



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL



FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL TÉCNICO Y ECONÓMICO DE LA TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA PARA LA MICROGENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL SECTOR RESIDENCIAL DEL DISTRITO METROPOLITANO DE QUITO

TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
MECÁNICO

DÁVILA MOLINA RICARDO NICOLÁS

ricardo.davila@epn.edu.ec

VALLEJO TEJADA DANIEL AGUSTÍN

daniel.vallejo01@epn.edu.ec

DIRECTOR: ING. SORIA RAFAEL, D.Sc.

rafael.soria01@epn.edu.ec

CODIRECTOR: ING. ORDOÑEZ FREDDY, Ph.D.

freddy.ordonez@epn.edu.ec

Quito, octubre 2019

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por **DÁVILA MOLINA RICARDO NICOLÁS Y VALLEJO TEJADA DANIEL AGUSTÍN**, bajo nuestra supervisión.

Ing. Soria Rafael, D.Sc.

DIRECTOR

Ing. Ordoñez Freddy, Ph.D.

CODIRECTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros, DÁVILA MOLINA RICARDO NICOLÁS y VALLEJO TEJADA DANIEL AGUSTÍN, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Escuela Politécnica Nacional puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Dávila Molina Ricardo Nicolás

Vallejo Tejada Daniel Agustín

DEDICATORIA

A mis padres, todo lo que fui, soy y pudiere llegar a ser se lo debo a ustedes.

Nicolás Dávila

DEDICATORIA

En memoria de María Mercedes Elena.
Tu ternura, dedicación y humildad nunca serán olvidadas.
Te extraño.

Daniel Vallejo

AGRADECIMIENTO

A mis padres y hermanos gracias por todo su tiempo, cariño, consejo y apoyo. Han sido motivo de inspiración, guía, ejemplo y alegría. Les adoro con el corazón entero.

A mi tía Amparito, no me alcanzará la vida para agradecerle por todo su cuidado y cariño, ha sido junto con quien fue en vida mi tío Tito, mis segundos padres. ¡¡Gracias por tanto amor!!

A ti, Sara, gracias a la vida por cruzarnos en el camino. Tu cariño, apoyo, paciencia y comprensión para conmigo es un regalo que atesoro en mi corazón. Tu amor reflejado en las acciones es mi inspiración para ser un mejor ser humano día a día.

A cada persona que a lo largo de la vida se constituyen en valiosos amigos. Gracias por todo el apoyo, consejo, momentos de alegría y locura Jefferson, Santi, Julio, Malcon, Celso, Mary, Gabo (Mijin).

A Daniel, amigo mío gracias por tu esfuerzo y dedicación durante este proyecto de titulación, gracias por todos estos años de amistad a lo largo de la carrera. Te quiero y admiro mucho.

A Huguito, ejemplo de constancia, disciplina y dedicación. Gracias por toda tu ayuda y consejo durante este proceso de titulación.

Al Doc. Rafael y Doc. Freddy, catalizadores de este proyecto. Su oportuna guía y consejo han sido imprescindibles para culminar exitosamente este trabajo

Nicolás Dávila

AGRADECIMIENTO

A cada una de las personas con las que he tenido la suerte de coincidir en este camino.

Sin vuestra huella en mi vida, no sería quien soy.

Familia, amigos, mi amor; permítaseme retribuir su apoyo incondicional, en nuestra
común lucha por forjar un mejor Ecuador.

Daniel Vallejo

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIÓN	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	II
DEDICATORIA	III
DEDICATORIA	IV
AGRADECIMIENTO	V
AGRADECIMIENTO	VI
ÍNDICE DE CONTENIDO	VII
INTRODUCCIÓN	1
PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN	2
OBJETIVO GENERAL	2
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	2
1. MARCO TEÓRICO	3
1.1. RECURSO SOLAR PARA APROVECHAMIENTO FOTOVOLTAICO.....	3
1.1.1. Estaciones de energía fotovoltaica en tejados.....	4
1.1.2. Tipos de instalaciones solares residenciales	5
1.1.3. Elementos básicos de una instalación fotovoltaica	7
1.2. ANTECEDENTES.....	12
1.2.1. Marco Global	12
1.2.2. Marco regional.....	14
1.2.3. Marco Nacional	15
2. METODOLOGÍA	17
2.1. BASES DE DATOS	18
2.1.1. Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de Hogares Urbanos y Rurales	18
2.1.2. Ingresos y consumo eléctrico mensual.....	19
2.1.3. Distribución Zonal del Distrito Metropolitano de Quito	20
2.2. SEGMENTACIÓN DE LA POBLACIÓN	21
2.2.1. Caracterización urbana	21
2.2.2. Sombreo por sector	24
2.3. ANÁLISIS DE TENDENCIA	25
2.3.1. Estudio estadístico	25
2.3.2. Extrapolación de datos	28
2.4. SIMULACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED.....	29
2.5. CÁLCULO POTENCIAL TÉCNICA, ECONÓMICO Y COMERCIAL.....	35

2.5.1.	Análisis técnico.....	35
2.5.2.	Análisis económico.....	36
2.5.3.	Análisis comercial.....	36
2.6.	PLANTEAMIENTO DE ESCENARIOS Y ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	37
2.6.1.	Escenario A.....	37
2.6.2.	Escenario B.....	38
2.6.3.	Escenario C.....	38
3.	RESULTADOS.....	40
3.1.	CASO GENERAL	40
3.2.	SENSIBILIDAD A.....	45
3.3.	SENSIBILIDAD B.....	48
3.4.	SENSIBILIDAD C	51
3.5.	DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	52
3.5.1.	Resultados Generales	52
3.5.2.	Discusión: Escenario A.....	53
3.5.3.	Discusión: Escenario B.....	54
3.5.4.	Discusión: Escenario C.	55
4.	CONCLUSIONES	56
ANEXO I.	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
ANEXO II.	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
ANEXO III.	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
ANEXO IV.	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
ANEXO V.	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
ANEXO VI.	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
ANEXO VII.	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
ANEXO VIII.	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Radiación directa, difusa y reflejada.....	3
Figura 1.2. Mapa mundial de irradiación global, media anual y diaria	4
Figura 1.3. Evolución LCOE de la energía solar fotovoltaica.....	5
Figura 1.4. Sistema fotovoltaico aislado con baterías.	6
Figura 1.5. Sistema fotovoltaico conectado a red.....	6
Figura 1.6. Partes de un panel fotovoltaico	8
Figura 1.7. Regulador de carga para instalaciones fotovoltaicas autónomas.	9
Figura 1.10. Inversión a nivel mundial en energía renovable, por tecnología (2007-2016).	12
Figura 1.11. Potencial energético total en todo tipo de instalaciones. Estados Unidos.....	13
Figura 1.12. Irradiación global horizontal. América Latina y el Caribe.	14
Figura 1.13. Esquema instalación de microgeneración fotovoltaica conectada a la red. ...	16
Figura 2.1. a) Lote catalogado como edificio, b) Lote catalogado como vivienda unifamiliar y c) Lote catalogado como otros.	22
Figura 2.2. Metodología de medición de áreas. Manzana perteneciente a parroquia urbana Rumipamba.	22
Figura 2.3. Agrupación Sectorial Distrito Metropolitano de Quito.	23
Figura 2.4. Escenarios de sombras cercanas generados a partir de PV-Syst.	25
Figura 2.5. Diagrama de cajas y bigotes variable generado a partir de SPSS.....	26
Figura 2.6. Relación de la cobertura del suelo (GCR).	33
Figura 2.7. Diagrama de procesos para el cálculo del potencial técnico, económico y comercial.	34
Figura 2.8. Irradiación global incidente en Ecuador.	35
Figura 2.9. Evolución del precio del panel solar.	37
Figura 2.10. Precios promedio de la electricidad a consumidor final.	38
Figura 3.1. Energía anual generada por parroquia. Potencial total y técnico.....	43
Figura 3.2. Energía anual generada por parroquia. Potencial total y técnico.....	44
Figura 3.3. Valor Actual Neto a 25 años, por parroquia.....	45
Figura 3.4. Potencial Económico: Capacidad Instalada (MW). Mapa Ilustrativo DMQ. Escenario B	47
Figura 3.5. Potencial Comercial: Capacidad Instalada (MW). Mapa Ilustrativo DMQ. Escenario B.	48
Figura 3.6. Potencial Económico: Capacidad Instalada (MW). Mapa Ilustrativo DMQ. Escenario B	50

Figura 3.7. Potencial Comercial: Capacidad Instalada (MW). Mapa Ilustrativo DMQ. Escenario B	51
Figura 0.1. Distribución logarítmica normal.	¡Error! Marcador no definido.
Figura 0.2. Ejemplo de distribución logarítmica obtenida con datos de ingreso en parroquia “La Ecuatoriana”	¡Error! Marcador no definido.
Figura 0.1. Cotización Sistema Fotovoltaico. Valor Referencia para panel utilizado: Jinko JKM275PP-60.....	¡Error! Marcador no definido.
Figura 0.1. Especificaciones Técnicas Panel Jinko Solar JKM275PP-60. ¡Error! Marcador no definido.	
Figura 0.1. Curva de carga real de la Subestación La Vicentina.	¡Error! Marcador no definido.
Figura 0.2. Curva de carga real de la Subestación La Vicentina.	¡Error! Marcador no definido.

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Codificación Zonal del Distrito Metropolitano de Quito	20
Tabla 2.2. Características propias de cada sector: Norte, Sur, Centro Histórico y Centro Financiero.....	24
Tabla 2.3. Ejemplo de manzana completamente definida, parroquia Itchimbía.....	29
Tabla 2.4. Parámetros de entrada para simulación en System Advisor Model (SAM).....	29
Tabla 2.5. Parámetros de entrada para simulación en System Advisor Model (SAM). (Continuación)	30
Tabla 2.6. Inversor requerido por número de paneles.....	31
Tabla 2.7. Inversor requerido por número de paneles. (Continuación).....	32
Tabla 2.8. Influencias por tipología riesgo para instalaciones fotovoltaicas.....	34
Tabla 2.9. Variables de salida provenientes de simulación en System Advisor Model (SAM).....	35
Tabla 3.1. Desglose del potencial en términos de energía generada anualmente y capacidad instalada por parroquia.....	41
Tabla 3.2. Desglose del potencial en términos de energía generada anualmente y capacidad instalada por parroquia. (Continuación)	42
Tabla 3.3. Desglose del potencial en términos de energía generada anualmente y capacidad instalada por parroquia. (Continuación)	43
Tabla 3.4. Potencial técnico, comercial y económico del Distrito Metropolitano de Quito.....	44
Tabla 3.5. Desglose del potencial en términos de generación energética anual y capacidad instalada del DMQ. Escenario A	46
Tabla 3.6. Desglose del potencial en términos de generación energética anual y capacidad instalada del DMQ. Escenario B.....	49
Tabla 3.7. Aumento porcentual del Valor Actual Neto Promedio en el escenario B con respecto al caso general.....	52
Tabla 3.8. Potencial técnico, económico y comercial: Resumen general.....	52
Tabla 3.9. Factores incidentes mercado nacional y global. Comparativa	54
Tabla 0.1. Codificación manzanas medidas aleatoriamente.....	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 0.1. Parámetros de sombreado obtenido en PV-Syst.....	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 0.2. Parámetros de sombreado obtenido en PV-Syst. (Continuación).....	¡Error! Marcador no definido.

Tabla 0.1. Parámetros estadísticos Sector Norte. ¡Error! Marcador no definido.

Tabla 0.2. Parámetros estadísticos Sector Sur. ¡Error! Marcador no definido.

Tabla 0.3. Parámetros estadísticos Centro Histórico..... ¡Error! Marcador no definido.

Tabla 0.4. Parámetros estadísticos Centro Financiero. ¡Error! Marcador no definido.

Tabla 0.1. Datos de: %Viviendas Unifamiliares. %Edificios, #Casas, #Edificios, Tamaño manzana definidos por sector. ¡Error! Marcador no definido.

RESUMEN

El presente trabajo tiene como finalidad evaluar el potencial técnico, económico y comercial de la tecnología solar fotovoltaica para la micro generación eléctrica a nivel residencial en la zona urbana del Distrito Metropolitano de Quito. Para el desarrollo de este estudio se realizó una recopilación de datos de interés pertenecientes a la Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de Hogares (ENIGHUR), realizada por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INEC). Los datos obtenidos fueron organizados a nivel de la zona urbana del Distrito Metropolitano de Quito y sectorizados a nivel de parroquias para determinar su tendencia en cuanto a ingresos, consumo eléctrico y urbanismo dentro del sector analizado. Con objetivo de extrapolar la tendencia obtenida desde un número de casas censadas por parroquias se realiza el tratamiento estadístico usando el programa SPSS de IBM y por medio de MATLAB, se generan manzanas aleatorias totalmente determinadas física y económicamente para todo el Distrito Metropolitano de Quito.

Por medio de System Advisor Model (SAM), un software especializado en simulación de instalaciones fotovoltaicas, fueron desarrolladas simulaciones para sistemas de micro generación fotovoltaica en tejados, conectados a red y sin batería. Se modeló, dimensionó y analizó 34 simulaciones con distintos escenarios y a lo largo de cada parroquia urbana obteniéndose un amplio espectro de resultados para el análisis.

Los resultados obtenidos por medio de SAM permitieron calcular indicadores económicos como el Valor Actual Neto (VAN) y así evaluar el potencial técnico, económico y comercial de la micro generación eléctrica residencial.

