

Evaluation of the technical and economic potential of solar photovoltaic technology for electrical microgeneration in Quito Metropolitan District residential sector

Evaluación del potencial técnico y económico de la tecnología solar fotovoltaica para micro generación eléctrica en el sector residencial del Distrito Metropolitano de Quito

R.N. Dávila¹ D.A. Vallejo¹ R. Soria¹ F. Ordoñez¹

¹Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador

E-mail: ricardo.davila@epn.edu.ec; daniel.vallejo01@epn.edu.ec; freddy.ordonez@epn.edu.ec; rafael.soria01@epn.edu.ec

Abstract

The technical, economic and commercial potential of solar photovoltaic technology for residential micro power generation in the urban area of the Metropolitan District of Quito is determined. Data of interest from the National Survey of Household Income and Expenses (ENIGHUR, by its acronym in Spanish) was collected. The obtained data was organized focusing on the urban area of Quito and sectioned by parishes to determine their trend in terms of income, electricity consumption and urban planning. The statistical processing is performed through IBM SPSS software and data extrapolation through MATLAB. Through SAM software, which is specialized in simulation of photovoltaic installations, simulations were developed for rooftop photovoltaic microgeneration systems, connected to the grid without battery. It was modeled and sized for different scenarios throughout each urban parish. The results include the calculation of economic indicators such as the Net Present Value (NPV) to evaluate the technical, economic and commercial potential of the micro electric generation at the residential level. The technical potential sums 390 MWp, while commercial potential could sum 155 MWp if the installed cost of photovoltaic systems reaches 750 USD/kWp.

Index terms— techno-economic potential, market potential, photovoltaic, rooftop, distributed generation.

Resumen

Se evalúa el potencial técnico, económico y comercial de la tecnología solar fotovoltaica para micro generación eléctrica a nivel residencial en la zona urbana del Distrito Metropolitano de Quito. Se recopiló datos de interés presentados por la Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de Hogares (ENIGHUR). Los datos obtenidos fueron organizados a nivel de la zona urbana de Quito y sectorizados por parroquias para determinar su tendencia en cuanto a variables de ingresos, consumo eléctrico y urbanismo. Se procedió al tratamiento estadístico por medio del programa SPSS de IBM y la extrapolación de datos a través de MATLAB. Por medio del software SAM, especializado en simulación de instalaciones fotovoltaicas, se desarrolló simulaciones para sistemas de micro generación fotovoltaica en tejados, conectados a red sin batería. Se modeló y dimensionó distintos escenarios a lo largo de cada parroquia urbana para su posterior análisis. Los resultados obtenidos permitieron calcular indicadores económicos como el Valor Actual Neto (VAN) para evaluar el potencial técnico, económico y comercial para micro generación eléctrica a nivel residencial. El potencial técnico suma 390 MWp, en cuanto el potencial comercial podría sumar 155 MWp si el costo de los sistemas alcanza los 750 USD/kWp.

Palabras clave— potencial técnico y económico, potencial comercial, fotovoltaico, tejados, generación distribuida.

Recibido: 10-05-2020, Aprobado tras revisión: 16-07-2020

Forma sugerida de citación: Dávila, R., Vallejo, D., Soria, R., Ordoñez, F. (2020). Evaluación del potencial técnico y económico de la tecnología solar fotovoltaica para la micro generación eléctrica en el sector residencial del Distrito Metropolitano de Quito. Revista Técnica "energía". No. 17, Issue I, Pp. 80-91.

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

© 2020 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCCIÓN

En un panorama en que el combate al cambio climático global se torna en una problemática de interés nacional, el desarrollo tecnológico enfocado en la utilización de energías renovables es fundamental para disminuir el uso de combustibles fósiles.

La energía solar es el recurso energético más abundante en la naturaleza, alrededor de 885 millones de TWh alcanzan la superficie terrestre cada año. El uso de la energía solar se constituye, por tanto, en un buen prospecto para el desarrollo sostenible [1], [2].

El mercado de la tecnología fotovoltaica muestra un crecimiento sostenido año tras año. En 2019, se instalaron y pusieron en servicio al menos 114,9 GW de sistemas fotovoltaicos en el mundo. Es así como a finales de ese año la capacidad instalada acumulada total de tecnología solar fotovoltaica alcanzó los 627 GW. De este modo, la generación fotovoltaica atiende cerca del 3% de la demanda de electricidad en el mundo [3].

La implementación de sistemas de energía fotovoltaica reduce la demanda de la electricidad generada por tecnologías tradicionales como plantas térmicas a base de gas y otros combustibles fósiles. Como consecuencia, se mitiga la cantidad de emisiones contaminantes, que resultan en beneficios para la salud y en reducción del calentamiento global. Actividades económicas se estimulan al incentivar el desarrollo de industrias y empresas orientadas a la construcción, instalación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos [4].

Ecuador, en su constitución, promueve el uso de tecnologías limpias y energías alternativas, sustentado en el aprovechamiento de los recursos renovables [5]. A finales de 2018 se aprobó la regulación Nro. ARCONEL-003/18 que plantea la generación de energía fotovoltaica distribuida de autoconsumo a nivel residencial, comercial e industrial [6]. La regulación contempla los requisitos, capacidad máxima y un apartado técnico que determina el procedimiento para la implementación a nivel residencial y comercial del sistema de micro-generación fotovoltaico conectado a la red.

Las instalaciones de energía fotovoltaica en techos o tejados para generación distribuida (GD) son sistemas cuyo objetivo es el de abastecer parcial o totalmente la demanda eléctrica de las edificaciones en que son instaladas. Aquellos sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución eléctrica, usando medidores bidireccionales o *net metering*, permiten tomar energía de la red, o inyectar a la red la energía generada en excedente, dependiendo de la relación consumo-generación de la edificación.

El relativo alto costo de inversión para la implementación de sistemas fotovoltaicos limita los

segmentos sociales que pueden beneficiarse de la generación eléctrica distribuida [7]. No solo tiene que ver con la capacidad de financiamiento de los equipos, como también con la superficie de tejados y terrazas disponible para la instalación de estos sistemas.

