95	197,36	83,71	236,32
16	246,80	213,32	221,09	145,74	327,77	269,87	343,83	221,68	147,53	211,11	174,79	130,29
17	204,08	151,41	221,38	216,76	161,12	112,62	175,16	260,11	326,44	249,30	174,44	286,92
18	104,73	224,40	175,09	202,50	251,84	146,20	309,02	172,10	297,16	236,51	181,35	266,87
19	219,35	285,23	188,02	177,57	269,54	195,36	204,55	179,91	196,32	233,48	128,48	258,76
20	222,15	205,76	189,69	67,28	210,51	217,06	230,93		202,03	190,42	193,26	269,67
21	205,74	260,93	167,97	189,69	223,17	293,91	322,79	196,12	325,49	222,82	207,23	205,50
22	307,74	279,91	130,55	298,30	97,74	202,61	199,45	239,68	298,07	213,95	232,84	225,51
23	299,01	149,96	210,53	313,96	175,11	243,68	243,06	189,53	199,63	228,13	203,85	
24	240,98	122,19	182,79	204,15	213,79	226,22	217,84	326,19	204,31	191,44	180,54	
25	181,40	165,42	96,89	156,96	235,27	257,65	294,29	136,56	343,33	219,39	253,44	
26	117,46		150,04	233,55	201,21		170,80	234,81	161,41	131,08	121,39	128,59
27	183,64	143,43	272,46	401,47	285,88		354,71	234,32	254,25	221,92	285,84	176,74
28	331,49	256,60	229,32	217,86	210,02	193,17	274,39	255,33	188,48		236,13	150,77
29	298,54		151,97	111,37	290,12	298,99	265,86	111,16	305,33	163,63	281,98	134,55
30	119,44		93,25	110,42	323,87	261,87	114,48	309,91	150,04	117,22	230,71	208,80
31	194,16		213,50		218,53		266,65	400,53		167,79		138,86

CUADRO 34: Desviación Estándar Universidad Nacional para el año 2017

DESVIACION ESTANDAR NACIONAL												
DIA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
1	160,42	243,92	328,78	187,84	286,08	179,17	241,67	162,32	295,75	317,27	225,95	265,83
2	303,37	341,52	309,66	203,39	192,37	119,33	306,30	346,67	286,92	352,18	175,65	261,48
3	111,30	314,12	284,01	388,16	97,61	172,06	319,81	334,59	265,53	292,44	179,64	165,24
4	139,05	271,46	185,01	315,87	194,32	172,05	147,19	236,26	220,02	258,23	109,12	190,26
5	160,42	360,11	153,53	296,51	219,74	228,12	179,11	342,93	202,76	280,76	187,84	170,81
6	231,64	378,20	168,15	289,64	217,74	240,22	329,41	209,07	281,60	288,58	321,73	187,14
7	204,87	378,69	182,66	225,05	121,59	145,20	273,67	165,09	262,90	112,91	285,90	284,65
8	170,59	384,72	76,95	245,51	155,42	165,63	201,41	224,06	102,00	194,87	223,75	213,61
9	146,48	350,12	179,24	234,15	122,52	147,00	251,94	266,00	207,84	221,37	198,38	284,75
10	216,58	327,85	182,13	291,71	179,51	161,92	340,76	202,73	248,70	274,46	257,25	296,38
11	247,49	335,92	211,19	150,14	137,13	199,40	214,04	214,10	336,01	142,79	278,72	261,10
12	278,85	248,91	76,45	162,43	168,27	239,50	135,34	147,97	293,52	234,59	199,03	171,07
13	209,47	344,29	211,71	168,45	204,31	299,07	272,19	239,87	288,73	187,42	180,19	267,69
14	161,78	261,33	185,97	173,59	327,58	187,02	158,71	254,43	245,12	146,03	184,11	247,96
15	304,75	380,36	162,03	173,05	171,57	154,41	165,35	229,75	209,93	314,79	122,89	400,34
16	346,03	251,28	298,52	103,91	357,35	202,81	278,40	224,31	179,00	220,01	235,60	146,17
17	282,58	180,92	277,84	205,12	193,65	139,28	153,89	198,16	286,75	258,25	202,39	346,47
18	105,41	323,00	270,30	167,41	263,98	174,55	242,03	183,01	205,18	299,62	278,39	290,77
19	195,44	333,60	170,21	170,43	276,02	199,29	266,74	212,97	229,57	253,96	197,78	296,52
20	289,99	253,47	108,33	66,52	192,42	149,28	246,40	337,20	179,23	179,15	257,03	236,92
21	294,29	299,63	138,31	223,58	241,84	261,79	269,97	158,47	289,19	314,31	255,10	210,03
22	349,45	368,18	147,65	221,95	108,85	200,65	161,73	241,51	274,98	262,58	287,70	263,06
23	355,57	172,84	253,74	239,44	167,30	189,86	232,67	179,72	235,31	210,17	247,31	211,66
24	320,93	105,05	92,64	201,08	186,89	199,08	154,31	233,41	192,06	167,18	177,38	215,72
25	216,54	131,09	130,12	151,57	201,74	265,57	300,67	135,15	305,09	280,73	248,32	259,14
26	152,73	178,40	152,76	255,53	170,89	198,07	189,84	239,60	130,92	177,20	169,85	144,10
27	223,76	174,52	214,22	392,57	279,52	155,67	205,80	221,74	265,14	351,69	247,65	195,89
28	398,42	256,78	142,09	226,47	233,16	221,79	242,83	175,38	164,52	191,37	251,13	203,59
29	225,46		190,56	128,36	234,87	306,10	234,31	131,29	277,16	160,63	312,23	210,86
30	127,05		112,01	115,40	199,87	282,84	131,62	296,32	200,30	129,11	292,93	258,11
31	174,49		264,43		194,35		214,01	397,25		182,21		235,14



FIGURA 55: Desviación estándar de las dos estaciones meteorológicas para el año 2017. Fuente: Propia.

7.1.5. Año 2018

CUADRO 35: Desviación Estándar IDEAM para el año 2018

DESVIACION ESTANDAR IDEAM									
DÍA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
1	155,09	291,69	108,45	220,09	113,85	112,52	210,54	147,44	222,98
2	125,47	239,98	221,83	77,95	197,93	180,59	149,43	237,90	352,88
3	269,10	192,55	167,09	110,91	283,17	253,09	219,21	184,96	282,67
4	127,77	192,53	145,64	155,17	137,71	191,86	188,78	207,34	188,02
5	234,35	296,27	174,96	238,62	195,43	220,97	278,46	241,03	178,32
6	213,88	276,33	107,87	96,00	127,13	172,66	211,80	184,03	117,80
7	242,96	276,65	153,20	235,77	138,04	200,07	204,92	217,65	199,07
8	237,75	182,50	168,04	318,56	104,41	193,66	202,10	237,74	293,27
9	180,12	263,74	171,58	319,68	151,19	182,75	143,06	274,33	312,98
10	241,31	356,53	322,22	46,84	164,13	274,46	176,49	377,00	222,86
11	183,19	280,68	366,52	82,78	144,62	147,09	365,72	154,91	184,34
12	121,93	386,91	321,96	124,89	195,06	200,16	307,30	189,57	109,31
13	139,36	193,26	278,33	255,37	189,24	226,24	174,71	265,78	112,52
14	178,89	169,79	332,75	93,23	136,74	164,60	296,81	132,46	156,02
15	244,07	187,94	369,77	232,84	187,24		253,81	353,45	89,31
16	226,91	242,02	313,59	154,73	358,46	248,60	208,36	387,85	389,59
17	168,75	247,96	352,48	113,50	210,64	249,73	159,98	194,00	366,14
18	143,14	132,53	346,04	197,18	232,73	310,44	169,86	221,27	229,42
19	263,94	256,37	255,86	179,62	176,26	378,50	175,97	260,84	306,13
20	324,40	289,76	262,66	90,85	208,55	150,17		161,62	371,87
21	183,25	260,70	308,79	196,76	177,13			280,16	292,67
22	136,36	153,03	304,97	139,93	397,04	200,74	161,33	353,28	264,19
23	294,12	104,08	148,69	303,17	179,40	237,85	295,94	267,13	317,54
24	338,09	99,03	136,27	300,97	209,20	254,52	152,09	392,12	297,01
25	241,14	146,79	302,83	117,51	246,01	175,49		187,65	114,99
26	260,17	228,07	213,76	210,74	217,68	153,42		342,72	170,13
27	238,47	296,72	209,12	99,61	156,84	164,06		262,80	230,42
28	251,02	312,39	122,43	213,85	132,99	0,00		221,45	344,32
29	329,75		111,48	47,75	225,43	239,83		302,79	354,39
30	255,60		213,37	195,77	156,70	259,47	247,29	277,83	356,52
31	240,44		220,35		303,27		123,05	215,26	

CUADRO 36: Desviación Estándar Universidad Nacional para el año 2018

DESVIACION ESTANDAR NACIONAL									
DÍA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
1	180,06	277,58	165,67	256,29	191,64	143,96	214,26	146,67	269,28
2	174,28	306,44	234,17	81,11	220,39	182,86	165,98	196,12	323,36
3	373,92	268,79	297,51	163,23	283,38	231,42	213,62	189,82	219,50
4	242,40	315,52	173,44	156,84	190,82	188,41	197,66	223,45	299,71
5	272,60	359,73	183,51	292,52	219,35	202,96	287,39	261,71	198,90
6	239,56	335,84	138,04	88,92	110,35	206,50	282,89	148,59	156,47
7	256,79	364,92	197,74	202,05	136,11	151,23	163,97	166,86	187,82
8	313,14	289,88	153,80	399,73	176,40	175,33	209,88	217,81	210,65
9	184,59	133,65	185,84	197,55	148,88	213,31	146,55	299,97	290,14
10	371,50	342,44	252,55	85,16	131,81	292,37	235,92	306,09	254,20
11	195,82	285,61	235,61	95,23	143,63	232,77	333,54	166,37	146,32
12	172,18	290,13	354,06	117,08	194,66	241,55	188,17	219,46	170,44
13	188,59	193,14	246,04	268,98	191,43	212,90	219,34	212,56	185,56
14	317,61	259,31	313,76	118,00	169,47	248,48	233,01	158,05	194,95
15	309,50	178,25	251,92	182,87	181,83		256,37	301,25	112,49
16	274,71	255,62	198,03	149,94	335,50	197,40	232,35	197,45	322,96
17	169,94	220,69	334,06	117,16	145,62	301,60	208,58	210,09	317,16
18	176,70	181,05	402,64	180,88	217,13		235,41	227,69	155,30
19	237,87	304,46	197,95	177,01	172,61	290,47	178,01	326,98	233,57
20	288,45	331,47	201,23	79,62	164,59	277,61		111,75	351,77
21	254,87	307,19	205,22	194,96	223,35	131,29		253,30	169,01
22	128,91	152,34	322,88	140,75	279,99	168,37	168,10	314,70	256,72
23	307,84	164,38	161,20	328,17	141,28	231,83	296,09	213,60	299,96
24	385,80	146,25	138,51	208,53	183,33	251,97	144,35	355,31	317,95
25	233,06	186,65	248,35	148,58	273,94	181,17		160,12	136,24
26	238,04	263,19	218,26	174,66	201,93	167,18		365,44	216,87
27	285,06	363,61	200,86	117,06	166,72	118,17		256,87	245,55
28	328,78	365,87	129,15	197,59	162,80	247,36		239,06	231,40
29	384,28		126,07	62,67	252,39	230,65		177,92	341,32
30	251,85		261,66	242,18	180,91	246,62	152,88	266,58	340,20
31	207,31		249,01		289,05		161,34	162,01	