Palabras clave: potencial, técnico, económico y comercial, tecnología fotovoltaica, tejados

ABSTRACT

The present work is intended to evaluate the technical, economic and commercial potential of photovoltaic solar technology for residential electrical microgeneration in the urban area of the Metropolitan District of Quito. For the development of this study, a compilation of data of interest belonging to the National Encounter of Incomes and Expenses of Homes (ENIGHUR), developed by the National Institute of Statistics and Census (INEC) was realized. The data obtained will be organized at the urban area level of the Quito Metropolitan District and sectionalize at the area level to determine their trend towards income, electricity consumption and urbanism within the analyzed sector. In order to extrapolate the trend obtained from several houses censored by areas, statistical treatment is carried out using the IBM SPSS program and by MATLAB, totally physically and economically determined random apples are generated for the entire Metropolitan District of Quito.

Through System Advisor Model (SAM), specialized software for simulating photovoltaic installations, simulations have been developed for tiered photovoltaic microgeneration systems, connected to red and sin battery. Modeling, dimensioning, and analysis 34 simulations with distinct and wide-scale scenarios of each urban area by obtaining a broad spectrum of results for analysis.

The results obtained by SAM measurement will allow the calculation of economic indicators as Net Present Value (NPV) and as a result to evaluate the technical, economic and commercial potential of residential electrical generation.

Keywords: potential, technical, economic and commercial, photovoltaic technology, rooftops

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL TÉCNICO Y ECONÓMICO DE LA TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA PARA LA MICROGENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL SECTOR RESIDENCIAL DEL DISTRITO METROPOLITANO DE QUITO

INTRODUCCIÓN

El continuo avance tecnológico enfocado en la utilización de energías no convencionales ha impulsado el desarrollo de la tecnología solar fotovoltaica en forma global. La energía solar es el recurso energético más abundante en la naturaleza siendo un buen prospecto para el desarrollo sustentable [1].

Entre las principales fuentes de energía renovable, la tecnología fotovoltaica se posiciona como la cuarta más importante a nivel mundial en términos de capacidad instalada, por detrás de las tecnologías hidroeléctrica, eólica y biomasa [2]. En 2016, la contribución de energía fotovoltaica representó el 1.5% de la electricidad producida globalmente [3].

Ecuador, en su constitución, promueve el uso de tecnologías limpias y energías alternativas, sustentado en el aprovechamiento de los recursos renovables de energía [4]. Es así que se han fomentado políticas gubernamentales que promueven la utilización de la tecnología solar fotovoltaica tanto a nivel residencial, como comercial e industrial.

A final de 2018 se aprobó la regulación Nro. ARCONEL-003/18, misma que normaliza "Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica" como una opción a implementarse en los próximos años a nivel nacional [5]. Esto deja la puerta abierta para que esta tecnología comience a ser implementada en Ecuador desde 2019, desarrollando un nuevo mercado que creará oportunidades laborales, emprendimientos nacionales y una dinámica diferente entre los consumidores, que ahora podrán ser también productores.

El relativo alto costo de inversión para la generación distribuida de energía eléctrica mediante tecnología fotovoltaica limita los segmentos sociales que pueden beneficiarse económicamente de esta regulación [6]. 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.

En el presente trabajo se pretende determinar el potencial técnico, económico y comercial de la tecnología solar fotovoltaica para generación distribuida enfocada al uso urbano residencial en la ciudad de Quito.

Pregunta de investigación

¿Es factible técnico, económico y comercialmente la implementación de la tecnología solar fotovoltaica para la micro generación eléctrica en el sector urbano residencial del Distrito Metropolitano de Quito?

Objetivo general

Evaluar el potencial técnico y económico de la tecnología solar fotovoltaica para la microgeneración eléctrica en el sector urbano del Distrito Metropolitano de Quito.

Objetivos específicos

- Realizar el tratamiento de los datos socioeconómicos y demográficos provenientes de la Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares Urbanos y Rurales (ENIGHUR).
- Caracterizar el área urbana residencial del Distrito Metropolitano de Quito en función de su composición, distribución y localización.
- Simular instalaciones de microgeneración conectadas a la red, sin batería mediante parámetros fundamentales para el diseño del sistema y los costos relacionados al proyecto a través de System Advisor Model (SAM).
- Determinar la existencia de segmentos de la población cuyos resultados al análisis económico y técnico justifique la inversión en instalaciones de microgeneración fotovoltaica conectadas a la red en el sector residencial.
- Plantear distintos escenarios que, en relación a la regulación vigente Nro. ARCONEL – 033/18, incentiven la implementación de la instalación de micro generación fotovoltaica conectadas a la red.

1. MARCO TEÓRICO

A continuación, se define los conceptos generales en cuanto al aprovechamiento del recurso solar, se describe el funcionamiento de sistemas solares fotovoltaicos instalados en tejados, techos residenciales, comerciales, etc.

Se presenta un breve estado de la implementación mundial, regional y local de la tecnología solar fotovoltaica para autoconsumo residencial.

1.1. Recurso solar para aprovechamiento fotovoltaico

La radiación solar es un recurso masivo, alrededor de 885 millones de teravatios-hora (TWh) alcanzan la superficie terrestre cada año. El recurso solar varía significativamente a lo largo del día, semana, mes dependiendo de condiciones meteorológicas. Sin embargo, la mayor variación anual está relacionada con la locación geográfica [7].

Los sistemas fotovoltaicos operan en presencia de irradiación solar directa o difusa. Aquella que llega a la superficie terrestre sin sufrir cambio en su trayectoria lineal desde el disco solar se conoce como irradiación directa mientras dispersada por la atmósfera se conoce como radiación difusa, Figura 1.1. [8].

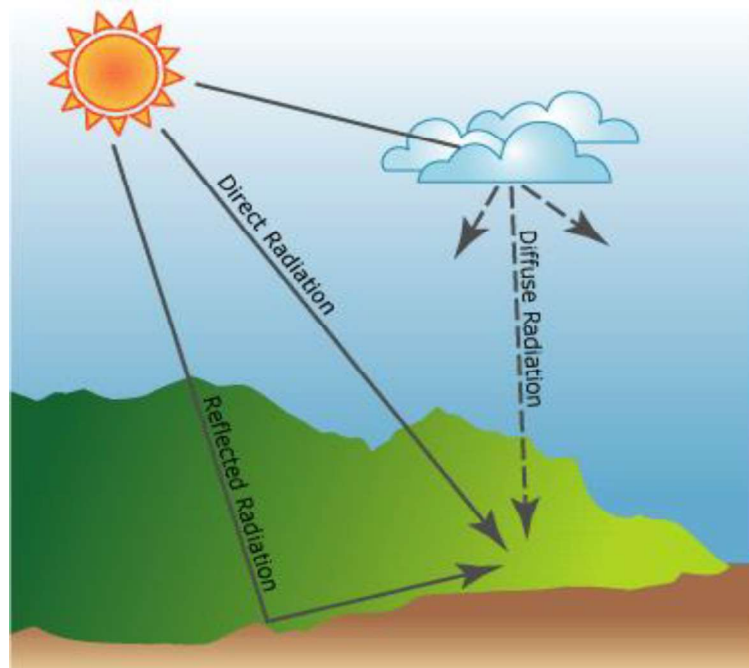


Figura 1.1. Radiación directa, difusa y reflejada.

(Fuente: [8])

La radiación global comprende el total de la directa y difusa. La figura 1.2 muestra la radiación global incidente a nivel mundial.

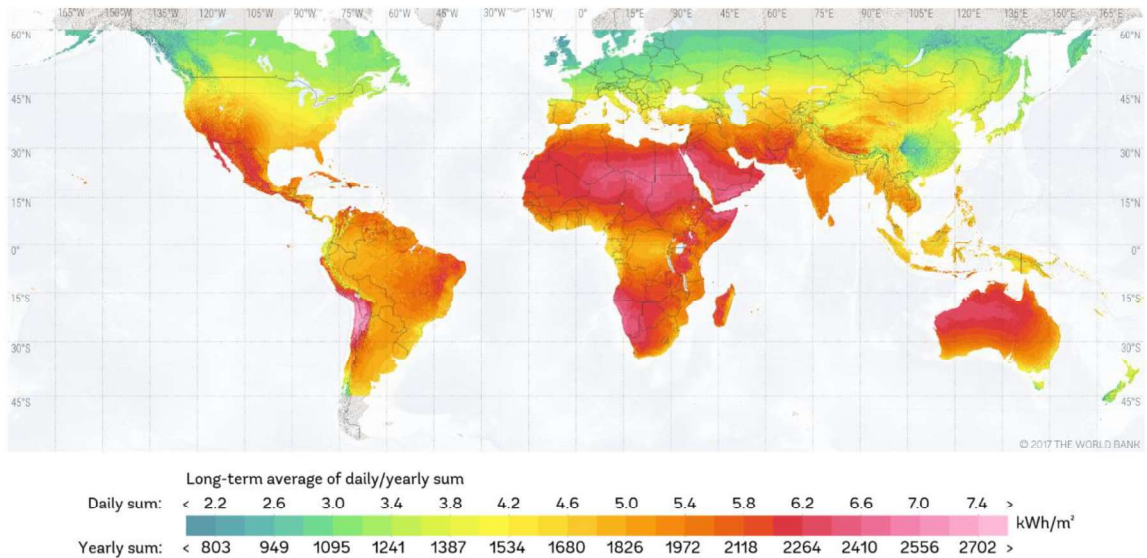


Figura 1.2. Mapa mundial de irradiación global, media anual y diaria

(Fuente: [9])

1.1.1. Estaciones de energía fotovoltaica en tejados

Son sistemas fotovoltaicos cuyo objetivo es auto abastecer los requerimientos energéticos a través de paneles solares instalados en techos o tejados de edificios sean estos residenciales, comerciales o industriales. Constituye una alternativa que permite reducir la demanda a la red de distribución eléctrica al generar energía para autoconsumo [10].

La implementación de estaciones de energía fotovoltaica reduce la demanda eléctrica generada por recursos tradicionales como plantas térmicas a base de gas y combustible fósil. Como consecuencia, se mitiga la cantidad de emisiones contaminantes que resultan en beneficios para la salud y reducción del calentamiento global. Estimula actividades económicas al incentivar el desarrollo de industrias y empresas orientadas a la construcción, instalación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos [11].

La reducción gradual de los precios de los elementos en instalaciones fotovoltaicos, Figura 1.3., ofrece una perspectiva atractiva para la instalación de sistemas de fotovoltaicos en techos y tejados. El interés por estos sistemas obedece en primer lugar a una motivación económica, el cuidado del medio ambiente constituye un añadido para reforzar la decisión de optar por este tipo de energía renovable [12].

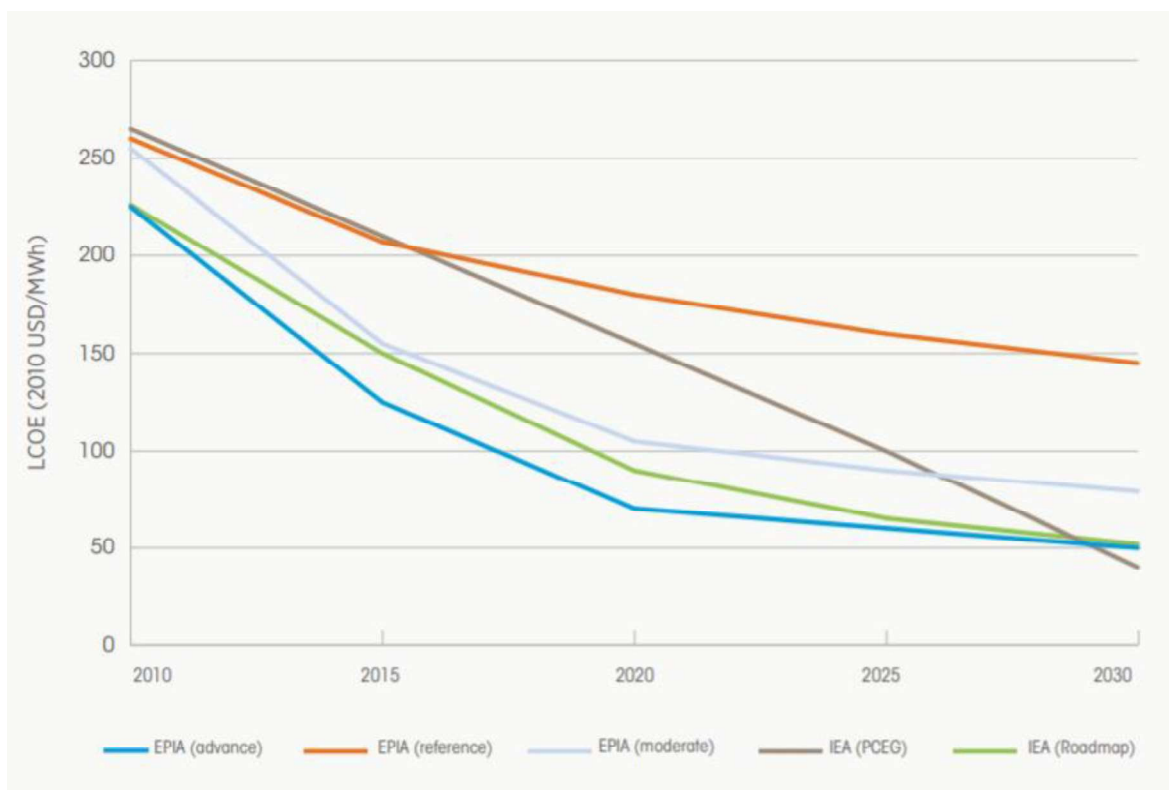


Figura 1.3. Evolución LCOE de la energía solar fotovoltaica

(Fuente: [13])

1.1.2. Tipos de instalaciones solares residenciales

La instalación acorde a su diseño y localización puede estar aislada o conectada a red.

