

Implicancias de superposición fotovoltaica en entorno urbano ecuatorial andino con LIDAR

Recibido: 2022-12-04

Aceptado: 2024-03-18

Cómo citar este artículo:

Zalamea-León, E., Morocho-Pulla, B., Astudillo-Flores, M., Barragán-Escandón, A. y Ordoñez-Castro, A. (2023). Implicancias de superposición fotovoltaica en entorno urbano ecuatorial andino con LIDAR. *Revista INVI*, 39(110), 203-235. <https://doi.org/10.5354/0718-8358.2024.69055>

Esteban Zalamea-León

Universidad de Cuenca, Ecuador, esteban.zalamea@ucuenca.edu.ec
<https://orcid.org/0000-0001-5551-5026>

Belen Morocho-Pulla

Universidad de Cuenca, Ecuador, belen.morocho24@ucuenca.edu.ec
<https://orcid.org/0009-0002-9788-3390>

Mateo Astudillo-Flores

Universidad de Cuenca, Ecuador,
mateo.astudillof@ucuenca.edu.ec
<https://orcid.org/0000-0003-2580-493X>

Antonio Barragán-Escandón

Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador, ebarragan@ups.edu.ec
<https://orcid.org/0000-0003-2254-2524>

Alfredo Ordoñez-Castro

Universidad de Cuenca, Ecuador, alfredo.ordonez@ucuenca.edu.ec
<https://orcid.org/0000-0002-3886-2904>



Implicancias de superposición fotovoltaica en entorno urbano ecuatorial andino con LIDAR

Palabras clave: barrios energéticamente neutros; clima ecuatorial andino; comunidades sostenibles; edificaciones *net-zero*.

Resumen

Las ciudades propician un alto impacto ambiental en el sitio y en el entorno por sus requerimientos energéticos. En este artículo analizamos la implementación de la tecnología solar fotovoltaica (PV) como alternativa de autoaprovisionamiento energético limpio en un sector de uso mixto-residencial en la ciudad ecuatorial andina de Cuenca, Ecuador. A partir de las demandas energéticas de las edificaciones de la zona seleccionada, a través de LiDAR se identifican techumbres que, por su geometría, orientación o emplazamiento, son adecuadas para la instalación de paneles PV. Se obtienen consumos energéticos reales y, usando el software SAM con datos climáticos locales, se simula la capacidad de autoabastecimiento con la integración de PVs para alcanzar la neutralidad energética en cada inmueble. Se determina la generación eléctrica conjunta y se establece que la demanda energética puede ser cubierta en un 94,88%, con la instalación de 427 placas PV de 335 Wp distribuidas en 29 predios y con requerimiento de ocupación espacial de 11,95% de las cubiertas disponibles. Finalmente, se concluye que por espacio en techumbres se puede autoabastecer la totalidad de la demanda eléctrica, siendo incluso esta una alternativa para cubrir demandas alternativas como cocción y transporte que actualmente se solventan con combustibles fósiles.



Implications of Photovoltaic Superposition in the Andean Equatorial Urban Environment through LIDAR

Abstract

Cities have a high environmental impact on both the site and the surrounding area due to their energy requirements. In this article, we analyze the implementation of photovoltaic (PV) solar technology as a clean energy self-supply alternative in a mixed-residential sector in the Andean equatorial city of Cuenca, Ecuador. Based on the energy demands of the buildings in the selected area, LiDAR is used to identify rooftops that, due to their geometry, orientation, or location, are suitable for PV panel installation. Real energy consumption data are collected, and using SAM software with local climate data, the self-sufficiency capacity is simulated with the integration of PVs to achieve energy neutrality in each property. The combined electrical generation is determined and it is established that the energy demand can be met by 94.88%, with the installation of 427 PV panels of 335 Wp distributed across 29 properties and with a spatial occupation requirement of 11.95% of the available roofs. It is concluded that the entire electrical demand can be self-supplied through rooftop space, and this could even serve as an alternative to meet other demands such as cooking and transportation that are currently met with fossil fuels.

Keywords: Andean equatorial climate; energy neutral communities; net-zero energy buildings; photovoltaics integrated in buildings.

Introducción

En las ciudades se consume aproximadamente el 76% de la totalidad de la energía requerida por la humanidad (Hachem-Vermette *et al.*, 2018), implicando contaminación, requerimiento de recursos y afectación espacial y ambiental. Las áreas urbanas son el 3% de la ocupación actual de la superficie firme del planeta, sin embargo, la afectación para obtener energía para estas áreas es mucho más significativa, no solo en ocupación espacial, sino en afectación al subsuelo y emanaciones a la atmósfera (Caldarelli y Gilio, 2018; Poggi *et al.*, 2018). Ecuador, país en desarrollo, se provee de electricidad de origen termoeléctrico en un 35,09%, y el 64,91% desde fuentes consideradas renovables, de las cuales el 62,55% es desde hidroeléctricas y el 2,35% desde fuentes alternativas (eólica, biomasa, biogás y PV) (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables [ARCERNR], 2021). Sin embargo, está bajo discusión si la hidroelectricidad es realmente una fuente renovable, ya que, pese a no implicar emanaciones en el proceso de generación, afecta ecosistemas en ríos y cauces, influyendo en zonas agrestes y ecosistemas (H. Zhang *et al.*, 2020).

El sol como recurso energético es fundamental en regiones ecuatoriales, en donde existe un alto y estable nivel de irradiación a lo largo del año (Mulcué-Nieto y Mora-López, 2014; Ordoñez-Vasconez, 2017). En condiciones climáticas no extremas, el integrar la tecnología PV resulta más rentable ahora, que otras técnicas de eficiencia energética en edificaciones respecto a integrar aislamiento significativo en envolvente o utilizar vidrio cámara o equipamiento con muy alta eficiencia (“Ten clean energy myths”, 2022).

La autogeneración en edificaciones se posiciona como una alternativa no solo para suplir sus propias necesidades, sino que también para contribuir a demandas urbanas como transporte, incluyendo los vehículos particulares integrados a la vivienda (Doroudchi *et al.*, 2018). La Empresa Eléctrica Regional de Cuenca (Centrosur) ha establecido la proporción de electricidad de la región en usos: la vivienda implica aproximadamente el 39,0% de consumo eléctrico; el 23,6% se destina para la industria; el 22,7% para comercio, para alumbrado público el 7,1% y para otros el 7,6%. Estas características son particulares en cada condición geográfica en donde las condiciones de demanda difieren. Por ejemplo, en Chile, se requiere principalmente para refrigeración o calefacción, y dependiendo de la zona climática, la demanda residencial alcanza el 53% del consumo promedio del país (Yáñez *et al.*, 2019). Estas condiciones de variabilidad se acentúan mucho más en países con climas con estacionalidad más marcada o extremadamente tropicales. La estacionalidad exige en cuanto a micro-generación PV a gran escala, alternativas complejas y costosas para almacenamiento y redes complejas adaptadas para gestionar grandes excedentes y déficits. Así es el caso finlandés donde, por ejemplo, se plantean estrategias para gestionar temporalmente la demanda de energía, para coincidir con los momentos de máxima generación. Por otro lado, se requieren complejos sistemas de almacenamiento a gran escala, para poder incrementar la capacidad de abastecimiento (Lund, 2012).

Estudios previos

Ciudades energéticamente eficientes y con capacidad de autoaprovisionamiento energético, son fundamentales dentro de las políticas de economía circular. En 2004 ya se analiza el aprovechar la irradiación solar que recae sobre las superficies urbanas como fuente energética potencial a aprovecharse (Compagnon, 2004). Seguidamente se considera la geometría y diseño de las propias edificaciones como elementos a considerarse, parametrizarse y dimensionarse como fuentes de energía (Hachem *et al.*, 2011). Se han plasmado prototipos de edificios y ciudades concebidas energéticamente limpias y neutras como Masdar en los Emiratos Árabes; sin embargo, la creación de un entorno social artificial no ha resultado exitoso dado que el desarrollo urbano va más allá del contemplar solamente aspectos de sostenibilidad, medio ambiente y energía, puesto que las ciudades son consecuencia social que deviene de distintos aspectos sociales, culturales y económicos (Griffiths y Sovacool, 2020). Ello indica que es idóneo integrar sistemas solares en las zonas urbanas ya existentes.

Bergamasco y Asinari (2011) proponen un algoritmo que permite el detectar la capacidad solar de 60.000 edificaciones de Turín desde una fotografía satelital, y logra determinar las superficies de techumbre e incluso las orientaciones de cada cubierta, considerando una aproximación de irradiación disponible desde el nivel de luminosidad y sombras, con una precisión del 90%. En Suiza otro proceso similar aplican Assouline *et al.* (2017), con reconocimiento vectorial automatizado desde sistemas de información geográfico ARCGis para detectar edificaciones y a partir de ello determinar el potencial de superficie para captación solar, estimando que se podría abastecer hasta 28% de la demanda eléctrica del país con 328 km² de techumbres. La comunidad de BedZed (Beddington Zero Energy Development), en Londres, se destaca como un paradigma de comunidad sostenible, ejerciendo una influencia significativa en la política gubernamental sobre edificaciones con cero emisiones (O'Neill y Gibbs, 2020). El proyecto completado en 2002 en Sutton Londres, abarca 89 viviendas eficientes en energía y 2,500 m² de espacio multifuncional para fines comerciales, espacios de trabajo y oficinas. Su diseño incorpora diversas estrategias innovadoras para ser complementadas con tecnologías PVs (Coma Bassas *et al.*, 2020), cubiertas térmicas, sistemas de ventilación pasiva, uso de materiales ecológicos y ahorro de agua (Wheeler y Segar, 2013). Además, BedZed fomenta iniciativas a escala comunitaria como el transporte verde, suministro local de alimentos y facilidades de compostaje. “Un análisis inicial en 2003 reveló que las unidades de vivienda en BedZed consumían un 88% menos de energía para calefacción en comparación con el promedio británico y que los residentes utilizaban un 25% menos de electricidad” (Wheeler y Segar, 2013). No obstante, en términos prácticos, este proyecto no logró un impacto significativo en el sector vivienda, debido a la polémica por el uso de dispositivos considerados costosos (Coma Bassas *et al.*, 2020). BedZed ha servido como referencia para el estándar de cero carbono, ejerciendo influencia en la transformación temporal del régimen de desarrollo a nivel nacional –también llamado up-scaling- (Williams, 2016), así como también exportando sus conceptos a nivel internacional.

