

APORTES PARA LA EVALUACIÓN DEL POTENCIAL SOLAR FOTOVOLTAICO EN LA MITIGACIÓN DE EMISIONES DE LA CIUDAD DE BUENOS AIRES

Paula F. Stella¹, Augusto Garófalo¹, Pablo J. Bahamonde¹

1 Gerencia de Gestión Energética, Agencia de Protección Ambiental (APRA)
Secretaría de Ambiente, Gobierno de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Lima 1.111 4to piso, (C1073AAW), Ciudad Autónoma de Buenos Aires
pfstella@buenosaires.gob.ar; energia@buenosaires.gob.ar

RESUMEN: Se estudia el potencial de generación de energía solar fotovoltaica en techos de toda la ciudad de Buenos Aires, tanto en edificios existentes como nuevos, con el objetivo de cuantificar el aporte que podría realizar esta tecnología en la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero, contextualizado en los compromisos de la ciudad de alcanzar la carbono neutralidad en el año 2.050. Se determina que con la actual tecnología solar fotovoltaica podría aportarse el 72% de los requerimientos de energía eléctrica de la ciudad, mitigándose el 29% del total de emisiones de la misma, aunque esta proporción podría variar con el tiempo, en función de la interacción entre mejores eficiencias, aumento en las emisiones y en la demanda energética local. Se estima la proyección de crecimiento de edificios nuevos y de emisiones hasta 2.050 y se consideran modificaciones normativas para propiciar la incorporación de instalaciones solares en las nuevas construcciones.

Palabras clave: Buenos Aires. Energía solar. Mitigación. Gases de efecto invernadero.

INTRODUCCIÓN

La República Argentina suscribió el Acuerdo de París, donde junto con otros 195 países se comprometió a reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) para mantener el incremento de la temperatura atmosférica global por debajo de los 2°C respecto a la era preindustrial y proseguir los esfuerzos para limitarlo a 1,5°C, a efectos de reducir los riesgos y efectos asociados al cambio climático (Ley Nacional N° 27.270). A pesar de este esfuerzo mundial, si se implementan con éxito los compromisos de todos los países, la temperatura global aumentará más de 3°C para 2100. (C40, 2017).

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA), que en 2.019 consumió el 7,98% de la energía eléctrica del país, el sector energético representa el mayor porcentaje de emisiones GEI anuales. En este contexto, la CABA se comprometió en el año 2017 en la COP23 de Bonn, Alemania, a ser carbono neutral para el año 2.050. De acuerdo a ese lineamiento, en este trabajo se estudia el potencial energético fotovoltaico de los techos de la ciudad de Buenos Aires y su impacto en la mitigación de emisiones.

Las emisiones anuales de la ciudad de Buenos Aires son registradas, caracterizadas y publicadas periódicamente en el "Informe inventario de gases de efecto invernadero", a cargo de la Agencia de Protección Ambiental de la Ciudad (APRA), el que se utiliza como insumo para actualizar el Plan de Acción contra el Cambio Climático (PACC), tal cual lo establece la Ley 3.871. El último informe (APRA, 2020) muestra las emisiones del año 2.017, clasificadas en categorías y actividades por fuente (fig.1). Se observa que el sector residencial representa el mayor porcentaje en la emisión de GEI del sector energético, principalmente por el uso de electricidad.

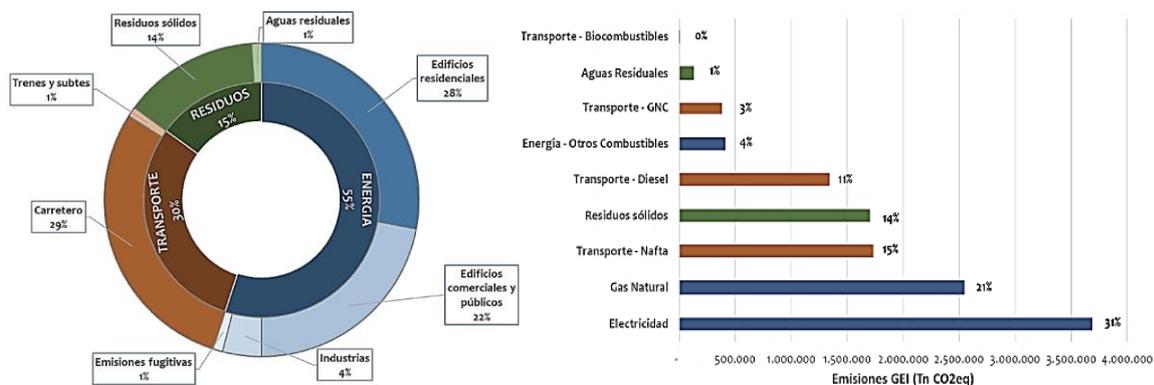


Figura 1: Emisiones GEI de CABA del año 2017, discriminado por sector y actividades (APRA, 2020)

Por otro lado, en el año 2019 el consumo de electricidad en todo el país alcanzó los 133.992 GWh (CAMMESA, 2.020), y para el mismo periodo CABA, con 1,75 millones de usuarios eléctricos, tuvo un consumo de 10.703 GWh (GCBA, 2.020), representando el 7,98% del consumo nacional (figura 2).



Figura 2: Consumos eléctricos nacional y de la Ciudad de Buenos Aires durante 2019.

METODOLOGÍA

Se analiza el potencial de generación solar fotovoltaica de superficies de techos en dos partes, de acuerdo a los ámbitos de edificios nuevos y edificios existentes.