Dada su localización geográfica, Ecuador es un país con abundante recurso solar. La radiación global incidente en Quito alcanza los 2000 kWh/m²/año, posicionándose, por tanto, como una de las ciudades que mayor radiación solar global percibe en el continente [8]. En virtud de este hecho, este trabajo propone como objetivo evaluar el potencial técnico, económico y comercial de la tecnología solar fotovoltaica para micro generación eléctrica distribuida en el sector residencial urbano del Distrito Metropolitano de Quito (DMQ).

2. METODOLOGÍA

Para la evaluación del potencial técnico, económico y comercial se propuso una segmentación demográfica y un conjunto universo de número de viviendas, que fueron simuladas para obtener los parámetros para el análisis de potencial.

2.1. Base de datos

La fuente de información socioeconómica utilizada en el proyecto empleó como base los datos de la última Encuesta Nacional de Ingresos de Hogares Urbanos y Rurales (ENIGHUR) elaborada por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos en 2012. Esta encuesta permite obtener una visión detallada del presupuesto familiar en cuanto a la estructura, el monto y la distribución del ingreso y del gasto en los hogares urbanos y rurales de Ecuador [9].

Se extrajeron los datos de la ciudad de Quito, segmentados por parroquia y por núcleo familiar, como mínima unidad de análisis. Los datos recopilados, por núcleo familiar, fueron: ingreso mensual promedio (USD) y gasto promedio mensual en energía eléctrica (USD).

El estudio de los datos mencionados buscó la relación entre la capacidad financiera por hogar y el consumo promedio eléctrico del mismo.

De manera complementaria se realizó un estudio urbanístico y físico, representativo para el objetivo del estudio, del DMQ en base a la cartografía censal de las parroquias urbanas de la ciudad. Se agruparon las parroquias como se establece en la subsección 2.2.

La subsección 2.3 presenta el uso del software SPSS de IBM, usado para el análisis estadístico y tratamiento de datos.

2.2. Caracterización urbana

Se realizó el estudio urbanístico con el propósito de estimar el espacio físico disponible en los techos y



tejados para instalaciones fotovoltaicas a nivel residencial.

Para el análisis del potencial técnico-económico de las instalaciones de micro generación fotovoltaica residencial, se plantearon dos tipos de instalaciones residenciales: casas unifamiliares y edificios multifamiliares. Se consideraron como casas unifamiliares a lugares donde reside un único núcleo familiar, y a edificios multifamiliares como aquellas construcciones que poseen tres o más plantas o viviendas con visible ocupación por más de una sola familia (múltiple número de medidores, varias casas en un medidor, entre otros). Adicionalmente se definió como “otros” a lotes vacíos, edificaciones comerciales, zonas públicas, espacios verdes, entre otros.

En base a selección aleatoria se escogieron dos manzanas por cada una de las 32 parroquias urbanas del DMQ. Cada manzana analizada fue descrita cualitativamente, y la distribución de sus áreas fue evaluada cuantitativamente. Estos datos, buscan establecer la proporción y dimensiones de edificios multifamiliares, casas unifamiliares y otros existentes en cada parroquia urbana, y relacionarlo con los datos socio económicos tratados en la sección 2.1.

En la Fig. 1 se muestra la medición de una manzana urbana en la parroquia Rumipamba.

Los datos fueron obtenidos y compilados usando las herramientas e imágenes satelitales provenientes de *Google Earth Pro*.



Figura 1: Metodología de medición de áreas por manzana. Manzana perteneciente a la parroquia urbana Rumipamba. Fuente: propia, por medio de *Google Earth Pro*

Para complementar la información de distribución urbanística de la ciudad se planteó una clasificación macro de las regiones de esta, según la tendencia y el tipo de construcción. La clasificación de las 32 parroquias urbanas se estableció en cuatro sectores: norte, sur, centro financiero y centro histórico. Esta sectorización puede observarse en la Fig. 2.

Dicha clasificación permitió agrupar a sectores con una visible tendencia común en el aspecto urbano. En la Tabla 1 se presenta la disposición y características físicas de cada sector.

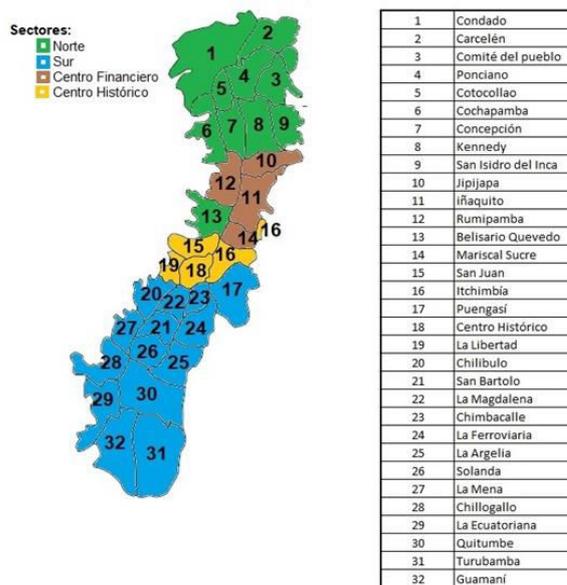


Figura 2: Agrupación sectorial del DMQ. Fuente: propia

Tabla 1: Características propias de cada sector: norte, sur, centro histórico y centro financiero.

Sector	Características	Número de parroquias
Norte	Construcciones residenciales amplias. Presencia de jardines.	12
Sur	Construcciones residenciales, mayor densidad de edificaciones.	14
Centro financiero	Edificaciones comerciales y residenciales mayores a 5 pisos. Poca presencia de viviendas unifamiliares.	4
Centro histórico	Construcciones residenciales y comerciales de la época colonial	4

En la etapa de sectorización del distrito, se observó que existen dos parroquias con distribución urbanística heterogénea. Con la finalidad de no enmarcar a la parroquia entera en un solo sector se planteó subdividirla en proporción a lo observado en las imágenes satelitales, validado también con el conocimiento previo del sector. Las parroquias de “Mariscal Sucre” y “Jipijapa” se tomaron, respectivamente, como un porcentual de 33,3% y 50% perteneciente al sector norte y de 66,6% y 50% para el sector de centro financiero.