Otro caso emblemático es Vauban en Freiburg (Alemania) con un enfoque de eficiencia energética y viviendas sostenibles, así como con una contribución significativa al uso de la energía solar (Williams, 2016). Estas viviendas minimizan el consumo de energía al generar energía que contribuye a la red local. Incorpora activamente tecnologías solares en su infraestructura, reduciendo la dependencia de fuentes de energía no renovables. La experiencia incluye 159 viviendas (59 Plus Energy Houses que generan más energía de la que consumen) que cumplen con estándares ambientales elevados (Wheeler y Segar, 2013). El enfoque no es solo tecnológico, pues promueve la participación activa de la comunidad, impulsando la adopción de energías renovables. La presencia de cooperativas de energía ciudadana y la implicación directa de los residentes en la toma de decisiones sobre las fuentes de energía reflejan un enfoque comunitario hacia la transición energética. Vauban produce solo 0.5 toneladas de CO₂ al año, en comparación con el promedio de la ciudad de 8.5 toneladas per cápita por año, reduciendo significativamente la huella de carbono (Ullah *et al.*, 2021). Así mismo la energía demandada en cada casa fue de 15 kWh/m²/año, que es una magnitud coincidente con una potencial producción de energía generada a nivel residencial de 15 kWh/m²/año, reflejando el potencial de producción energética, incluso en latitudes con estacionalidad significativa como, por ejemplo, la frontera alemana-suiza (Ullah *et al.*, 2021).

En Cuenca, desde el sistema de información geográfico del gobierno municipal local se determinó el potencial solar urbano. Desde polígonos de ocupación de edificaciones registrados en catastros municipales, considerando el potencial técnico de la tecnología PV y reducciones por indicadores de eficiencia se pudo determinar una capacidad de abastecimiento del 10,28% de la demanda total de energía en todas sus formas de la ciudad. Se encontró que la limitación en la realidad de Cuenca para incrementar esta fracción no es la disponibilidad de superficie de techumbre sino el reducido consumo de electricidad respecto a combustibles (A. Barragán-Escandón *et al.*, 2019).

La intermitencia solar y de demandas suponen limitaciones de integración a gran escala y posibilidad de gestión y distribución, las que suman almacenamiento y posibilidad de exportación de zonas urbanas de alta producción a las de alto consumo (Lund, 2012). La estacionalidad también supone una limitación y efectos de sobreproducción momentánea que se acentúan conforme la instalación dista de la línea ecuatorial. En esta región la alta irradiación de verano no es coincidente con las horas y días de máxima demanda eléctrica, generalmente correspondientes a los meses de invierno y horas nocturnas. Qi Chen y otros (Chen *et al.*, 2022) han analizado la capacidad de autoabastecimiento solar urbano total de una comunidad. Ellos concluyen que el autoabastecimiento es posible con la integración de sistemas de baterías y gestión temporal de las demandas y concluyen que, respecto al caso base, el 45,6% de la demanda no puede ser solventada por la generación coincidente en tiempo y espacio, por lo que se requiere sobredimensionar los sistemas de generación hasta en 1,5 veces. Por ello, para el futuro cercano se plantea que cada localidad contemple datos de recurso solar y demanda, ya que con esto se pueden determinar las estrategias más apropiadas para maximizar el potencial (Gao *et al.*, 2022).

En países en desarrollo y Latinoamérica, las condiciones de redes y la falta de tecnología para gestión en una *smart-grid* son más complejas. En estudios previos desarrollados en Chile, se pudo encontrar que, dadas las limitaciones en las redes para gestionar y trasladar excedentes y sobrevoltajes en alta irradiación de verano, se podría introducir microgeneración PV urbana con capacidad para abastecer solamente entre un 15% y 27% de la demanda total, de forma segura (Wegertseder *et al.*, 2016).

En el caso de Cuenca, se ha podido establecer que el potencial solar PV desplegado en cubiertas, supera en gran medida a la demanda eléctrica existente. Para el 2016 se estableció que este es del 148% respecto a la demanda urbana eléctrica total de un sector correspondiente a aproximadamente 90 manzanas. Sin embargo, en otro estudio en el que se analiza la incidencia horaria de generación y consumo e implicancias con respecto a la red eléctrica, se determinó que se puede abastecer entre 39% y 46% de demanda con una ocupación de cubierta de 16% del espacio. Al incluir masivamente cocinas eléctricas y baterías residenciales, el autoabastecimiento se podría incrementar a un 73% de las demandas para suplir combustibles de uso en edificaciones (Zambrano-Asanza *et al.*, 2019). No obstante, no se puede alcanzar el 100% por las limitaciones de gestión de excedentes en las redes, a pesar de que las limitaciones son superiores a regiones estacionales.

El presente estudio plantea la obtención de información de geometría de las edificaciones, implementando levantamiento con radar LIDAR para determinar las superficies de cubierta, considerando que es una herramienta accesible por la reducción de costos.

Uso del LiDAR para evaluar el potencial PV

La evaluación precisa del potencial PV en entornos urbanos es esencial para aprovechar al máximo esta fuente de energía renovable. En este contexto, el uso combinado de datos LiDAR (del inglés, Light Detection and Ranging), y sistemas PV ha emergido como un enfoque valioso para evaluar la radiación solar, el posible rendimiento de los sistemas y la capacidad de generación. La tecnología LiDAR permite determinar el potencial PV en áreas urbanas, destacando su papel en la modelación precisa de la radiación solar y la determinación de la capacidad de generación. En este sentido, la extensión y la configuración de los techos, que están dispuestos en diferentes orientaciones e inclinaciones, así como la variación de sus formas, todavía es un reto para que las capacidades de cómputo permitan estudiar grandes áreas urbanas. El principio de funcionamiento de los sensores LiDAR es medir el tiempo de vuelo de un láser emitido, lo que en conjunto con la velocidad permite calcular la distancia de un objeto y por tanto su forma. El sensor más empleado es el LiDAR mecánico que rota horizontalmente en un set de configuraciones verticales, lo que permite calcular en 360° un número determinado de puntos, o la posición de objetos, a tal punto que facilita establecer su forma y dimensión (Zamanakos *et al.*, 2021).

Lingfors *et al.* (2017), advierten que las resoluciones empleadas de los sensores LiDAR limitan la exactitud de los resultados, sin embargo, con rutinas de aproximación es posible tener buenas precisiones con resoluciones bajas para la estimación PV. Aunque una alta resolución ofrece mayor precisión, las bajas resoluciones son satisfactorias para evaluar tipos de techos en áreas con distribución homogénea de edificios. En este caso la alta resolución de LiDAR es fundamental para evaluar la orientación de los sistemas PV, aunque se advierte sobre posibles discrepancias al encontrar azimuts desde imágenes aéreas.

En Leeds (Reino Unido), se aplica LiDAR y se demuestra que frente al uso de fotografía aérea la eficiencia de emplear LiDAR llega al 81% en pequeños edificios, y es factible su uso en áreas más extensas a menores tiempos que empleando fotografía aérea (Jacques *et al.*, 2014). El estudio de Srečković *et al.* (2016) propone un procedimiento innovador para determinar las superficies de techo más adecuadas para la instalación de sistemas PV en entornos urbanos. Evalúan la capacidad PV basándose en datos LiDAR y mediciones de piranómetros, considerando perfiles de generación y carga para minimizar pérdidas anuales de red.

En Lisboa (Portugal) empleando esta tecnología, se identificaron 538 edificios con una generación de 11,5 GWh anuales (7 MW de potencia) a partir de la colocación de PVs, que corresponde a un 48% de la demanda (Brito *et al.*, 2012). En este estudio se destaca que para penetraciones PV altas, la presencia de superficies horizontales en los edificios proporciona estimaciones precisas del potencial PV, evitando análisis complejos de sombreado. Investigaciones más recientes de Brito *et al.* (2017) destacan la relevancia del potencial PV en fachadas y otras características verticales. El análisis anual revela que el potencial en techos y fachadas puede superar la demanda local, contribuyendo hasta en un 75% de la demanda total. La inclusión de la radiación en fachadas es esencial para satisfacer la demanda máxima en invierno.

En Estambul (Turquía), se emplea la tecnología en un área de 5400 km², correspondiente a 39 distritos, con 1,3 millones de edificaciones, y se define un potencial estimado de 30,8 TWh anual, que representa el 67% del total de electricidad (Yildirim *et al.*, 2021). En este caso se determina que la variabilidad climática y la presencia de sombras son factores influyentes significativos en la producción de energía de sistemas PV. Para llegar a esta conclusión se aplicó un enfoque integral que combina datos LiDAR con mediciones meteorológicas para validar modelos de producción eléctrica.

En Apeldoorn (Países Bajos), se establece que el potencial PV es de 319,9 Wp para edificios residenciales, lo que equivale a 283,94 GWh anual, significando que frente a la demanda de energía de 230 GWh residencial se podría cubrir el 100% de la energía eléctrica requerida (Kausika *et al.*, 2015). Margolis *et al.* (2017), emplean la tecnología LiDAR y métodos analíticos para evaluar el potencial PV en 11 ciudades en Estados Unidos y determinan que se puede cubrir la demanda anual entre 16% a 88%, pudiéndose superar este valor si aumenta la eficiencia de los paneles.

La combinación de datos LiDAR con modelos avanzados demuestra ser esencial para evaluar de manera precisa y eficiente el potencial PV en áreas urbanas. Desde la modelación detallada de la radiación solar hasta la consideración de características no lineales de los sistemas PV, la aplicación de estos sensores ofrece información valiosa para optimizar la instalación y operación de sistemas PV en entornos urbanos, pero también puede ofrecer información preliminar que fomenta a que los urbanistas planifiquen la ciudad en términos energéticos, asegurando en este caso un metabolismo urbano circular.

Incorporación de sistemas PVs en ambientes urbanos

La Asamblea General de las Naciones Unidas adoptó la agenda 2030 para el desarrollo sostenible en septiembre de 2015. Los países miembros se comprometieron a cumplir con los objetivos relacionados con el uso de energía, la creación de infraestructura y el mantenimiento de la ciudad bajo un enfoque de desarrollo sostenible. Este compromiso busca hacer que las ciudades sean resilientes con respecto al cambio climático, promoviendo la economía y disminuyendo la pobreza al mismo tiempo (Naciones Unidas, 2015). En la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Vivienda y Desarrollo Urbano Sostenible (Hábitat III), de 2016 en Quito, Ecuador, se propuso la necesidad de promover la eficiencia energética y el uso de fuentes de energía no contaminantes a nivel urbano (Naciones Unidas, s. f.).