1.1.2.1. Aislados de la red

Esta instalación satisface parcial o totalmente la demanda energética residencial a través de producción propia. Son instalaciones utilizadas en zonas lejanas en que la acometida de red no resulta viable [14]. Requieren baterías que garanticen el abastecimiento dado que la producción fotovoltaica se genera solo en las horas del día y la demanda energética es permanente.

La figura 1.4. muestra el esquema de un sistema básico de sistema fotovoltaico aislado con batería.

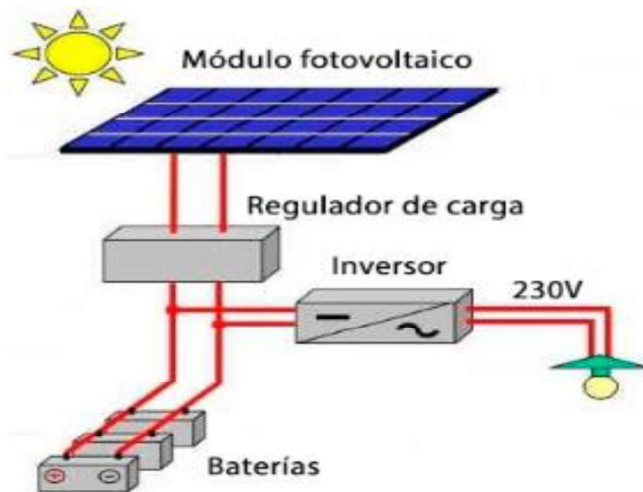


Figura 1.4. Sistema fotovoltaico aislado con baterías.

(Fuente:[15])

1.1.2.2. Conectadas a la red

Este sistema está conectada a una red de distribución eléctrica. Cuando se produce más energía de la consumida en la vivienda, el exceso es entregado a la red; en los períodos en que el sistema fotovoltaico no pueda suplir la totalidad de la energía requerida, esta es tomada de la red eléctrica. No requiere de subsistema de almacenamiento. Dependiendo las regulaciones locales, la instalación fotovoltaica conectada a red puede conllevar un beneficio económico mediante la venta de energía a la red eléctrica [16].

Este es el tipo de instalación que se adapta a la regulación ecuatoriana que promueve la generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica. La figura 1.5 muestra el esquema de un sistema conectado a red.

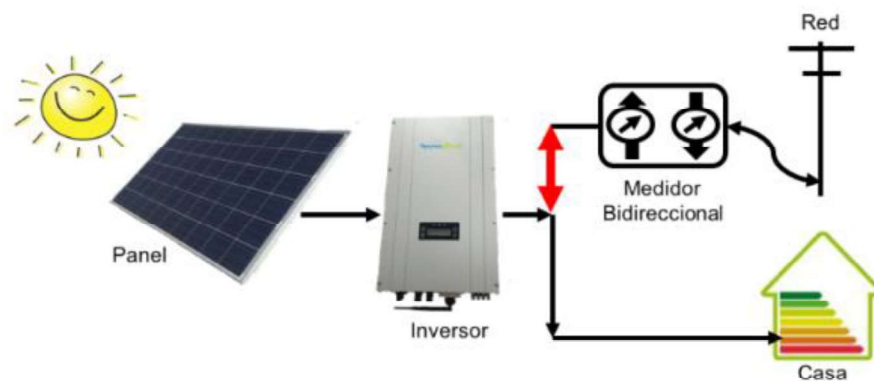


Figura 1.5. Sistema fotovoltaico conectado a red

(Fuente: [17])

1.1.3. Elementos básicos de una instalación fotovoltaica

A continuación, se resumen los elementos básicos que conforman el sistema y sus características generales.

1.1.3.1. Células solares fotovoltaicas

Son dispositivos fabricados en base a materiales semiconductores como el silicio. A través del efecto fotoeléctrico (emisión de electrones cuando la luz incide sobre ciertas superficies) transforma la energía solar en energía eléctrica.

Dependiendo de su método de fabricación las células solares son mono cristalino o policristalino, la diferencia radica en su estructura misma que otorga características distintas a cada una.

Los módulos monocristalinos comerciales tienen eficiencia entre 17%-18%. Sin embargo, su operación se ve afectada por entornos cálidos, su rendimiento puede reducirse a causa de altas temperaturas ambientales [18].

Los módulos policristalinos alcanzan una eficiencia entre 12%-14%. Su costo de fabricación es ligeramente menor que las células solares mono cristalinas. Tienen un buen desempeño operando en entornos ambientales cálidos, su eficiencia se afecta en menor grado operando a estas condiciones [18].

En 2019, los continuos avances en la tecnología solar fotovoltaica existen módulos que llegan a eficiencia de hasta 22.8% [19].

Se ha suscitado controversia debido a la cantidad de energía necesaria para producir las células solares fotovoltaicas. La obtención de silicio cristalino de alta pureza con que se fabrican las células solares requiere de sofisticados procesos en hornos a altas temperaturas.

Diversos estudios se han realizado para evaluar el período de recuperación de la energía (EPBT) por sus siglas en inglés. El EPBT se define como el tiempo durante el cual el módulo fotovoltaico producirá la misma cantidad de energía requerida para su producción [20].

Se determina la cantidad de energía necesaria para producción, así como la estimación de la energía generada durante el tiempo de vida útil del sistema. En Europa, el EPBT resulta en valores de entre 2.5 a 4.17 años [20], [21].

El Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) estima el tiempo de vida útil de un sistema fotovoltaico aproximadamente entre 25 a 40 años dependiendo de varios factores como condiciones ambientales, cuidado y mantenimiento [22]. Además, culminado el período de vida útil, hasta el 90% del material semiconductor puede ser reutilizado en nuevos módulos y el 90% del vidrio es reutilizable en nuevos productos [22].

El contraste de estos estudios contribuye a evidenciar el impacto positivo que tiene el desarrollo e implementación de las células solares fotovoltaicas como medio para generar energía limpia, paliar los efectos del calentamiento global y reducir emisiones contaminantes.

1.1.3.2. Módulo fotovoltaico

También conocido como panel fotovoltaico, constituye el conjunto de células interconectadas entre sí, encapsuladas y montadas sobre un marco de soporte, Figura 1.6., cuya función es transformar la energía de radiación solar en energía eléctrica continua. Proporciona en su salida de conexión una tensión continua en rangos desde 6 V a 100 V que definen la tensión a la que operará el sistema fotovoltaico [23].

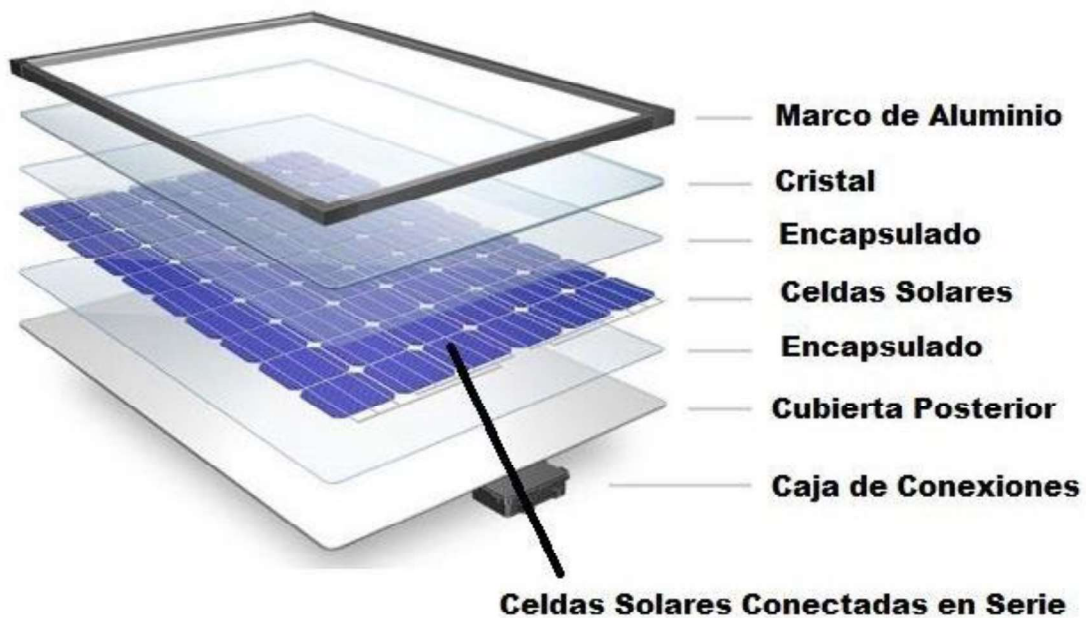


Figura 1.6. Partes de un panel fotovoltaico

(Fuente: [24])

La función del módulo fotovoltaico es de agrupar las tensiones eléctricas generadas por cada una de las células para proporcionar una tensión nominal más alta al sistema.

Las conexiones eléctricas de los módulos se realizan de acuerdo con el tipo de instalación. en serie o paralelo, o mixto para optimizar el rendimiento y obtener el voltaje requerido. La conexión en serie incrementa el voltaje del sistema, mientras la corriente se mantiene constante e igual al de un solo panel. La conexión en paralelo incrementa la salida de corriente mientras mantiene el voltaje constante e igual al de un solo panel [25].

1.1.3.3. Regulador

Dispositivo instalado únicamente en instalaciones fotovoltaicas autónomas. Se encuentra entre los paneles solares y las baterías, tiene como función evitar carga y sobredescarga de la batería debido a que la tensión nominal en los módulos es mayor a la de la batería [23]. En la figura 1.7. se puede apreciar un regulador utilizado para instalaciones fotovoltaicas.



Figura 1.7. Regulador de carga para instalaciones fotovoltaicas autónomas.

(Fuente:[26])

Los tipos de reguladores se diferencian dependiendo a la tecnología del interruptor en los cuales se tiene reguladores con relé electromecánico y en estado sólido. Por estrategia de desconexión del consumo en los cuales existen reguladores por tensión, por algoritmos de cálculo de estado de carga y gestión de energía. Finalmente se tiene otra clasificación por posición del interruptor de posición: serie y paralelo [23].

1.1.3.4. Inversor

Dispositivo encargado de transformar la corriente continua proveniente de los módulos fotovoltaicos en corriente alterna, igual a la utilizada en la red eléctrica.

Para las instalaciones autónomas, la acción del inversor permite utilizar la corriente eléctrica en electrodomésticos y dispositivos existentes habitualmente en las viviendas. En el caso de las instalaciones conectadas a red, el inversor debe proporcionar una corriente alterna que sea de las mismas características de la red eléctrica a la que está conectado. No se permiten prácticamente variaciones con el propósito de evitar perturbaciones sobre la red eléctrica de distribución [23].

Por tanto, es imprescindible tomarse en cuenta los parámetros de operación en que opere la red de bajo voltaje a nivel local. En Ecuador el valor eficaz de voltaje es 120V y la frecuencia de 60 Hz [27].

La eficiencia del inversor está en función de la entrada de corriente y voltaje se encuentra entre 93% y 96%, el dispositivo utiliza una pequeña parte de la potencia de entrada DC para su funcionamiento [28].

Un parámetro importante en el diseño de sistemas fotovoltaicos es la ratio de carga DC a AC. Considera la potencia de corriente continua AC producida por los módulos fotovoltaicos y la corriente alterna AC que el inversor puede emitir. Es recomendable sobredimensionar el arreglo solar de manera que la ratio DC-AC sea mayor a uno [29].

El sobredimensionamiento del inversor lo expone a más corriente de corto circuito y más voltaje de entrada de potencia máxima. El dispositivo se sobrecarga durante más horas y la mayoría de los inversores operan con menor eficiencia cuando trabajan por encima de su voltaje de punto de máxima potencia. El ratio AC-DC toma valores entre 1.15 a 1.25 idealmente [29], [30].

En general, se selecciona el inversor con una potencia nominal menor a la potencia instalada del sistema fotovoltaico en razón que los paneles no generan energía a su potencia nominal por períodos prolongados de tiempo. Se asegura así que el voltaje de entrada inicial y el punto de potencial máxima se alcancen con la mayor frecuencia posible.

Los inversores se pueden conectar a una serie de paneles fotovoltaicos (inversores centrales) o conectados a cada uno de los paneles (micro inversores).

Los inversores centrales trabajan eficientemente cuando todos los paneles tienen mismas especificaciones técnicas y operan bajo las mismas condiciones. Si no todos los paneles están orientados en la misma dirección o varios de estos sufren sombreado en períodos del día, la instalación de un solo inversor central constituye una pérdida de rendimiento siendo una alternativa instalar dos o más inversores como parte del sistema [28].

Los micro inversores, al ser instalados en cada panel, facultan que si la producción de un panel se restringe por sombreado o ensuciamiento, el desempeño general del sistema fotovoltaico no se vea afectado.

El tiempo de vida se garantiza entre 5 a 10 años para inversores centrales [28]. Sin embargo, se considera que los inversores duran 30 años, reemplazando sus partes cada 10 años [21].