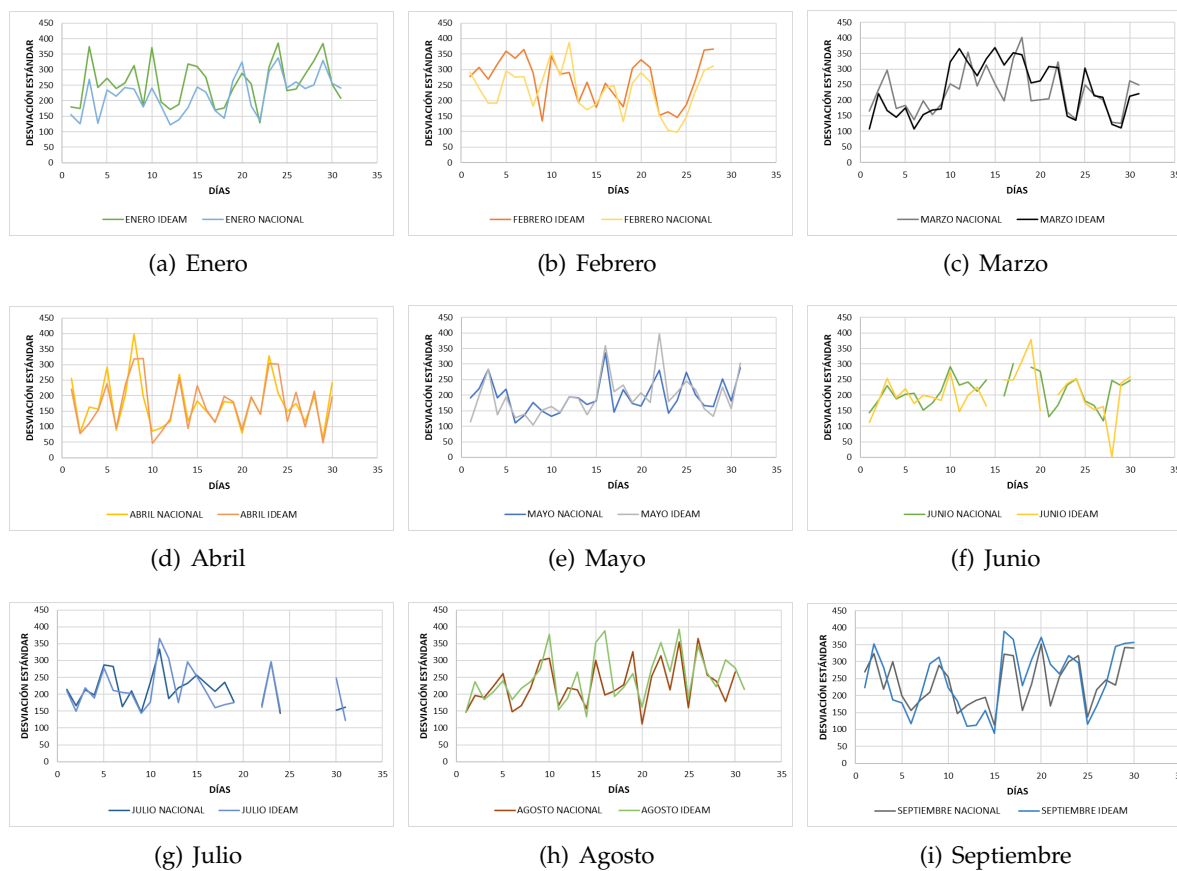


FIGURA 56: Desviación estándar de las dos estaciones meteorológicas para el año 2018. Fuente: Propia.

7.2. Temperatura máxima de las estaciones meteorológicas

7.2.1. Año 2014

CUADRO 37: Temperatura máxima IDEAM para el año 2014

TEMPERATURA MÁXIMA IDEAM												
DÍA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
1	21,6	22,9	18,5	20	22,2	19,4	20,7	19,2	21,2	17,8	20	19,6
2	22,2		19,6	19,2	20,3	20,9	20	15,7	19	15,7	20,9	20
3	20,6	20,7	20,1	21,8	23,2	20,1	20,6	18,8	21,1	18,8	18,4	18,9
4	17,4	20,9	18,4	23,2	22,1	20,9	21,9	20,9	19,2	20	21	20,6
5	22,3	20,5	20,7	20,6	24,2	22,6	20,2	18,1	22,3	20,5	18,7	19,1
6	19,6	21,7	21,5	19,6	20,8	19,2	18,2	17,7	17,6	20,3	19,2	17
7	18	20,9	23,2	20	20,8	18,8	18,8	19,1	15,6	19,6	22,2	16,8
8	19,3	21,9	21,6	19,7		20,6	18,3	20,4	15	18	17,8	19,1
9	20,8	21,6	20	20,8	18,6	19,5	18,7	17,3	18,7	14,4	18,2	16,9
10	22,2	21,1	21,5	19,7		18,4	19	18,8	18,7	17,2	18,3	18,7
11	22,5	21,8	21,5	17,7		19,3	20,1	20	18,3	19,2	19,1	16,9
12	22,9	21,5	21,7	20,4		19,7	18,6	19,3	18,6	20,1	17,7	19,5
13	24,7	20,4	21,6	21,6	21,8	19,9	16,8	19,8	16,7	18,9	19,1	17,1
14	20,7	20,4	22,9	21,7	20,6	20	16,3	19,4	17,8	19,2	18,8	17
15	21,3	23,3	19,2	20,7	22	18,8	18,3	19	17,6	17,7	18,2	19,7
16	22,5	22,2	19,9	21,3	21,2	19,4	18,3	19	17,9	19,9	18,1	19,4
17	21,8	18,8	21,9	22,8	20	18,5	18	19,4	18,3	19,2	17,9	19,5
18	18,3	20,3		23,2	22	17,8	19	19	15,9	20,6	20,4	20,9
19	19,5	16,8	19,2	22,1	18,1	19,8	18,1	18,8	18,9	16,6	18,2	19
20	23,6	19,3	20,1	21,4	19,4	20,4	17,7	18	19,8	19,1	18,8	21,2
21	22,8	19,3		20,2	21	19,2	17,5	19,7	19,3	19,4	18,4	19,2
22	18,9	23,4	23,3	19	23,6	20	18,8	20,7	19	19,3	19,1	20
23	22,3	21,3	20,9	21,9	22,2	19,6	19,8	19,5	20,5	19,7	20,9	19,7
24	21,6	21,9	20,7	19,1	23,6	18,7	18,4	19,9	19	19,9	19,2	19,4
25	20,2	17,8	20,9	21,1	21,8	17,7	20	20,5	21,2	18	16,9	19,4
26	19,5	21,8	20,1	21,3	20,1	19,3	20	18,1	20,5	17,4	19,7	21,4
27	20,9	20,4	18,8	21,5	15,8	19,1	19,2	18,6	17,7	18,9	21	20,1
28	22	18	22,7	22	20,2	21,4	19,8	18,7	18,5	18,8	19,8	18,8
29	21,3		22,4	21,2	20,3	19,1	17,9	17,6	19,5	19,3	20,3	20,6
30	20,3		22,6	20,8	21,2	19,3	17,7	20,2	19	20,5	18,4	18,3
31	22,3		21,5		18,9		19,2	20,9		21,9		19

CUADRO 38: Temperatura máxima Universidad Nacional para año 2014

TEMPERATURA MÁXIMA NACIONAL												
DIA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
1	21,7	23,3	19,5	20,3	21,9	20,4	21,2	18,7	20,2	18,8	20,8	19,7
2	20,9	20,9	20	20,5	20,2	21	20,2	17,5	19,1	17,2	22,1	20,2
3	21,7	21,1	19	20,3	22,9	21,9	20,5	19,5	19,2	20	19,4	19,7
4	18,1	21,9	18,7	21,4	21	19,7	21,6	20,8	19,4	22,8	22,9	22,2
5	22,9	21,6	21,8	21,6	22,9	20,5	19,8	18,6	19,7	22,3	18,6	19,9
6	18,3	21,7	20,8	20,2	21	19,3	18	18,6	19,5	21,9	19,9	17,6
7	17,3	21,6	20,4	19,8	20,1	18,4	19,2	18,6	18,2	22,1	20,9	16,6
8	19,4	21,6	21,6	20,3	18,7	20,5	19,3	20	17,5	18,6	19,1	19,2
9	20,3	23,1	20	21,4	19,6	19,3	17,4	18,6	19,7	16	19,8	18,6
10	20,8	22,2	20,3	20,4	19,1	18,8	19,6	20,7	20,1	18	20,3	18,9
11	21,1	23	20,4		19,3	21,1	19,5	20,8	19,9	19,9	20,8	17,5
12	21,6	22,4	20,3	19,8	19,7	19,9	19,6	18,4	20,6	22,5	19,1	21,2
13	22,5	20,5	20,4	20,1	21,1	19,1	17,7	19,7	19,4	20,9	20,3	18,8
14	20,6	21,7	20	23	20,9	20,7	17,2	18,7	18,6	21,2	19,9	19,5
15	20,3	22	20,1	19,8	22,6	18,3	18,3	19,1	19,9	20,1	20	20,1
16	21,5	21,9	20,5	20,1	20,3	18,8	18,1	19,1	21,1	20,9	18,7	19,2
17	20	20,4	21,2	22,1	19,3	17,9	18,5	18,9	20,7	21,8	19	20,1
18	18,1	19,7	21	20,7	20	19	18,7	18,9	17,5	19,4	21	22,1
19	20,4	18,2	19,5	20,2	19,2	19,5	18,4	16,3	21,5	17,3	18,3	20,8
20	22,5	20,5	19,6	20,8	20,8	19,5	18,1	19,1	21,6	20,5	20,9	22
21	22,2	20,5	21,9	20,3	20,7	19,7	17	19,9	21,2	20,9	19,6	20,5
22	19,5	21,6	23	18,4	23,5	18,8	19,6	20,1	19,8	19,9	21	20,8
23	21,7	23,9	21,6	20,9	20,9	19,3	19,8	21,4	21,9	21,5	21,6	19,5
24	21,8	21,9	20,9	19,5	22,6	18,6	17,8	20,5	22	21,8	21,1	20,5
25	19,9	17,3	20	20,1	21,2	17,4		19,4	23,7	19,6	18,4	21,1
26	19,8	21,2	20,1	20,7	21,3	18,4	19,8	17,4	21,7	18	20,9	21,1
27	18,7	19,9	19,9	20,7		19,3	19,6	18,4	19,2	21,7	20,2	22
28	20,7	19,2	23,1	20,9	21,7	19,2	20,5	17,9	20,7	20,9	20	20,4
29			22,1	20,8	20,7	18,6	18	18,4	19,2	20,5	21,4	20,2
30			22,8	20,7	20,8	18,9	19,2	20,6	20,8	20,5	21,1	19,1
31	22,7		21,5		18,9		20,4	19,6		23,3		20,8