La radiación global en el Ecuador varía entre 2,9 kWh/m² día a 6,3 kWh/m² día (Serrano-Guerrero *et al.*, 2019). Para la generación PV, se recomienda al menos 3,8 kWh/m² día; la irradiación en aproximadamente el 75% del territorio ecuatoriano supera este valor (Vaca-Revelo y López-Villada, 2019). Este potencial de producción de electricidad se estimó en 312 GW o 283 MBOE por año, lo que es comparable a 15 veces el potencial hídrico nacional. (Muñoz-Vizhñay *et al.*, 2018). A pesar de este importante potencial solar en Ecuador, el uso de PV es marginal. En el caso ecuatoriano, la Agencia de Regulación y Control de la Electricidad (ARCONEL) indicó en el año 2023 que la capacidad de energía PV en Ecuador es de 29 MW de potencia instalada (ARCERNNR, 2024). Este número representa aproximadamente el 0,32% de la potencia efectiva producida por fuentes renovables y no renovables.

Las características mencionadas previamente hacen que la energía solar PV no solo sea considerada para realizar grandes plantas del orden de los MW, sino proyectos que son compatibles en las áreas urbanas. A pesar del importante recurso solar, los altos costos de la implantación de los sistemas solares PV solían ser la excusa para no implementar este tipo de tecnologías (Barragán Escandón y Espinoza Abad, 2015). Pero en la actualidad los costos han disminuido a tal punto que su uso se está masificando, situándose entre las tecnologías más rentables y de mayor expansión.

Es así como la tecnología solar PV podría satisfacer significativamente la demanda mundial y en particular la de la región ecuatorial. Sin embargo, los aspectos relacionados con la operación, el mantenimiento y la falta de empatía con los eventos ambientales impiden la aceptación social y por ende la implementación oportuna. Se requiere, por lo tanto, regular la explotación de los recursos no renovables con el fin que la demanda energética urbana se desacople de recursos energéticos externos (Agudelo-Vera *et al.*, 2012; Bristow y Kennedy, 2013; Secretaría Nacional de Planificación, 2021).

A nivel urbano, y en el caso particular de Cuenca, las tecnologías relacionadas con energías renovables tienen muy poca difusión desde el gobierno local. Las pocas iniciativas realizadas hasta el momento son generalmente de origen privado (para marzo de 2022, se encontraban seis sistemas solares PVs operando en el área urbana). Para el año 2014, según el Banco Interamericano de Desarrollo (2014), el indicador de

uso de energía de fuentes no renovables es de 0% y puede considerarse que se ha mantenido inalterable desde entonces. Esto indica que, aunque la tecnología es madura, todavía hace falta promover y analizar las implicancias de la implementación masiva en micro generación.

Para maximizar la micro generación PV, una de las limitaciones es la falta de coincidencia entre irradiación y los consumos. Como consecuencia, en estudios previos se ha podido establecer que la curva de consumo de la zona central de Cuenca muestra que existen dos horas punta: la primera entre las 11:00 p. m. y las 12:00 p. m.; y una segunda al final de la tarde entre las 4:00 p. m. y 7:00 p. m. Estas horas corresponden a los horarios laborables y en el mismo estudio se divisa la curva en los fines de semana, especialmente en domingo, cuando la reducción de consumo implica hasta un 31% menos en energía; no obstante la curva promedio de marzo (de mayor consumo) respecto a julio (mes de mínimo), es mínima (Zalamea-León *et al.*, 2018). Por ello, aunque la coincidencia de las demandas con el potencial PV es parcialmente adecuada (considerando la matriz energética local en que predominan las hidroeléctricas) la introducción PV masiva resulta bastante coherente, ya que las represas pueden reducir su producción en momentos de alta irradiación, sirviendo como sistemas de almacenamiento (Zhang *et al.*, 2022).

La generación PV en Ecuador se ha mantenido estancada desde 2013 debido a la reducción de la inversión privada. En 2018 se establecieron los requisitos para la conexión a la red eléctrica de micro generación solar PV. Este proceso busca promover la autogeneración privada al permitir la venta de excedentes. El reglamento estableció un máximo de 100 kW de capacidad nominal para permitir la conexión de usuarios de baja y media tensión. La norma vigente en el Ecuador (REGULACIÓN NRO. ARCERNNR 006/23) no ofrece incentivos ni contempla la compra de excedentes si superan el consumo en balance anual. No obstante, se establecieron las pautas técnicas básicas para la implementación de energía PV en edificios.

Descripción del lugar de estudio

El estudio se realiza en la ciudad de Cuenca, capital de la provincia del Azuay, emplazada en un valle interandino a 2550 m s. n. m y a 318 km al sur de la línea ecuatorial. Es la tercera ciudad más poblada del Ecuador. Para el año 2017 el cantón tenía una población de 603.259 habitantes, de los cuales el 65% pertenecía al área urbana, mientras que el resto pertenecía al área rural (Instituto Nacional de Estadística y Censos, 2017).

La ubicación geográfica de la zona de estudio está próxima al centro histórico de la ciudad de Cuenca. El transformador de alimentación eléctrica se localiza exactamente en 2° 54'14.82" en latitud sur y 79° 0'40.65" en longitud oeste, y a una altitud aproximada de 2536 m s. n. m y tiene una capacidad de abastecimiento de 100 KVa. De acuerdo con los datos de los años 2019 y 2020, proporcionados por la Empresa Pública Municipal de Movilidad, Tránsito y Transporte de Cuenca (2020) –ubicada próxima al lugar de estudio– la

temperatura promedio de esta en esos años estaría entre los 14,9°C y 15,2°C, respectivamente. La temperatura promedio más baja se suscita entre los meses de junio a julio, alcanzando los 5,3°C, en cuanto a temperaturas máximas promedio, alcanza los 24,0°C, normalmente entre los meses de septiembre y enero. Esta condición climática supone que con estrategias pasivas (como captación solar al oriente conjuntamente con aplicación de materiales con inercia térmica, y control de incidencia solar al poniente) las edificaciones no requieren sistemas activos de calefacción ni refrigeración para alcanzar niveles de confort, observándose que la gran mayoría de edificaciones no contemplan ni calefacción ni aire acondicionado.

Respecto a la irradiación solar en Cuenca, se presentan los siguientes promedios diarios de irradiación, según World Bank Group y SolarGis (2020):

- Irradiación directa normal (DNI): 2,80 a 3,76 kWh/m²/día
- Irradiación global horizontal (GHI): 4,30 a 5,04 kWh/m²/día
- Irradiación horizontal difusa (DHI): 2,27 a 2,47 kWh/m²/día

La Figura 1 ilustra la irradiación global diaria promedio en cada mes del año 2020, que presentó valores máximos en octubre (5,21 kWh/m²). Luego, entre enero y abril los valores de irradiación promedio son muy homogéneos (entre 4,59 a 4,77 kWh/m² al día), mostrando algo más de variabilidad entre octubre y diciembre (en un rango de 4,83 a 5,21 kWh/m²). Asimismo, los meses en los que la irradiación desciende notoriamente son junio (3,57 kWh/m²) y septiembre (3,33 kWh/m²). En cuanto a incidencia de irradiación respecto a la orientación, Izquierdo-Torres *et al.* (2019) determinan que la irradiación más significativa en una superficie inclinada se obtiene con orientación al este, pero que supera en menos del 1% a la orientación (poniente) con una inclinación baja de colectores (14°), esto como consecuencia de los niveles de nubosidad a lo largo del día promedio. Esta superioridad de la orientación desde el este también se observa en simulaciones realizadas con el software SAM para Cuenca, con información de la *National Renewable Energy Agency* de los Estados Unidos, análisis publicado en el año 2021 (Zalamea-León y Barragán-Escandón, 2021).

Figura 1.
Irradiación global diaria promedio del año 2020 por mes.



Fuente: elaboración propia a partir de información de Empresa Pública Municipal de Movilidad, Tránsito y Transporte de Cuenca, (2020).

Materiales y métodos

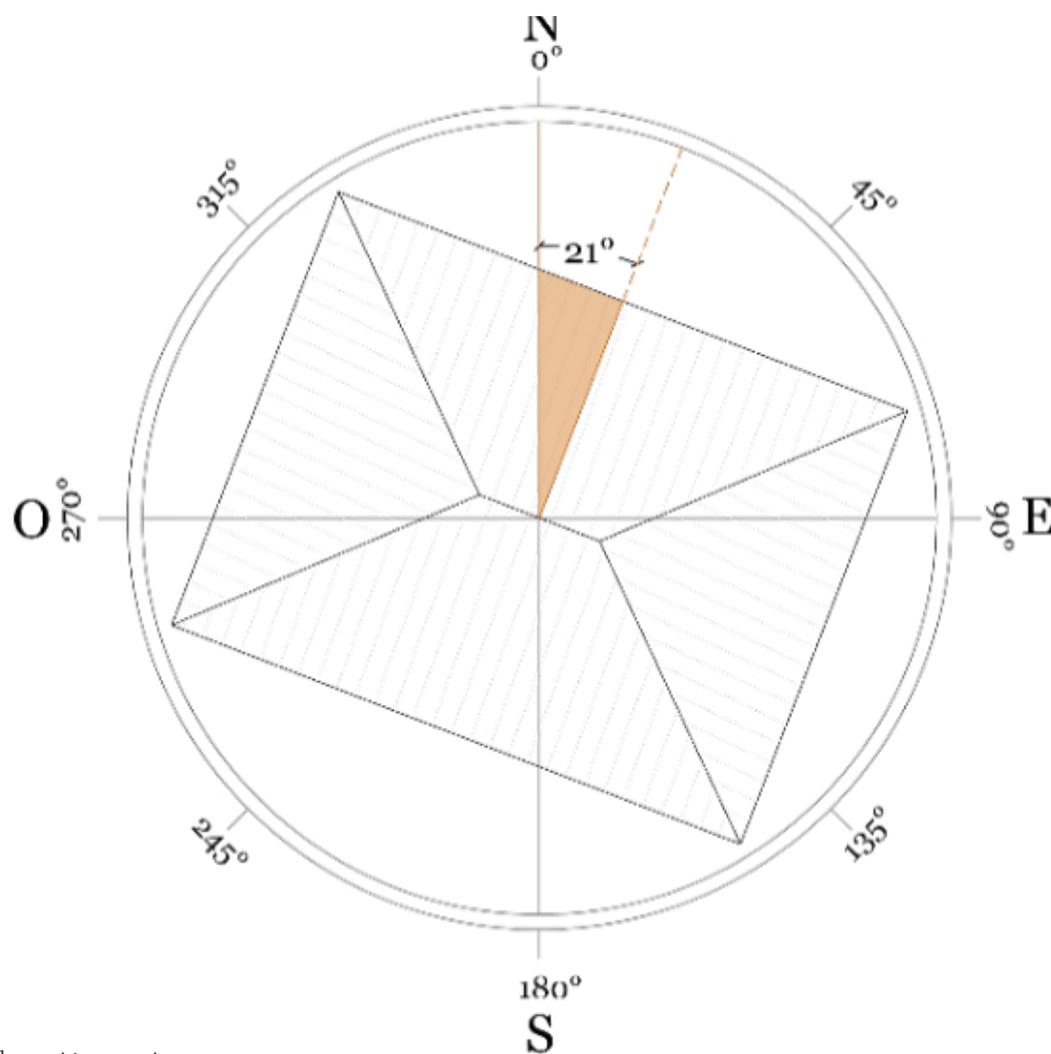
La geometría y configuración de cada cubierta se obtiene a través de sobrevuelo y detección laser LIDAR: geolocalizando una nube de puntos a través de un vehículo aéreo no tripulado (VANT), la nube de puntos es procesada en el software *Global Mapper*. El LiDAR geolocaliza puntos, por ende, parametrizan como información virtual cualquier elemento sólido en el espacio que quede expuesto, en este caso, al vehículo aéreo que proyecta la medición. Por ende, determina las formas de edificaciones y las cubiertas de las mismas. Esta metodología se ha aplicado satisfactoriamente para levantar zonas urbanas para diferentes necesidades, incluso para la obtención de potencial solar (Lingfors *et al.*, 2018; Lukać y Žalik, 2013). Esto además permite visualizar las relaciones espaciales entre el entorno y las edificaciones a intervenir y potenciales afectaciones. Se determina la forma e inclinación precisa de cada superficie de techo a través de secciones en el levantamiento 3D de la zona de estudio.