1.1.3.5. Acumuladores o Baterías

Dispositivo de almacenamiento de energía utilizada en aquellos momentos en que la radiación recibida sobre el generador fotovoltaico no sea capaz de abastecer la instalación funcione en los valores diseñados [23].

Las baterías son recargadas desde la electricidad producida por los paneles solares, a través de un regulador de carga, y pueden entregar su energía a la salida de la instalación para ser consumida.

Las baterías se clasifican en función de la tecnología de fabricación y de los electrolitos utilizados. Es así como las más comunes son las baterías de Plomo-ácido, Níquel-Cadmio, Níquel-Metal Hydre y Ion litio [23],

1.1.3.6. Medidor Bidireccional

Tipo de medidor que registra el balance neto entre energía suministrada por la red y excedente energético entregado por el sistema fotovoltaico a la red [31].

1.2. ANTECEDENTES

En esta sección se realiza una revisión del estado del arte de la tecnología fotovoltaica en el ámbito global, regional y nacional.

1.2.1. Marco Global

El recurso solar, actualmente, se posiciona entre las fuente de energía renovable con mayor implementación a nivel mundial [1]. En 2018, la capacidad instalada a nivel mundial de energía renovable alcanzó los 2,195 gigavatios (GW), aumentando un 9% desde el 2016.

De las instalaciones recientes a nivel mundial, se tiene que la tecnología solar fotovoltaica lidera con un 55%, seguida de la tecnología eólica 29%, hídrica 11% y biomasa 4.6% [2].

En 2016, los principales sectores con mayor capacidad instalada en energía solar fotovoltaica fueron la Unión Europea (106 GW), seguida de China (77.4 GW), Japón (42.8 GW) y Estados Unidos (40.9 GW) [3].

En el desarrollo de las energías renovables, cerca del total de la inversión global en estas tecnologías fue implementada para energía (57%), seguida por la energía eólica (38%), Figura 1.10.

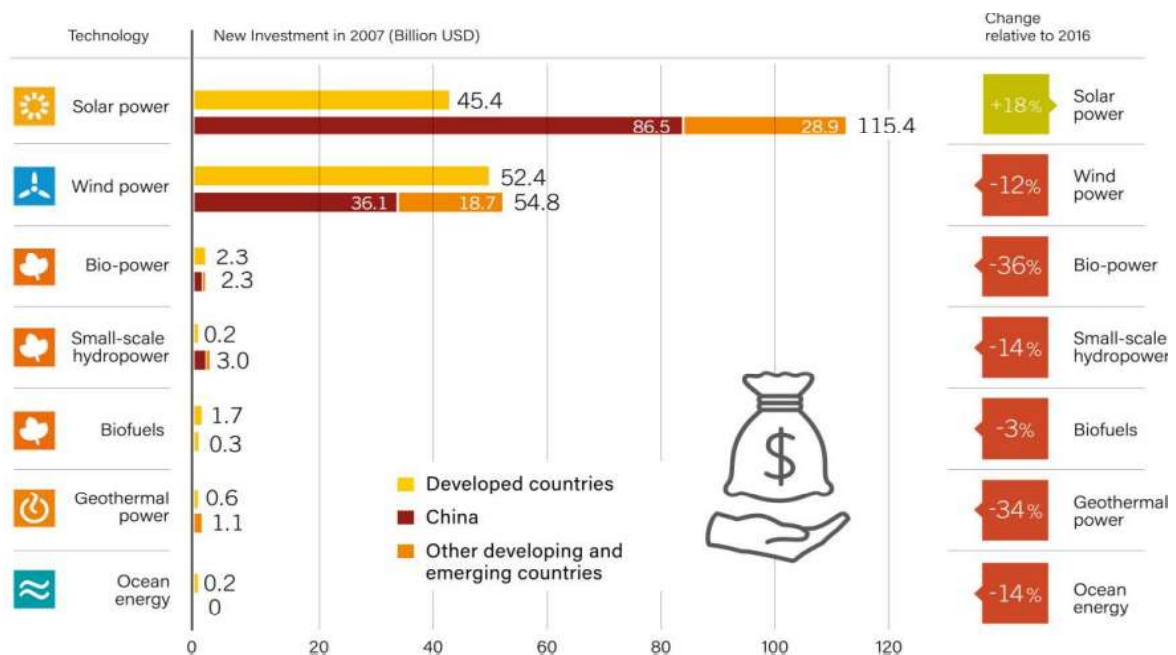


Figura 1.8. Inversión a nivel mundial en energía renovable, por tecnología (2007-2016).

(Fuente: [2])

En consecuencia, se han establecido numerosas políticas regulatorias en diversos países alrededor del mundo. El grupo de expertos “REN21” (2018) expone que entre los años 2004 al 2017, 128 países cuentan con políticas para energías renovables, 70 países tienen políticas en relación con transporte y 24 países poseen políticas regulatorias para el calefacción y refrigeración.

Tanto a nivel residencial y comercial, las instalaciones fotovoltaicas de tejado han sido objeto de análisis en búsqueda de estimar el potencial que podría ser aprovechado.

Estados Unidos, reporta que el potencial técnico estimado en tecnología de generación fotovoltaica en tejados alcanzaría los 1,432 teravatios-hora (TWh) de generación energética anual con 1,118 gigavatios (GW) de capacidad instalada en un área de 8,130 millones de metros cuadrados de área apta para instalación fotovoltaica, Figura 1.5. Se estima que la generación proveniente de la generación fotovoltaica en tejados cubriría el 38.6% de la demanda del sector eléctrico nacional [32].

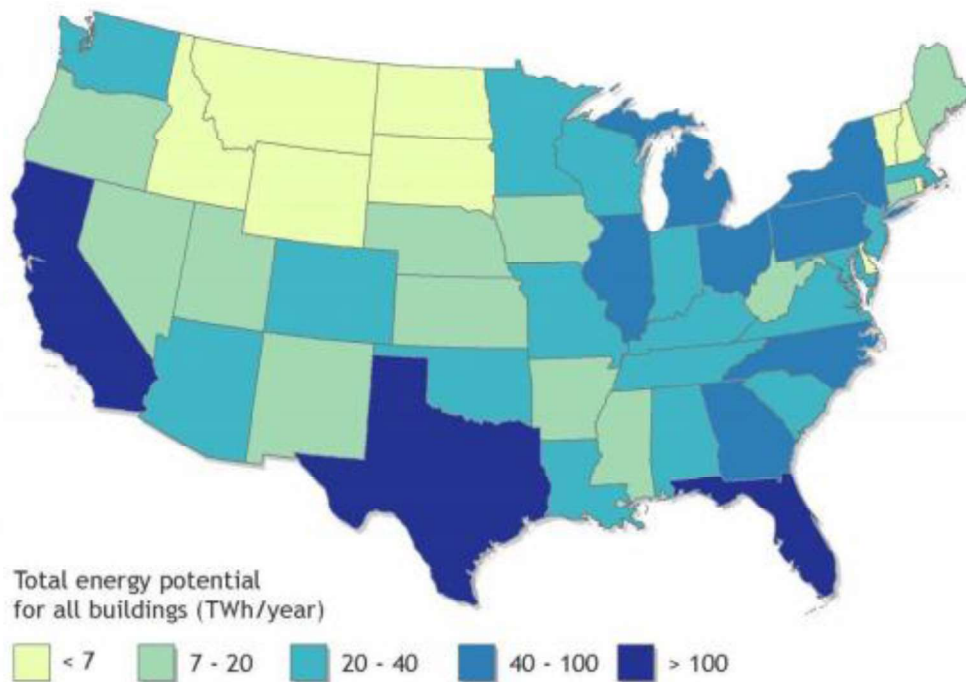


Figura 1.9. Potencial energético total en todo tipo de instalaciones. Estados Unidos.

(Fuente: [32])

En Europa, las instalaciones fotovoltaicas en los techos y tejados tienen el potencial de generar 680 teravatios-hora (TWh) de energía solar anualmente, que representa el 24.4% del consumo actual de electricidad de este continente [33].

1.2.2. Marco regional

Según Lang. (2015), expone que los factores de importancia para la implementación de energía solar fotovoltaica son una combinación de factores geográficos, tecnológicos y económicos. Irradiación solar, tarifa eléctrica, costos de inversión, auto-abastecimiento son algunos de los elementos que influyen directamente en la penetración de esta tecnología [34].

En términos geográficos, la irradiación que presenta la zona de latino américa y el caribe denota una zona apta para la implementación de la tecnología solar fotovoltaica, con una irradiación global anual superior a 1700 kilovatios-hora por metro cuadrado (kWh/m²) anual en promedio, con zonas como Chile, Perú o Bolivia donde se alcanzan los valores más altos del continente, Figura 1.6.

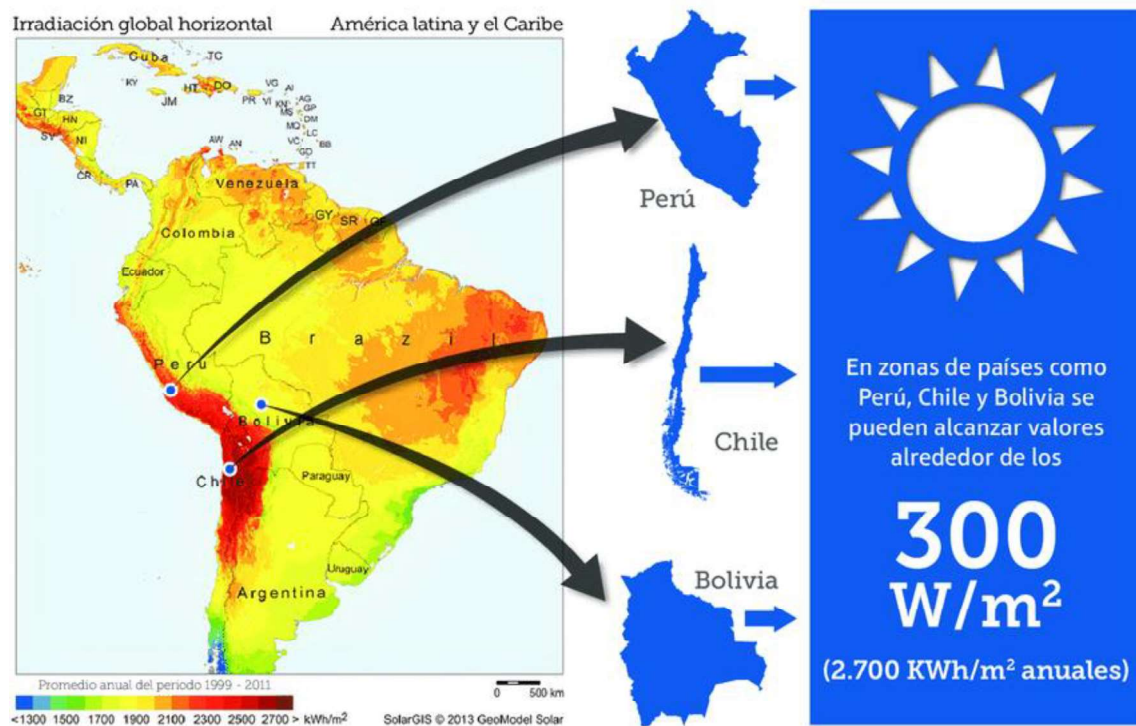


Figura 1.10. Irradiación global horizontal. América Latina y el Caribe.

(Fuente: [35])

A diferencia del marco europeo, americano o asiático en la región de América latina y el Caribe se nota que, aproximadamente un 43% del costo de la instalación fotovoltaica proviene de los módulos, en comparación al 10 a 20% que normalmente ocurre en los sectores con un mercado maduro. Esta tendencia se explica mediante las tarifas adicionales que se suman al costo del módulo por importación [36].

A nivel regional, Brasil se posiciona como un país que encabeza la implementación de tecnología solar fotovoltaica, con una capacidad instalada que representa el 0.1% de la capacidad total de la generación centralizada [36].

En dicho país, la implementación de tecnología solar fotovoltaica en el ámbito comercial y residencial se ha llevado a cabo a la par de normativas y regulaciones que promuevan este tipo de generación. La Agencia Regulatoria Brasileña de Energía (ANEEL) publicó en 2015 una resolución en la que estableció que:

- Reducción de costos por uso de la red eléctrica
- Incremento de la capacidad hasta instalaciones de 5 megavatios (MW)
- Generación compartida para el consumidor
- Incremento de la expiración de créditos a 60 meses (antes 36 meses)

Entre las más remarcables condiciones se destacó la posibilidad de generación compartida, la cual habilitaba el poder utilizar el crédito energético excedente en cierta locación en otro bien perteneciente al mismo dueño.

Las mencionadas medidas, junto a la mayor accesibilidad económica a la tecnología fueron razón para que el número de consumidores se triplicara en 2017 [36].

1.2.3. Marco Nacional

Ecuador, en su constitución, promueve el uso de tecnologías limpias y energías alternativas, sustentado en el aprovechamiento de los recursos renovables de energía [4].

A final de 2018 se aprobó la regulación Nro. ARCONEL-003/18, la cual plantea la “Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica” como una opción a implementarse en los próximos años a nivel nacional [5].