Edificios Existentes

Los edificios son los principales consumidores de energía eléctrica de CABA, y sus techos pueden utilizarse para la generación eléctrica fotovoltaica, aprovechando áreas libres de obstáculos y sombras. Mayormente disponen de un punto de suministro que los conecta a la red de distribución eléctrica, por lo que los usuarios pueden dar de alta sus instalaciones fotovoltaicas bajo la figura de usuario generador (según Ley 27.424 de Generación distribuida, a la que CABA está adherida por Ley 6.165/19), y así inyectar excedentes cuando la energía generada sea mayor que los requerimientos de autoconsumo. En este trabajo sólo se analizan las áreas disponibles en techos de edificaciones y se omiten espacios públicos, ya que requieren consideraciones que exceden los alcances de este estudio.

Se determina en primer lugar la superficie total de techos de la ciudad, utilizando datos estadísticos, como el uso del suelo y el factor de ocupación del suelo (FOS). Se utilizan datasets publicados por el GCBA sobre el tejido urbano (BA Data, 2019), específicamente el indicador FOS (superficie construida en relación a la superficie no construida o libre). Se considera superficie libre a toda aquella que no esté ocupada por una edificación techada, como vías de circulación, parques, patios internos, entre otras. Aplicando el FOS a la superficie total de la ciudad se obtiene el área total de techos.

Luego se determina el factor de sombra, que indica el porcentaje de área de techos que no tiene acceso adecuado al sol. Para determinarlo, se utiliza información provista por el área de Generación de Datos Territoriales del GCBA. Esta información se basa en las siguientes fuentes:

- Modelo altimétrico de la ciudad

- Ortofotogrametría aérea (vuelos de AGIP, actualizada a 2017), que permite delimitar los polígonos de edificaciones y el nivel de ocupación de techos.
- Base de datos catastral y de uso del suelo (registro de edificaciones, uso de cada inmueble, cantidad de pisos, etc.). Contiene la información geográfica de las parcelas, y su codificación.
- Modelo volumétrico del tejido urbano, con alturas de cada edificio (BA DATA, 2019).

Con estos datos se alimenta el toolbox Spatial Analyst, parte del software ESRI ArcGIS v10.8 (ESRI, 2019), que integra la información anterior con un modelo que determina nivel de radiación y comportamiento de sombras (ArcGIS, s.f.). El toolbox utiliza métodos de algoritmo de cuenca visual hemisférica, que permiten determinar la radiación total sobre superficies elevadas, integrando el comportamiento de los puntos para brindar información mensual y anual de radiación total recibida (ArcGIS, s.f.), considerando también el comportamiento de las sombras proyectadas por los volúmenes circundantes a cada punto. Se define una grilla de puntos-dato de 1m^2 de resolución (adecuada para las dimensiones físicas de los paneles solares sin incrementar el volumen de datos innecesariamente).

Para visualizar, categorizar y extraer información contenida en los archivos tipo shape y ráster generados por ArcGIS, tal como irradiación anual y áreas vinculadas a cada nivel de la misma, se utiliza el software QGIS (QGIS, 2019) (figura 3), de menores requerimientos de capacidad de procesamiento. Para este trabajo se considera como umbral de sombra aquellos puntos que disponen de menos del 70% de la irradiación total anual máxima determinada por el modelo para CABA.

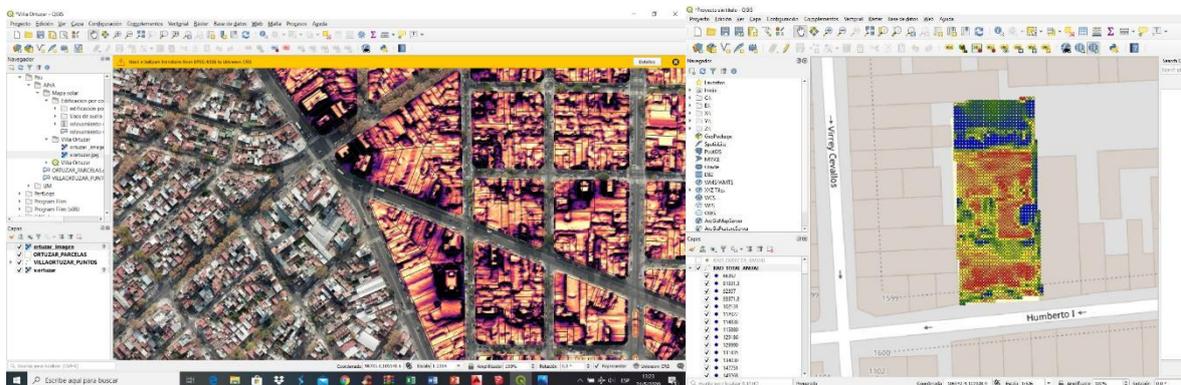


Figura 3: ejemplo de utilización de software QGIS para visualizar y categorizar superficies de puntos, aplicado a la visualización de un barrio (Villa Ortúzar) y un techo en particular.

Por no contarse al momento de elaboración de este trabajo con la información del total de la ciudad, se procesan y tipifican barrios considerados más representativos en cuanto al uso de parcelas y tipos de techos (como Villa Ortúzar, Villa Urquiza, Palermo, Balvanera), considerando el umbral de sombra ya mencionado, y luego se proyectan sus resultados para toda la ciudad. Se estima también el área destinada a otros usos, como tanques de agua y sistemas de refrigeración, a partir de los polígonos de altura diferente a la de su entorno inmediato. De esta manera se obtiene la superficie total disponible o útil con un nivel aceptable anual de radiación solar.