Desde los puntos geolocalizados se obtiene el redibujo de las techumbres en AutoCAD. Se generan los polígonos de los faldones con información orientación o azimut e inclinación. El ángulo que define la orientación de cada faldón, y a posteriori de las placas PV colocadas de forma coplanar a cada faldón, se calcula entre el norte geográfico y la perpendicular al plano de referencia, es decir el faldón, y en sentido horario (Figura 2). Los ángulos de orientación se obtuvieron de todos los faldones de inmuebles, para tener varias opciones al momento de realizar la estimación de índice de ocupación y rendimiento de los PV. Se seleccionan faldones de cubierta, que se priorizan, de modo de potenciar la productividad con placas PV y la adaptabilidad geométrica de las mismas, las edificaciones adyacentes, elementos que puedan generar barreras y sombras como vegetación, chimeneas, antenas, equipos de climatización, claraboyas u otros. En la latitud de estudio, las sombras se generan solamente en dirección este-oeste o a la inversa, e inciden temprano en la mañana o al final de la tarde durante todo el año, cuando la radiación no es significativa. Estudios previos locales han determinado que sombras incidentes antes de las 8:30 a. m. y posterior a las 16:30 p. m. suponen reducciones de rendimiento mínimas (Flores-Chafla *et al.*, 2021). El despliegue de las placas contempla este aspecto, incorporándose en faldones que no suponen sombras evidentes. Además, se priorizan faldones que visualmente afecten menos el paisaje urbano, considerando la expresión arquitectónica frente al entorno.

Si bien se dispone de diferentes orientaciones para definir la mejor posibilidad para emplazar PV, desde el punto de vista de incidencia de irradiación, la latitud permite disponer tecnología PV en una orientación cualquiera y con una baja pendiente próxima a la horizontal, sin que se den considerables reducciones en generación PV en balance anual (Izquierdo-Torres *et al.*, 2019). Además, el disponer las placas en distintas orientaciones supone que existe captación de irradiación máxima distinta en cada una de las situaciones, lo que coadyuva a que se distribuya de mejor manera la producción en el conjunto de edificaciones. Es decir, algunos PVs generando más en horas de la mañana, otros en la tarde y en general todos con alto rendimiento al medio día.

Figura 2.

Esquema de definición de ángulo azimut u orientación de cada faldón.



Fuente: elaboración propia.

ESTIMACIÓN DE POTENCIAL ABASTECIMIENTO PV

Los datos mencionados en el inciso anterior, en conjunto con la demanda anual de energía eléctrica de cada medidor son la base para realizar la estimación del potencial energético y conocer el número de paneles PV requeridos para autoabastecerse de energía eléctrica en cada predio. Asimismo, se consideran algunos aspectos de la normativa vigente como referencia, en la que se establecen parámetros para la implementación de sistemas de generación distribuida. En el Ecuador, para el autoabastecimiento de consumidores regulados (ARCERNNR, 2021), como requisito previo para instalar un sistema de generación se debe realizar un estudio técnico para dimensionar la potencia nominal de este. A partir de este estudio se establece que la producción deba ser igual o menor a la demanda anual, para evitar excedentes de energía. En el caso de haber excedentes, estos serán tratados de acuerdo con el tipo de tarifa que tenga el consumidor. Esto posibilita que el saldo de energía a favor del consumidor sea acumulable para el próximo mes, con un periodo máximo de 24 meses, cuando se elimina el excedente.

La estimación PV con herramientas de simulación, a pesar de que puede presentar desfases con la realidad, es una alternativa para conocer el rendimiento de sistemas PVs (Axaopoulos *et al.*, 2014), además de otros softwares programados para el desarrollo de sistemas PVs integrados a la edificación, los que deben considerar la disposición coplanar e incluso ser parte de la envolvente de las propias edificaciones (Jakica, 2018). La simulación de producción de energía PV se realiza a través del software SAM (National Renewable Energy Agency, 2022) herramienta de acceso libre que permite predeterminar la capacidad fotovoltaica de acuerdo con dimensión, capacidad, disposición frente al firmamento y clima. La información climática se obtiene a partir de información publicada por la National Renewable Energy Agency (2022) de los Estados Unidos para la ciudad de Cuenca. Se estima la potencia por placa PV SunPower SPR-X21-335, con tecnología de silicio monocristalino, de 96 celdas, con una potencia máxima de 335 WP, una eficiencia del 21% y con un área de 1.63 m², (1x1,63m) y en concordancia con la capacidad y demanda, se disponen por edificación para alcanzar la neutralidad energética por inmueble.

Se analizan 31 inmuebles que están conectados a un solo transformador de 100 kVA que alimenta el sector. Con las demandas se dimensiona la cantidad de PV por inmueble que estarían en un valor cercano para alcanzar la demanda en cada caso. Se obtiene el rendimiento en SAM por sistema residencial en concordancia con la disposición de cada techumbre que acoge los PV. Luego, se ubica la cantidad de PV requeridos para alimentar completamente a cada vivienda en balance anual, cuidando la menor exposición de los PV desde visuales de calle. Entre 31 predios, es necesario ocupar más de un faldón en once predios (Anexo 6) y en dos no se requieren por el mínimo o nulo consumo (desocupados). Para la información climática se considera información de solamente un año (2016) y no información climática promedio de varios años, ya que al utilizar la climatología promedio se desestima condiciones de extrema de valores máximos o mínimos de irradiación.

Es importante mencionar que la simulación se realizó por tramos en los ángulos de orientación e inclinación determinados y se realiza una suma horaria de la producción eléctrica en todos los tramos para hallar la generación total horaria producida de todo el conjunto PV en todos los inmuebles.

IMPLICANCIAS EN LA RED ELÉCTRICA

Se calcula en conjunto la producción de las placas PV en la totalidad de inmuebles, esta producción se calcula en forma horaria. Se localiza y determina los días de máxima producción, mínima producción y el promedio en balance anual. Para comparación se dispone de las demandas cada 10 determinados minutos en todo el sector. En la zona ecuatorial no es necesaria una caracterización estacional de demandas, las oscilaciones de consumo varían por características de consumo de día laboral y no laboral y no están determinadas por estacionalidad (Zalamea-León *et al.*, 2018).

Resultados

POTENCIAL PV DEL SECTOR

Los inmuebles analizados se despliegan en cuatro manzanas en 31 predios, los que se subdividen en seis sectores o tramos dependientes de la calle a la que enfrentan (A, B, C, D, E, F). De acuerdo con los medidores se determinan la cantidad de placas PV necesarias para alcanzar la neutralidad energética por edificio. Se define el emplazamiento de las placas PV en concordancia con las demandas, luego, en segundo lugar, también buscando minimizar el impacto visual hacia el espacio público y otros aspectos definidos previamente. El Anexo 1 muestra el listado de cada uno de los predios. En este anexo también se refleja el consumo anual registrado de todos los predios e inmuebles del año 2020, previo a la pandemia. En la Figura 3 se muestra la cantidad de PVs resultantes para alcanzar el rendimiento Net-Zero eléctrico de los casos de estudio alimentados por el transformador analizado.

A partir de las demandas y las simulaciones es posible encontrar el rendimiento PV acorde a las orientaciones e inclinaciones levantadas. Además, se puede determinar la producción factible por inmueble y total. Luego, en concordancia a la producción posible acorde a la cantidad de placas y su disposición frente al firmamento y frente a la demanda por inmueble, se establece la generación puntual por inmueble y producción conjunta. Los resultados se reflejan en la Tabla 1, e indican que es necesario para los 31 predios un total de 427 placas, que en total generan, con las condiciones de irradiación del año 2020, un total de 178.2 MWh. Además, se pueden precisar detalles como la necesidad por inmueble, que va desde tres placas de 335 Wp para los inmuebles de menor requerimiento (tres casos). Se requiere hasta 122 placas para lograr abastecer el mayor requerimiento, tratándose de una edificación multifamiliar que contiene 26 medidores individuales, localizados en el Tramo E. Así mismo, existen tres predios en los que no existen inmuebles o, si los hay, son inmuebles con requerimientos muy reducidos al estar deshabitados. En el Anexo 6 se puede observar, por predio, cual es la fracción solar que se estaría abasteciendo respecto a las demandas y se puede observar, con detalle, el emplazamiento de los PVs por predio. En el edificio multifamiliar, a pesar de existir los 26

medidores, se alcanzaría a abastecer el 92% de la demanda, aunque para ello se requiere ocupar los cuatro faldones de cubierta. El menor margen de autoaprovisionamiento se alcanza en el inmueble localizado en el Tramo D con el que se puede abastecer un 81,8%, caso en el que incluir una placa más provocaría el sobre-generar en balance anual, en los demás casos se alcanza a superar el 90% del consumo respecto al año 2020. La edificación que más electricidad PV genera es la edificación multifamiliar que abastece el 92,2% de la demanda con cuatro faldones de cubierta, siendo la única que, por demanda y disponibilidad de cubierta, no alcanza a abastecerse, aunque se aproxima.