En un inicio, esta regulación establece las condiciones técnicas y comerciales para la implementación de sistemas de microgeneración fotovoltaica (μ SFV) conectados a red, con una capacidad de hasta 300 kilovatios (kW) de capacidad nominal en medio y/o bajo voltaje instalados en techos, superficies de viviendas o edificaciones de categoría residencial. En la figura 1.7. se expone el esquema base planteado en la regulación para la instalación fotovoltaica. Al mes de Diciembre del 2018 se decretó la resolución Nro ARCONEL 057/18 la reforma a la regulación planteada y en la cual se amplía la capacidad instalada hasta 1 megavatios (MW) en el sector industrial.

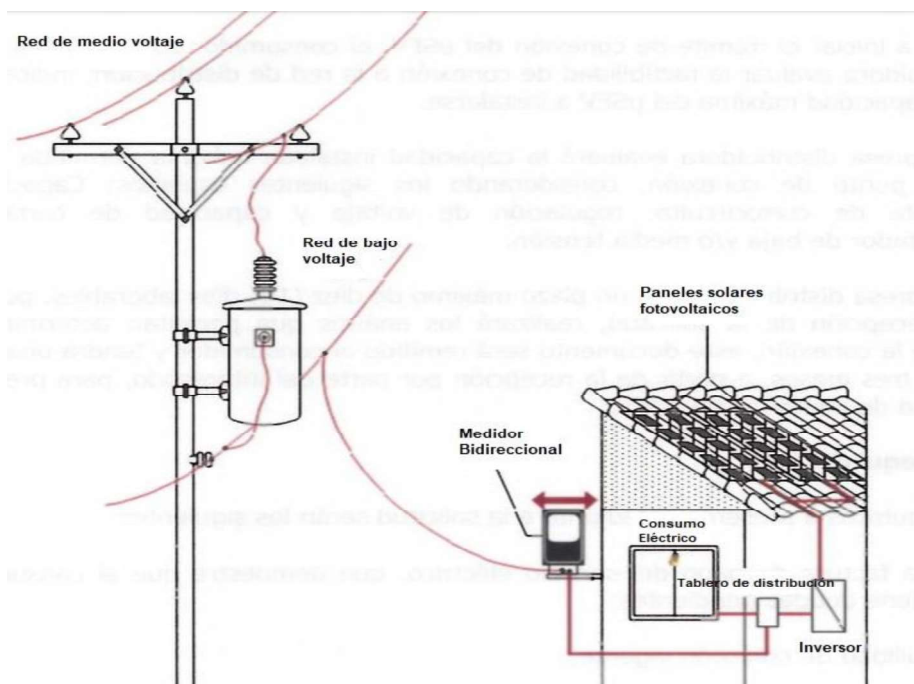


Figura 1.11. Esquema instalación de microgeneración fotovoltaica conectada a la red.

(Fuente: [5])

La producción energética se diseña para el auto consumo, con un sistema de medidor bidireccional para la aplicación de balance neto de energía la cual establece que:

- En caso de existir balance positivo a final de mes, los remanentes energéticos de trasladan como créditos al mes siguiente, con un periodo máximo de 24 meses en el cual se restablecen.
- Al existir un balance negativo, la diferencia será cobrada al consumidor a la tarifa eléctrica actual de la distribuidora.

Además, se explica que, al entrar en el programa de microgeneración eléctrica fotovoltaica, el consumidor no aplica para el subsidio de tarifa dignidad ni subsidio cruzado otorgado por el Estado Ecuatoriano.

Dado la coyuntura a nivel mundial y local, es necesario plantear el análisis de la penetración de la tecnología fotovoltaica en términos generales para el Ecuador.

En el presente trabajo se realizó el cálculo del potencial a nivel del Distrito Metropolitano de Quito, detallado en el capítulo 2, el cual puede ser recreado para las demás ciudades del Ecuador.

2. METODOLOGÍA

A lo largo de este capítulo, se presenta el procedimiento utilizada para la evaluación del potencial técnico, económico y comercial de la tecnología solar fotovoltaica para la micro generación eléctrica en el sector residencial del Distrito Metropolitano de Quito.

A finales de 2018, se aprobó la regulación Nro. ARCONEL – 003/18 que plantea la “Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica” como alternativa que pueda implementarse a nivel nacional [5].

Se planteó evaluar la factibilidad de implementar esta regulación en la ciudad con la mayor concentración poblacional del Ecuador: Quito, en su sector urbano [37].

Este estudio relaciona datos estadísticos del área de construcción, ingresos y consumo eléctrico por familia. Por medio de estos datos se evaluó el potencial de implementación de la tecnología solar fotovoltaica para generación distribuida de electricidad.

El desarrollo de este trabajo tuvo su primera fase en el tratamiento de bases de datos de la Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de Hogares Urbanos y Rurales (ENIGHUR), investigación llevada a cabo en 2012 por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INEC). Se utilizó SPSS de IBM, software estadístico para el análisis, tratamiento y validación de datos.

El estudio urbanístico y físico del Distrito Metropolitano de Quito se realizó en base a la cartografía censal de las parroquias urbanas de la ciudad y a través de Google Earth como herramienta de geoprocésamiento. Los datos obtenidos fueron también tratados y validados a través de SPSS.

Posterior al tratamiento, segmentación y caracterización, se utilizó MATLAB para la extrapolación de datos. Por medio de este programa computacional, se generaron cada una de las manzanas del sector urbano de Quito en forma aleatoria conservando la tendencia de los parámetros económicos y técnicos.

La siguiente instancia requirió el uso de System Advisor Model (SAM), software especializado en simulación de instalaciones fotovoltaicas. Se desarrolló la simulación de sistema de micro generación fotovoltaica localizado en tejados, conectados a red y sin batería. Se realizaron varias simulaciones, con distintos escenarios y a lo largo de cada parroquia urbana con el propósito de obtener un amplio espectro de resultados para el análisis.

Los resultados obtenidos a través de SAM permitieron determinar el potencial técnico, económico y comercial a través de indicadores económicos como cálculo del Valor Actual Neto (VAN).

2.1. Bases de datos

A continuación, se describe las fuentes de información utilizadas para el desarrollo de este proyecto. Proporcionan la descripción de la estructura demográfica y socioeconómica de la población.

2.1.1. Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de Hogares Urbanos y Rurales

La Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de Hogares Urbanos y Rurales “ENIGHUR 2011-2012” es una investigación por muestreo llevada a cabo por El Instituto Nacional de Estadísticas y Censos INEC en colaboración con la Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo SENPLADES [38].

Con una muestra llevada a cabo en 40932 hogares en zonas urbanas y rurales de las 24 provincias del Ecuador, constituye la más amplia base de datos recopilada que permita obtener una visión exhaustiva del presupuesto familiar en cuanto a la estructura, el monto y la distribución del Ingreso y del Gasto en los hogares urbanos y rurales” [39].

Los datos de ENIGHUR registran el presupuesto familiar desglosado en gastos e ingresos. Gastos en alimentación, transporte, salud, servicios, artículos de hogar, comunicaciones, educación, recreación y cultura, etc. Ingresos provenientes de salarios, pensiones jubilares, bonos, becas, remesas, etc. [39].

Se recopiló los datos de gasto en servicio eléctrico por familia para determinar la tendencia de consumo energético en cada parroquia del sector urbano residencial de Quito. Se tomó en cuenta los valores totales de ingresos monetarios por familia para evaluar la capacidad económica de los habitantes. Estas variables permitieron establecer la viabilidad en la implementación de instalaciones fotovoltaicas residenciales.

Para abrir y filtrar sistemáticamente la extensa base de datos de ENIGHUR, se ha utilizado el programa SPSS de IBM. Este, es un software estadístico capaz de manejar extensas bases de datos y que ha permitido analizar y tratar datos a través de métodos estadísticos descriptivos.

2.1.2. Ingresos y consumo eléctrico mensual

Se obtuvo las cifras de consumo eléctrico tanto en valor monetario como en kilovatio-hora y los valores de ingreso monetario mensual por familia.

Los archivos de ENIGHUR contienen la información requerida almacenada sistemáticamente por código postal de provincia, área (urbana o rural), barrio, zona, sector y dirección. A través de esta nomenclatura se filtró todos los datos de ingreso y consumo eléctrico procedentes de la zona urbana del Distrito Metropolitano de Quito. De las 32 parroquias urbanas que conforman la ciudad capitalina, fueron obtenidas 848 muestras.

En la base de datos de ENIGHUR se encuentra el valor de consumo eléctrico tanto en valor monetario pagado por planilla como en número de kilovatio-hora consumidos.

Sin embargo, al analizar estos valores, se encontró que muchos casos mostraban visibles incongruencias en la relación entre el consumo y planilla pagada. Por tanto, se planteó que los hogares encuestados tienen mayor idea del dinero que están pagando por el servicio eléctrico, que la cantidad energética realmente consumida.

Por tal observación se tomó en cuenta para el análisis el valor de planilla eléctrica. A partir del valor total de planilla pagado por electricidad, se desglosó los costos fijos y variables contenidos; esto con la finalidad de calcular la cantidad de kilovatios-hora consumidos en cada muestra censal.

Los costos fijos de la planilla son: comercialización y bomberos. En el pliego tarifario del año 2019, para la Empresa Eléctrica Quito S.A [40], está estandarizado valor de comercialización y distribución eléctrica en 1.414 USD, valor que ha permanecido invariable al menos desde 2012, año en que fue contrastado dicho valor.

El costo de bomberos fue revisado en planillas eléctricas de hogares urbanas en Quito, se evidencia un valor constante de 1.37 USD.

Los costos de alumbrado público y de basura son distintos de planilla a planilla revisada. Se trazó un patrón para estimar de forma aproximada el valor que representa estos costos del total del servicio eléctrico pagado y se determinó que, del pago total de planilla eléctrica, 10% de su valor corresponde a servicio de basura y 6% a alumbrado público.

Desglosados todos los costos incluidos en la planilla eléctrica, se calculó los kilovatio-hora consumidos por hogar.

2.1.3. Distribución Zonal del Distrito Metropolitano de Quito

Se solicitó al Instituto Nacional de Estadísticas y Censos los archivos de cartografía censal, cada uno de los planos de las parroquias urbanas de Quito. Estos mapas muestran a detalle no solo la delimitación física por parroquia, sino que también la zonificación y sectorización censal [41].

Cada parroquia está dividida por número de zonas, sectores y manzanas. Esta nomenclatura permitió contabilizar las manzanas existentes en el área urbana y obtener la caracterización urbana, misma que se detalla en la sección 2.2.1.

Tanto los datos de ENIGHUR como los planos urbanos de la ciudad se rigen bajo la misma codificación zonal. La Tabla 1 muestra la codificación por zonas de todas las parroquias urbanas de Quito.

Tabla 2.1. Codificación Zonal del Distrito Metropolitano de Quito

Parroquia Urbana	Zonas	Parroquia Urbana	Zonas
Condado	1-25	Puengasí	201-218
Carcelén	26-40	Centro Histórico	219-229
Comité del pueblo	41-52	La Libertad	230-237
Ponciano	53-65	Chilibulo	238-251
Cotocollao	66-72	San Bartolo	252-267
Cochapamba	73-87	La Magdalena	268-274
Concepción	88-96	Chimbacalle	275-284
Kennedy	97-111	La Ferroviaria	285-302
San Isidro del Inca	112-122	La Argelia	303-321
Jipijapa	123-131	Solanda	322-339
Iñaquito	132-146	La Mena	340-350
Rumipamba	147-155	Chillogallo	351-367
Belisario Quevedo	156-170	La Ecuatoriana	368-385
Mariscal Sucre	171-176	Quitumbe	386-409
San Juan	177-191	Turubamba	410-428
Itchimbía	192-200	Guamaní	429-439

Fuente: Planos censales de las parroquias urbanas [41].

De tal manera, se pudo relacionar los datos singulares de familias del provenientes del ENIGHUR con la zonificación censal del INEC, con lo cual se agrupó e identificó los datos recopilados por parroquias.

2.2. Segmentación de la Población

Posteriormente a la clasificación y recopilación de datos de consumo e ingresos realizados en la sección 2.1., se procedió a cuantificar el área, como parámetro físico, para el dimensionamiento de las instalaciones de generación fotovoltaica a nivel residencial.

2.2.1. Caracterización urbana

Para el análisis técnico-económico residencial, se estableció como la mínima unidad de estudio la “vivienda unifamiliar”, definida como una edificación donde reside una única familia [42].

Sin embargo, existe los casos en que varios núcleos familiares residen en una misma edificación, compartiendo el espacio físico disponible para la instalación fotovoltaica. En búsqueda de incluir dicho segmento de la población se agregó el grupo “edificios” mismo que ha comprendido a las edificaciones que posean tres o más plantas y a aquellas viviendas multifamiliares, con visible ocupación por más de una sola familia (múltiple número de medidores, número de casa, entre otros).

La fuente de los datos obtenidos en esta sección, se compilaron mediante imágenes satelitales provenientes de Google Earth Pro, luego se procedió al estudio urbanístico de dos manzanas pertenecientes a cada una de las 32 parroquias urbanas del Distrito Metropolitano de Quito, Anexo I.

Las manzanas, según INEC [41], se codifican según la nomenclatura ZXXX-SX-MX, donde Z es la zona, S sector y M manzana.

La caracterización y conteo se efectuó en dos pasos:

- i) A través del complemento “Street View” se realizó un recorrido visual alrededor de cada manzana la finalidad de catalogar los lotes de la misma en: construcción para vivienda unifamiliar, edificio y otros (lotes vacíos, edificaciones comerciales, públicas, espacios verdes, entre otros), Figura 2.1.