Un parámetro para considerar en la instalación de sistemas fotovoltaicos es el sombreado. Depende de los elementos existentes en los alrededores, cercanos y lejanos, que puedan modificar el rendimiento de los paneles fotovoltaicos al producir sombras.

Información sobre el sombreado, necesaria para la posterior simulación horaria de una instalación fotovoltaica en el software *System Advisor Model* (SAM) desarrollado por el *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), fue tomada del estudio “Dimensionamiento y algoritmo para la distribución de electrolineras alimentadas por sistemas fotovoltaicos para recarga de bicicletas eléctricas en el Distrito Metropolitano de Quito” [10]. Chavarrea y Mera, desarrollaron el análisis de cuatro escenarios diferentes para evaluar el sombreado cercano. Para puntos específicos del DMQ se simuló la sombra causada por edificaciones existentes en el lugar y por objetos lejanos.

En la Fig. 3 se observa los escenarios evaluados por Chavarrea y Mera [10], los mismos que han sido relacionados con las características inherentes de cada zona urbana de la ciudad.

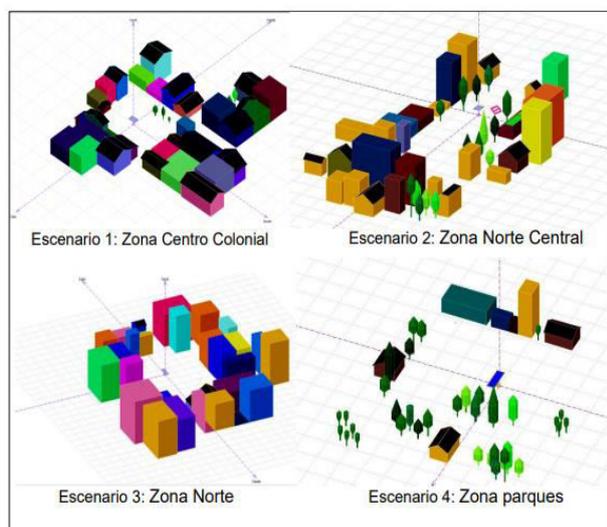


Figura 3: Escenarios de sombras cercanas generados a partir de PV-Syst. Fuente: [10]

Del estudio antes nombrado, se obtuvo un archivo de texto exportable proveniente del software *PV-Syst*, que incluye entre los parámetros reportados el ángulo de acimut para las coordenadas geográficas, horizonte-cercanía, y porcentaje de sombras para cada caso y para el sombreado de horizonte.

2.3. Análisis de tendencia y extrapolación de datos

Se parte del muestreo de datos obtenidos de ENIGHUR y la caracterización urbana por sector y parroquias urbanas.

Cada grupo fue caracterizado usando la siguiente información: datos de ingreso, consumo eléctrico, tamaño y distribución de manzana (porcentaje y número de viviendas unifamiliares y de edificios multifamiliares). Para el tratamiento y análisis estadístico se utilizó el programa SPSS en los procesos descritos a continuación:

- Depuración de datos atípicos por medio de la prueba de Tukey, conocido también como el diagrama de cajas y bigotes.
- Establecimiento de tipo de distribución de datos a través de pruebas de normalidad. Se clasificaron los grupos de datos en distribución normal o en logarítmica, dependiendo de los indicadores estadísticos (coeficiente de Shapiro-Wilk, coeficiente de asimetría).

Concluido el tratamiento estadístico, se extrapoló la tendencia de datos con el propósito de proyectar los parámetros técnicos y económicos de las dos manzanas analizadas por parroquia al número total de manzanas de la misma parroquia. De este modo, se planteó un conjunto universo con el total de manzanas a nivel de todo el DMQ.

La extrapolación fue generada usando una distribución normal para los datos recopilados en la sección 2.1 y 2.2, con excepciones puntuales en parroquias en las que no se cumplía la normalidad, las cuales fueron modeladas como una distribución log-normal.

El proceso de extrapolación de datos se llevó a cabo mediante el software de cálculo Matlab con el cual se gestó, organizó y almacenó la información generada aleatoriamente.

Como resultados se generaron los datos de 15.981 manzanas completamente definidas correspondientes a toda el área urbana del DM Q.

La Tabla 2 presenta un ejemplo de una manzana completamente definida con el detalle de cada uno de sus parámetros generados aleatoriamente en función del modelo establecido, conservando su tendencia y distribución estadística.

Tabla 2: Ejemplo de manzana completamente definida, parroquia Itchimbia

Parámetro	Valor	Unidad	Descripción
1	7823	m ²	Área total de manzana
2	80,3	%	Porcentaje de viviendas unifamiliares
3	10,5	%	Porcentaje de edificios multifamiliares
4	9,2	%	Porcentaje de Otros
5	17	unidad	Cantidad de viviendas unifamiliares
6	3	unidad	Cantidad de edificios
7	2.965,8	USD	Ingreso mensual total del hogar

8	235	kWh	Consumo eléctrico mensual
---	-----	-----	---------------------------

2.4. Simulación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red

Para la simulación, se utilizó el muestreo por conveniencia [11]. Se seleccionó aleatoriamente una manzana por cada parroquia, entre un total de 34 manzanas totalmente definidas. De la manzana elegida se asumió que todas las viviendas unifamiliares tienen idénticos parámetros (nombrados en la sección 2.3.).

Con estas condiciones se planteó el marco de simulación de una vivienda unifamiliar en el software *System Advisor Model* (SAM). Los parámetros de entrada se resumen en la Tabla 3.

Tabla 3: Parámetros de entrada para simulación en SAM.