Para determinar la potencia instalable en la superficie útil, en primer término se calcula el área efectiva de techo que ocupan los paneles, considerándose un ángulo de inclinación de 34° y orientación Norte, así como la condición de instalación multifila, que implica incluir en el cálculo el área que se debe dejar libre por la proyección de sombras entre filas de paneles. Se establecen estas condiciones, a pesar de que se prevé cierta heterogeneidad en disposiciones y tamaños de instalaciones, por considerar que se tratará de la configuración más representativa, simplificando el cálculo, sin ir en desmedro de otras variantes. Sobre la disposición elegida, con inclinación a 34° y orientado al norte, si bien este ángulo difiere del óptimo de 27° para maximizar la generación anual, no altera significativamente el resultado de la misma para la latitud de CABA, con una reducción inferior al 0,6% (Grossi Gallegos y Righini, 2012) y resulta más simple de incorporar por los proyectistas en su metodología de cálculo al coincidir con la

latitud de la ciudad. Y si bien los planos de techos de la ciudad poseen diversas orientaciones e inclinaciones, la de 34° hacia el norte resulta mayoritariamente aplicable porque según lo relevado por la herramienta Environmental Insights Explorer (Google, 2016), el 65% de los techos con buena radiación solar son horizontales (aptos para multifila) o están orientados al norte (10%). También hay que considerar que aunque no se utilicen filas de paneles inclinados, se deben dejar pasillos para mantenimiento. No se consideran superficies verticales (fachadas y medianeras orientadas al norte), a pesar de que tendrán algún impacto positivo sobre el potencial de generación, por no contar con información de sombreado de los mismos, y por estar sujetas las fachadas a cuestiones de integración arquitectónica propias de cada edificación, estilo y tecnología de generación aplicable. Claramente los resultados variarán para otros ángulos de inclinación (no se busca uniformidad en las instalaciones), pero se asume esta condición por tratarse de una aproximación general y válida, y los resultados obtenidos deberían considerarse bajo ese criterio.

Entonces se determina la distancia mínima d de separación entre filas de paneles (Tobajas, 2010, pp.41-42) (figura 4):

$$d = B \cdot \cos \alpha \cdot \cos \beta + \frac{B \cdot \sin \beta}{\tan \alpha} \quad (1)$$

Donde:

d = Separación mínima entre paneles (m)

B = Largo del panel (m)

$\alpha = 32^\circ$ (Menor ángulo anual de cenit: $90^\circ - 23,3^\circ - \text{Lat}^\circ$)

β = ángulo de inclinación del panel

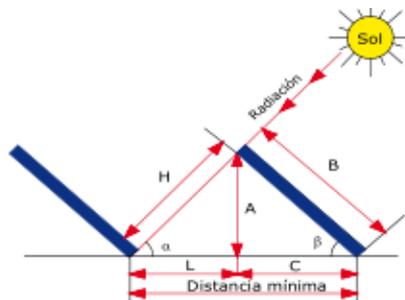


Figura 4: *determinación de la distancia mínima entre paneles*

Con la distancia mínima entre paneles, puede calcularse el área requerida en techo horizontal por cada panel en una instalación multifila:

$$s = d \cdot w \quad (2)$$

Donde:

s = área requerida por panel (m^2)

d = distancia mínima entre paneles (m)

w = Ancho del panel (1m)

Considerando el área de techo requerida por cada panel en una instalación multifila, puede calcularse la densidad de potencia instalada por unidad de área, mediante la relación entre la potencia de cada panel y el área que requiere (2). Se adopta como referencia para los cálculos un panel de silicio monocristalino de 450Wp (72 celdas), dado que actualmente es, junto con los de 330Wp 60 celdas, el modelo que se está imponiendo en la oferta en el mercado local (Romero y Cristofalo, 2020), con un rendimiento de 20%. Entonces la densidad de potencia instalable por unidad de área se calcula en (3):

$$x = P/s \quad (3)$$

Donde:

x = densidad de potencia (Wp/m^2)

s = área requerida por cada panel (m^2)

P = Potencia del panel (Wp).

De esta manera, con el valor de densidad de potencia, y disponiendo de la superficie útil total de techos, se determina el total de potencia instalable en dicha superficie con la tecnología actual.

Por otra parte, conociendo el área aprovechable, la eficiencia de los paneles y el valor de irradiación anual para CABA sobre el plano inclinado se obtiene la energía anual extraíble de las instalaciones. La irradiación anual por m² para una inclinación de 35° orientada al norte se estima a partir de las tablas de la Guía del Recurso Solar (SSER, 2019). Pero se debe realizar un paso intermedio. El total de área útil de techos ya calculada no se utiliza completamente en la generación, sino que hay una porción que se destina a los pasillos entre filas, según las consideraciones anteriores. Se determina el área útil de generación, a partir de la superficie efectiva de generación de cada panel respecto al área total de techo disponible. Luego se aplica el 25% de eficiencia de los paneles a esta área efectiva, multiplicada por la irradiación anual. A este valor se le restan las pérdidas del sistema (por factores como suciedad, pérdidas óhmicas, eficiencia del inversor, entre otras). Estas se estiman en un 15% (CREG, s.f.).

Posteriormente se determinan los valores de GEI evitados por la producción de esta energía limpia y el porcentaje que representa este aporte al total de emisiones de CABA. Se utiliza el último factor de emisión de red publicado, correspondiente al año 2018, con un valor de 0,4507 t CO₂ eq/MWh (SGE, 2019). Cabe mencionar que CABA se abastece del Sistema Interconectado Nacional (SADI), y el factor de emisión de red representa la cantidad de emisiones de CO₂ resultante de la producción de una unidad de energía eléctrica, de acuerdo a las condiciones y características de esta red nacional. Este factor se actualiza anualmente, dependiendo del nivel de descarbonización de la matriz eléctrica nacional. Por ende, se prevén actualizaciones periódicas en los cálculos acordes a la evolución de esta.