BALANCE ENERGÉTICO TEMPORAL

Se obtiene el balance energético comparativo en concordancia de producción y demanda de energía. Se establecen las fluctuaciones mensuales y a lo largo del día. La correspondencia de producción-demanda es uno de los principales retos técnicos para maximizar el autoaprovisionamiento PV, por incidencia en redes y sobrevoltajes que pueden devenirse en los momentos de alta irradiación en período de bajo consumo (Chen *et al.*, 2022). A partir del análisis de energía total mensual se establece que el consumo es muy regular durante cada uno de los meses del año, excepto el mes de diciembre como consecuencia de las festividades y el comercio existente. En los meses restantes comparativamente, el mes de menor demanda (mayo) en el que se consume 12374,9 kWh, es un 20,2% menos respecto a la demanda de octubre que es la segunda más alta con un consumo de 15500 kWh/mes. Pero en el mes de diciembre el consumo crece a 20154,7 kWh/mes, es decir un 47% más del consumo promedio. En la Figura 4 se visualiza la estabilidad anual, tanto de la generación del conjunto de sistemas PVs planteados como de las demandas en la totalidad de los predios, situación particular del clima ecuatorial.

Figura 3.
Inmuebles conectados a transformador de alimentación eléctrica.



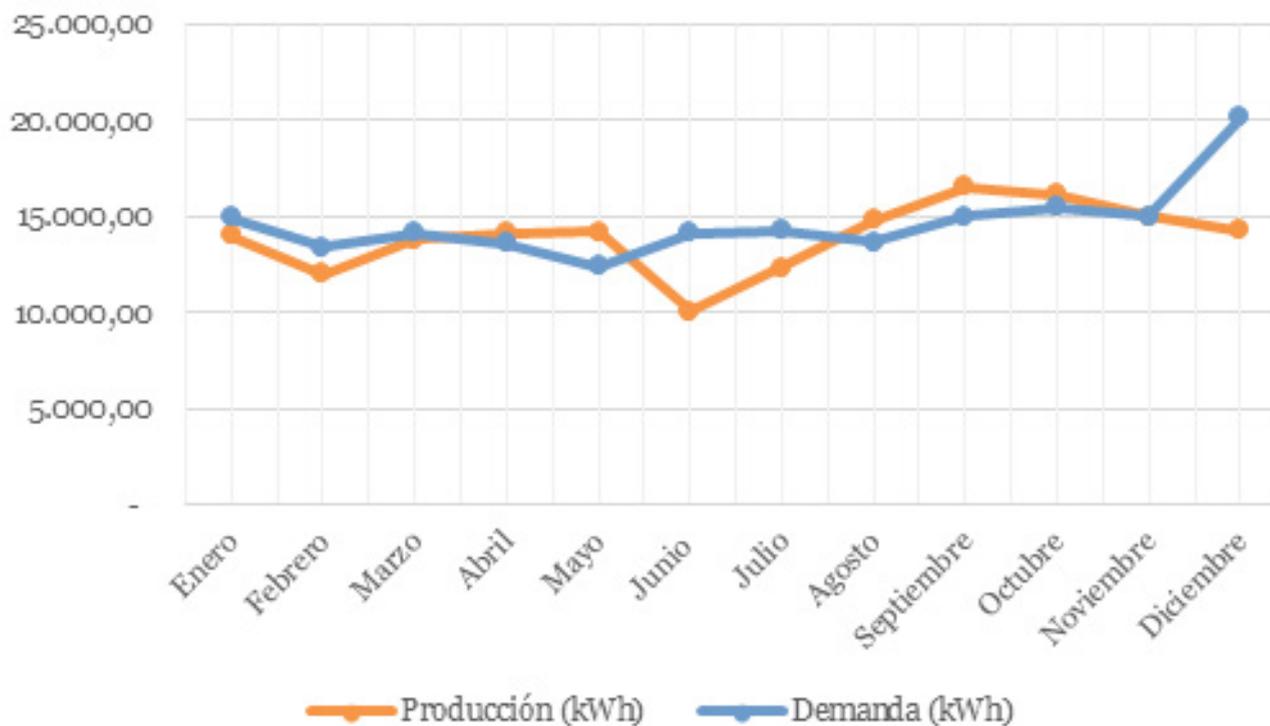
Fuente: elaboración propia.

Tabla 1.
Placas Pv por inmueble y generación por inmueble en los 31 inmuebles analizados.

PREDIO	DEMANDA	N° FALDÓN	MÓDULOS PV REQUERIDOS	PRODUCCIÓN TOTAL
	(KWh)			(KWh)
TRAMO A				
1	2.338	1	5	16.581
2	3.646	1	9	
3	2.844	1	3	
		2	4	
4	1.575	1	4	
5	1.223	1	3	
6	5.071	1	4	
		2	8	
SUBTOTAL			40 módulos	
TRAMO B				
1	0	0	0	43.683
2	6.636	1	16	
3	21.376	1	25	
		2	28	
4	45	0	0	
5	13.218	1	8	
		2	25	
SUBTOTAL			102 módulos	
TRAMO C				
1	5.903	1	11	15.939
		2	4	
2	7.124	1	17	
3	2.677	1	6	
SUBTOTAL			38 módulos	
TRAMO D				
4	2.729	1	7	10.490
	4.551	2	12	
5	1.451	1	3	
6	1.728	1	4	

PREDIO	DEMANDA	N° FALDÓN	MÓDULOS PV REQUERIDOS	PRODUCCIÓN TOTAL
	(KWh)			(KWh)
SUBTOTAL			26 módulos	
TRAMO E				
1	2.955	1	7	74.555
2	3.485	1	9	
3	3.751	1	9	
4	5.501	1	14	
5	5.081	1	12	
6	2.964	1	7	
7	51.131	1	30	
		2	34	
		3	26	
		4	32	
SUBTOTAL			180 módulos	
TRAMO F				
8	4.305	1	10	16.935
9	4.560	1	11	
10	7.989	1	3	
		2	4	
		3	13	
11	427	-	0	
SUBTOTAL			41 módulos	
TOTAL			427 módulos	
			178.183	

Figura 4.
Consumo mensual (KWh) del transformador código DCSA009 (0205).



Fuente: elaboración propia.

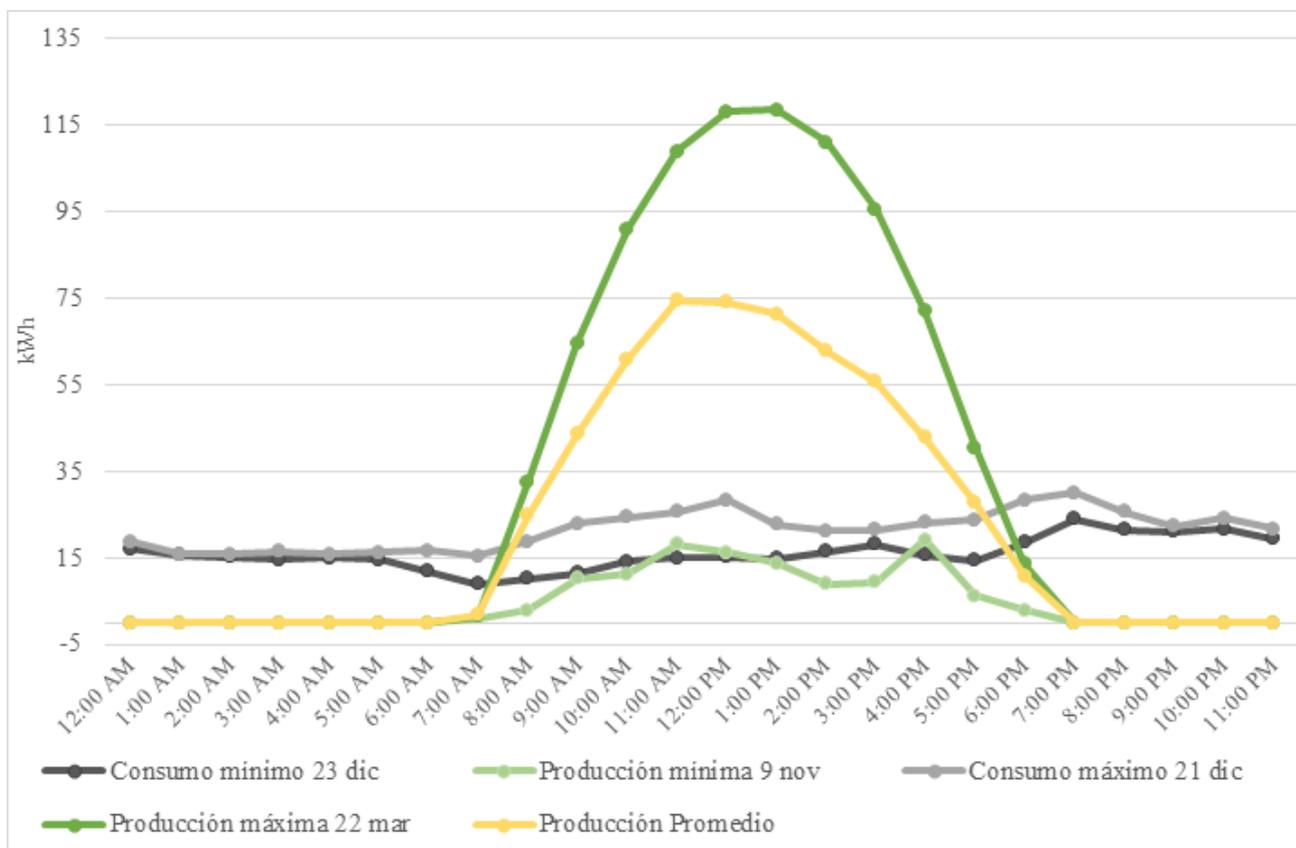
OSCILACIÓN HORARIA DE PRODUCCIÓN – CONSUMO ACORDE A IRRADIACIÓN Y DEMANDA

En el intervalo de una semana, en que se conoce la fluctuación de consumo horario, el mayor consumo se observa el viernes 21 de diciembre y el menor consumo se refleja el domingo 23 de diciembre. Estos valores considerados como demandas posibles máxima y mínima, se contrastan frente al rendimiento PV. Del mismo modo se crea una curva de generación máxima a partir de máximos de irradiación observada por hora durante el año, con lo cual se establecen condiciones extremas de capacidad de autoabastecimiento en escenarios de días extremos (Figura 5). A diferencia de la demanda que se logra obtener del monitoreo de una semana, se tiene la simulación de generación PV de un año completo al disponer de información climática local. Se pueden así precisar los días de máxima irradiación anual (22 de marzo) frente al consumo mínimo observado durante la semana de monitoreo (23 de diciembre). Al compararse las dos curvas, la de consumo mínimo versus la de máxima producción PV, se puede observar que se produce un intervalo de sobreproducción eléctrica entre las 8:00 am a 5:00 pm. En ese intervalo de tiempo, el conjunto PV produce en energía alrededor de 842,74 kWh. Para el mismo intervalo de tiempo, el consumo es de 145,23 kWh. La mayor sobreproducción se da entre las 12:00 pm y 1:00 pm, en donde se encuentra la generación máxima. Se debe también tener en consideración que el consumo total del día en cuestión es de 375,35 kWh. La Tabla 2 que se muestra a continuación muestra la sobreproducción PV que se genera el día de mayor producción frente al día de menor consumo.