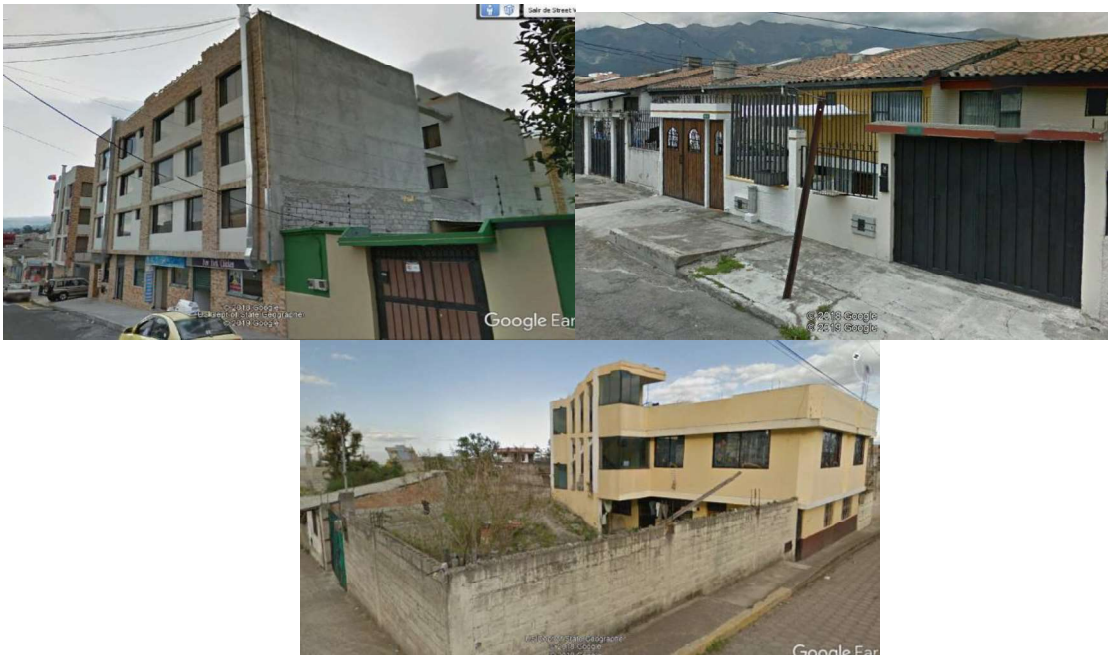


Figura 2.1. a) Lote catalogado como edificio, b) Lote catalogado como vivienda unifamiliar y c) Lote catalogado como otros.

(Fuente: [43])

- ii) Se utilizó la herramienta de regla incluida en Google Earth Pro con la cual se realizó la medición de áreas totales: manzana completa, lotes de viviendas unifamiliares y edificaciones, Figura 2.2. Adicionalmente se contabilizó el número de lotes de viviendas unifamiliares y edificaciones en cada una de las manzanas.



Figura 2.2. Metodología de medición de áreas. Manzana perteneciente a parroquia urbana Rumipamba.

(Fuente: Elaboración propia programa Google Earth Pro)

En base a las mediciones y observaciones realizadas, se observó que la inclinación urbanística de la zona urbana del Distrito Metropolitano de Quito se puede agrupar en cuatro zonas principales con similares tendencias físicas y de distribución urbana.

La división de las 32 parroquias urbanas se estableció en cuatro sectores: Norte, Sur, Centro Financiero y Centro Histórico, Figura 2.3.

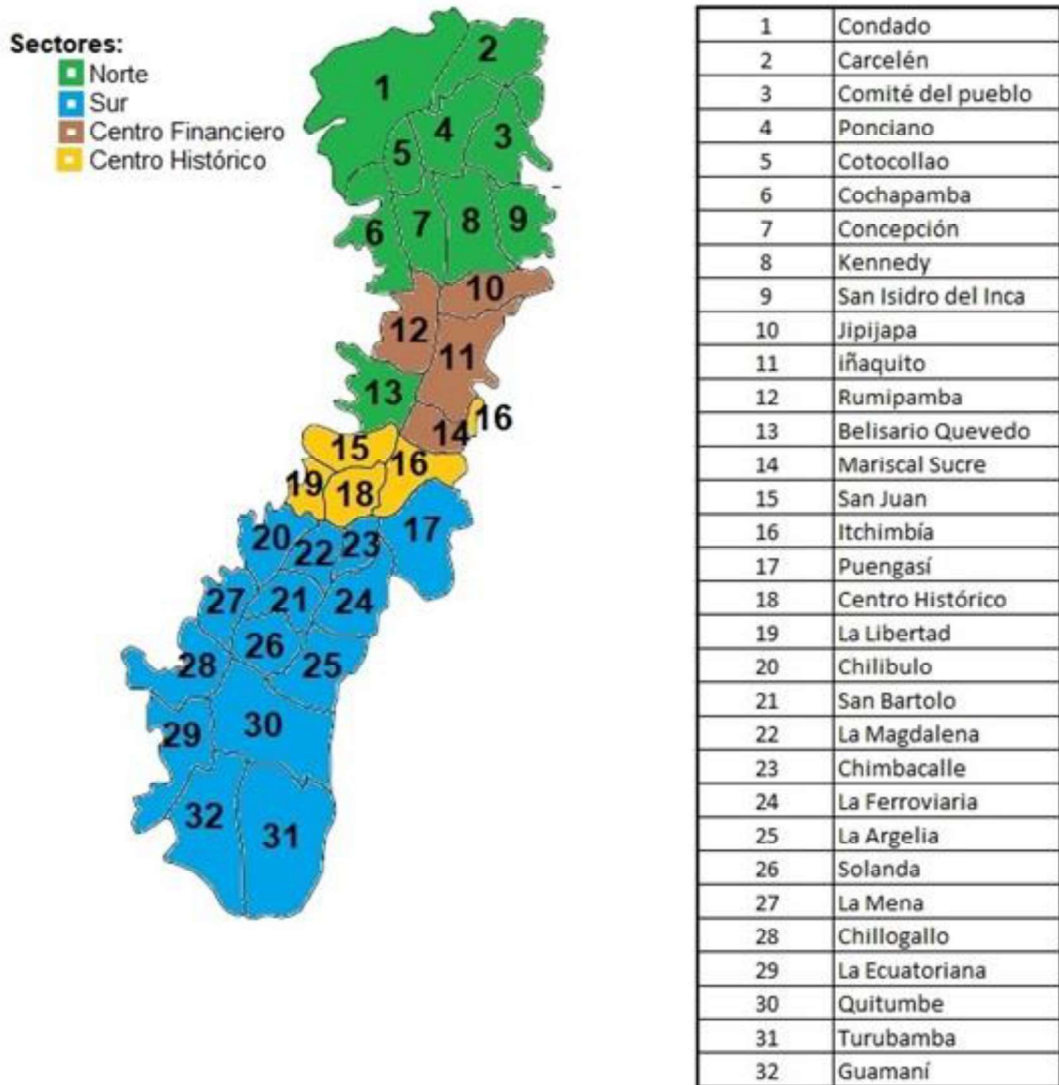


Figura 2.3. Agrupación Sectorial Distrito Metropolitano de Quito.

(Fuente: Propia)

Dicha división se justificó con la finalidad de agrupar en sectores con una visible tendencia común en el aspecto urbano, con lo cual se pudo establecer que las variables físicas sean similares para las parroquias pertenecientes al sector.

En la Tabla 2.2 se presenta las características innatas de cada sector y disposición de este.

Tabla 2.2. 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 Mayormente Apiñadas.	14
Centro Financiero	Edificaciones comerciales y residenciales mayores a 5 pisos. Poca presencia de viviendas unifamiliares	4
Centro Histórico	Construcciones Residenciales y Comerciales de Corte Colonial	4

(Fuente: Propia)

En la etapa de sectorización se observa la sectorización del Distrito Metropolitano de Quito. Adicionalmente, se notó que existen dos barrios con distribución urbanística heterogénea dentro de sus límites. Con finalidad de no enmarcar a la parroquia entera en un solo sector se planteó subdividirla en proporción a lo observado en las imágenes satelitales y por 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.

2.2.2. Sombreo por sector

Se llevó a cabo la recopilación de información de sombreado necesaria para la posterior simulación horaria de una instalación fotovoltaica en el software System Advisor Model. Se utilizó los modelos planteados en el proyecto de titulación “Dimensionamiento y algoritmo para la distribución de electrolineras alimentadas por sistemas fotovoltaicos para recarga de bicicletas eléctricas en el Distrito Metropolitano de Quito” [44].

Chavarrea y Mera, (2018) desarrollan el análisis de cuatro escenarios diferentes para el de sombreado cercano, Figura 2.4, en el cual se realizó una generación de edificaciones existentes en el lugar y objetos externo para un punto específico dentro del Distrito Metropolitano de Quito.

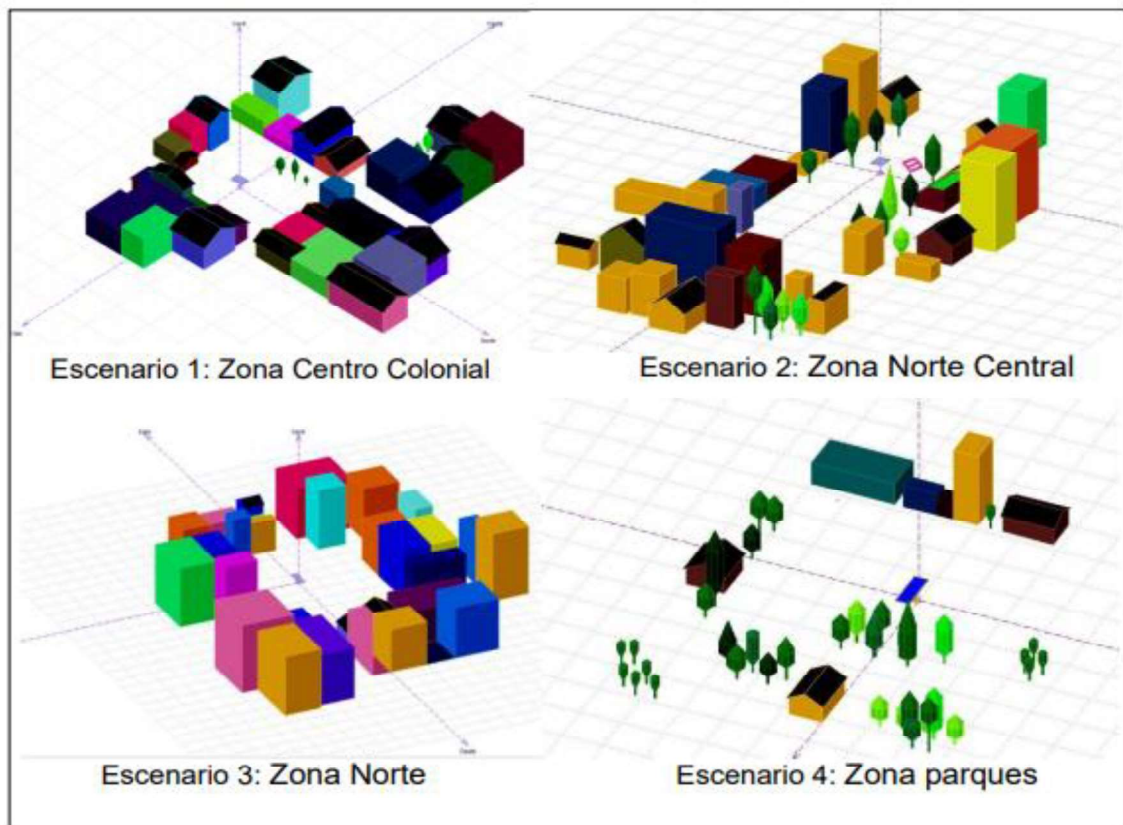


Figura 2.4. Escenarios de sombras cercanas generados a partir de PV-Syst.

(Fuente: [44])

Del estudio nombrado, se relacionó las características propuestas de cada escenario en el software PV-Syst con la sectorización propuesta en este trabajo. Se obtuvo un archivo de texto exportable proveniente del software PV-Syst, que vincula el ángulo de Acimut para las coordenadas geográficas, horizonte-cercanía, y porcentaje de sombras correspondiente para cada caso específico y para el sombreado de horizonte, Anexo II.

2.3. Análisis de Tendencia

En la presente sección se expone la metodología usada en el análisis de tendencia de las variables recopiladas previamente en las secciones 2.1 y 2.2.

2.3.1. Estudio estadístico

La evaluación del potencial técnico y económico de la tecnología fotovoltaica para la micro generación eléctrica en la zona urbana de Quito se basan en un amplio muestreo de datos. De ENIGHUR, se obtuvo la muestra de datos de ingresos y de consumo eléctrico. Estos datos han sido ordenados según la parroquia de procedencia.

En SPSS, el diagrama de cajas y bigotes se puede obtener por medio del apartado: Analizar-estadísticos descriptivos-explorar- gráficos de normalidad con pruebas. De esta manera se depuró los valores atípicos de cada uno de los grupos de datos.

Por medio de SPSS se generó los histogramas y curvas de distribución. También a través de este software estadístico se determinó la media, la desviación estándar, los valores superior e inferior de cada grupo, así como coeficientes de asimetría y pruebas de normalidad, indicadores estadísticos que permitieron observar la dispersión de datos y evaluar la distribución estadística de los mismos.