Se estima la potencial contribución del total aprovechamiento de techos para generación de energía eléctrica, comparándola con el consumo eléctrico anual actual de la ciudad. A su vez se determina el aporte en reducción de emisiones de GEI, en t CO₂eq y en porcentaje respecto al nivel actual de emisiones. También se estima el aporte potencial de cada comuna, a partir del área y FOS de cada una.

Edificios nuevos

Una herramienta para incentivar la incorporación de instalaciones de energías renovables son los estándares reglamentados en los códigos urbano y de edificación para las construcciones nuevas. Si bien este tipo de edificios representan una proporción muy reducida frente a los existentes, resulta más simple y efectivo regular sus aspectos energéticos. A su vez, estas instalaciones nuevas tienen una mejor factibilidad técnica y económica, ya que forman parte de una obra mayor y pueden ser planificadas con anticipación, evitando dificultades técnicas posteriores. El código de edificación (CE) de la ciudad de Buenos Aires incorporó en su versión más reciente (2018) el título “*Diseño sustentable*”, en el cual se suman aspectos que hacen a la sostenibilidad de un edificio, incluyendo el uso de energías renovables. Si bien actualmente esta implementación es voluntaria para energía fotovoltaica, se analiza si podría ser beneficioso requerir una potencia mínima obligatoria para techos con buena radiación solar, y se calculan los aportes en disminución de GEI que podría alcanzar la medida.

Se considera entonces una incorporación gradual de instalaciones fotovoltaicas de acuerdo a la envergadura de los edificios en relación la superficie cubierta construida. Se relevan datos de construcciones nuevas en los últimos cuatro años, clasificadas por superficie total construida, y a partir esta tendencia se establecen los porcentajes sobre el total de edificios construidos en un año, de acuerdo a cada segmento de edificios y según el factor de sombra previamente establecido. Luego se realiza una proyección de la potencia que se podría agregar, suponiendo un cumplimiento obligatorio a partir del año 2021. Se propone una implementación por etapas, iniciando con los edificios con una superficie mayor a 5000 m², a partir del tercer año sumar a todos los edificios con superficie mayor a 2500 m² y por último después del sexto año alcanzar a todos los edificios mayores a 1000 m². El objetivo de este ejercicio es poder conocer el valor de energía limpia generada por esta medida por año, y por lo tanto el valor de emisiones de GEI evitadas.

3-Evaluación temporal del impacto

Finalmente, se estima el aporte potencial total de mitigación de emisiones de ambos segmentos de edificios en CABA en tres instancias: escenario actual, escenario a mediano plazo (año 2030) y escenario a largo plazo (año 2050). Para el escenario actual, se consideran los últimos datos de emisiones y consumo eléctrico disponibles (GCBA,2020), y se compara con el potencial de generación total de todos los techos de la ciudad.

Para los escenarios de mediano y largo plazo se considera el incremento de GEI estimado por la herramienta Pathways (adaptación derivada del modelo LEAP) para CABA. En el caso de edificios nuevos, se mantiene constante el crecimiento en ambos años ya que se estiman las mismas tasas de construcción y obligaciones por parte del código de edificación. Al no contarse con información sobre las demoliciones realizadas anualmente en la ciudad no es posible establecer la cantidad de edificios nuevos que se construyen en terrenos ocupados por una construcción existente. Por este motivo, en esta estimación se considera que la energía fotovoltaica aportada por los edificios nuevos no desplaza a la energía suministrada por los edificios existentes, sumando ambos segmentos. Se ajustará esta estimación en posteriores versiones de este análisis.

Por otra parte, es previsible la mejora en la eficiencia de la tecnología de generación hacia el año 2.050, probablemente acercándose al límite Shockley-Queisser del 33,7% para el silicio (Shockley y Queisser, 1961), y también incorporando nuevos materiales, como la perovskita con un límite de 38% (Nishigaki et al, 2020). No obstante, dado el costo y la vida útil de las instalaciones fotovoltaicas, de más de 25 años, que ralentizan el recambio tecnológico, lo más probable es que para 2.050 coexistan sistemas con un amplio rango de eficiencias, con diversos materiales. Para este trabajo se considera que el material preponderante para ese año continuará siendo el silicio, a pesar del surgimiento de nuevos materiales más eficientes, debido a que hoy resulta la alternativa más económica y aunque su participación en el mercado decaiga, las instalaciones de mayor antigüedad para ese año serán mayoritariamente de este material, impactando en el promedio. Entonces, se asume que el valor de eficiencia del conjunto de instalaciones se encontrará en un punto intermedio entre la eficiencia actual y máxima teórica del silicio. Se elige 25% de eficiencia promedio para 2.050. Para el escenario 2030 se mantiene el 20%, por tratarse de una buena eficiencia actual que coexistirá durante algunos años con paneles de mayor rendimiento, considerándose que puede seguir siendo válido para dicho año.

Adicionalmente, se determina también la relación de generación solar respecto a los consumos horarios de la ciudad y el impacto social de esta tecnología expresado en fuentes laborales.

RESULTADOS

Edificios existentes

En cuanto a la superficie de techos disponibles, en primer lugar, se determinó que el FOS de la Ciudad es de 0,41. Siendo el área total de la Ciudad 203 km², la superficie de techos resulta ser de 82,81 km². A partir del modelizado de ArcGIS, se estima que el factor de sombra promedio en la ciudad, combinado con superficie no disponible por otros usos tales como depósitos de agua y equipos de refrigeración, es del 40%. Por lo tanto, el área efectiva para instalaciones solares es de 49,2 km².