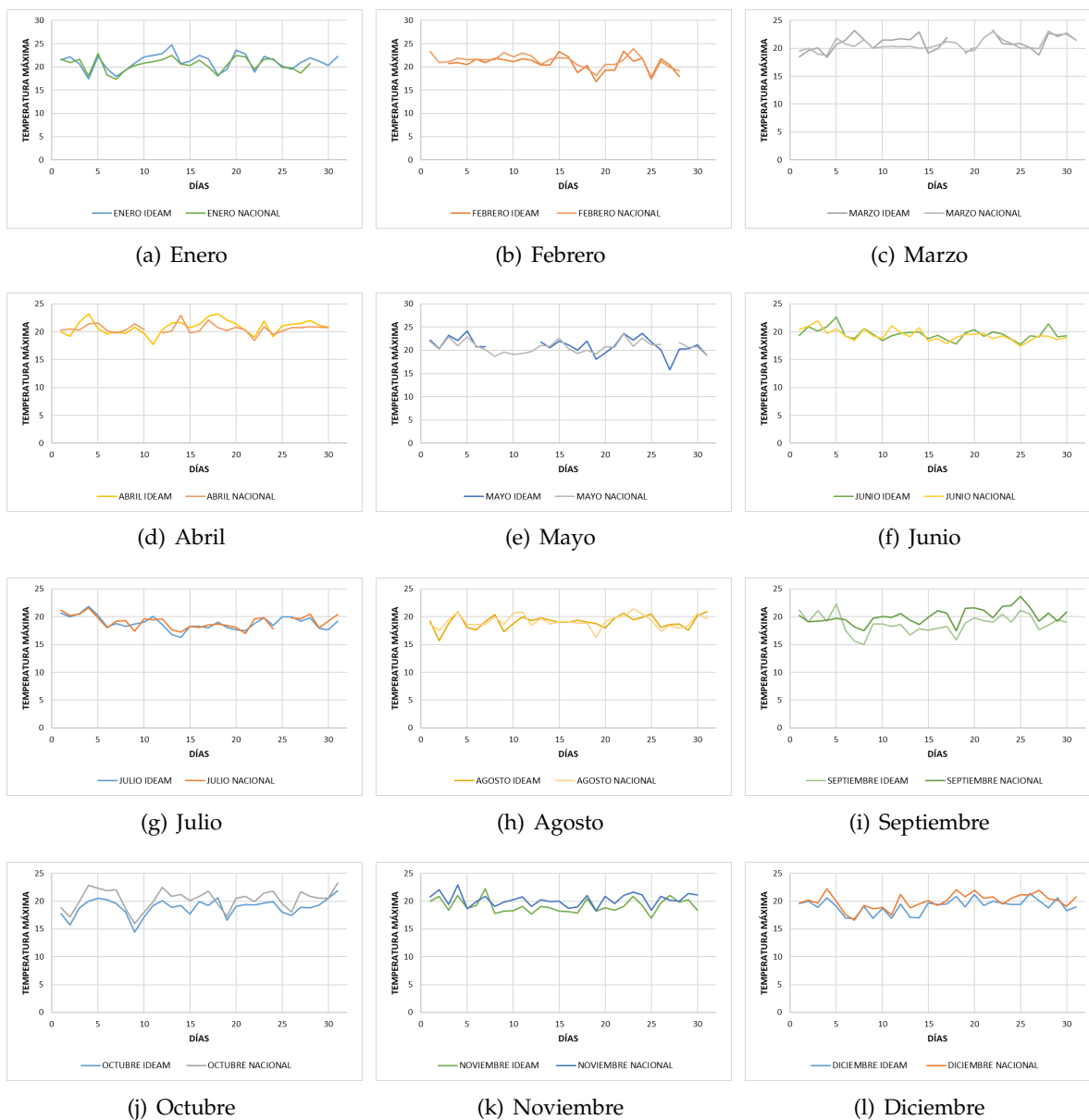


FIGURA 57: Temperatura máxima de las dos estaciones meteorológicas para el año 2014. Fuente: Propia.

7.2.2. Año 2015

CUADRO 39: Temperatura máxima IDEAM para año 2015

TEMPERATURA MÁXIMA IDEAM												
DÍA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
1	20	17,3	21,9	19,7	19,3	18,6	16,3	16,6	17,9	20	18,9	18,5
2	18,4	18,2	20,9	19,2	22,6	18,1	18,7	18,7	17,4	21,2	17,4	18,2
3	19,8	17,5	18,4	17,7	22,6	18,4	18,4	19,1	20	20,1	19	19,3
4	19,2	18,5	20,4	18,6	20,8	18,6	19	18	18,3	19,3	18,7	17,2
5	19,2	19,9	21,7	19,7	21,7	17,8	19,7	18,6	20	19,5	16,6	18,8
6	19,5	18	19,1	19,3	18,9	18,8	17,5	19,1	18,1	18,9	18	18,1
7	19,1	19,2	18,6	19,4	18,7	19,1	18,4	18,9	17,9	20,2	16,1	19,3
8	16,9	15,9	19,9	18,1	19,3	17,5	19,7	17,5	19	18,4	18,9	17,7
9	14,7	18,4	18,1	19,4	18,3	19,2	17,9	16,3	18,7	18,5	18,7	19
10	18,6	18,6	17,3	18,7	17,9	17,3	18,2	18,2	18,5	17,8	18,4	19
11	17,8	19,5	19,4	17,9	19,9	15,7	16,7	17,4	16,6	19,3	20	20,1
12	18,7	18,4	22,7	19,7	19,4	18,2	16,3	18,5	19,8	19	20,6	20,8
13	22	19,2	21,2	18,1	19,2	17,6	19,7	17,7	18,9	19,6	20	19,5
14	21,8	20,5	21	19,4	18,4	18,6	19,4	18,2	20	18,5	18,3	20,3
15	20,6	20,2	22,4	18,8	18,6	17,5	17,8	17	18,5	18,7	18,6	20,1
16	22,3	22,2	21,1	19,8	18	18,9	18,5	15,6	20,3	17,9	19,6	19,4
17	18,4	23,2	18,4	16,3	18,9	17,9	18,6	18,5	20	17,6	17,2	17,4
18	19,1	20,4	18,1	20,2	20,2	17,9	19,3	19,8	20,6	17,7	18,5	18,9
19	20,5	20,5	16,6	18,9	19,2	16,2	17,1	19,4	21,1	18,9	19,3	17,2
20	18,2	20,4	17	19,5	18,8	18	19,5	19	17,9	20,4	20,8	17,1
21	18,3	22,2	16,7	17,7	19,2	18,3	17,3	17,4	20,7	22	19,9	20,3
22	17,5	21,7	19,7	17,7	18,2	18	19,2	18,7	20,3	21,6	21,6	19,6
23	17,7	20	20,5	18,8	18,2	17,2	17,5	18,7	18,7	18,9	19,3	20,5
24	18,2	20,4	18,1	19,1	19,4	16,9	18,5	17,4	19,3	19,5	20,9	19,5
25	22,9	21,5	20,5	17,6	19,1	16,1	19,8	18,5	18	18,9	20,3	19,2
26	21,7	21,8	20,9	19,3	20,8	14,4	18,6	17,6	20,7	19,6	20,2	21,2
27	21	20,1	19,7	20,8	19,5	14,2	19,6	18	20,1	20,5	22,5	22,2
28	20,1	18,8	19,7	17	19	17,2	18,1	17,9	20,8	20,2	20,2	20,1
29	20,1		16,1	17,9	18,5	16	18,3	18	18,9	20,7	21,6	19,5
30	20,6		19	20,2	18,7	15,6	15,9	18	20,3	21,4	19,8	18,6
31	16,2		19,7		17,7		16,9	18,2		21		18,7

CUADRO 40: Temperatura máxima Universidad Nacional para año 2015

TEMPERATURA MÁXIMA NACIONAL												
DIA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
1	20,7	17,8	20,8	19,9	19,4	20,4	18,5	19,1	18,6	21,8	20,5	20,2
2	19,7	19,5	21,9	19,3	23	19,8	19,2	20,5	19,3	21,8	18,6	20,3
3	20,6	18,6	19,6	19,6	23,3	20,3	20	20	20,1	22,2	20,9	20,6
4	21	19,2	21,7	19,2	22,4	23,5	19,5	19,1	20,3	21,3	20,1	19,3
5	20,9	20,7	21,3	20,5	21,3	20,5	20,9	18,8	21,3	21,2	18	21,1
6	20,7	19,2	19,4	20,5	20,4	21,4	19,6	20,4	19	21,4	20,2	19,1
7	21,1	20	19,4	21	20,5	21,1	20,4	20,2	19,1	22,2	18,3	22
8	20,3	17,1	19,5	19,7	19,5	18,6	19	19,8	20,4	20,5	21	21,1
9	15,5	18,2	19,5	20,1	19,6	21	19,7	16,9	20,8	21,1	18,7	21,9
10	19,8	19,5	18,2	21,5	19,6	19,6	18,9	19,2	20,1	20	19,5	19,9
11	19,3	19,4	20	19,4	20,4	16,8	18,5	18,3	18,5	20,4	21	20,6
12	20,6	20,1	22,8	19,8	20,3	18,6	17,5	19	20,3	20,4	21,3	22,7
13	22,2	20,6	21,3	19	20,4	18,6	21,6	18,5	20,8	21	20,9	21
14	20,4	20,8	21,9	21,3	19,4	20,1	21,4	19,4	21	19,5	20,7	22,3
15	19,6	20,8	24,3	19,8	20,2	19,6	18,3	19,2	20,3	19,8	20,5	20,7
16	23	23,3	22,5	20,4	19	20,3	20,4	16,8	22,4	20	23	20,9
17	20,4	23,2	19,6	16,6	20,5	18,1	20,2	20,1	21,1	19,5	18,6	18,9
18	20,3	21,8	19,4	20,8	20,4	19,2	21,1	19,6	20,8	18,5	20	18,3
19	21,6	21,1	17,4	21,1	20,5	18,7	17,8	20,1	22	21,3	19	19,1
20	19,1	21	17,7	20,2	19,8	19	20,6	21	19,7	22,1	23,6	17,5
21	21,2	23,8	18,7	19	20,6	19,8	18,4	20,1	21,5	23,4	21,4	22,1
22	18,4	21,9	20,7	18,3	20,4	18,8	20,6	21,3	21,6	22,3	22,4	19,2
23	19,1	20,5	22	20,2	19,6	18,9	18,4	20,2	19,5	20,3	22	21,4
24	19,2	21,8	20,1	20,9	21,1	18,6	20,8	19,4	19,7	22,2	23,4	19,9
25	22,7	20	22,3	18,4	20,9	17,6	18,9	19,3	19,1	22,2	22,4	20,9
26	22	21,7	21,4	19,2	22,4	15,5	19,7	19,4	21,1	22	22	21,5
27	20,4	19,9	21,1	22,4	21	17	19,3	19,4	20,9	21	23,6	22,9
28	21,4	19,4	20,9	19,1	20,4	19,4	19,8	18,9	22,4	22,4	22	21,8
29	21,3		17,1	19,2	19,3	17	19,7	20,1	20,3	22	22,7	20,4
30	21,8		20,4	20,9	21,1	19,4	18,1	19,7	20,9	22,6	20,3	19,9
31	18		20,3		19		18,7	20,7		22,7		20,2