Se puede observar que existe una ratio de sobreproducción eléctrica (generación dividida para el consumo) de 7,73 y 8,02 entre las 12:00 pm y las 1:00 pm entre el día de mayor generación PV con respecto al día de menor consumo. Este dato resulta fundamental, pues la posible sobreproducción extrema alcanza los 103,59 kWp, que es un valor superior a la capacidad del transformador de alimentación. Por ende, bajo este escenario, se debe incrementar levemente la capacidad del transformador.

Se determina que el conjunto PV, el día de mínima producción, generaría 119,62 kWh /día, lo que representa el 31,2% del consumo mínimo (375,35 kWh). Luego, al contrastar el día de mayor demanda (21 de diciembre) con el de mayor producción PV, la demanda eléctrica representa el 58,32% de la producción PV en este escenario extremo. Así mismo, se puede observar una sobreproducción entre las 8:00 am y las 5:00 pm. El valor máximo de sobreproducción se da a las 1:00 pm, que es cuando se tiene en potencia aproximadamente una sobreproducción de 95,73 kWp. De la misma manera, es importante tener en consideración que el consumo total de este día es de 505,67 kWh. La Tabla 3 que se muestra a continuación muestra los excedentes eléctricos al conectarse con la red y que arriban al transformador de alimentación.

Figura 5.
Caracterización de producción-demanda horaria, mínima, máxima y promedio.



Fuente: elaboración propia.

Tabla 2.

Sobreproducción por hora del conjunto PV el día de máxima generación vs el día de mínima demanda.

Hora	Generación (G) [kWh]	Consumo (C) [kWh]	Sobreproducción (S= G-C) [kWh]	Ratio de Sobreproducción (G/C)
8:00 AM	64,71	10,22	22,32	3,184
9:00 AM	90,96	11,46	53,26	5,649
10:00 AM	108,91	14,19	76,77	6,408
11:00 AM	118,06	15,00	93,91	7,261
12:00 PM	118,33	15,26	102,80	7,736
1:00 PM	110,97	14,74	103,59	8,029
2:00 PM	95,54	16,45	94,52	6,748
3:00 PM	71,92	18,04	77,50	5,296
4:00 PM	40,32	15,64	56,28	4,600
5:00 PM	64,71	14,25	26,07	2,830

Tabla 3.

Porcentaje de sobreproducción del conjunto PV el día de máxima generación vs el día de máxima demanda.

Hora	Generación (G) [kWh]	Consumo (C) [kWh]	Sobreproducción (S=G-C) [kWh]	Ratio de Sobreproducción (G/C)
8:00 AM	32,54	18,64	13,90	1,75
9:00 AM	64,71	22,96	41,75	2,82
10:00 AM	90,96	24,40	66,57	3,73
11:00 AM	108,91	25,57	83,34	4,26
12:00 PM	118,06	28,32	89,74	4,17
1:00 PM	118,33	22,60	95,73	5,24
2:00 PM	110,97	21,24	89,73	5,22
3:00 PM	95,54	21,48	74,06	4,45
4:00 PM	71,92	23,15	48,77	3,11
5:00 PM	40,32	23,66	16,66	1,70

Al comparar el rendimiento horario del día de mínima producción (9 de noviembre) con el de consumo máximo (21 de diciembre), el valor máximo de generación se da entre las 12:00 am y las 2:00 pm. En este lapso de tiempo el sistema PV es capaz de generar una sobreproducción de hasta 95,73 kWp. Por otro lado, también se debe recalcar que, bajo estas condiciones, el consumo total en el día de máxima demanda representa solo el 58,3% de la producción PV en el día de mayor generación.

En el último escenario extremo posible, se puede observar que, en el día de mayor consumo eléctrico, pero con la menor producción del sistema PV (119,62 kWh) es capaz de cubrir solo el 23,7% de la demanda total (505,67 kWh). En este caso, no existiría sobreproducción eléctrica.

Un dato que no resulta menos importante y que se debe tener en consideración es que, en un día promedio, el conjunto PV es capaz de generar una energía de aproximadamente 549,48 kWh. Este valor es importante ya que es 1,08 veces superior a la demanda del día de mayor consumo eléctrico.

Discusión y conclusiones

El uso combinado de datos LiDAR para integrar sistemas PV se ha vuelto en una alternativa para evaluar con precisión el potencial de generación de energía solar en entornos urbanos. La tecnología LiDAR permite medir la radiación solar, la orientación del sistema frente al firmamento y la capacidad de generación, siendo crucial para identificar edificaciones aptas y optimizar la instalación de paneles PVs. A pesar de las limitaciones en la resolución de los sensores LiDAR, las estrategias de aproximación han demostrado obtener precisiones aceptables, como se evidencia en ciudades como Leeds, Lisboa y Estambul. Los conceptos de comunidades energéticamente sostenibles desarrollados en latitudes con estacionalidad pueden ser aplicables en países en donde el recurso solar se constate a lo largo del año. En particular, y como lo demuestra Barragán-Escandón *et al.* (2020), la generación PV en ambientes urbanos puede no solo abastecer la demanda de energía sino que, además, facilitar que las comunidades puedan convertirse en símil de granjas solares, que incluso exporten energía a la red eléctrica.

Este trabajo plantea una metodología que de forma integral analiza la realidad en un sector urbano consolidado de uso mixto, bajo el escenario de integrar PV en cada una de las edificaciones que están siendo alimentadas por un transformador urbano, analizando la incidencia de excedentes de micro generación en el mismo. Para ello se analiza un período de una semana de monitoreo de consumo eléctrico la información que denota las fluctuaciones de consumo en red, entendiendo que el período semanal caracteriza las circunstancias de uso por la realidad climática en la cual las oscilaciones estacionales no representan una condición que modifique las demandas eléctricas en distintos períodos del año significativamente.

El transformador de 100 kVa del conjunto urbano bajo análisis entrega una potencia máxima de 29,98 kWp en la hora de mayor demanda como situación extrema, y el consumo mínimo se observa a las 7 am de día no laboral, en la que la potencia exigida en el transformador es de 8,96 kWp. Proporcionalmente, los resultados de las curvas de consumo obtenidos en el transformador levantado y determinadas en este estudio son similares a las establecidas en otras zonas urbanas, previamente determinados en Zalamea-León *et al.*, (2018). Las simulaciones muestran además que el conjunto de sistemas PV para alcanzar varias unidades energéticas Net-Zero es capaz de superar la demanda de electricidad en los momentos de alta irradiación, entregando excedentes al alimentador en el escenario de integrar los PV requeridos para alcanzar la neutralidad energética de todos los inmuebles del sector. De coincidir circunstancias de máxima irradiación (durante el medio día) y mínimo consumo durante ese medio día, esta puede implicar excedentes de 103,59 kWp, superando en un 193,5% la demanda de ese momento, dato que implica que el excedente supera la capacidad del transformador en menos de 4 kWp; aunque es un escenario improbable, esto significaría que existe el riesgo de exceder la capacidad del transformador para inyectar carga inversa en el alimentador, haciendo imposible, en la situación analizada, el permitir la totalidad de instalaciones planteadas. No obstante, sí es factible alimentar a la gran mayoría. A ello además se debe agregar un margen de seguridad, no especificado aun en la norma.

Si comparamos la situación local de irradiación disponible, relativamente estable y en condiciones climáticas que no exigen sistemas de acondicionamiento térmico, esta supone que en todas las edificaciones se requiere una fracción de la superficie de cubierta disponible, lo cual se demuestra en los dimensionamientos de sistema fotovoltaicos por inmueble presentados. Bajo estas circunstancias y analizando los resultados alcanzados frente al caso chileno, norteamericano y turco, en los que el potencial solar y las limitaciones en las redes suponen una capacidad de autoabastecimiento PV de hasta un 27% en el primer país, 88% como máximo en el segundo caso y 67% en el tercer caso de referencia, en Cuenca se alcanza a cubrir la totalidad de la demanda requiriéndose un incremento mínimo de capacidad en el transformador.

Además de la alternativa de incremento de la capacidad del transformador, otra opción importante es incrementar demandas sobre todo en horas de alta irradiación, por ejemplo convirtiendo a electricidad los sistemas de cocción o integrando vehículos eléctricos que se carguen en estacionamientos del sector, cargas que puede tornarse en una alternativa importante para incrementar el margen de autoaprovisionamiento urbano, reduciendo así las cocinas alimentadas por GLP masivamente en el país, como consecuencia al alto subsidio al GLP, o remplazando vehículos a combustión.

El día de mayor producción PV, el conjunto de sistemas emplazados en los predios tienen la capacidad de cubrir la totalidad de la demanda del día de mayor consumo eléctrico, e incluso en una situación extrema, comparada con el mínimo consumo, el sistema PV es capaz de inyectar energía equivalente a casi el doble de energía consumida. Sin embargo, para el día de menor irradiación solar, los PV alcanzarían a suplir solo el 23% de la demanda eléctrica total.