2.3.1.2. Pruebas de Normalidad

La distribución normal es en general la más utilizada en estadística y teoría de probabilidad [48]. La mayoría de los fenómenos naturales, sociales y psicológicos pueden modelarse a través de una distribución normal [49].

Cada grupo de números fue analizado para determinar el tipo de distribución de probabilidad existente sobre el conjunto de datos. En este contexto, fueron aplicados dos criterios de normalidad. Ha sido evaluado la prueba de Shapiro-Wilk & el coeficiente de asimetría; en tanto que uno de los dos se haya cumplido, la muestra de datos se consideró comportarse como una distribución normal.

La ventaja de Shapiro-Wilk radica en que otorga un alto grado de confianza en los resultados. La desventaja es que basa su sensibilidad en el uso de los valores críticos; sin embargo, Shapiro-Wilk es aplicado con un software estadístico que calcula los valores críticos relevantes [50].

Se utilizó el concepto de Shapiro-Wilk, para muestras menores a 50 datos, en el cual se evalúa el coeficiente “p”, si $p < 0.05$, se rechaza la hipótesis de normalidad [51].

El coeficiente “p” fue calculado directamente en el software al obtener los gráficos con pruebas de normalidad.

El coeficiente de asimetría es una medida de la asimetría de la distribución de probabilidad de una variable aleatoria sobre su media. Indica la cantidad y dirección del sesgo. Se utiliza para contrastar si es aceptable considerar que una distribución estadística siga la distribución normal [52].

Si el coeficiente se encuentra entre 0 y 1 o 0 y -1, es una distribución moderadamente sesgada [53]. Dentro de estos límites se considera que el grupo de datos sigue una distribución normal.

2.3.1.3. Tipos de distribución normal de probabilidad

El tratamiento de datos realizado evidenció que la mayoría de los grupos de datos podían ser tratados como una distribución gaussiana o normal. Los casos que no pueden aproximarse a una distribución normal se asumieron como una distribución logarítmica normal debido a que estos presentaron una marcada asimetría positiva, Anexo III.

El tipo de distribución y los indicadores estadísticos por parroquia y por sector se encuentran resumidos en el Anexo IV.

2.3.2. Extrapolación de datos

Concluido el tratamiento estadístico previo, se determinó los tipos de distribución que siguen las variables de: ingreso, consumo, tamaño de manzana, porcentaje de viviendas unifamiliares y número de casas por manzana, porcentaje de edificios y número de edificios por manzana.

Para calcular el potencial técnico de toda la ciudad resulta desfavorable asumir que todo el sector residencial se considere como una réplica de la muestra del ENIGHUR.

Se extrapoló la tendencia obtenida de las variables en la sección 2.3.1, Anexos IV & V. El propósito de la inferencia fue proyectar los parámetros técnicos y económicos de las manzanas analizadas a toda el área urbana de Quito.

La extrapolación fue generada en base a funciones del statistics toolbox de Matlab. Se usó “norminv”, función inversa de distribución acumulativa normal y “logninv”, función inversa de distribución acumulativa logarítmica normal [54] y [55]. Las entradas de estas funciones son: media, desviación estándar y probabilidad, ésta última generada aleatoriamente. Como resultados se obtienen los valores que permitieron generar las 15981 manzanas completamente definidas del área urbana de la ciudad de Quito.

La tabla 2.3 presenta un ejemplo de manzana completamente definida con el detalle de cada uno de sus parámetros generados aleatoriamente conservando su tendencia y distribución estadística.

Tabla 2.3. Ejemplo de manzana completamente definida, parroquia Itchimbía.

Parámetro	Valor	Unidad	Descripción
1	7823	m ²	Área total de manzana
2	80.27	%	Porcentaje de Viviendas Unifamiliares
3	10.51	%	Porcentaje de Edificios
4	9.22	%	Porcentaje de Otros
5	17	unidad	Cantidad de viviendas unifamiliares
6	3	unidad	Cantidad de edificios
7	2965.80	USD	Ingreso mensual total de la vivienda
8	235	kWh	Consumo eléctrico mensual

Fuente: Propia

2.4. Simulación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red

Para la simulación, se utilizó el muestreo por conveniencia [56], en el cual se seleccionó aleatoriamente una manzana por cada parroquia, en un total de 34 manzanas totalmente definidas. De la manzana elegida se asumió que todas las viviendas unifamiliares correspondientes, son idénticas en sus parámetros nombrados en la sección 2.3.

Con estas condiciones, se planteó el marco de simulación base para una simulación general de una vivienda unifamiliar en el software System Advisor Model (SAM).

Los parámetros de entrada se resumen en la Tabla 4.

Tabla 2.4. Parámetros de entrada para simulación en System Advisor Model (SAM).

Entradas		
Tipo	Variable	Descripción
Datos meteorológicos	Archivo. Tmy	Por parroquia
Elementos del sistema	Módulo	Jinko Solar JKM275pp-60
	Inversor	Dependiente de consumo Marca Fronius Serie Galvo - Primo
Dimensionamiento	Número de paneles	Dependiente de consumo
	Tipo de arreglo	Lineal
Orientación y Seguimiento	Ángulo de inclinación	10°
	Acimut	90°
	GCR	0.663

Fuente: Propia

Tabla 2.5. Parámetros de entrada para simulación en System Advisor Model (SAM).
(Continuación)

Sombreo	Sombreo propio	No aplica
	Sombreo externo	Dependiente de sector
Pérdidas	Pérdidas DC	Pérdidas típicas por inversor central
	Pérdidas AC	1%
	Pérdidas de irradiación	Pérdidas por suciedad: 5%
Tiempo de vida	Degradación anual del sistema	0.5% anual
Costos del sistema	Costos Directos	Costo Inversor, Módulo, Instalación y Accesorios
	Contingencia	Riesgo País 5%
Financiamiento	Crédito	100% crédito
	Tasa de interés	11.50%
Tipo de distribución	Tipo	Consumo neto
	Tarifa	Dependiente del consumo.
Carga eléctrica	Uso energético (horario)	Curva de carga mensual

Fuente: Propia

Se utilizó el consumo eléctrico mensual, el cual se asumió constante a lo largo del año, con lo cual se calcula el número de paneles necesarios para satisfacer la demanda energética de la vivienda.

Se estimó una hora solar pico (HSP) de 4.1 para la ciudad de Quito en base a la irradiación global [57], y se aplica la fórmula (1) en la cual se redondea al inmediato superior para el cálculo del número de paneles.

$$Potencia\ Mensual\ Máxima = HSP * Potencia\ Pico\ Panel * tiempo$$

$$Número\ de\ paneles\ requeridos = \frac{Consumo\ Eléctrico}{Potencia\ Mensual\ Máxima} \quad (Ec. 1)$$

Donde:

HSP: Horas Solar Pico en la Ciudad de Quito = 4.1 [horas]

tiempo: Número de días promedio de un mes = 30.42 [días]

Posteriormente se añaden los archivos de años típicos meteorológicos (archivos. tmy), previamente descargados de la base de datos de NREL con la ubicación de latitud y longitud de un punto interior para cada parroquia. Estos archivos brindan valores anuales típicos climatológicos y de irradiación en la ubicación seleccionada.

Se utilizó el modelo de cielo difuso de Pérez, catalogado como el más apto para simulaciones fotovoltaica [58].

El módulo seleccionado fue el panel Jinko Solar 275pp-60 al ser un panel dirigido a uso residencial [59].

Actualmente, el módulo es comercial en Ecuador por lo cual se realizó una cotización en empresas nacionales, Anexo VI, del precio de venta del panel para la comercialización.

Las especificaciones técnicas del panel se observan en el Anexo VII.

En el ámbito nacional, existe la problemática de no encontrar inversores para un rango menor a 3.5 kW, necesarios para instalaciones residenciales pequeñas de microgeneración.

Se optó por elegir los inversores para importación de la marca Fronius para el análisis planteado.

De tal forma, se buscó optimizar la eficiencia del inversor en base a la ratio de conversión de corriente DC a corriente AC, valor cuanto más próximo sea a uno resulta en una mayor eficiencia. Se elaboró rangos en base al número de paneles requeridos y el inversor, se muestra en la Tabla 2.6 y 2.7.

Tabla 2.6. Inversor requerido por número de paneles.

N° Paneles	Capacidad	Máxima	Ratio	Modelo
	DC [kWdc]	Potencia AC [kWac]	DC a AC	
1	0.27	1.5	0.18	Fronius Galvo 1.5-1
2	0.55	1.5	0.37	
3	0.82	1.5	0.55	
4	1.10	1.5	0.73	
5	1.38	1.5	0.92	
6	1.65	1.5	1.10	

Fuente: Propia

Tabla 2.7. Inversor requerido por número de paneles. (Continuación)

7	1.93	2	0.96	Fronius Galvo 2.0-1
8	2.20	2	1.10	
9	2.48	2.5	0.99	Fronius Galvo 2.5-1
10	2.76	2.5	1.10	
11	3.03	3.1	0.98	Fronius Galvo 3.1-1
12	3.31	3.1	1.07	
13	3.58	3.8	0.94	Fronius Primo 3.8-1
14	3.86	3.8	1.01	
15	4.13	3.8	1.09	
16	4.41	3.8	1.16	
17	4.68	5	0.94	Fronius Primo 5.0-1
18	4.96	5	0.99	
19	5.23	5	1.05	
20	5.51	5	1.10	

Fuente: Propia

El coste de comercialización se aproximó relacionando el precio de comercialización europeo y los aranceles e impuestos por importación correspondientes al ámbito Nacional.

En la interfaz del software, se ingresó el número de paneles en un arreglo lineal en los cuales se establece los parámetros de seguimiento, ángulo de orientación acimut, ángulo de inclinación y la relación de cobertura de suelo (por sus siglas en inglés GCR).

El seguimiento se estableció como paneles fijos, como el caso más general.

El ángulo de orientación acimut se fijó como 90°, lo que representa el panel orientado de este a oeste, orientación en la cual es óptima el aprovechamiento solar para la ubicación del presente estudio.[60]

La relación de la cobertura del suelo relaciona el largo de los paneles y el espacio próximo al mismo y entre filas con finalidad de limpieza, mantenimiento y movilización. Se asume un espacio necesario de 50 [cm] con lo cual el GCR se calcula en 0.663, Figura 2.6.

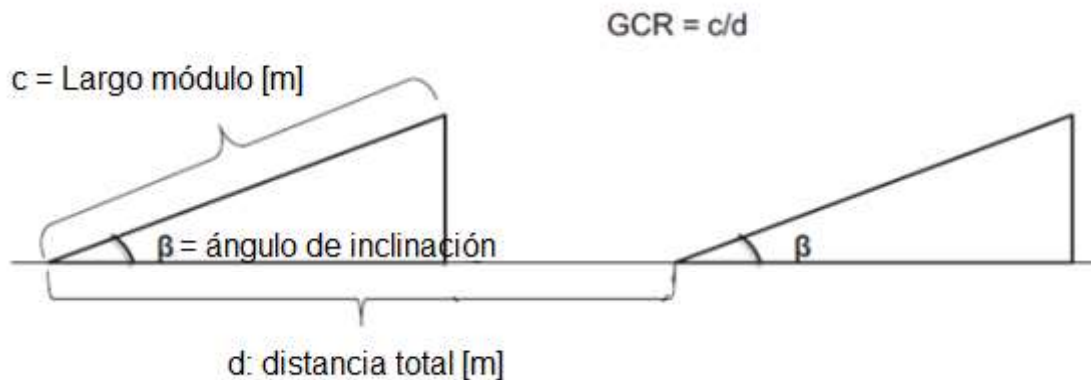


Figura 2.6. Relación de la cobertura del suelo (GCR).

(Fuente: Elaboración propia, en base a [61].)

En cuanto a los valores de sombreado exterior, se utilizó los datos reunidos en la sección 2.2.2 en los cuales se tiene una tabla de sombreado que se ingresa a la interfaz. Para el auto-sombreado (self-shading), se asumió que sea despreciable al ser arreglo lineal.

Otro conjunto de variables de entrada al software fueron las pérdidas, las cuales engloban: pérdidas de corriente continua, de corriente alterna y pérdidas de irradiación [58].

Adicionalmente se estableció el parámetro de degradación anual del sistema en un 0.5% [62].

A continuación, se requirió los datos de demanda energética. Por tal motivo, se normalizó la curva de carga de tipo residencial proveniente a la distribuidora de La Vicentina, consultado en el reporte operacional – sección “entregas”, Anexo VIII.

En base a la curva normalizada, cualquier valor de consumo eléctrico mensual pudo ser expresado horariamente (8760 datos) para la simulación horaria de un año completo.

La Agencia de Regulación y Control de Electricidad (2018), establece que de existir a final de mes un balance positivo, el mismo se considerará como crédito para el mes siguiente [5].

Por tal motivo, en el apartado de medida y facturación en el software se establece un sistema de “Net Energy Metering”, que plantea que el exceso de generación se traspasa al siguiente mes, con un pago al final de año a una tasa establecida, que para el caso de estudio se fijó como nula.

Se utilizó la tarifa perteneciente al pliego eléctrico, en relación con el consumo de la vivienda a simular como tarifa constante para todo el año.

Seguidamente, se ingresó los costos correspondientes al sistema de micro generación fotovoltaica. Los precios de inversor y paneles fueron definidos previamente. Para los costes adicionales, el análisis se fundamentó en cotizaciones realizadas a nivel nacional, Anexo X.