Entradas		
Tipo	Variable	Descripción
Datos meteorológicos	Archivo. TMY	Por parroquia
	Módulo	Jinko Solar JKM275pp-60
Elementos del sistema	Inversor	En base al consumo. Marca Fronius Serie Galvo – Primo
	Número de paneles	En base al consumo
Dimensionamiento	Tipo de arreglo	Lineal
	Ángulo de inclinación	10°
Orientación y seguimiento	Acimut	90°
	GCR	0,663
	Sombreo propio	No aplica
Sombreo	Sombreo externo	En base al sector
	Pérdidas	DC
AC		1%
Por irradiación		Debido a suciedad: 5%
Tiempo de vida	Degradación del sistema	0,5% anual
Costos del sistema	Costos directos	Inversor, módulo, instalación y accesorios
	Contingencia	Riesgo país

Financiamiento	Crédito	5%
	Tasa de interés	100% crédito 11,5%
Tipo de distribución	Tipo Tarifa	Consumo neto Dependiente del consumo.
Carga eléctrica	Uso energético (horario)	Curva de carga mensual

A partir del consumo eléctrico mensual y la normalización de las curvas de carga de tipo residencial, se dimensionó la instalación fotovoltaica capaz de satisfacer la demanda eléctrica anual. Los parámetros de salida obtenidos a partir de la simulación se detallan en la Tabla 4.

La simulación considera que el financiamiento de la inversión se hace por medio de un crédito por 100% del valor de la inversión, a una tasa anual del 11,5%, en 36 meses plazo. Los parámetros financieros se tomaron acorde a “EcoCredit”, servicio del banco ProCredit en favor de implementación de tecnología renovable [12].

Tabla 4: Variables de salida provenientes de la simulación en SAM.

Salidas		
Tipo	Variable	Descripción
Físico	Área total terreno	Área necesaria para instalación fotovoltaica
	Generación eléctrica	Generación mensual y anual del sistema fotovoltaico
Técnico	Consumo eléctrico	Consumo mensual y anual del sistema fotovoltaico
	Ahorro eléctrico	Balance energético mensual y anual Índice que relaciona la producción anual y los costes totales del sistema anualizados.
Económico	Costo nivelado de energía	

El escenario general considera el costo de los equipos e instalación según proformas de vendedores locales. Para equipos no disponibles a nivel local (inversores para un rango menor a 3,5 kW, necesarios para instalaciones de micro generación fotovoltaica en el sector residencial) se consideró los aranceles necesarios asociados a su importación.



La simulación considera también, el pliego tarifario vigente en la ciudad de Quito para la categoría de consumo eléctrico de tipo residencial y el tipo de financiamiento en base a crédito total y pago al contado al proyectista.

2.5. Cálculo de potencial técnico, económico y comercial

2.5.1. Potencial técnico

Se considera una tecnología específica (Ver Tabla 3). Pero, dado el vasto recurso solar existente en la región, el potencial técnico considera la disponibilidad de espacio para la instalación de sistemas fotovoltaicos en los techos/terrazas de las viviendas urbanas de Quito.

En base a la medición y análisis de la distribución urbanística efectuada por medio de *Google Earth* y la posterior extrapolación de datos en Matlab, se determinó la superficie total de cada terreno, de todas las manzanas, en cada parroquia urbana. Al área de terreno calculado se aplicó el Coeficiente de Ocupación del Suelo (COS) vigente en el DMQ. Se estableció así el área de construcción de cada solar y por tanto el espacio existente en los techos y tejados.

El Plan de Uso y Ocupación del Suelo (PUOS) es el instrumento de planificación territorial aprobado por ordenanza del Consejo Metropolitano de Quito que fija parámetros y normas para el uso, la ocupación y el fraccionamiento del suelo [13]. El rango del coeficiente varía dependiendo del tipo de edificación: aisladas, pareadas y continuas con retiro frontal. Sin embargo, un valor de COS común se registra en las edificaciones mencionadas. Por tal motivo, el valor del coeficiente utilizado para todas las manzanas fue del 60%.

Ha de considerarse también que no toda el área del techo está disponible para instalación fotovoltaica, el estudio de Wiginton desarrollado por NREL calcula que solo un 30% del techo está disponible como área adecuada para la puesta en marcha del sistema fotovoltaico [14]. El análisis de potencial técnico determinó como factibles todas las edificaciones residenciales cuyo espacio (libre para FV) en el techo sea suficiente para albergar la instalación fotovoltaica.

2.5.2. Potencial económico

Varios estudios garantizan 20 años de vida útil para una instalación fotovoltaica. Según publicaciones de NREL, el tiempo de vida para instalaciones residenciales fotovoltaicas alcanza los 30 años [15]. Para este estudio se utilizó el valor medio de 25 años de vida útil. Por tanto, se evalúa indicadores financieros como el valor actual neto (VAN) en un período de 25 años.

2.5.3. Potencial comercial

Para determinar la existencia de potencial comercial, se evaluó la rentabilidad a través de los indicadores

financieros ya mencionados para un periodo de 10 años, período de retorno simple en el que típicamente se evalúa financieramente proyectos de inversión en sistemas fotovoltaicos [16].

2.6. Planteamiento de escenarios y análisis de sensibilidad

Se propone determinar la influencia de la variación de los principales parámetros sobre el potencial técnico económico y comercial de un sistema de micro generación eléctrica a nivel residencial. Se evaluó la reducción del costo de sistemas fotovoltaicos a nivel local, el precio real de la electricidad (precio al consumidor sin subsidio), y las facilidades de financiamiento.

2.6.1 Escenario base

Para el escenario base se consideró proformas de empresas de servicios de instalación fotovoltaica localizadas en la ciudad de Quito y para los elementos que no se encontraron disponibles en el mercado local se consideró los precios internacionales más los rubros involucrados en la importación, según la normativa vigente en el Servicio Nacional de Aduana del Ecuador (SENAE).

En el escenario actual, el precio que involucra la adquisición e instalación de sistemas fotovoltaicos a nivel local fue estimado en un rango de costos que, dependiendo de las dimensiones de la instalación residencial fotovoltaica, alcanza en la mejor prospección un precio de 3.000 USD por kilovatio pico (kWp) instalado. Este costo representa el menor valor cotizado para las residencias de mayor consumo eléctrico de la zona urbana. Es decir, para quienes serían potenciales beneficiarios de la implementación de micro generación eléctrica distribuida. Se resalta que este precio está bajando rápidamente, inclusive en Quito. Sin embargo, no se pudo obtener una cotización oficial de menor precio durante el tiempo que duró el estudio (hasta julio 2019).

2.6.2. Escenario A

El desarrollo tecnológico y el crecimiento del mercado FV a nivel mundial, especialmente en la China, ha provocado la reducción drástica de los costos de los sistemas fotovoltaicos.