Para determinar el potencial de instalación por m², en primer término se calcula la distancia requerida entre filas de paneles (según el modelo de referencia de 450Wp adoptado, de 1,95m de largo, con 34° de inclinación) para evitar la condición de sombreado entre ellos, a partir de la fórmula (1):

$$d = 1,95m \cdot 0,829 + \frac{1,95m \cdot 0,56}{0,62} = 3,38m \quad (4)$$

Luego se calcula el área horizontal requerida por cada panel, incluyendo la distancia requerida hasta otra fila, según (2):

$$s = 3,38m \cdot 1m = 3,38 m^2 \quad (5)$$

La densidad de potencia instalada por unidad de área, según la fórmula (3)

$$x = \frac{450Wp}{3,38m^2} = 133,13 \left[\frac{Wp}{m^2} \right] \quad (6)$$

Entonces la potencia total que se puede instalar resulta del producto de densidad de potencia por el área total efectiva de la ciudad (49,2 km²), y es de 6,55 GWp.

En cuanto a la energía total anual obtenible, a partir de la figura 4 y de los cálculos previos, se observa que por cada 3,38 m² totales requeridos por cada panel, la superficie efectiva de generación de cada uno de ellos es de 1,95m² (57,7%), por lo que el área efectiva de generación de la ciudad sería de 28,38 km². La irradiación anual por m² para una inclinación de 35° orientada al norte se estima a partir de las tablas de la Guía del Recurso Solar (SSER, 2019), y es de 1.617kWh/m². Aplicando el 25% de eficiencia de los paneles, más un 15% de pérdidas, y multiplicando por el área efectiva de 28,38 km² de utilización de los paneles, se llega a obtener 7,8 TWh de capacidad de generación anual.

En la tabla 1 se resumen los resultados anteriores, con el potencial de generación eléctrica a partir de energía solar fotovoltaica que podría alcanzarse en toda la ciudad si se aprovechara la superficie techada analizada para dichas instalaciones. Cabe resaltar que es un máximo teórico, con el 100% de superficie útil de techos aprovechada, y con las condiciones de configuración antes mencionadas.

Sup. CABA [km ²]	203	Consumo eléctrico Anual de CABA [TWh]	10,7
Sup. total techos CABA [km ²]	82,81	Cobertura potencial de la demanda [%]	72
Factor de Sombra y ocupación [%]	41	Emisión Anual de GEI CABA [t CO2 eq /Año]	13,1.10 ⁶
Capacidad Potencial inst. FV [GWp]	6,55	Emisión de GEI Evitada [t CO2 eq /Año]	3,51.10 ⁶
Potencial Energía Anual inst. FV [TWh]	7,8	Potencial reducción en las emisiones de GEI [%]	29

Tabla 1: Datos de superficie y generación fotovoltaica potencial de CABA.

En las figuras siguientes (5 y 6) se relacionan estos resultados con el consumo eléctrico anual que la ciudad tiene actualmente y con los niveles de emisiones de GEI actuales de la ciudad. Este punto resulta fundamental de acuerdo al objetivo de contribución con la meta de carbono neutralidad para el 2.050.



Figura 5: potencial de generación FV respecto a la demanda total 2019 de CABA

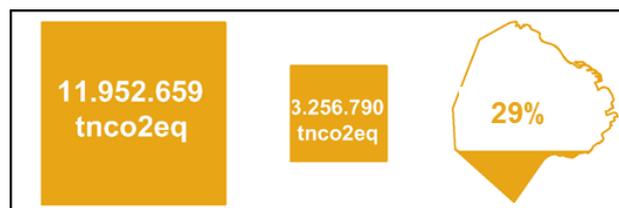


Figura 6: potencial de mitigación respecto a las emisiones totales GEI (2017) de CABA.

En cuanto al potencial de aporte de cada comuna a la generación total de la ciudad.

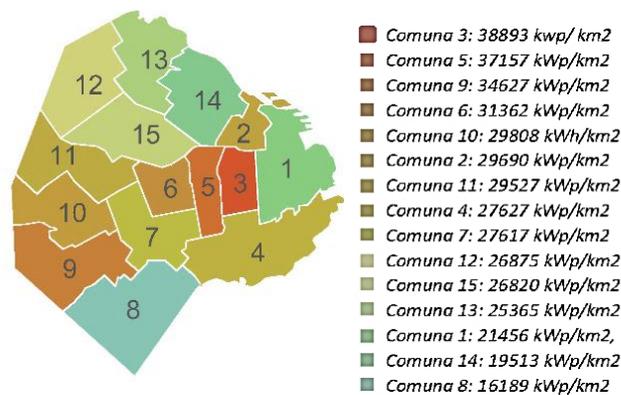


Figura 7: densidad de potencial de instalaciones por comuna.

Edificios nuevos

Se relevaron los datos de construcciones nuevas en los últimos cuatro años (GCBA, 2020), clasificadas por superficie total construida. En la tabla 2 se observa el promedio de los permisos de construcción en los últimos 4 años clasificados según superficie y tipologías. Se establecen los porcentajes sobre el total de edificios construidos en un año que representa cada segmento de edificios. Se observa que los edificios con una superficie total superior a 5000 m² representan el 8% del total. Si bien el porcentaje es reducido, al ser estos edificios los de mayor superficie, la generación anual de energía supera los valores de las etapas posteriores

	Edificios de menos de 1.000 m ²	Edificios de 1000-2500 m ²	Edificios de 2500-5000 m ²	Edificios de más de 5.000 m ²
Cantidad de edificios	477	466	152	96
Porcentaje sobre el total de edificios construidos [%]	40	39	13	8
Energía generada por año por cada grupo de edificios [MWh/año]		5.357	3.623	7.543

Tabla 2: promedio de permisos de construcción 2015-2018.