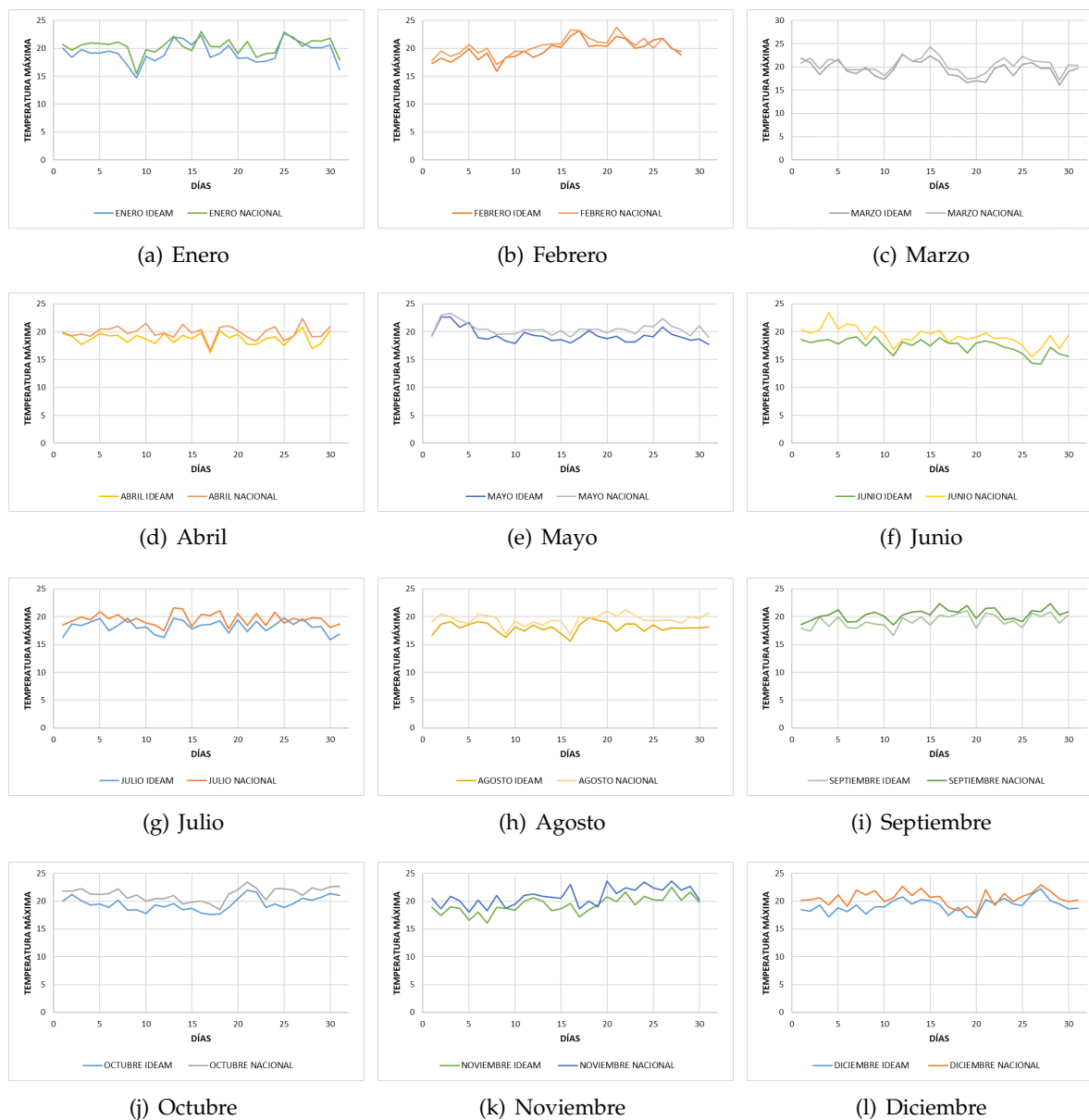


FIGURA 58: Temperatura máxima de las dos estaciones meteorológicas para el año 2015. Fuente: Propia.

7.2.3. Año 2016

CUADRO 41: Temperatura máxima IDEAM para año 2016

TEMPERATURA MÁXIMA IDEAM												
DÍA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
1	20,2	23,6	21,7	20,6	19,5	18	17,6	17	16,9	17,9	18,1	18
2	17,3	22,4	21,8	17,4	21	18,6	18,4	18,6	16,7	19,5	19,1	19,5
3	21,4	20,8	22,8	19,7	18,3	18,3	17,4	16,6	19,1	19,8	20,7	16
4	20	20,9	21,9	14,3	18,9	21,1	17,5	17,7	19,8	20,3	19,4	18,4
5	21,5	21,5	21,6	18,4	21	22	18,3	17,5	18,6	21,5	17,9	18,2
6	18,7	21,2	20,4	20,6	21,3	18	16,8	19,7	19	19,7	20,1	20,9
7	21,2	19,6	19,8	20,1	21,1	18,8	17,6	18,5	17,8	17,8	18,9	17,6
8	20,9	19	21,7	21,1	19,8	18,5	18,2	20,7	21,7	19,2	17,9	19,2
9	21,1	19,4	22	19,7	19,8	16,6	18,3	17,8	19,4	19,1	21,7	20,6
10	20,7	19,2	21	21,2	19,4	17,5	19,3	18,2	20,5	20,4	20,1	18,2
11	21,2	20,9	21,7	19,6	20,3	18	17,4	17	18,7	22	15,2	18,4
12	22,3	20,7	21,5	17,7	19,7	18,3	16,9	17,6	17,4	18,1	18,6	19,5
13	20,6	20,8	23,2	19,5	15,1	17,2	17,9	18,1	18,8	20,7	21,1	18,8
14	19,9	20,1	18,7	21,3	18,6	17,4	18,9	19	20,2	19	20,5	21,4
15	23,8	18,2	20,2	21,2	19,1	17,2	18,7	19,8	18,2	19	18,7	21,5
16	23,1	19,5	24,1	22,2	18,7	18,4	17,9	17,9	20,4	21,4	18,9	19,5
17	22,5	21,7	20,3	20,9	19,8	20,4	19	18,9	19,4	20,5	19,5	21
18	21	23	19,8	20,9	19,8	18	17,1	17,4	19,6	21,9	20,8	19,7
19	21,4	22,1	19,7	22	18	19	17,5	16,6	17,9	20,9	15,7	20,1
20	20,7	22,2	21,6	18,9	19	18,8	17,1	19,1	17,9	19,5	18,4	19,5
21	21,1	20,1	20,1	20,4	20,5	17,2	17,9	18,3	17,5	20,7	19,6	16,4
22	21,3	18,4	20,6	20,1	21,4	18,2	17,7		18,5	19,8	20,6	19,5
23	20,6	21,2	20	20	20,2	19,5	18		18,6	21,1	18,6	17,7
24	20,2	23,3	24,5	16,2	19	16,7	17,1	18,9	19,4	19,5	19,5	19,3
25	21,2	19,2	22,6	20,9	20,6	19,6	19,9	20,2	18	18,3	20,1	20,7
26	22,2	19,3	21,4	21,6	17,3	17,9	20,3	19,8	19,5	17,9	19,2	21
27	23,4	23,8	22,6	22,4	22	18,2	15,9	20,7	18,6	20,1	17,8	19,6
28	22,4	23,9	21,5	19,2	18	17,8	17,4	21,4	21,6	18,8	19,6	22,3
29	21,5	22,8	21,6	19,8	19	17,7	17,2	19,5	19	17	20	20,9
30	21,1		19,9	19,8	20,2	17,1	18,5	18,1	19,9	19,6	20,3	18,8
31	20,7		20,1		20,1		19	19,1		20,3		16,8

CUADRO 42: Temperatura máxima Universidad Nacional para año 2016

TEMPERATURA MÁXIMA NACIONAL												
DIA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
1	22,1	23,6	22,4	22,5	19,9	20,9		19,8	18,8	17,9	18,1	26,7
2	19,2	23,7	23,6	19,5	21,8	19,7	18,9	20,2	19,1	24,3	19,1	21,1
3	23,4	22,1	24,3	20,6	19,7	19,7	19,6	20,1	22,3	23,1	20,5	49,7
4	22,1	22,2	22,7	14,7	20,5	22,1	19,3	20	20,7	21,8	29,3	20,3
5	21,6	22,2	22,2	19,8	21,6	22,2	19,9	19,1	21,3	20,3	17,9	38,8
6	19,4	21,4	24	22,1	21,9	19,7	17,7	22,2	21,8	21,5	20,1	45,1
7	23,8	20,5	22	21,6	22,4	19,8	20,2	19,9	20,4	19,7	18,9	21,6
8	22,3	19,4	23,6	22,4	21,1	20,6	20,3	21	23,1	17,8	17,9	21,5
9	22,3	20,1	22,6	19,4	21,8	18,4	19,3	19,2	21,1	19,2	21,7	26,2
10	22,1	19,7	22,8	21,7	19,2	18,5	19,8	20	21,3	19,1	22,6	27,6
11	21,8	22,2	22,1	21,3	20,7	20,4	19,7	18,8	21,1	20,4	22,8	29,3
12	23,6	22,3	23	19	20	20	18,8	20,2	17,9	22	17,1	
13	21,8	22	22,7	19,5	16,3	18,4	19,8	20,6	20,1	18,1	22,9	25,8
14	20,2	23	19,5	21	21,1	17,4	20,4	20,9	21,7	20,7	22,9	24,1
15	25,3	19,7	21,9	21,6	20,7	19,3	21	20,4	20,2	19		24,2
16	24,4	21,9	23,5	22,6	20,3	19,4	19,6	20,2	22,5	21,4	27,5	19,3
17	23,9	22,7	20,8	21,4	22,8	21,1	20,6	21	21	20,5	19,5	20
18	23,5	23	20,1	20,3	21,2	19,5	18,5	18,5	20,5	21,9	20,8	23,1
19	22	23,6	20,2	22,9	19,4	19,9	18,7	19	19,5	20,9	19,5	21,4
20	21,6	23,7	21,6	20,5	19,9	20,6	19,5	20,9	19,3	20,9	31,5	20,2
21	21,5	20,2	21,9	22,6	21,5	17,2	19,2	20,3	19,3	19,7	28,6	17,7
22	21,7	20	22,8	20,9	22,1	18,2	19,6	17,1	19,9	19,8	25,9	20,6
23	21,7	24,6	21,7	20,8	20,7	19,5	18,9	21,2	20,2	21,1	27,6	47,9
24	21,4	24,7	26,5	17,1	20,2	16,7	19,4	19,7	20,1	19,5	19,6	36,3
25	23,3	20,6	23,8	21,7	23,1	19,6	21,2	20,7	20,4	18,3	21,7	20,7
26	23,1	20,6	22,8	22,1	19	17,9	21,7	19,8	20,3	17,9	20,1	21
27	24,9	24,5	23,6	23,9	22,5	18,2	18	20,7	19,7	24	24,6	19,6
28	23,9	25,1	21,6	19,5	19,8	17,8	19,2	21,4	23,2	18,8	19,6	22,3
29	22,7	23,5	21,3	19,8	19,3	17,7	18,9	21,5	21,3	17	46,9	20,9
30	22,6		20,5	20,5	21,8	17,1	22,1	19,8		26,5	27,6	18,8
31	21,7		21,5		20,3		19,6	21		20,3		16,8