Alrededor del mundo numerosas políticas gubernamentales se generan en pro de incentivar el aprovechamiento del recurso solar. Los beneficios socioeconómicos y ambientales de la tecnología solar fotovoltaica para satisfacer las necesidades de consumo eléctrico se tornan cada vez más atractivos bajo todo punto de vista.

En este escenario se plantea una reducción del precio de la instalación fotovoltaica, estableciéndose un valor mínimo, comparable al costo actual en mercados europeos [17]. Se cotiza a precio de mayorista y con

privilegios de importador. Se planteó el costo de 750 USD por kilovatio pico (kWp) instalado, mucho menor al considerado en el escenario base. Se mantiene constante la tarifa eléctrica aplicada en la red de distribución de la ciudad de Quito y el método de financiamiento. Se conoce que ya hay unas pocas empresas en Ecuador que han ofertado sistemas fotovoltaicos alrededor del valor considerado en este escenario, sin embargo, actualmente son la excepción.

2.6.3. Escenario B

El precio de electricidad al consumidor final en el Ecuador está entre los más baratos de la región de América Latina y el Caribe [15].

De este modo, el valor de la tarifa eléctrica es una variable clave en la evaluación del ahorro que puede obtener quien instale un sistema fotovoltaico de micro generación distribuida. Con el fin de cuantificar la influencia de dicha variable, en este escenario se propone el análisis con un precio de 0,40 USD/kWh, referido como el valor más alto de la región.

Se mantiene constante, con respecto al escenario base, el método de financiamiento y el costo de instalación del sistema fotovoltaico.

2.6.4. Escenario C

Otro aspecto de influencia directa sobre la factibilidad técnica y económica es la forma de financiamiento establecida para el proyecto. Para el escenario C, se fija una tasa de interés 8%, la tasa de interés más baja que puede plantearse a nivel nacional, y que es comparable a la otorgada en préstamos hipotecarios del Banco del Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social (BIESS) [18]. Se considera un financiamiento por el 100% del valor del proyecto.

Respecto del escenario base, se mantiene constante la tarifa eléctrica vigente en la ciudad y el costo cotizado de instalaciones fotovoltaicas.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1. Escenario base

El potencial técnico, económico y comercial de la tecnología fotovoltaica para micro generación en el marco actual para el área urbana del Distrito Metropolitano de Quito (DMQ) se detalla en términos de energía generada anualmente, expresados en GWh, y en términos de capacidad instalada, expresados en megavatio pico (MWp).

En la tabla 5 se expresa en resumen la capacidad que se debería instalar para satisfacer el consumo energético de toda el área urbana residencial de la ciudad, así como el potencial técnico, económico y comercial para la implementación de sistemas de micro generación fotovoltaica conectada a red. El potencial económico y comercial es inexistente en toda el área urbana de Quito.

En ambos casos el parámetro de corte planteado, valor actual neto (VAN), es negativo.

Tabla 5: Consumo actual y capacidad FV requerida para atender todo el consumo actual, potencial técnico, económico y comercial FV del área urbana del DMQ en el escenario base

Variable	*Consumo actual y capacidad FV requerida	Potencial técnico	Potencial económico	Potencial comercial
Generación eléctrica [GWh]	966,3*	557,1	0	0
Capacidad FV [MWp]	649,0*	390,2	0	0

Tras los resultados obtenidos en el marco actual, se evalúan distintos escenarios que involucran la reducción del costo de los sistemas fotovoltaicos (escenario A), así como un precio más elevado de la energía eléctrica (escenario B) y también un modo de financiamiento más atractivo para el consumidor (escenario C).

Las figuras 4 y 5 muestran, en orden descendente, el potencial técnico (en azul) en relación con el consumo actual/capacidad FV requerida (en rojo), por parroquia, en términos de generación eléctrica anual y capacidad instalada, respectivamente.

Se puede apreciar que, en la mayoría de las parroquias urbanas de Quito existe el potencial técnico para cubrir casi toda la demanda energética residencial a través de la implementación de sistemas de micro generación fotovoltaica conectadas a red. Sin embargo, excepciones en parroquias como Rumipamba, Iñaquito, Mariscal Sucre y Jipijapa dada su distribución urbanística (elevada proporción de edificios multifamiliares) conjugada con altos índices de consumo energético determinan que exista una mayor cantidad de techos residenciales que no cuentan con el espacio suficiente para albergar la instalación fotovoltaica necesaria para satisfacer la demanda eléctrica.

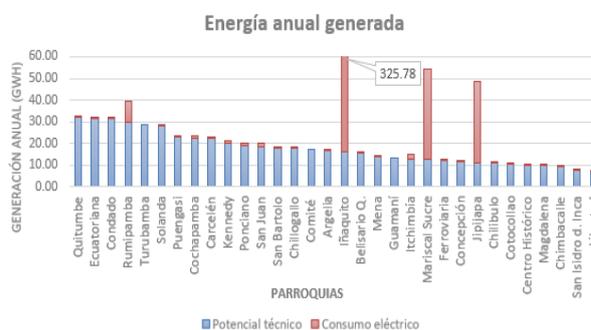


Figura 4: Potencial técnico (energía anual que se podría generar por parroquia con FV) y consumo eléctrico, escenario base

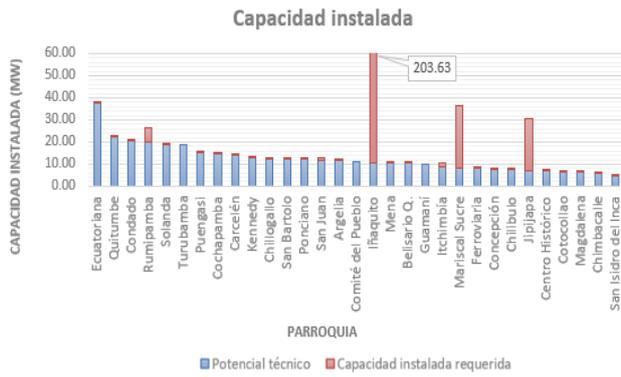


Figura 5. Potencial técnico (capacidad FV que se podría instalar por parroquia) y capacidad FV requerida para atender su consumo

Se puede observar que Quitumbe, La Ecuatoriana y El Condado encabezan la lista de parroquias con más alto potencial técnico. Estas zonas en general no reportan altos índices de consumo eléctrico por hogar sin embargo, son parroquias de gran tamaño que albergan numerosas construcciones en comparación a las demás parroquias. Esta razón justifica el hecho de que el potencial técnico acumulado en estas parroquias urbanas sea de los más elevados.