A partir de esta información y tomando los datos de construcción en los últimos cuatro años se realiza una proyección sobre la potencia que se podría instalar aprovechando las superficies de techos de acuerdo a los factores ya calculados, y suponiendo que todos los edificios nuevos lo implementan a partir del año 2021, de manera gradual de acuerdo a la superficie construida, hasta alcanzar a todos los edificios mayores a 1000 m² a partir del sexto año de implementación.

La figura 8 muestra una estimación de la energía eléctrica fotovoltaica generada en cada etapa. Según estas estimaciones, la energía solar fotovoltaica atribuible a edificios nuevos puede contribuir a disminuir un 0,4 % las emisiones de GEI totales al 2030.



Figura 8: proyección de crecimiento en la energía generada anual y acumulada debida a instalaciones en edificios nuevos, atribuible a la exigencia propuesta para el Código de edificación.

Evaluación temporal del impacto

En la tabla 3 y figura 9 se muestra el impacto en la disminución de GEI que tienen los potenciales de generación de edificios nuevos y existentes en conjunto, para los tres escenarios establecidos en la metodología (los edificios nuevos corresponden a los incorporados durante el año, para los años posteriores se suman a la categoría de edificios existentes).

	2020	2030	2050
GEI generadas anualmente [t CO2 eq]	11.952.659	16.901.186	22.836.470
GEI evitadas por edificios existentes [t CO2 eq]	3.256.790	3.327.444	4.664.455
GEI evitadas por edificios nuevos [t CO2 eq]	3.400	15.879	19.848

Tabla 3. Impacto en la disminución de GEI



Figura 9: evolución de impacto en la mitigación de GEI en escenarios actual, mediano y largo plazo.

Se aprecia que la proporción de las emisiones evitadas se va reduciendo en el tiempo, debido a que el potencial de generación se mantiene con poca variación (los edificios nuevos no son significativos), mientras que las emisiones continúan incrementándose acorde al desarrollo de la ciudad.

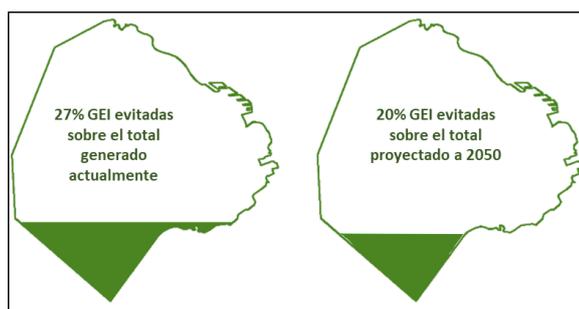


Figura 10. Proporción de impacto en las emisiones GEI actual y en la proyección a 2050.

Por otra parte, resulta importante hacer algunas consideraciones sobre una eventual penetración sustancial de energía fotovoltaica en la red eléctrica. Aunque la generación fotovoltaica puede alcanzar un 72% de los consumos actuales, durante las horas de máxima generación se supera holgadamente la demanda de la Ciudad. Esto implicaría excedentes que podrían inyectarse al SADI, aunque a su vez podría producirse un efecto negativo, conocido como "curva de pato" y ya observado en mercados con alta penetración de fotovoltaica como California, en el que el exceso de energía durante las horas de menor consumo da como resultado una red eléctrica ineficiente que impacta sobre los precios, los flujos de energía, la estabilidad y la calidad de la red eléctrica. Por eso, puede ser de interés considerar a futuro orientaciones (como la NO) que aplanen la curva de generación, desplazándola hacia las horas de la tarde en que comienza a incrementarse la demanda, sin aumentar significativamente los costos. También pueden considerarse tecnologías de acumulación para desplazar la energía obtenida hacia los horarios de bajo y nulo recurso solar, aunque represente un incremento en la barrera de costos para implementación de estos sistemas. Ambas medidas contribuyen a incrementar el porcentaje de autoconsumo y a reducir el impacto económico del sistema vigente en CABA de *netbilling*, en el que otro efecto perjudicial es la diferencia tarifaria entre la energía consumida y la inyectada en la red, que implica un incremento en los periodos de repago de la instalación (hoy entre 8 y 17 años, según el

tamaño, para autoconsumo del orden del 50%, tarifas subsidiadas y acceso a beneficios fiscales (Romero y Cristóbal, 2020)) y por ende una barrera importante a tener en cuenta, principalmente por parte del estado y las políticas futuras a implementar, tanto a nivel tarifario como de herramientas de promoción de la tecnología. Queda pendiente para posteriores trabajos el estudio de estos escenarios.

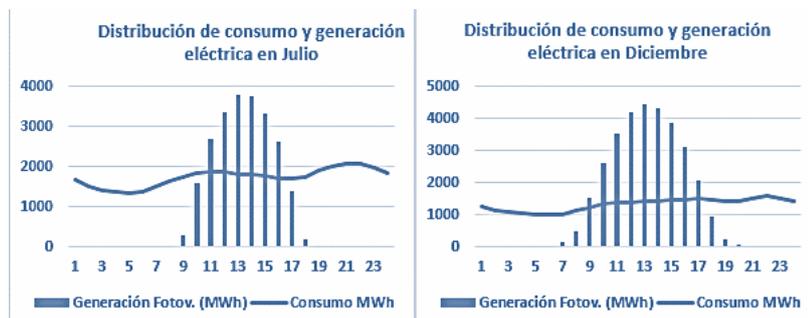


Figura 11: comparación entre máxima capacidad horaria de generación y curva de carga de la ciudad.