A pesar de que los datos son limitados en cuanto a demandas horarias por ser el producto del levantamiento de una semana, por la estabilidad estacional es previsible que las desviaciones esperadas en otras épocas del año no sean significativas y se consideran representativas, porque localmente las estaciones no suponen fluctuaciones de consumos en edificaciones. Ello ha permitido definir cuál es la capacidad máxima y mínima existente en la red, permitiendo con ello visualizar que el transformador eléctrico estaría al límite y en riesgo, en coincidencia de alta irradiación y de bajo consumo en la red por excedentes que alcanzarían la capacidad del transformador. Es un proceso que se debe ejecutar inicialmente en cada barrio en que se masifiquen sistemas de micro generación PV distribuida, para hacer factible que la totalidad de inmuebles de un sector urbano pueda alcanzar la neutralidad energética.

En un análisis realizado por Orozco (Montenegro-Orozco, 2013) en varios países de Sudamérica, se establece que existe una ausencia de políticas de eficiencia energética enfocadas a las ERNC en la mayor parte de países de la región. Es así como son importantes las regulaciones y los objetivos a largo plazo para que las nuevas tecnologías posean un tiempo adecuado de maduración. Las agencias internacionales buscan mercados interesantes, y sus fondos se destinan a países como Brasil y Chile con un mejor marco regulatorio o zonas de África, descartando a otros países de la región entre ellos Ecuador. En cada lugar es necesario evaluar recursos locales, crear regulaciones adecuadas, fomentar la aceptación ciudadana y abordar barreras financieras para

impulsar el desarrollo de proyectos de energías renovables. Se destaca la importancia de la planificación a largo plazo, la participación ciudadana y la conciencia ambiental para promover la transición hacia fuentes de energía más sostenibles. Tanto arquitectos como urbanistas deben considerar toda la información que les permita considerar la energía PV como una variable de planificación, tendiente a alcanzar un metabolismo energético circular.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo se pudo realizar gracias al apoyo del Vicerrectorado de Investigación de la Universidad de Cuenca y con el apoyo de la empresa regional Centrosur, y forma parte del Proyecto “Planificación energética territorial: Situación actual y metodología para integración de generación y redes eléctricas en el territorio y PDOTs”.

ANEXO

El material complementario está disponible en <https://doi.org/10.17605/OSF.IO/ZJSRT>

DECLARATORIA DE AUTORÍA

Esteban Felipe Zalamea-León (autor principal): conceptualización, adquisición de fondos, metodología, administración del proyecto, supervisión, validación, redacción revisión y edición.

Belén Morocho-Pulla: conceptualización, curación de datos, investigación, metodología, software, visualización, redacción borrador original.

Mateo Flores-Astudillo: curación de datos, análisis formal, administración del proyecto, validación.

Antonio Barragán-Escandón: curación de datos, adquisición de fondos, recursos, validación, redacción revisión y edición.

Alfredo Ordoñez-Castro: adquisición de fondos, administración del proyecto, supervisión, redacción revisión y edición.

Referencias

- Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables. (2021). *Resolución nro. ARCERNNR -001/2021*. <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/03/Resolucion-ARCERNNR-001-2021.pdf>
- Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables. (2024). *Balance nacional de energía eléctrica*. Control de Recursos y Energía del Ecuador. <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/balance-nacional-de-energia-electrica/>
- Agudelo-Vera, C. M., Leduc, W. R. W. A., Mels, A. R., y Rijnaarts, H. H. M. (2012). Harvesting urban resources towards more resilient cities. *Resources, Conservation and Recycling*, 64, 3–12. <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2012.01.014>
- Assouline, D., Mohajeri, N., y Scartezzini, J.-L. L. (2017). Quantifying rooftop photovoltaic solar energy potential: A machine learning approach. *Solar Energy*, 141, 278–296. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.11.045>
- Axaopoulos, P. J., Fylladitakis, E. D., y Gkarakis, K. (2014). Accuracy analysis of software for the estimation and planning of photovoltaic installations. *International Journal of Energy and Environmental Engineering*, 5(1). <https://doi.org/10.1186/2251-6832-5-1>
- Banco Interamericano de Desarrollo. (2014). *Cuenca ciudad sostenible: Plan de acción*. <https://propone.net/cccv.ec/docs/cuenca-ciudad-sostenible.pdf>
- Barragán Escandón, A. y Espinoza Abad, J. L. (2015). Políticas para la promoción de las energías renovables en el Ecuador. En M. R. Peláez Samaniego y J. L. Espinoza Abad (Eds.), *Energías renovables en el Ecuador. Situación actual, tendencias y perspectivas* (pp. 1-28). Universidad de Cuenca.
- Barragán-Escandón, A., Zalamea-León, E., y Terrados-Cepeda, J. (2019). Incidence of photovoltaics in cities based on indicators of occupancy and urban sustainability. *Energies*, 12(5), 810. <https://doi.org/10.3390/en12050810>
- Barragán-Escandón, E. A., Zalamea-León, E. F., Terrados-Cepeda, J., y Vanegas-Peralta, P. F. (2020). Energy self-supply estimation in intermediate cities. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 129, 109913. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109913>
- Bergamasco, L. y Asinari, P. (2011). Scalable methodology for the photovoltaic solar energy potential assessment based on available roof surface area: Further improvements by ortho-image analysis and application to Turin (Italy). *Solar Energy*, 85(11), 2741–2756. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2011.08.010>
- Bristow, D. N. y Kennedy, C. A. (2013). Urban metabolism and the energy stored in cities: Implications for resilience bristow and kennedy the energy stored in cities. *Journal of Industrial Ecology*, 17(5), 656–667. <https://doi.org/10.1111/jiec.12038>
- Brito, M. C., Freitas, S., Guimarães, S., Catita, C., y Redweik, P. (2017). The importance of facades for the solar PV potential of a Mediterranean city using LiDAR data. *Renewable Energy*, 111, 85–94. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.03.085>
- Brito, M. C., Gomes, N., Santos, T., y Tenedório, J. A. (2012). Photovoltaic potential in a Lisbon suburb using LiDAR data. *Solar Energy*, 86(1), 283–288. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2011.09.031>
- Caldarelli, C. E. y Gilio, L. (2018). Expansion of the sugarcane industry and its effects on land use in São Paulo: Analysis from 2000 through 2015. *Land Use Policy*, 76, 264–274. <https://doi.org/10.1016/j.landusepol.2018.05.008>

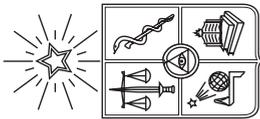
- Chen, Q., Kuang, Z., Liu, X., y Zhang, T. (2022). Transforming a solar-rich county to an electricity producer: Solutions to the mismatch between demand and generation. *Journal of Cleaner Production*, 336, 130418. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.130418>
- Coma Bassas, E., Patterson, J., y Jones, P. (2020). A review of the evolution of green residential architecture. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 125, 109796. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109796>
- Compagnon, R. (2004). Solar and daylight availability in the urban fabric. *Energy and Buildings*, 36(4), 321–328. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2004.01.009>
- Doroudchi, E., Alanne, K., Okur, Ö., Kyyrä, J., y Lehtonen, M. (2018). Approaching net zero energy housing through integrated EV. *Sustainable Cities and Society*, 38, 534–542. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2018.01.042>
- Empresa Pública Municipal de Movilidad, Tránsito y Transporte de Cuenca. (2020). *Gráfica de valores horarios*. http://caire.emov.gob.ec/monitoreo/pages/get-chart.xhtml?jsessionid=qzF-tUlyP-gV_dKXwu5ZcR0SsqM6KL62ONqBcu_1W.srv-app-lnxdb?dataType=MET&avgType=HOURL
- Flores-Chafla, P., Pesantez-Peñafla, D., Zalamea-Leon, E., y Barragán-Escandón, A. (2021). Capacidad e integración fotovoltaica en edificios multifamiliares de mediana altura en región ecuatorial andina. *ACE*, 15(45), 1–25. <https://doi.org/10.5821/ace.15.45.9307>
- Gao, D., Zhao, B., Kwan, T. H., Hao, Y., y Pei, G. (2022). The spatial and temporal mismatch phenomenon in solar space heating applications: status and solutions. *Applied Energy*, 321, 119326. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119326>
- Griffiths, S. y Sovacool, B. K. (2020). Rethinking the future low-carbon city: Carbon neutrality, green design, and sustainability tensions in the making of Masdar city. *Energy Research and Social Science*, 62, 101368. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2019.101368>
- Hachem, C., Athienitis, A., y Fazio, P. (2011). Parametric investigation of geometric form effects on solar potential of housing units. *Solar Energy*, 85(9), 1864–1877. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2011.04.027>
- Hachem-Vermette, C., Guarino, F., La Rocca, V., y Cellura, M. (2018). Towards achieving net-zero energy communities: Investigation of design strategies and seasonal solar collection and storage net-zero. *Solar Energy*, 192, 169–185. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.07.024>
- Instituto Nacional de Estadística y Censos. (2017). *Conozcamos Cuenca a través de sus cifras*. <https://www.ecuadorencifras.gob.ec/conozcamos-cuenca-a-traves-de-sus-cifras/>
- Izquierdo-Torres, I. F., Pacheco-Portilla, M. G., González-Morales, L. G., y Zalamea-León, E. F. (2019). Simulación fotovoltaica considerando parámetros de integración en edificaciones. *Ingenius Revista de Ciencia y Tecnología*, (21), 21–31. <https://doi.org/10.17163/ings.n21.2019.02>
- Jacques, D. A., Gooding, J., Gieseckam, J. J., Tomlin, A. S., y Crook, R. (2014). Methodology for the assessment of PV capacity over a city region using low-resolution LiDAR data and application to the city of Leeds (UK). *Applied Energy*, 124, 28–34. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.02.076>
- Jakica, N. (2018). State-of-the-art review of solar design tools and methods for assessing daylighting and solar potential for building-integrated photovoltaics. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, 1296–1328. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.080>
- Kausika, B. B., Dolla, O., Folkerts, W., Siebenga, B., Hermans, P., y Van Sark, W. G. J. H. M. (2015). Bottom-up analysis of the solar photovoltaic potential for a city in the Netherlands: A working model for calculating the potential using high resolution LiDAR data. *Proceedings of the 4th International Conference on Smart Cities and Green ICT Systems SMARTGREENS*, 1, 129–135. <https://doi.org/10.5220/0005431401290135>