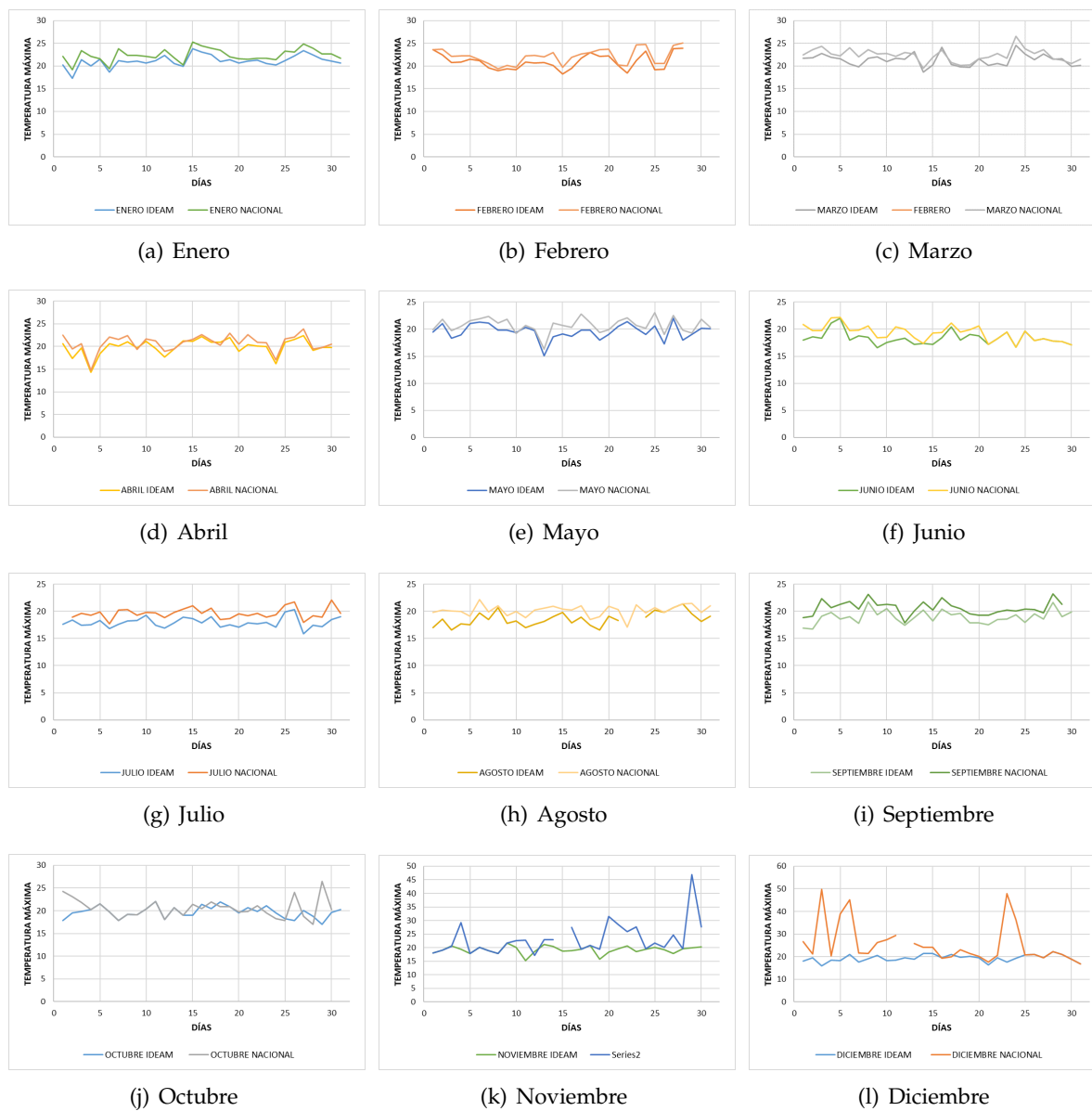


FIGURA 59: Temperatura máxima de las dos estaciones meteorológicas para el año 2016. Fuente: Propia.

7.2.4. Año 2017

CUADRO 43: Temperatura máxima IDEAM para año 2017

TEMPERATURA MÁXIMA IDEAM												
DÍA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
1	19,4	21,7	19,1	18,4	20,7	19,1	19,2	18,2	20	20,3	19,5	20,5
2	19,5	21,1	19,1	19,4	19,4	18,8	16,3	21,2	18,8	19,8	21,4	19,8
3	21,3	21,6	18,4	21	16,6	20,4	17,1	20,7	17,4	21,7	19	18,4
4	19,6	21	18,2	21,4	20,4	18,1	18,9	16,7	19,9	18,8	14,3	18
5	18,2	20,5	19,3	20,3	19,9	17,9	17,2	17,7	19,3	18,3	19,9	18,3
6	18	21,1	20,6	21,4	20,8	19,4	17,5	18	21,2	18,4	20,9	19,6
7	19,1	22,7	19,5	20,4	18	17,7		17,9	19,5	15,7	20,8	19,1
8	17,6	23,4	15,4	20,2	18,4	17,5		18,4	16,2	19,7	19,3	21,1
9	18,2	21,8	18,5	18,4	17,2	18,8	18,5	18,7	19,2	18,3	19,6	20,7
10	18,7	20,1	20,9	19,2	17,5	18,1	18,3	18,8	20,6	21,8	18,5	19,2
11	18,2	20,7	20,5	19,3	18,3	19,5	15,7	19	20,6	18,7	20,5	19,3
12	18,4	19,2	14,1	18,7	18,4	17,9	16		20,5	19,4	19,5	18,2
13	20	19,2	19,3	20,4	18,9	19,4	18,5		19	18,8	19,7	19,8
14	17,5	19,7	19,5	18,1	21,1	19,7	18,4	20,2	21,2	18,6	19,8	19,9
15	19,6	20,2	18,2	18,6	19,1	17,1	17,6	19,2	18,3	19,9	16,3	18,6
16	19	18,3	19,9	19,4	21,1	19,7	21,6	20,8	18	18,4	19,7	19,3
17	19,5	16,3	19,6	19,6	20,4	17,5	19,2	21,4	18,2	18,6	18,4	22,2
18	16,7	19,2	19	19,2	20,8	18,2	18,8	19,9	20	19,7	18,5	21,6
19	18,2	19,8	17,3	19,6	20,8	20,2	18,1	17,9	19,6	21	18	21,7
20	19,3	19,2	18,6	16,8	19	20,4	18,2	18,6	19,1	20,4	19,6	20,1
21	17,9	19,5	17,2	19	20,8	18,6	20,1	18,8	21,6	21,6	18,4	19,5
22	19,2	20,8	18,2	20,7	15,9	18,9	18,4	17,7	21,3	16,7	20	19,7
23	19	18,3	18,7	21,8	18,9	19,7	17,5	18,9	18,4	18,1	19,3	
24	19,4	17	18,8	20,8	18,8	18,7	17,3	18,4	19,3	18,6	18,7	
25	18,3	17,3	16,6	20,4	17,8	18,9	17,5	16,7	18,2	19,3	20,1	
26	16,8		15,6	19,8	20,2		15,9	20,7	18,2	18,3	17,5	17,2
27	19,2	18	21,6	21,2	20,3		16,9	20,8	20,6	21,5	18,4	16,9
28	18,4	18,4	20,3	17,9	19,7	20,1	17,7	19	20		19	18,5
29	19,6		19,7	18,2	20,5	20,3	18	17,1	19,1	17	20,6	17,8
30	18,6		16,7	17,7	18,2	19,2	14,2	17,4	18,5	17,2	19,7	20,2
31	18,8		18,7		19,5		15,7	17,9		19,7		17,3

CUADRO 44: Temperatura máxima Universidad Nacional para año 2017

TEMPERATURA MÁXIMA NACIONAL												
DIA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
1	19,4	22,2	21,3	19,5	21,7	20	20,1	19	21,5	21,1	21,6	20
2	19,5	22,1	19,8	19,9	19	18,8	18,7	21,5	20	21,7	21,6	21,5
3	21,3	21,7	19,8	21,8	17	20	19,1	21,6	18,5	22,9	20	19,4
4	20,6	22,2	20,5	22,3	21,1	18,9	18,5	17,9	20,6	20,5	16,1	19
5	18,4	21,7	19,8	21,5	20,2	19,1	17,5	19,8	20,7	19,5	19,5	18,9
6	18,1	22,3	21,9	21,7	20,6		18,5		21	19,7	22,1	19,4
7	19,7	22,7	20,8	20,4	18,7	18,7	18,2	18,6	20,6	16,8	22,3	20,9
8	19,6	24,2	15,9	21,1	20,9	18,4		19,7	16,9	19,9	20,7	21
9	18,4	22,5	19,7	19,5	17,6	20,2	18,9	19,9	19,6	19	19,9	22,1
10	19,5	20,4	19,8	20,1	18,3	19,3	19,8	20,3	21,5	22,7	21,1	20,9
11	19,2	20,7	21,6	19,2	18	19,7	17,9	20,4	22,3	19,6	21,8	19,5
12	19,7	20,1	14,9	20,1	19	18,2	17	20,7	21,3	21,7	21,3	19,4
13	19,4	20,2	20,1	20,3	20,1	20,1	19,8		19,9	21,1	21,1	20,7
14	18,4		20,1	18,8	22,6	20,1	19		21,6	19,5	20,2	20,8
15	19,4	20,2	19,1	19,6	19,9	17,7	19	19,9	19,1	20,2	17,7	20,1
16	19,7	19,5	20,3	19,6	22,3	21,2	22,4	20,8	18,8	19,9	20,6	20,4
17	20,2	17,9	19,7	20,9	20,3	18,8	19,5	20,8	20	18,9	19,8	22,9
18	17,8	19,5	20,2	20,5	22,3	19,1	19,5	21,2	20,4	20,9	19,9	22,4
19	19	21	18,1	21,9	21,9	21,1	19,8	19,4	20,1	22,7	20,3	20,8
20	19,8	20,6	19,5	17,1	20	21,3		20,3	20,3	21,4	21,8	20,8
21	19	21,3	17,9	20,1	21,5	19,8	20,5	19,2	22,2	21,5	19,5	19,4
22	19,8	21,2	18,8	21,6	16,6	19,5	18,5	19	22	19,2	20,2	21,7
23	20	18,5	19,1	22,6	20,6	20,1	18,5	20	21	19,3	20,9	
24	20,7	17,5	17,7	20,6	19,2	18,6	18,3	19,1	20,3	18,6	19	
25	19	18,5	17,9	20,7	18,6	20,6	19	18	20	20,8	20,9	
26	17,7		17,5	20,6	20,3		16,7	22	18,6	19,1	18,8	17,7
27	17,9	18,6	21,3	22	21,4			20,6	22,9	22,8	19,7	18,2
28	20,2	19,6	20,3	20,6	20,8	20,2	19,4	20,1	20,2		20	20,4
29	20,3		20,7	18,8	20,9	20,7		18,3	21,2	17,6	22,5	18,9
30	18,8		16,5	18	18,7	19,5	15,8	19	19	18,6	21,3	20,7
31	19,1		19,7		19,3		17,4	19		20,1		19,4

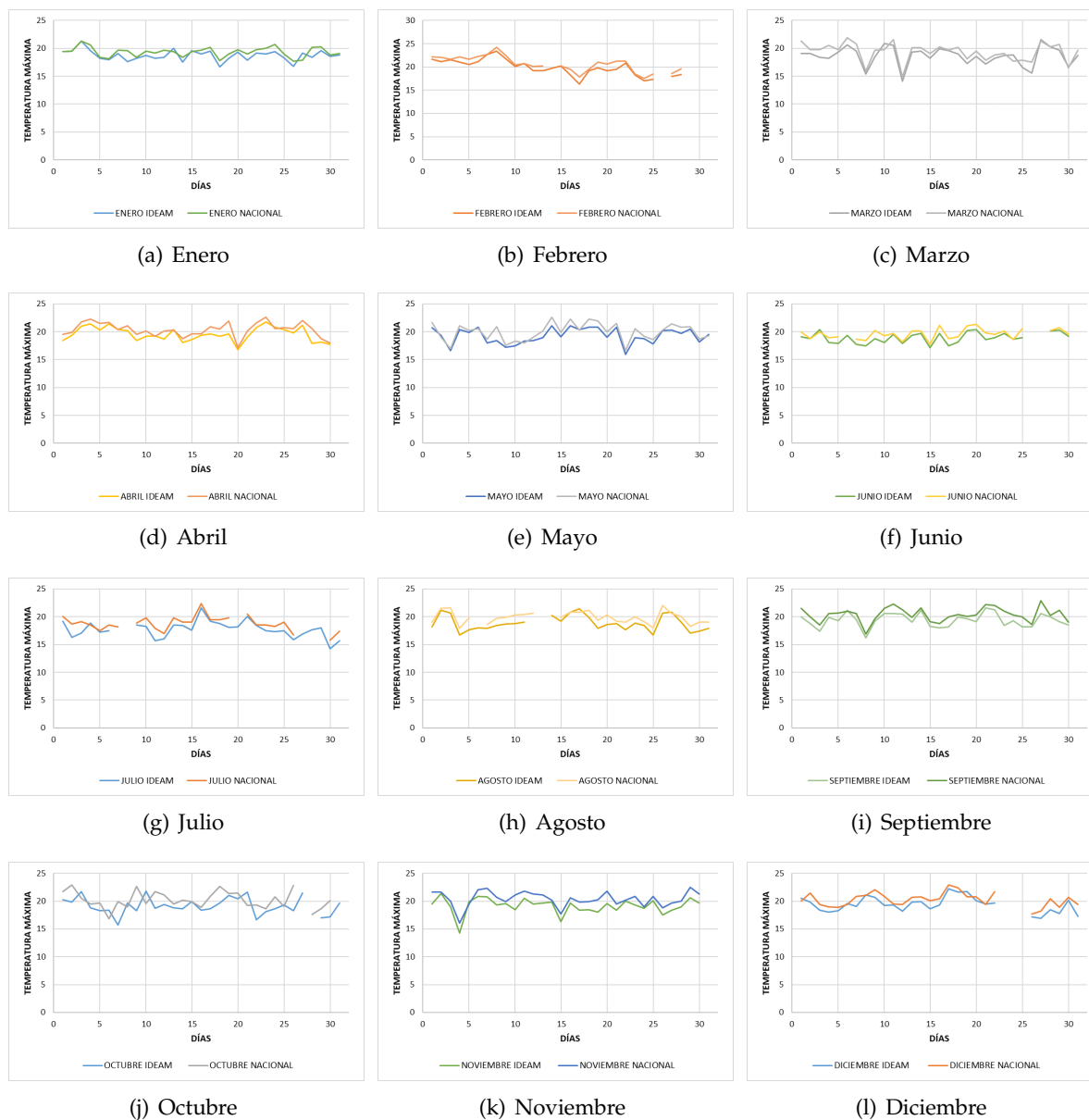


FIGURA 60: Temperatura máxima de las dos estaciones meteorológicas para el año 2017. Fuente: Propia.