CONCLUSIONES

Los edificios existentes son los principales consumidores de energía eléctrica y al mismo tiempo son los que tienen el mayor potencial de generación de energía eléctrica renovable en la ciudad. Se observa en primer término que la ciudad no posee superficie de techos suficiente para producir *in situ* energía solar eléctrica que cubra el total de su consumo eléctrico actual, por lo que la generación distribuida fotovoltaica puede aportar, pero no solucionar de manera completa el problema de emisiones debidas a consumos energéticos de la Ciudad, dependiendo mayormente de la composición de la matriz energética nacional, desde donde se abastece de energía. No obstante, la contribución de un 72% resulta muy significativa. Pero se debe prever el aplanamiento de la curva de generación e incrementar el nivel de autoconsumo para no introducir efectos indeseados en la red eléctrica.

En cuanto al porcentaje de mitigación de emisiones de GEI, se aprecia que también es relevante, a pesar de irse reduciendo en el tiempo, pero que por sí solo no alcanza como única herramienta para reducir emisiones. Es decir, resulta fundamental su complementación con otras acciones que aporten a la reducción del consumo de energía, teniendo en cuenta el desarrollo futuro de la ciudad. Especialmente aquellas que aborden la eficiencia energética, para que un mayor porcentaje del consumo pueda ser abastecido por la autogeneración de energía renovable.

También se observa que, así como la mayor contribución en la generación de energía renovable proviene de los edificios existentes, es allí donde se generan también los mayores consumos de energía y por lo tanto donde será importante trabajar las medidas de eficiencia energética. Se prevé que el potencial de generación se incremente a medida que la tecnología mejore la eficiencia de los sistemas fotovoltaicos, y que nuevos productos permitan aprovechar espacios hoy inviables, como superficies verticales de fachadas, pero hoy no se dispone de información suficiente para evaluarlo.

También cabe mencionar que las magnitudes calculadas en este trabajo dependen de variables que van evolucionando año tras año (tales como el factor de emisión de red, la eficiencia de los paneles, los costos, situación tarifaria, etc.), por lo que se trata de una estimación basada en las condiciones actuales, que requerirá de actualizaciones según las nuevas condiciones que se vayan estableciendo, o bien encarar un trabajo prospectivo, que excede los objetivos y alcances del presente artículo.

Resulta importante fomentar acciones y medidas con una mirada integral en vista a un objetivo en común. Las medidas puntuales podrían resultar más amigables y fáciles de implementar en un comienzo, sin correr el riesgo de que las mismas sean demasiado complejas de aplicar quedando fuera de alcance. Esto garantiza comenzar a introducir criterios de eficiencia energética y energías renovables en las políticas públicas y programas.

En lo que respecta a los edificios nuevos, como se mencionó anteriormente, la herramienta de implementación podría ser el código de edificación, tanto a través de un código elástico con requerimientos mínimos obligatorios como otros más ambiciosos y de carácter voluntario. Podría pensarse en la modificación del mismo en relación a los objetivos que quieren alcanzarse. Si bien resulta interesante plantear la obligatoriedad de implementación de tecnologías fotovoltaicas en edificios nuevos mediante el requerimiento en los códigos de edificación, y de hecho esta se encontraba en algunos borradores de reglamentación, existen algunos inconvenientes a resolver antes de que pueda concretarse. En primer lugar, se debe garantizar el derecho de acceso al sol. En nuestro país, la justicia se ha expedido en contra de considerar al recurso solar como un bien tangible, y por consiguiente, no da a lugar a reclamos por parte de los posibles afectados. Sin embargo, legislaciones de otros países consideran este derecho y sientan antecedentes para el análisis, aportando también aspectos básicos que deberían ser tenidos en cuenta. Para la promulgación de una ley que preserve el libre acceso al recurso solar, se requiere la voluntad política de los entes gubernamentales intervinientes y la reinterpretación de algunas reglamentaciones promulgadas a principios del siglo pasado (Mesa y de Rosa, 2.004)). Como antecedente en CABA, el Código Urbano establece la obligatoriedad de que las nuevas edificaciones aseguren el asoleamiento durante tres horas en el solsticio de invierno, de por lo menos el 50% de los locales de primera clase de cada unidad de vivienda. No obstante, esta obligatoriedad no asegura el derecho al asoleamiento, ya que existe la posibilidad de que en los terrenos linderos se construyan con posterioridad edificaciones obstructivas de los rayos solares, ya que los mismos no son considerados como un bien apropiable.

Por otra parte, las instalaciones de energía renovable incrementan el costo del m² de construcción, por lo que hasta que no se disponga de herramientas de promoción adecuadas para que la instalación resulte atractiva y con bajos periodos de repago para propietarios e inversores, existirá una barrera importante para su implementación. Y finalmente, el impacto de instalaciones en construcciones nuevas no termina de resultar significativo en el impacto global sobre la mitigación de emisiones.

Es importante destacar los impactos positivos que se desprenden del desarrollo de este tipo de medidas de implementación de energías renovables, más allá de los efectos ambientales, sobre factores como el desarrollo industrial y tecnológico, el PBI, el sector educativo y la generación de cohesión social y territorial, y sobre el empleo de mano de obra calificada. Son varios los beneficios de estas medidas y la urgencia ambiental de las mismas. Resulta necesario trabajar en conjunto entre diferentes sectores de la sociedad y construir medidas con un objetivo en común.