El potencial técnico total del área urbana del DMQ es: en términos de energía generada anualmente de 557,1 GWh con una capacidad instalada de 390,2 MWp. En términos porcentuales hay la capacidad de cubrir el 57,7% del consumo eléctrico residencial con el 60,1% de la capacidad instalada requerida.

3.2. Escenario A

En este escenario se establece el costo del sistema fotovoltaico en 750 USD/kWp instalado.

En la tabla 6, se expresa el potencial económico y comercial acumulado de toda el área urbana de Quito en términos de energía generada anualmente (GWh) y de capacidad instalada (MWp).

Variable	Potencial económico	Potencial comercial
Generación eléctrica [GWh]	343,5	231,9
Capacidad instalada [MWp]	230,3	154,7

En las figuras 6 y 7 se observa el mapa del DMQ con cada una de sus parroquias urbanas identificadas y delimitadas. Se expresa a través de código de colores la tendencia existente en el escenario A de potencial económico y comercial, en términos de capacidad instalada (MWp).

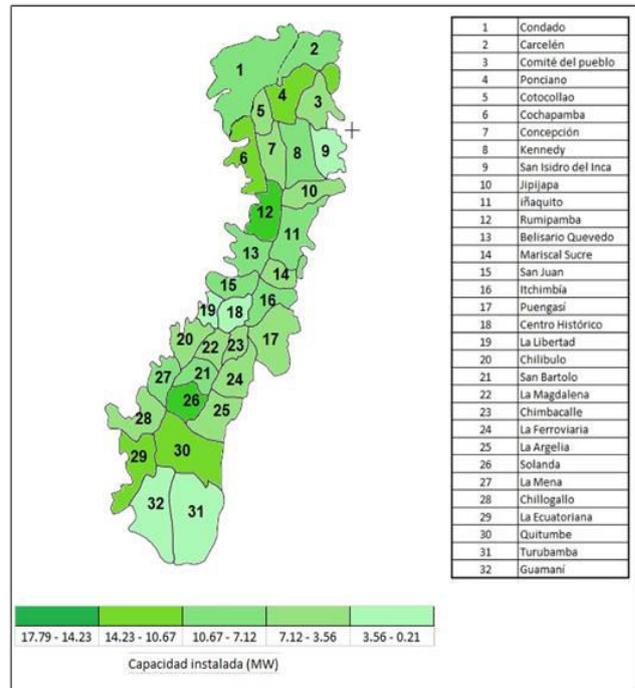


Figura 6: Potencial económico: Capacidad instalada (MWp). Mapa ilustrativo DMQ. Escenario A



Figura 7: Potencial comercial: Capacidad instalada (MWp). Mapa ilustrativo DMQ. Escenario A

Rumipamba encabeza las parroquias con mayor potencial económico y comercial de 17,8 y 15,2 MWp de capacidad instalada respectivamente. En contra parte, Guamaní es la parroquia con menos potencial

económico y comercial del DMQ con una capacidad instalada de 0,21 y 0 MWp instalados, respectivamente.

Este contraste se explica en base a un elevado consumo energético en la parroquia Rumipamba y en general en la zona norte de la ciudad. Nótese que Ñaquito no encabeza la lista con mayor potencial económico ni comercial a pesar de ser la parroquia que más altos índices de consumo eléctrico reporta en general, esto debido a que el potencial técnico reduce en gran medida al potencial económico-comercial por efecto de una proporción mayor de edificios con alta demanda energética; edificios que carecen del espacio suficiente en los techos para la instalación de los sistemas fotovoltaicos.

Por otro lado, Guamaní y Turubamba reportan menor potencial económico-comercial debido al bajo índice de consumo eléctrico actual.

3.3. Escenario B

Este caso establece una tarifa de consumo eléctrico a pagar de 0,40 USD/kWh.

En la tabla 7, se expresa el potencial económico y comercial en términos de energía generada anualmente (GWh) y de capacidad instalada (MWp).

Tabla 7. Potencial económico y comercial en el DMQ. Escenario B

Variable	Potencial económico	Potencial comercial
Generación eléctrica [GWh]	310,5	51,5
Capacidad instalada [MWp]	209,6	34,6

En las figuras 8 y 9 se observa el mapa del DMQ con cada una de sus parroquias urbanas identificadas y delimitadas. Se expresan a través de código de colores la tendencia en el escenario B de potencial económico y comercial, en términos de capacidad instalada (MWp).

Se observa que, Cochapamba lidera las parroquias con mayor potencial económico con 11,34 MWp de capacidad instalada, representando un 5,4% del total del DMQ. Por otra parte, se tiene que Guamaní es la parroquia con menor potencial económico existente del DMQ, con una capacidad instalada de 0 MWp.

Este contraste denota un alto consumo eléctrico residencial en Cochapamba, consumo que es tendencia en la mayoría de los hogares de esta parroquia. Por otro lado, Guamaní es una parroquia que reporta en general baja demanda eléctrica y por ende su consumo no es suficiente para reportar beneficio económico en la implementación de sistemas fotovoltaicos residenciales conectados a red.

En cuanto al potencial comercial, se observa en la figura 9 que la parroquia con mayor capacidad instalada es Ñaquito, con 5,7 MWp, representando el 16,4% del potencial comercial en la zona urbana del DMQ.

Ñaquito posee dentro de sus límites parroquiales los índices de consumo eléctrico residencial más elevados de toda la ciudad razón por la cual, en caso de que el precio de la electricidad se incremente como lo establece este escenario, será la parroquia urbana que mayor potencial comercial para la implementación de sistemas fotovoltaicos residenciales reporte.