7.2.5. Año 2018

CUADRO 45: Temperatura máxima IDEAM para el año 2018

TEMPERATURA MÁXIMA IDEAM												
DÍA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
1	18,5	22	19,2	18,6	18,1	17,1		17,5	21,3	20,6	18,8	19,3
2	17,4	19,5	18,9	17,2	19,9	18,1	17,2	18,4	20,5	20,7	19,2	20,7
3	20,1	20,4	19,4	17	21,3	18,4	18,1	19,4	19,1	19,9	20	19,6
4	20,6	20	18,1	18,1	18,2	17,6	18,5	18,6	18,4	21,1	18,5	20,4
5	20,9	20,7	18,7	19,8	19,5	19,5	18,6	19,5	19,3	18,5	18,3	19,3
6	18,5	21,3	16,8	14,4	17,5	18,3	18,2	17,7	16,9	17	19,4	17,7
7	19,2	21,1	17,3	19	18,7	18	16,7	17,3	18,1	20,2	21,3	19,8
8	19,7	19,6	17,2	19,9	15	18,7	19,3	16,8	17,5	21,6	21,7	20,3
9	17,9	19,6	18	20,3	17,7	18,1	17	15,4	18,6	18,8	16,9	19,9
10	20,4	21	19,1	15,6	18	17,9	16,4	17,5	18,8	17,9	20,1	19,7
11	18,7	20,7	21	15,9	20	18,1	18,8	17,3	19,3	17,5	19	19
12	17,7	21,4	20,7	16,8	19,7	18,3	19,2	16,6	16,7	17,7	19	17,7
13	17,6	18,9	21,8	18,7	19,5	18,5	17,1	18,8	18	20,7	18,9	18,8
14	19,5	19,2	21,6	16,3	17,5	17,1	18,6	16,4	18,2	20,1	21,1	19,1
15	18,8	18,6	22,8	20,8	19		18,4	17,9	16,6	21,6	20,8	20,9
16	18,2	20,1	22	19,1	19,3	18,7	16,5	18,5	19,1	18,4	21,6	20,8
17	17,4	20	23,9	17,7	19,4		16,6	17,2	21,7	20,6	21,3	20,8
18	17,6	18,4	20,9	18,7	19,9	17,1	18,1	17,2	19,4	20	19	21,7
19	17,9	21,4	20,5	17,8	19,4		17,6	18	18,9	21	19,6	17,8
20	18,3	20,6	20,7	16,1	19,1	18,2		17,8	19,6	19,7	20,2	19,7
21	17,4	19,5	20,7	18,4	17,5	17,7		18,4	20	18,1	19,9	20
22	17,8	18,2	21,6	18,4	20,2	18,3	16,9	18,7	20,2	19,1	19,7	20,8
23	19,1	16,2	18,8	20,5	17,5	17,6	19,3	19,1	19,5	20,1	20,8	19,1
24	20,9	15,3	18,5	19,8	18,7	18	17,8	19,1	18,6	19,6	20,3	20,6
25	19	16,2	22,1	18,4	19,9	17,2		17	17,5	19,3	19,9	20,7
26	19,8	18,4	20,8	20,4	18,3	16,9		17,8	18,7	18,2	21,2	20,3
27	21,5	20	19,8	16,5	18,8	17,7		16,3	20	19,2	18,8	17,3
28	20,9	20,9	18,9	21	16,5				20,7	19,8	20,1	18,6
29	22,1		16,9	14,3	19,7	18,7		18,9	22	19,8	21,1	18,3
30	21,3		19,1	18,2	19,6	16,9	18,9	19,3	22,5	19,4	19,3	20,2
31	20,7		19,2		19,7		16,5	18,8		20,2		19,8

CUADRO 46: Temperatura máxima Universidad Nacional para el año 2018

TEMPERATURA MÁXIMA NACIONAL												
DIA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
1	19,7	21,9	21,1	20,7	20,7	19,7		19,4	22,5	21,7	21,5	22
2	17,6	21,4	21	18,1	22	20,3	18,8	21,1	24,4	23	21,2	22,6
3	21,4	20,7	21,4	18,9	22,6	20,6	20,2	21,7	21	20,9	21,4	21,4
4	21	20,3	20,6	20,6	20,4	19,4	21,5	20,9	21,8	22,2	20,6	21,4
5	21,4	21,5	21,6	21,5	21,2	20,2	20,2	22,4	20,6	20,2	20	20,8
6	19,8	21	19,4	15,9	19	20,7	20,4	20,1	19,6	18,5	22,4	20,6
7	19,8	23,1	19,6	20,4	19,7	20,8	19,2	19,1	21,1	21,7	21,9	21,4
8	20,4	21,7	20,8	22,1	18,2	21,1	20,7	18,6	19,7	22,4	22,8	22,5
9	18,2	21,5	19,2	22,9	20,2	19,9	19,1	18,3	20,2	21	18,5	22,3
10	22,3	22,7	21,4	16,6	19,1	20,8	19,3	20	20,5	18,2	21,8	20,5
11	19,9	22,4	22,4	17,6	21,4	21,9	21,6	19,8	20,6	19,4	22,8	22,6
12	19,6	21,3	23,4	18,1	22,9	20,5	20,5	18,8	19,6	20,4	21,3	18,7
13	20,3	20,5	24,2	21,2	20,9	21,4	20,3	21,5	20,8	21,7	21,1	21,5
14	21,2	20,7	23,5	19,1	19,7	20,2	20,1	19,1	20,3	21	23,6	22,1
15	20,5	20,8	23,1	20,5	20,6		20,6	20,2	18,3	22,6	21,9	22,4
16	19,2	22,2	23,3	21,1	22,4	21,3	18,8	21,7	21,2	20,2	23,2	22,5
17	19,8	20,7	23,8	19,6	21,7		19,6	20	23,9	23,6	22,7	23,4
18	19,6	20,7	23,7	21,1	22,7	19,1	20,7	20,3	21,9	21,3	22,5	23,4
19	18,8	23,2	22,6	19,4	21,1		20	20,3	21,2	22,3	20,6	19,7
20	19,6	23,4	22,6	17,5	20,6	20,1		19,2	21,7	22,4	23,1	21,6
21	18,4	21,6	22,6	20,7	20,5	18,7		20,3	21,3	20,8	22,5	22,9
22	18,2	19,8	23	19,3	21,6	19,8	19,4	20,7	21,1	21,4	22,1	22,5
23	20,2	18,6	20,6	22	19	20,7	21,7	21,1	21,8	21,7	22,3	21,9
24	22,2	17,7	19	21,9	20,3	20,3	19,8	21,2	20,8	22	22,7	23,7
25	20,3	19,1	23,2	20,6	21,9	19,2		18,6	19,6	21,8	23,7	22,2
26	21,6	20,7	21,5	21,2	21	18,2		21,1	22,4	20,8	23,7	22,6
27	21	21,6	21,9	18,3	21	18,3		20	21,8	22,4	20,9	20,3
28	21,9	21,9	19,9	22,3	18,8			21	22,9	21,9	22,5	21,6
29	23,3		19,7	16,1	22,1	21,2		22	24,4	22,3	23,3	20,3
30	22,5		21,5	19,9	21,3	18,1	20,2	20,5	24,3	21,5	21,3	23,1
31	21,4		21,8		22,5		18,3			22,9		22

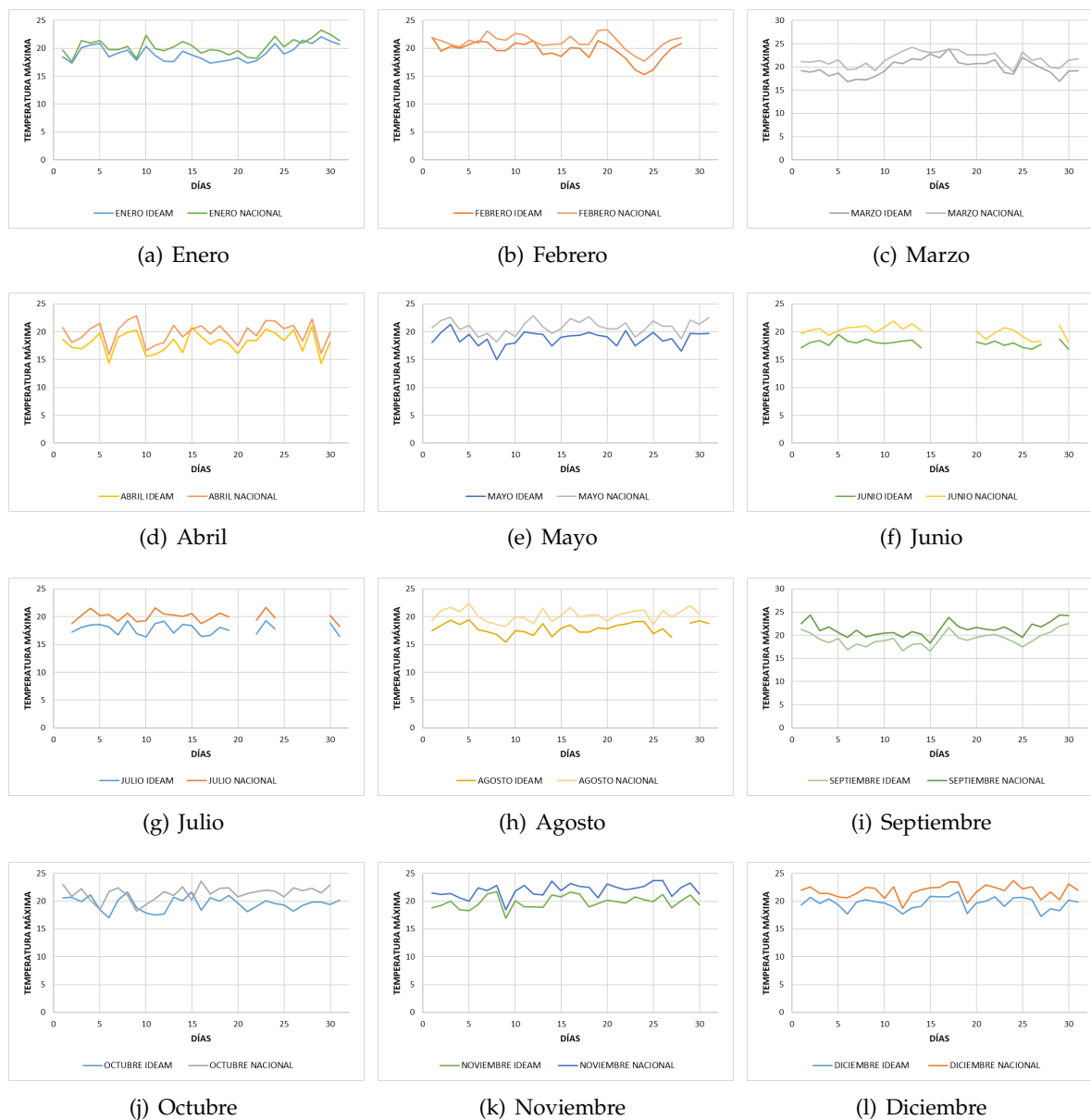


FIGURA 61: Temperatura máxima de las dos estaciones meteorológicas para el año 2018. Fuente: Propia.