- Lingfors, D., Bright, J. M., Engerer, N. A., Ahlberg, J., Killinger, S., y Widén, J. (2017). Comparing the capability of low- and high-resolution LiDAR data with application to solar resource assessment, roof type classification and shading analysis. *Applied Energy*, 205, 1216–1230. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.08.045>
- Lingfors, D., Killinger, S., Engerer, N. A., Widén, J., y Bright, J. M. (2018). Identification of PV system shading using a LiDAR-based solar resource assessment model: An evaluation and cross-validation. *Solar Energy*, 159, 157–172. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.10.061>
- Lukać, N. y Žalik, B. (2013). GPU-based roofs' solar potential estimation using LiDAR data. *Computers and Geosciences*, 52, 34–41. <https://doi.org/10.1016/j.cageo.2012.10.010>
- Lund, P. (2012). Large-scale urban renewable electricity schemes - Integration and interfacing aspects. *Energy Conversion and Management*, 63, 162–172. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2012.01.037>
- Margolis, R., Gagnon, P., Melius, J., Phillips, C., y Elmore, R. (2017). Using GIS-based methods and lidar data to estimate rooftop solar technical potential in US cities. *Environmental Research Letters*, 12. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/aa7225>
- Montenegro-Orozco, J. (2013). *Panorama de las energías renovables y de la eficiencia energética en América Latina*. Pontificia Universidad Católica del Ecuador, Observatorio de Política Socio Ambiental.
- Mulcué-Nieto, L. F. y Mora-López, L. (2014). A new model to predict the energy generated by a photovoltaic system connected to the grid in low latitude countries. *Solar Energy*, 107, 423–442. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.04.030>
- Muñoz-Vizñay, J. P., Rojas-Moncayo, M. V., y Barreto-Calle, C. R. (2018). Incentivo a la generación distribuida en el Ecuador. *Ingenius Revista de Ciencia y Tecnología*, (19), 60–68. <https://revistas.ups.edu.ec/index.php/ingenius/article/view/19.2018.06/0>
- Naciones Unidas. (s. f.). *Conferencia sobre la vivienda y el desarrollo urbano sostenible Hábitat III*. Naciones Unidas. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/habitat3/>
- Naciones Unidas. (2015, 25 de septiembre). *La Asamblea General adopta la Agenda 2030 para el desarrollo sostenible*. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/2015/09/la-asamblea-general-adopta-la-agenda-2030-para-el-desarrollo-sostenible/>
- National Renewable Energy Agency. (2022). *System Advisor Model - SAM*. <https://sam.nrel.gov>
- O'Neill, K. y Gibbs, D. (2020). Sustainability transitions and policy dismantling: Zero carbon housing in the UK. *Geoforum*, 108, 119–129. <https://doi.org/10.1016/j.geoforum.2019.11.011>
- Ordoñez-Vasconez, E. (2017). *Determinación de zonas con potencial para generación fotovoltaica en la ciudad de Cuenca, a través de la adquisición de datos de un piranómetro y modelación en SIG* [Trabajo de graduación]. Universidad del Azuay. <https://dspace.uazuay.edu.ec/handle/datos/6946>
- Poggi, F., Firmino, A., y Amado, M. (2018). Planning renewable energy in rural areas: impacts on occupation and land use. *Energy*, 155, 630–640. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.05.009>
- Secretaría Nacional de Planificación. (2021). *Plan de Creación de Oportunidades 2021 - 2025*. In *Secretaría Nacional de Planificación*. <https://www.planificacion.gob.ec/wp-content/uploads/2021/09/Plan-de-Creación-de-Oportunidades-2021-2025-Aprobado.pdf>

- Serrano-Guerrero, X., Alvarez-Lozano, D., y Romero, S. F. L. (2019). Influence of local climate on the tilt and orientation angles in fixed flat surfaces to maximize the capture of solar irradiation: A case study in Cuenca-Ecuador. *2019 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC), Ixtapa, Mexico*. <https://doi.org/10.1109/ROPEC48299.2019.9057102>
- Srećković, N., Lukač, N., Žalik, B., y Štumberger, G. (2016). Determining roof surfaces suitable for the installation of PV (photovoltaic) systems, based on LiDAR (Light Detection And Ranging) data, pyranometer measurements, and distribution network configuration. *Energy*, 96, 404–414. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.12.078>
- Ten clean energy myths. (2022, 31 de mayo). Cinnamon Energy Systems. <https://cinnamon.energy/ten-clean-energy-myths/>
- Ullah, K. R., Prodanovic, V., Pignatta, G., Deletic, A., y Santamouris, M. (2021). Technological advancements towards the net-zero energy communities : A review on 23 case studies around the globe. *Solar Energy*, 224, 1107–1126. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.06.056>
- Vaca-Revelo, D. y López-Villada, J. (2019). *Mapa solar del Ecuador*. Scinergy.
- Wegertseder, P., Lund, P., Mikkola, J., y García Alvarado, R. (2016). Combining solar resource mapping and energy system integration methods for realistic valuation of urban solar energy potential. *Solar Energy*, 135, 325–336. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.05.061>
- Wheeler, S. M. y Segar, R. B. (2013). Zero net energy at a community scale: UC Davis West Village. En F. P. Sioshansi (Ed.), *Energy efficiency: Towards the end of demand growth* (pp. 305-324). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-397879-0.00012-8>
- Williams, J. (2016). Can low carbon city experiments transform the development regime? *Futures*, 77, 80–96. <https://doi.org/10.1016/j.futures.2016.02.003>
- World Bank Group y SolarGis. (2020). *El Sagrario*. Global Solar Atlas. <https://globalsolaratlas.info/detail?c=-3.045211,-78.879776,11&s=-2.89641,-78.999939&m=site>
- Yáñez, C., Fissore, A., y Leiva, A. (2019). *Informe final de usos de la energía de los hogares Chile 2018. Resultado 3500 encuestas*. Corporación de Desarrollo Tecnológico. https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/informe_final_caracterizacion_residencial_2018.pdf
- Yildirim, D., Büyüksalih, G., y Şahin, A. D. (2021). Rooftop photovoltaic potential in Istanbul: Calculations based on LiDAR data, measurements and verifications. *Applied Energy*, 304, 117743. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117743>
- Zalamea-León, E. y Barragán-Escandón, A. (2021). *Arquitectura, sol y energía*. Universidad de Cuenca, Universidad Politécnica Salesiana. <https://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/37790>
- Zalamea-León, E., Mena-Campos, J., Barragán-Escandón, A., Parra-González, D., y Méndez-Santos, P. (2018). Urban photovoltaic potential of inclined roofing for buildings in heritage centers in equatorial areas. *Journal of Green Building*, 13(3), 45–69. <https://doi.org/10.3992/1943-4618.13.3.45>

- Zamanakos, G., Tsochatzidis, L., Amanatiadis, A., y Pratikakis, I. (2021). A comprehensive survey of LIDAR-based 3D object detection methods with deep learning for autonomous driving. *Computers and Graphics*, 99, 153–181.
<https://doi.org/10.1016/j.cag.2021.07.003>
- Zambrano-Asanza, S., Zalamea-León, E. F., Barragán-Escandón, A., Parra-González, D., Barragán-Escandón, E. A., y Parra-González, A. (2019). Urban photovoltaic potential estimation based on architectural conditions, production-demand matching, storage and the incorporation of new eco-efficient loads. *Renewable Energy*, 142, 224–238.
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.03.105>
- Zhang, C., Cao, W., Xie, T., Wang, C., Shen, C., Wen, X., y Mao, C. (2022). Operational characteristics and optimization of Hydro-PV power hybrid electricity system. *Renewable Energy*, 200, 601–613.
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.10.005>
- Zhang, H., Jarić, I., Roberts, D. L., He, Y., Du, H., Wu, J., Wang, C., y Wei, Q. (2020). Extinction of one of the world's largest freshwater fishes: Lessons for conserving the endangered Yangtze fauna. *Science of the Total Environment*, 710(8), 136242.
<https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2019.136242>

revista invi



Revista INVI es una publicación periódica, editada por el Instituto de la Vivienda de la Facultad de Arquitectura y Urbanismo de la Universidad de Chile, creada en 1986 con el nombre de Boletín INVI. Es una revista académica con cobertura internacional que difunde los avances en el conocimiento sobre la vivienda, el hábitat residencial, los modos de vida y los estudios territoriales. Revista INVI publica contribuciones originales en español, inglés y portugués, privilegiando aquellas que proponen enfoques inter y multidisciplinares y que son resultado de investigaciones con financiamiento y patrocinio institucional. Se busca, con ello, contribuir al desarrollo del conocimiento científico sobre la vivienda, el hábitat y el territorio y aportar al debate público con publicaciones del más alto nivel académico.

Director: Dr. Jorge Larenas Salas, Universidad de Chile, Chile.

Editora: Dra. Mariela Gaete-Reyes Universidad de Chile, Chile.

Editores asociados: Dr. Gabriel Felmer Plominsky, Universidad de Chile, Chile.

Dr. Carlos Lange Valdés, Universidad de Chile, Chile.

Dra. Rebeca Silva Roquefort, Universidad de Chile, Chile.

Mg. Juan Pablo Urrutia, Universidad de Chile, Chile.

Editor de sección Entrevista: Dr. Luis Campos Medina, Universidad de Chile, Chile.

Coordinadora editorial: Sandra Rivera Mena, Universidad de Chile, Chile.

Asistente editorial: Katia Venegas Fonca, Universidad de Chile, Chile.

Traductor: Jose Molina Kock, Chile.

Diagramación: Ingrid Rivas, Chile.

Corrección de estilo: Leonardo Reyes Verdugo, Chile.

COMITÉ EDITORIAL:

Dr. Victor Delgadillo, Universidad Autónoma de la Ciudad de México, México.

Dra. María Mercedes Di Virgilio, CONICET/ IIGG, Universidad de Buenos Aires, Argentina.

Dra. Irene Molina, Uppsala Universitet, Suecia.

Dr. Gonzalo Lautaro Ojeda Ledesma, Universidad de Valparaíso, Chile.

Dra. Suzana Pasternak, Universidade de São Paulo, Brasil.

Dr. Javier Ruiz Sánchez, Universidad Politécnica de Madrid, España.

Dra. Elke Schlack Fuhrmann, Pontificia Universidad Católica de Chile, Chile.

Dr. Carlos Alberto Torres Tovar, Universidad Nacional de Colombia, Colombia.

Sitio web: <http://www.revistainvi.uchile.cl/>

Correo electrónico: revistainvi@uchilefau.cl

Licencia de este artículo: Creative Commons Atribución-CompartirIgual 4.0 Internacional (CC BY-SA 4.0)