Se observa que, existen 15 parroquias que presentan potencial comercial nulo (en blanco). A pesar de que varias de estas parroquias se encuentran entre las más grandes y habitadas de la zona urbana de la ciudad, su consumo eléctrico residencial en general es bajo. Se determina que aun cuando el precio de la electricidad se incrementase como lo propone el escenario B no existiría potencial comercial en la mayoría de las parroquias del sector sur, ni en las parroquias del extremo norte de la ciudad.

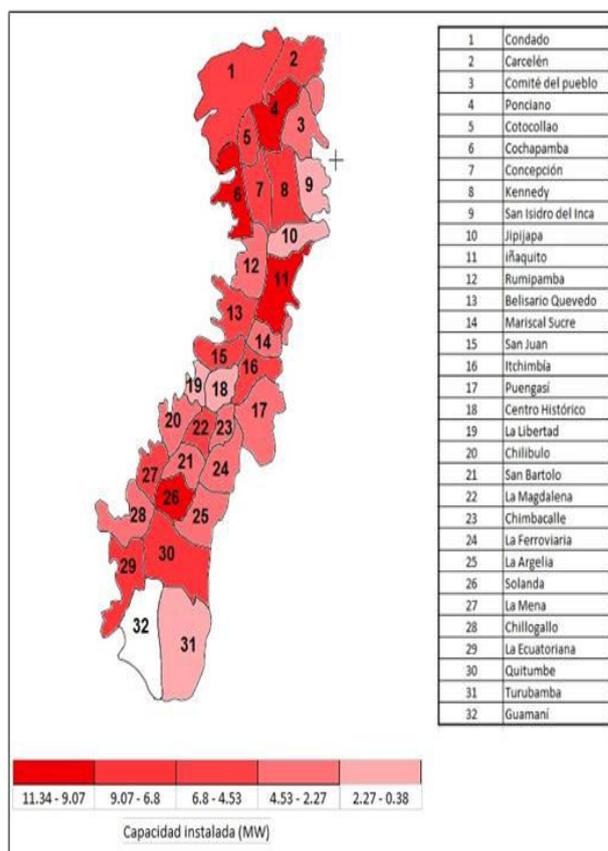


Figura 8: Potencial económico: Capacidad instalada (MWp). Mapa ilustrativo DMQ. Escenario B.

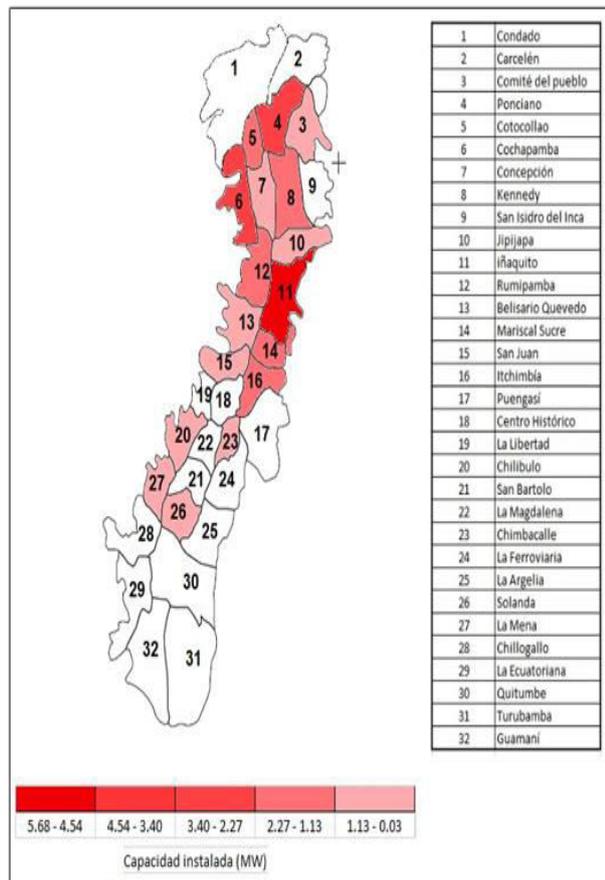


Figura 9: Potencial comercial: Capacidad instalada (MWp) Mapa ilustrativo DMQ. Escenario B.

3.3. Escenario C

En el caso planteado para el escenario de sensibilidad C, en el cual se propone una tasa de interés del 8%, en base al crédito del Banco de Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social (BIESS), como referencia de financiamiento de menor tasa de interés [18]. Se obtuvo que en términos generales el potencial económico y comercial no varían con relación al caso base.

Dentro de este escenario se evaluó también la posibilidad de llevar a cabo el proyecto sin necesidad de financiamiento externo. De esta manera el núcleo familiar financiaría la instalación del sistema fotovoltaico por sus propios medios con la consecuente reducción de pago de intereses a un ente bancario. Sin embargo, debido al costo considerado en el contexto inicial (alto precio por kWp instalado) este caso continúa siendo inviable económica y comercialmente dentro del área urbana residencial de la ciudad.

Respecto al escenario base, existe un aumento en el valor actual neto para 10 y 25 años, aunque no llega a ser positivo. En la tabla 8, se expresa el potencial económico y comercial en términos de energía generada anualmente (GWh) y de capacidad instalada (MWp).

Tabla 8. Potencial económico y comercial en el DMQ. Escenario C

Variable	Potencial económico	Potencial comercial
Generación eléctrica [GWh]	0	0
Capacidad instalada [MWp]	0	0

4. CONCLUSIONES

Este estudio ha permitido establecer las siguientes conclusiones:

El área urbana de Quito engloba una composición heterogénea de residencias. Tanto el tratamiento de variables de ENIGHUR como el geoprocésamiento de datos permitieron obtener una visión transversal de la situación económica y demográfica de la ciudad. Se pudo agrupar parroquias urbanas con similares características físicas: tamaño de manzanas y lotizaciones; y, proporción de edificios y viviendas unifamiliares residenciales.

Por medio del software *System Advisor Model* (SAM) y en base a los datos recopilados fue posible realizar simulaciones de la operación de sistemas fotovoltaicos de micro generación eléctrica sin batería conectados a la red (generación distribuida), obteniendo resultados de generación eléctrica y el balance energético neto (excedentes exportados a la red, o consumos de la red). A partir de coeficientes obtenidos de generación eléctrica por parroquia se extrapolaron resultados al DMQ, obteniéndose una visión detallada de toda la ciudad.