7.3. Configuración de elementos en software DIgSILENT

7.3.1. Configuración de barras

El software DIgSILENT permite utilizar diferentes tipos de barras, en este caso se utilizan dos tipos de barras. La primera denominada **Busbar** y la segunda **Juntion**, que se representan como se evidencia en la Figura 62.



FIGURA 62: Representación de barras en DIgSILENT.

Para la configuración de una barra se requiere la información del tipo de conexión, la tensión nominal línea a línea y el sistema ya sea corriente alterna o corriente directa (AC, DC) como lo muestra la Figura 63.

Name: SE_35 Enfermeria_New

Type: [dropdown] [dropdown] ...

Zone: [dropdown] [dropdown] ...

Area: [dropdown] [dropdown] ...

☐ Out of Service

System Type: AC [dropdown] Usage: Busbar [dropdown]

Phase Technology: ABC [dropdown]

Nominal Voltage

Line-Line: 11,4 kV

Line-Ground: 6,581793 kV

☐ Earthed

FIGURA 63: Configuración de barras en DIgSILENT.

7.3.2. Configuración líneas

El modelo de una línea en DIgSILENT representa la conexión entre dos barras del sistema. Para la configuración de una línea existen dos formatos, el primero por medio de parámetros distribuidos y el modelo PI para líneas de distribución, como se evidencia en la Figura 64.

Name: Line_Clle26_Soc

Type: Equipment Type Library\Line_Clle26_Soc

Terminal i: Sistema de distribucion\SE_01_Calle_26\Cub_1 SE_01_Calle_26

Terminal j: Sistema de distribucion\SE_02_Soc_CH\Cub_1 SE_02_Soc_CH

Zone: Terminal i

Area: Terminal i

☐ Out of Service

Number of parallel Lines: 1

Parameters:

- Thermal Rating: ...
- Length of Line: 0.0002905 km
- Derating Factor: 1.
- Laying: Ground

Resulting Values:

Rated Current (act.)	0.4 kA
Pos. Seq. Impedance, Z1	0.00010851 Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle	51.41829 deg
Pos. Seq. Resistance, R1	0.00006767 Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1	0.00008482 Ohm
Zero Seq. Resistance, R0	0.00036122 Ohm
Zero Seq. Reactance, X0	0.00030785 Ohm
Earth-Fault Current, Ice	0, A
Earth Factor, Magnitude	1.132512
Earth Factor, Angle	-14.1928 deg

Type of Line: Cable

Line Model:

- ☒ Lumped Parameter (PI)
- ☐ Distributed Parameter

Sections/Line Loads

FIGURA 64: Ventana configuración de líneas en DIgSILENT.

Paso seguido se accede a la parte de **Type** de la Figura 64, se crea un nuevo proyecto tipo línea y se procede configurar los parámetros de la misma, como se evidencia en la Figura 65.

Name: Line_Clle26_Soc

Rated Voltage: 15 kV

Rated Current: 0.4 kA (in ground) Rated Current (in air): 1 kA

Nominal Frequency: 60 Hz

Cable / OHL: Cable

System Type: AC Phases: 3 Number of Neutrals: 0

Parameters per Length 1,2-Sequence:

- AC-Resistance R'(20°C): 0.23294 Ohm/km
- Reactance X': 0.29199 Ohm/km

Parameters per Length Zero Sequence:

- AC-Resistance R0': 1.24344 Ohm/km
- Reactance X0': 1.05971 Ohm/km

FIGURA 65: Configuración de parámetros de líneas en DIgSILENT.

7.3.3. Configuración de transformadores

Para la configuración de los transformadores, se tiene en cuenta como primer paso crear un nuevo proyecto en el apartado **Type** que se muestra en la Figura 66.

General | Grounding/Neutral Conductor

Name: Transformador SOC_CH

Type: ... quipment Type Library\Transformador SOC_CH

HV-Side: Grid\SE_02_Soc_CH\Cub_5 SE_02_Soc_CH

LV-Side: Grid\SOC_HC\Cub_3 SOC_HC

Zone: HV-Side

Area: HV-Side

☐ Out of Service

Number of parallel Transformers: 1

Thermal Rating: ...

Rating Factor: 1. Rated Power (act.) 0,1125 MVA

Supplied Elements

Mark Elements in Graphic Edit Elements

FIGURA 66: Ventana de configuración del transformador en DIGSILENT.

Y partir de la selección hecha anteriormente como segundo paso se configuran los parámetros del transformador según sea necesario, como se muestra en la Figura 68.

Name: Transformador SOC CH

Technology: Three Phase Transformer

Rated Power: 0,1125 MVA

Nominal Frequency: 60, Hz

Rated Voltage:

- HV-Side: 11,4 kV
- LV-Side: 0,214 kV

Vector Group:

- HV-Side: D
- LV-Side: YN

Positive Sequence Impedance:

- Short-Circuit Voltage u_k : 3, %
- Copper Losses: 0, kW

Phase Shift: 5, *30deg

Name: Dyn5

Zero Sequence Impedance:

- Short-Circuit Voltage u_{k0} : 3, %
- SHC-Voltage (Re(u_{k0})) u_{k0r} : 0, %

FIGURA 67: Configuración de parámetros de transformadores en DigSILENT.

7.3.4. Configuración de cargas

En el software se cuentan con diferentes tipos de cargas, para este trabajo se hace uso la que se **General Load**. Para su configuración se tiene en cuenta la potencia activa de la misma, como se muestra en la Figura 68.

Input Mode: Default

Balanced/Unbalanced: Balanced

Operating Point:

Parameter	Value	Unit	Actual Values
Active Power	0,043	MW	0,043 MW
Reactive Power	0,	Mvar	0, Mvar
Voltage	1,	p.u.	
Scaling Factor	1,		1,
☒ Adjusted by Load Scaling		Zone Scaling Factor:	1,

FIGURA 68: Configuración de cargas en DigSILENT.

7.3.5. Configuración de paneles solares (PV)

Para la configuración de los paneles solares (PV) en el software DIgSILENT se tiene en cuenta la potencia activa (sección "Load Flow") y la potencia aparente (sección "Basic Data"). En este caso debido a que se escoge un factor de potencia 1, estos dos valores corresponden a ser el mismo. Como se muestra en las Figuras 69 y 70.

The screenshot displays the 'General' tab of the DIgSILENT software interface for configuring a PV load. The 'Name' field is set to 'PV Load_Enfermeria-New'. The 'Terminal' is 'Grid\Enfermeria New(1)\Cub_5'. The 'Zone' and 'Area' fields are empty. The 'Out of Service' checkbox is unchecked. The 'Model' is 'Active Power Input' and the 'Technology' is '3PH'. The 'Number of Parallel Inverters' is 1. The 'Ratings' section shows 'Nominal Apparent Power' as 16 kVA and 'Power Factor' as 1. The 'Model' field at the bottom is empty.

Field	Value
Name	PV Load_Enfermeria-New
Terminal	Grid\Enfermeria New(1)\Cub_5
Zone	
Area	
Out of Service	☐
Model	Active Power Input
Technology	3PH
Number of Parallel Inverters	1
Nominal Apparent Power	16 kVA
Power Factor	1
Model	

FIGURA 69: Configuración de PV en DIgSILENT sección "Basic Data".

General | Operational Limits | Environment Data | Advanced | Automatic Dispatch

☐ Reference Machine

Local Controller: Power Factor

Corresponding Bus Type: PQ

External Station Controller: ...

Operating Point

Active Power

Active Power: 15,51 kW

Prim. Frequency Bias: 0, kW/Hz

Reactive Power/Voltage

Input Mode: Default

Power Factor: 1, ind.

Voltage: 1, p.u.

Angle: 0, deg

Drop: 1, %

FIGURA 70: Configuración de PV en DigSILENT sección "Load Flow".

Bibliografía

- [1] Juan Ellis. *La implementación exige liderazgo y visión*. 2016. URL: <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/La-ruta-hacia-las-smart-cities-Migrando-de-una-gesti%C3%B3n-tradicional-a-la-ciudad-inteligente.pdf> (visitado 24-08-2021).
- [2] Banco Interamericano de Desarrollo -BID-. «Repensemos nuestro futuro energético Un documento de discusión sobre energía renovable para el Foro Regional 3GFLAC». En: *Banco Interamericano de Desarrollo IDB-DP-292* (2013), pág. 36. URL: <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Repensemos-nuestro-futuro-energ%C3%A9tico-Un-documento-de-discusi%C3%B3n-sobre-energ%C3%ADa-renovable-para-el-Foro-Regional-3GFLAC.pdf>.
- [3] UIT FG-SSC. «Grupo Temático sobre Ciudades Inteligentes y Sostenibles». En: *Fg-Ssc* (2015), págs. 1-5. URL: <https://www.itu.int/es/ITU-T/focusgroups/ssc/Pages/default.aspx>.
- [4] Mauricio Bouskela and Casseb, Márcia and Bassi, Silvia and Luca, Cristina De and Facchina, Marcelo. «La ruta hacia las smart cities: Migrando de una gestión tradicional a plusvalías: el caso de la recuperación del frente costero del río la ciudad inteligente». En: *Bid* (2016), págs. 1-148. URL: <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/La-ruta-hacia-las-smart-cities-Migrando-de-una-gesti%C3%B3n-tradicional-a-la-ciudad-inteligente.pdf>.
- [5] Agustín. *Energías renovables y Smart Cities*. URL: <https://www.certicalia.com/blog/energias-renovables-y-smart-cities> (visitado 24-08-2021).
- [6] Secretaría de Energía. «Prospectiva de Energías Renovables 2016-2030». En: ().