REFERENCIAS

- APRA. Dirección general de políticas y estrategias ambientales. Gerencia de Cambio climático. (2020). Informe inventario de gases de efecto invernadero de 2017 Ciudad Autónoma de Buenos Aires https://www.buenosaires.gob.ar/sites/gcaba/files/informe_inventario_gei_caba_2017.pdf ; <https://data.buenosaires.gob.ar/dataset/inventario-gases-efecto-invernadero>
- ArcGIS. (s.f.). <https://desktop.arcgis.com/es/arcmap/10.3/tools/spatial-analyst-toolbox/an-overview-of-the-solar-radiation-tools.htm>
- ArcGIS. (s.f.). <https://desktop.arcgis.com/es/arcmap/10.3/tools/spatial-analyst-toolbox/modeling-solar-radiation.htm>
- BA data. Repositorio de datos abiertos Buenos Aires Data. (2019). *Tejido urbano*. <https://data.buenosaires.gob.ar/dataset/tejido-urbano>
- C40. (2018). *For cities by cities: Key Takeaways for City Decision Makers from the IPCC 1.5°C Report and Summary for Urban Policymakers*. https://www.globalcovenantofmayors.org/wp-content/uploads/2019/09/2327_For_cities_by_cities_v18_1.original.pdf
- CAMMESA, (2020). Publicación Informe anual 2019. <https://portalweb.cammesa.com/memnet1/Pages/descargas.aspx>
- CREG. Comisión de regulación de energía y gas . Consultoría para establecer una metodología para el cálculo de energía firme de una planta solar Madrid, España. (s.f.)

[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/502f1965690c521e05257e8c0076887e/\\$FILE/Circular083-2015%20Anexo.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/502f1965690c521e05257e8c0076887e/$FILE/Circular083-2015%20Anexo.pdf)

- ESRI. (2019). Software ArcGIS Desktop v10.8. <https://desktop.arcgis.com/es/arcmap/latest/get-started/setup/arcgis-desktop-quick-start-guide.htm>
- GCBA. Dirección general de estadística y censos. Ministerio de Hacienda y Finanzas (2020) Anuario estadístico 2019.
- GCBA. Dirección general de estadística y censos. Ministerio de Hacienda y Finanzas. (2020). Energía eléctrica (kw) facturada por tipo de usuario. Ciudad de Buenos Aires. Enero 2010/diciembre 2019., <https://www.estadisticaciudad.gob.ar/eyc/?cat=368>
- Google (2016). Environmental Insights Explorer. Buenos Aires. Rooftop Solar Potential. <https://insights.sustainability.google/places/ChIJvQz5TjvKvJURh47oiC6Bs6A/solar>
- Grossi Gallegos H, Righini R. (2012). Ángulo óptimo para planos colectores de energía solar integrados a edificios. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente. ASADES. Vol. 16. ISSN 0329-5184.
- Mesa N. y de Rosa C. (2004). El libre acceso al recurso solar en entornos urbanos, evaluación del marco jurídico vigente. Avances en energías renovables y medio ambiente. ASADES. Vol. 8 N°2. 2004. ISSN 0329-5184.
- Nishigaki, Y., Nagai, T., Nishiwaki, M., Aizawa, T., Kozawa, M., Hanzawa, K., Kato, Y., Sai, H., Hiramatsu, H., Hosono, H. and Fujiwara, H. (2020), Extraordinary Strong Band-Edge Absorption in Distorted Chalcogenide Perovskites. Sol. RRL, 4: 1900555. <https://doi.org/10.1002/solr.201900555>
- QGIS. (2019). Software QGIS Development Team. Versión 3.8 Zanzíbar.
- Romero I., Cristofalo M. (2020). Informe de consultoría C40: Herramientas para el fomento de instalaciones solares fotovoltaicas en la ciudad de Buenos Aires. https://www.buenosaires.gob.ar/sites/gcaba/files/herramienta_sfv_caba_-_reporte_final.pdf
- SGE. Secretaría de Gobierno de Energía (2007). Cálculo del factor de emisiones de CO2 de la red argentina de energía eléctrica. http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/informacion_del_mercado/publicaciones/mercado_electrico/fe-instructivo-calculador-20-06-07.pdf
- SGE. Secretaría de Gobierno de Energía, Subsecretaría de Planeamiento Energético. Dirección Nacional de Información Energética. (2019). Dataset Cálculo del factor de emisión de CO2 de la red Argentina de Energía Eléctrica. <http://datos.minem.gob.ar/dataset/calculo-del-factor-de-emision-de-co2-de-la-red-argentina-de-energia-electrica>
- Shockley W. y Queisser H. (1961). Detailed Balance Limit of efficiency of p-n junction solar cells. Journal of Applied Physics. Vol. 32 (Mar. 1961). Pp. 510-519. Doi 10.1063/1.1736034.
- SSEER. Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética (2019). *Guía del recurso solar*. https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/guia_del_recurso_solar_anexos_final.pdf
- Tobajas C. (2011). Instalaciones Solares Fotovoltaicas. Ed. Cano Pina. ISBN 978-8496960602.

ABSTRACT: Potential for rooftop photovoltaic solar energy is studied throughout Buenos Aires city, both in existing buildings and new projected buildings. The objective is quantifying the contribution that this technology could make against greenhouse gas emissions, contextualized in the city's commitments to achieve carbon neutrality by the year 2050. With current conditions of PV solar technology, 72% of electrical Energy requirements of the city could be provided, and 29% of total emissions could be mitigated, although this ratio could change over time, due the dynamic balance between state of art and the growth of emission and Energy demand. The growth projection of new buildings and emissions up to 2050 is also considered. Regulatory tools are proposed to promote the incorporation of solar facilities in new buildings.

Keywords: Buenos Aires. Solar Energy. Mitigation. Greenhouse gases.