El área urbana residencial del DMQ tiene un potencial técnico en generación eléctrica de 390,2 GWh, con una capacidad instalada de 557,1 MWp. Económicamente y comercialmente, el potencial es nulo en el escenario base, inclusive en las parroquias con mayor demanda energética como Iñaquito. Esto básicamente sucede por los altos precios a los que los sistemas fotovoltaicos son ofertados por comerciantes locales en Quito.

Dado que existe potencial técnico, pero no existe potencial económico ni comercial se concluye que los factores que impiden actualmente la implementación de la tecnología no son de características físicas (radiación solar disponible) o técnicas (sistemas FV), sino netamente por un mercado inmaduro y poco competitivo. Sin embargo, ya hay pocas empresas que han ofertado sistemas fotovoltaicos para proyectos industriales de mediano porte a precios muy competitivos, próximos a los 750 USD/kWp, sin embargo, esto por ahora es la excepción, no la regla.

En base al escenario A se observa que, en comparación a los precios altos ofertados actualmente, al considerar precios competitivos a nivel internacional,

que se puede lograr mediante convenios con las grandes marcas e importación en gran escala, sumado al surgimiento de empresas especializadas en fotovoltaico, el potencial comercial y económico podría ser mucho mayor.

El aumento de la tarifa eléctrica planteada en el escenario B refleja la existencia de potencial económico y comercial, representando que, a nivel residencial, a partir de consumos de 2.500 kWh mensuales aproximadamente, el costo por la electricidad consumida justifica la instalación de micro generación distribuida para su autoabastecimiento.

En el marco actual, mejores financiamientos por parte de las entidades bancarias no serían suficientes para alcanzar algún nivel de potencial económico ni comercial, aun cuando se reduzca las tasas de interés desde 11,5% al 8%. Lo más importante continúa siendo el costo del sistema fotovoltaico, que debe reducir a cerca de 750 USD/kWp instalado para exista potencial comercial en el DMQ en el corto plazo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] X. A. for E. S. P. P. B. on R. R. from R. S. I. Song et al., "An Approach for Estimating Solar Photovoltaic Potential Based on Rooftop Retrieval from Remote Sensing Images," *Energies*, vol. 11, no. 11, p. 3172, Nov. 2018, doi: 10.3390/en11113172.
- [2] H. Zsiborács et al., "Economic and Technical Aspects of Flexible Storage Photovoltaic Systems in Europe," *Energies*, vol. 11, no. 6, p. 1445, Jun. 2018, doi: 10.3390/en11061445.
- [3] IEA, "Snapshot of Global PV Markets 2020," www.Iea-Pvps.Org, pp. 1–20, 2020.
- [4] R. Margolis, "Energy, Economic, and Environmental Benefits of the Solar America Initiative."
- [5] A. N. de E. 2007-2008 Constituyente, Constitución de la República del Ecuador. Ecuador, 2008.
- [6] D. de R. T. Nacional, "Resolución No. ARCONEL-042/18," 2018. .
- [7] R. Fu, D. Feldman, R. Margolis, M. Woodhouse, and K. Ardani, "U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2017," 2009.
- [8] World Bank Group, "Global Solar Atlas." .
- [9] Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC) - Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo (SENPLADES), "Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de Hogares Urbanos y Rurales 2011-2012," 2012.
- [10] E. M. Chavarrea and I. G. Mera, "Dimensionamiento y algoritmo para la

distribución de electrolinerías alimentadas por sistemas fotovoltaicos para recarga de bicicletas eléctricas en el distrito metropolitano de Quito," 2018.

- [11] T. Otzen and C. Manterola, "Técnicas de Muestreo sobre una Población a Estudio," 2017.
- [12] www.bancoprocredit.com.ec, "Financiamiento "EcoCredit"," .
- [13] Consejo Metropolitano de Quito, Ordenanza de zonificación No. 0008. Ecuador.
- [14] J. Melius, R. Margolis, and S. Ong, "Estimating Rooftop Suitability for PV: A Review of Methods, Patents, and Validation Techniques," 2013.
- [15] R. Fu, D. Feldman, and R. Margolis, "U . S . Solar Photovoltaic System Cost Benchmark : Q1 2018," Nrel, no. Novmnr, pp. 1–47, 2018, doi: 10.7799/1325002.
- [16] CAF, "Guía para la Evaluación de Elegibilidad de Financiación de Proyectos de Eficiencia Energética."
- [17] Asociación Nacional de productores de energía fotovoltaica (ANPIER), "Anuario Fotovoltaico 2019," p. 151, 2018.
- [18] BIESS, "Préstamos Hipotecarios."



Ricardo Nicolás Dávila Molina.- Nació en Quito en 1993. Recibió su título de Ingeniero Mecánico de la Escuela Politécnica Nacional en 2020. En la actualidad se desempeña en el avalúo de maquinaria industrial y cursando estudios adicionales en el área energética, económica y administrativa.



Daniel Agustín Vallejo Tejada.- Nació en Quito en 1994. Recibió su título de Ingeniero Mecánico de la Escuela Politécnica Nacional en 2020. Actualmente, se encuentra cursando sus estudios de adicionales de preparación profesional en el área de energías y sistemas de gestión de calidad.



Rafael Soria. - Nació en Quito en 1984. Recibió su título de Ingeniero Mecánico de la Escuela Politécnica Nacional en 2008. Es PhD en planificación energética por la Universidad Federal de Rio de Janeiro, Brasil. Actualmente, es profesor ocasional en el Departamento de Ingeniería Mecánica de la Escuela Politécnica Nacional, en el área de sistemas energéticos.



Freddy Ordóñez. - Nació en Loja en 1977. Recibió su título de Ingeniero Mecánico de la Escuela Politécnica Nacional en 2002. Es PhD en Sistemas Energéticos por la Universidad Paris-Est Marne-la-Vallée, Francia. Actualmente, es profesor agregado en el Departamento de Ingeniería Mecánica de la Escuela Politécnica Nacional, en el área de sistemas energéticos.