-
- [7] Carlos Robles y Omar Rodríguez. «Un panorama de las energías renovables en el Mundo, Latinoamérica y Colombia». En: *Revista Espacios* 39.34 (2018), pág. 10. URL: <https://www.revistaespacios.com/a18v39n34/a18v39n34p10.pdf>.
 - [8] BID (Banco Interamericano de Desarrollo) et al. *Contribución de las Energías Renovables Variables a la Seguridad Energética en América Latina*. 2017, pág. 86. URL: <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Contribuci%C3%B3n-de-las-energ%C3%ADas-renovables-variables-a-la-seguridad-energ%C3%A9tica-en-Am%C3%A9rica-Latina.pdf>.
 - [9] Energía Solar. *Energía Solar*. URL: <https://ca.solar-energia.net/> (visitado 24-08-2021).
 - [10] Humberto Murcia. «Desarrollo de la energía solar en Colombia y sus perspectivas». En: *Revista de Ingeniería* 28 (2008). URL: <http://www.scielo.org.co/pdf/ring/n28/n28a12.pdf>.
 - [11] Anna Laura Pisello et al. «Microclimate Mitigation for Reducing Summer Overheating in Historic District». En: *ISES* (2016). DOI:10.18086/eurosun.2016.01.16. URL: <http://proceedings.ises.org>.
 - [12] Joshua Ryan New et al. «Creating a Virtual Utility District: Assessing Quality and Building Energy Impacts of Microclimate Simulations (Conference) | OSTI.GOV». En: United States, 2018. URL: <https://www.osti.gov/biblio/1461062>.
 - [13] Naciones Unidas. «2014 revision of the World Urbanization Prospects». En: (2014). URL: <https://www.un.org/en/development/desa/publications/2014-revision-world-urbanization-prospects.html>.
 - [14] Semana. «El 74 % de la población colombiana habita en zonas urbanas». En: *Semana* (2012). URL: <https://www.semana.com/economia/articulo/el-74-poblacion-colombiana-habita-zonas-urbanas/147272/>.
 - [15] Martín Parry et al. «CAMBIO CLIMÁTICO 2007 IMPACTO, ADAPTACIÓN Y VULNERABILIDAD Resumen para Responsables de Políticas y Resumen Técnico». En: *PNUMA* (2007).

-
- [16] Caroline Ash et al. «Reimagining cities». En: *Science* 319.5864 (feb. de 2008), pág. 739. DOI: 10.1126/SCIENCE.319.5864.739. URL: <https://www.science.org/doi/10.1126/science.319.5864.739Permissionshttps://www.science.org/help/reprints-and-permissions>.
- [17] SUE GRIMMOND. «Urbanization and global environmental change: local effects of urban warming». En: *Geographical Journal* 173.1 (mar. de 2007), págs. 83-88. ISSN: 1475-4959. DOI: 10.1111/J.1475-4959.2007.232_3.X. URL: https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1111/j.1475-4959.2007.232%7B%5C_%7D3.x%20https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1111/j.1475-4959.2007.232%7B%5C_%7D3.x%20https://rgs-ibg.onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/j.1475-4959.2007.232%7B%5C_%7D3.x.
- [18] Mehdi Shahrestani et al. «A field study of urban microclimates in London». En: *Renewable Energy* 73 (ene. de 2015), págs. 3-9. ISSN: 0960-1481. DOI: 10.1016/J.RENENE.2014.05.061.
- [19] Runming Yao et al. «An integrated study of urban microclimates in Chongqing, China: Historical weather data, transverse measurement and numerical simulation». En: *Sustainable Cities and Society* 14.1 (feb. de 2015), págs. 187-199. ISSN: 2210-6707. DOI: 10.1016/J.SCS.2014.09.007.
- [20] Runming Yao, Qing Luo y Baizhan Li. «A simplified mathematical model for urban microclimate simulation». En: *Building and Environment* 46.1 (ene. de 2011), págs. 253-265. ISSN: 0360-1323. DOI: 10.1016/J.BUILDENV.2010.07.019.
- [21] Enkhsetseg Munkhchuluun, Lasantha Meegahapola y Arash Vahidnia. «Long-term voltage stability with large-scale solar-photovoltaic (PV) generation». En: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 117 (mayo de 2020), pág. 105663. ISSN: 0142-0615. DOI: 10.1016/J.IJEPES.2019.105663.
- [22] M. Hosseini Imani, Payam Niknejad y M. R. Barzegaran. «The impact of customers' participation level and various incentive values on implementing emergency demand response program in microgrid operation». En: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 96 (mar. de 2018), págs. 114-125. ISSN: 0142-0615. DOI: 10.1016/J.IJEPES.2017.09.038.

-
- [23] Mike Coddington et al. «Photovoltaic Systems Interconnected onto Secondary Network Distribution Systems-Success Stories». En: (2009). URL: <http://www.osti.gov/bridge>.
 - [24] Chitaranjan Phurailatpam, Bharat Singh Rajpurohit y Lingfeng Wang. «Planning and optimization of autonomous DC microgrids for rural and urban applications in India». En: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 82 (feb. de 2018), págs. 194-204. ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/J.RSER.2017.09.022.
 - [25] Ashutosh Barua et al. «Design of grid connected microgrid with solar photovoltaic module». En: *Materials Today: Proceedings* (mayo de 2021). ISSN: 2214-7853. DOI: 10.1016/J.MATPR.2021.05.228.
 - [26] Romel Mejía Mielles y Oswaldo Montesino Torres. «Uso de paneles solares como energía renovable para el abastecimiento de energía eléctrica». Tesis doct. Corazal: Universidad Nacional Abierta Y A Distancia UNAD, 2017, págs. 1-43.
 - [27] LatinClima. *El papel de la energía en el calentamiento global | LatinClima*. URL: <https://latinclima.org/energia-verde-e-inclusiva/el-papel-de-la-energia-en-el-calentamiento-global> (visitado 30-08-2021).
 - [28] UPME et al. «Invierta y Gane con Energía Guía práctica para la aplicación de los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014». En: ().
 - [29] J Hernandez, E Saenz y W. A. Vallejo. «Estudio del Recurso Solar en la Ciudad de Bogotá para el Diseño de Sistemas Fotovoltaicos Interconectados Residenciales». En: *Revista Colombiana de Física* 42.2 (2010). URL: <http://fisica.udea.edu.co/rcf/ojs/index.php/rcf/article/download/420221/82>.
 - [30] Thomas B. Williams. «Microclimatic Temperature Relationships over Different Surfaces». En: <http://dx.doi.org/10.1080/00221349108979321> 90.6 (nov. de 2007), págs. 285-291. ISSN: 17526868. DOI: 10.1080/00221349108979321. URL: <https://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/00221349108979321>.
 - [31] Wei Yang, Yaolin Lin y Chun Qing Li. «Effects of Landscape Design on Urban Microclimate and Thermal Comfort in Tropical Climate». En: *Advances in Meteorology* 2018 (2018). ISSN: 16879317. DOI: 10.1155/2018/2809649.
 - [32] T. R. Oke. «Boundary Layer Climates». En: *Boundary Layer Climates* (sep. de 2002). DOI: 10.4324/9780203407219.

-
- [33] Ilaria Pigliautile, Samuele D'Eramo y Anna Laura Pisello. «Intra-urban microclimate mapping for citizens' wellbeing: Novel wearable sensing techniques and automatized data-processing». En: *Journal of Cleaner Production* 279 (ene. de 2021), pág. 123748. ISSN: 0959-6526. DOI: 10.1016/J.JCLEPRO.2020.123748.
 - [34] Zahra Jalali et al. «What we know and do not know about New Zealand's urban microclimate: A critical review». En: *Energy and Buildings* 274 (nov. de 2022), pág. 112430. ISSN: 0378-7788. DOI: 10.1016/J.ENBUILD.2022.112430.
 - [35] X Li et al. «Urban heat island impacts on building energy consumption: A review of approaches and findings». En: *Elsevier* (). URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544219303895>.
 - [36] Ali Katal et al. «Urban building energy and microclimate modeling – From 3D city generation to dynamic simulations». En: *Energy* 251 (jul. de 2022), pág. 123817. ISSN: 0360-5442. DOI: 10.1016/J.ENERGY.2022.123817.
 - [37] Mario Baselga Carreras. *Clasificación de las instalaciones solares fotovoltaicas y sus componentes (ISF)*. URL: <https://books.google.com.co/books?id=lpmeDwAAQBAJ%7B%5C%7Dprintsec=frontcover%7B%5C%7Ddq=efecto+fotovoltaico%7B%5C%7Dhl=es%7B%5C%7Dsa=X%7B%5C%7Dredir%7B%5C%7Ddesc=y%7B%5C%7Dv=onepage%7B%5C%7Dq=efecto%20fotovoltaico%7B%5C%7Ddf=false> (visitado 21-09-2022).
 - [38] Teón Argelia. «Implementación de un Sistema Fotovoltaico interconectado a la red de las aulas ligeras en la UTT.» En: (2013).
 - [39] Andrés Felipe Serna-Ruiz, Edward Johan Marín-García y Sandra Liliana Alzate-Plaza. «Herramienta para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos aislados». En: *Lámpsakos* 1.16 (dic. de 2016), pág. 61. DOI: 10.21501/21454086.1936.
 - [40] Leocadio Hontoria y Jorge Aguilera Tejero. «Dimensionado de sistemas fotovoltaicos autónomos». En: *Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica, Vol. 2, 2004, ISBN 84-7834-464-0, pág. 15* 2 (2004), pág. 15. URL: <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=1103105>.

-
- [41] Daniel Gómez Hernández. «Sistema de monitoreo remoto para sistemas fotovoltaicos interconectados a la red eléctrica de CFE». En: (ago. de 2018). ISSN: 2018010. URL: <http://repositorio.digital.tuxtla.tecnm.mx/xmlui/handle/123456789/2479>.
 - [42] Universidad DE Tecnológica Pereira Sebastián Sánchez Guevara Julián Franco Gil y Codirector DE Andres Felipe Gomez Gomez Universidad Tecnológica Pereira Facultad De Tecnologías. *Diseño e implementación de un sistema fotovoltaico interconectado a red con soporte de almacenamiento en la Universidad Tecnológica de Pereira*. 2016. URL: <https://hdl.handle.net/11059/7010>.
 - [43] Mais Alzgool, Omran Nasan y Laith Khatabi. «Design, Performance and Economic Analysis of Solar PV System: A Case study size 148.8 kWp for Al-Tafila Center for Care and Rehabilitation (Jordan)». En: *undefined* (abr. de 2021). DOI: 10.1109/IREC51415.2021.9427839.
 - [44] Endesa. *¿Qué es la red de distribución y qué elementos la componen? fundacionendesa.org*. URL: <https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/red-de-distribucion> (visitado 22-09-2022).
 - [45] Diego Gonzales, Gustavo Russi y Edwin Trujillo. «Evaluación del impacto de la generación distribuida mediante índices normalizados con base en la normatividad colombiana y estándares IEEE». En: *SciELO* 20 (dic. de 2015). URL: http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci%7B%5C_%7Darttext%7B%5C%7Dpid=S0121-750X2015000200009.
 - [46] Robert K Yin. *INVESTIGACION SOBRE ESTUDIO DE CASOS*. Vol. 5. Londres: International Educational y Professional Publisher. URL: <https://panel.inkuba.com/sites/2/archivos/YIN%20ROBERT%20.pdf>.
 - [47] Edgar Castro Monge. «El estudio de casos como metodología de investigación y su importancia en la dirección y administración de empresas - Dialnet». En: *Revista Nacional de Administración* (2010). URL: <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=3693387>.
 - [48] Burton Verne Barnes y Stephen Hopkins. Spurr. «Forest ecology». En: (1998), pág. 774. URL: <https://www.wiley.com/en-us/Forest+Ecology%7B%5C%7D2C+4th+Edition-p-9780471308225>.

-
- [49] Helena López-Moreno et al. «On the identification of Homogeneous Urban Zones for the residential buildings' energy evaluation». En: *Building and Environment* 207 (ene. de 2022), pág. 108451. ISSN: 0360-1323. DOI: 10.1016/J.BUILDENV.2021.108451.
- [50] Yenniffer Dufay Benitez Ramirez. «Metodología de diseño conceptual de la automatización de red de distribución de energía que permita la integración de recursos energéticos distribuidos (DER) e implementación de estrategias de gestión de demanda (DSM).» En: (2017). URL: <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/60950>.
- [51] Miguel Angel Sánchez. *Energía Solar Fotovoltaica*. Primera. México: IC Editorial, 2013, pág. 314. ISBN: 978-84-8364-022-7. URL: <https://www.iceditorial.com/energia-y-agua/2443-energia-solar-fotovoltaica-9788483640227.html>.