Se estimó los valores adicionales de 125\$ por cada panel para soportes, 175\$ para gabinete eléctrico, 270\$ para material conexionado y un 25% del coste total de equipos como mano de obra e ingeniería.

En el ámbito financiero se estimó una tasa de descuento de 10.71%. El cálculo se basa en el método de influencias de riesgo, ecuación 2, la cual relaciona el riesgo país y riesgos inherentes para una inversión fotovoltaica [63].

$$K = Kf + PR \quad (Ec. 2)$$

Donde:

K: Tasa de descuento

Kf: Tasa libre de descuento, Tabla 2.8.

PR: Riesgos Premium, Tabla 2.8.

Tabla 2.8. Influencias por tipología riesgo para instalaciones fotovoltaicas.

Tipología	Influencias
Riesgo de contexto	0.18
Riesgo endógeno	1.33
Riesgo financiero	1.3
Riesgo de sistema	0.75
Riesgo asegurable	0.7
Riesgo por manejo en propiedad	0.3
Riesgo País (kf)	6.32 [1]

Fuente: Elaboración Propia, factores en base a [63].

Finalmente, para el caso planteado se añade un escenario financiero en el cual se toma un crédito del 100% para la inversión inicial. Los parámetros financieros se tomaron acorde a "EcoCredit", servicio del banco ProCredit en favor de implementación de tecnología renovable. Los parámetros de financiamiento establecen un plazo de 36 meses a 11.5%, [64].

Los parámetros de salida obtenidos a partir de la simulación se detallan en la tabla 2.9.

Tabla 2.9. Variables de salida provenientes de simulación en System Advisor Model (SAM).

Salidas		
Tipo	Variable	Descripción
Físico	Área total terreno	Área necesaria para instalación fotovoltaica
Técnico	Generación energética	Generación mensual y anual del sistema fotovoltaico
	Consumo energético	Consumo mensual y anual del sistema fotovoltaico
Económico	Ahorro energético	Balance energético mensual y anual
	Costo nivelado de energía	Índice que relaciona entre la producción y costes totales del sistema [1].

Fuente: Propia

2.5. Cálculo Potencial técnica, económico y comercial

Los indicadores estadísticos por parroquia y por sector han sido definidos y expuestos en los Anexos IV & V. Las manzanas de toda la zona urbana quedaron completamente definidas, esto implica que de cada manzana se obtuvo los parámetros especificados en la Tabla 3.

Se realizó un diagrama de procesos por medio de Microsoft Visio que describe los pasos necesarios para evaluar el potencial técnico, económico y comercial, Figura 2.7.

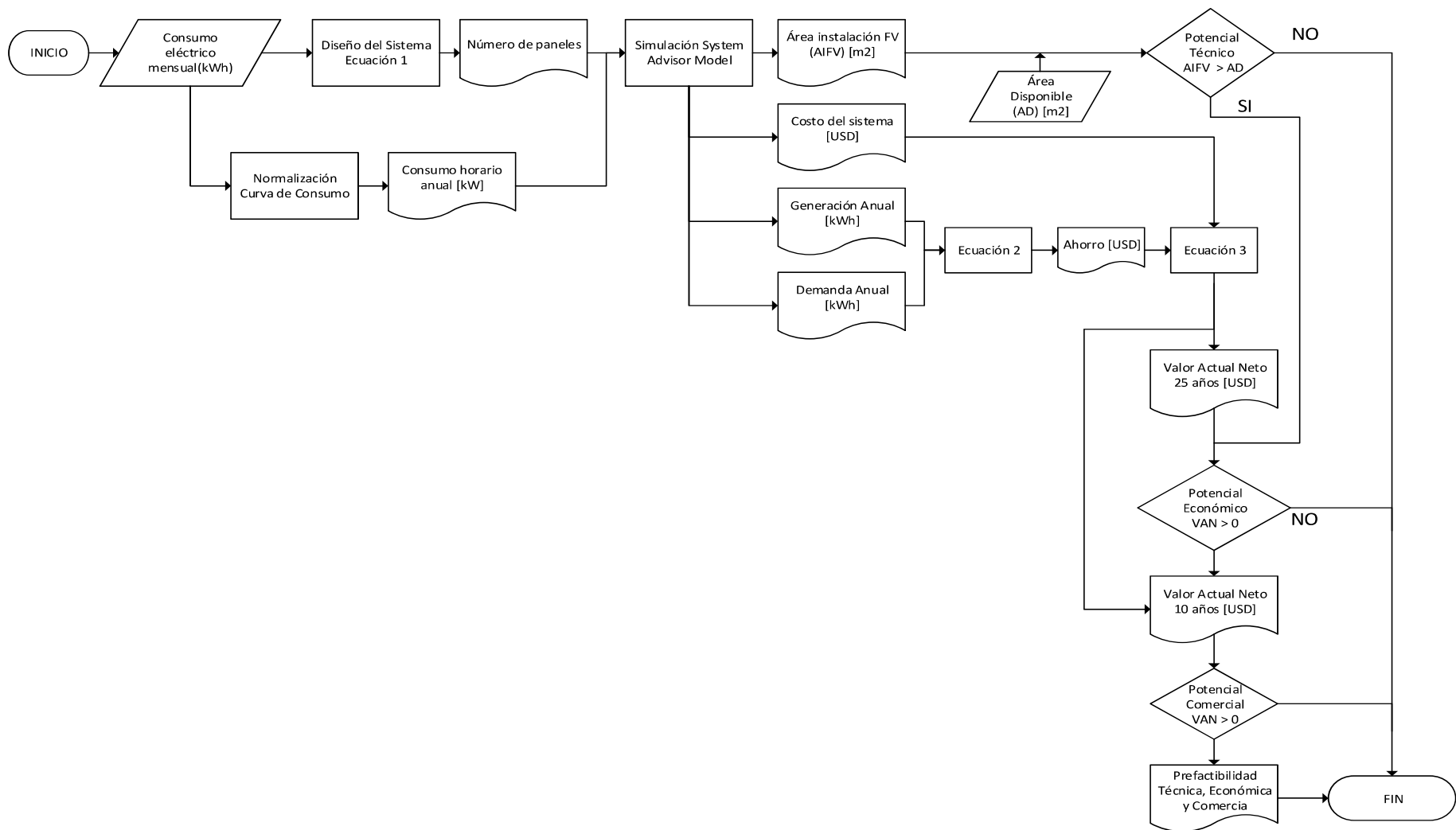


Figura 2.7. Diagrama de procesos para el cálculo del potencial técnico, económico y comercial.

(Fuente: Propia)

2.5.1. Análisis técnico

Debido a su localización geográfica, Ecuador es un país con abundantes recursos energéticos. Tal como puede observarse en la figura 2.7, la irradiación global incidente en la mayoría del territorio sobrepasa los 1500 [kWh/m²].

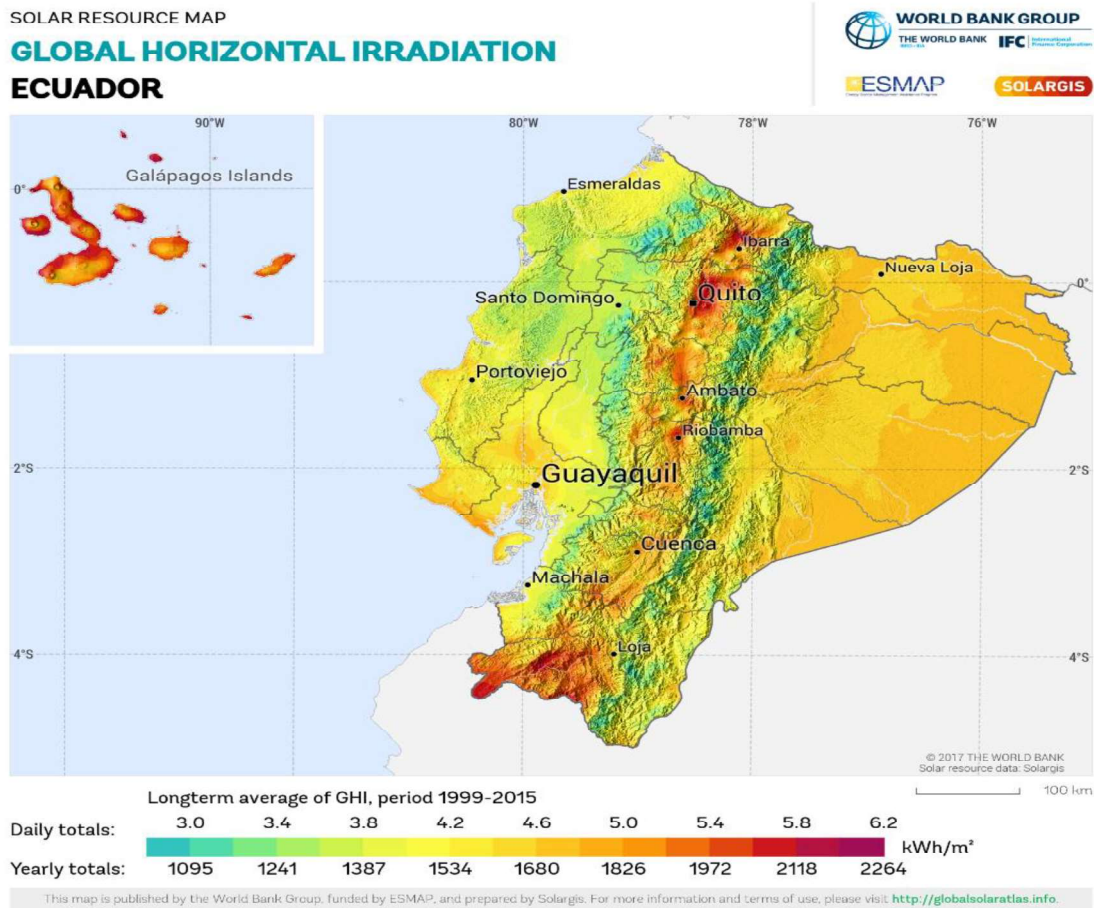


Figura 2.8. Irradiación global incidente en Ecuador.

(Fuente: [65])

En base a estos datos, es visible que la radiación incidente en Quito en promedio alcanza los 2000 [kWh/m²] [66]. Se evidencia un gran potencial técnico de microgeneración fotovoltaica.

Los parámetros físicos de cada manzana fueron definidos a través de la extrapolación de datos de 2.3.2. Para evaluar la disponibilidad de espacio en los techos de las viviendas urbanas, se utilizó el Coeficiente de Ocupación del Suelo (COS) vigente en Quito.

El Plan de Uso y Ocupación del Suelo (PUOS) es la ordenanza de zonificación aprobado por el Consejo Metropolitano de Quito que constituye el instrumento de planificación

territorial fijando los parámetros y normas para uso, ocupación y fraccionamiento del suelo [67].

El PUOS define, los valores del COS para cada tipo edificación según la zona, altura máxima, retiros y distancia entre bloques. Se observó que tanto para edificaciones aisladas, pareadas, continuas con retiro frontal y continua sobre línea de fábrica, un solo valor de coeficiente es común de entre todo el rango de valores existentes. Por tal motivo, el COS utilizado para todas las manzanas fue del 60%, [67].

El coeficiente definido arriba permitió estimar el área construida por lote y por tanto conocer el espacio de techo existente. Sin embargo, no toda el área de techo está disponible para instalación fotovoltaica, el estudio de Wiginton calcula en un 30% del techo como área adecuada para la instalación [68].

La aplicación de ambos coeficientes permitió obtener el espacio máximo disponible para implementar el sistema fotovoltaico. El análisis técnico determinó como factibles todas las edificaciones residenciales cuyo espacio en el techo sea suficiente para albergar la instalación fotovoltaica.

2.5.2. Análisis económico

Varios estudios garantizan 20 años de vida útil para la instalación fotovoltaica. Según publicaciones en NREL, El tiempo de vida para instalaciones residenciales fotovoltaicas alcanza los 30 años [69].

Para este análisis se utilizó el valor medio de 25 años de vida útil.

Se calculó el valor actual neto VAN en el período de 25 años. Si este indicador económico da un valor positivo, existe potencial económico.

2.5.3. Análisis comercial

El financiamiento para proyectos de inversión en sistemas fotovoltaicos ha de tomar en cuenta que el período de retorno simple de estos proyectos se encuentra entre 10 y 12 años [70]. De tal forma el primer paso consistió en determinar si el $VAN > 0$ para un período de 10 años.

La tasa de descuento calculada con la ecuación 2 a partir de los parámetros de la tabla 5 fue utilizada para la comparar si la Tasa Interna de Retorno (TIR) $>$ tasa de descuento.

Si $VAN > 0$ en un período de 10 años o $TIR >$ tasa de descuento, existe potencial comercial.

2.6. Planteamiento de Escenarios y Análisis de Sensibilidad

En esta sección se detalla una serie de escenarios que, en complemento a un análisis de sensibilidad, se llevaron a cabo con finalidad de advertir el nivel de influencia que tienen las variables modificadas en el potencial técnico y económico de un sistema de microgeneración eléctrica a nivel residencial [1].

2.6.1. Escenario A

A largo de la última década el valor de los elementos requeridos para instalaciones fotovoltaicas se ha reducido. En representación de esto, el precio de los paneles fotovoltaicos que ha disminuido su precio a más de la mitad, Figura 2.9.



Figura 2.9. Evolución del precio del panel solar.

(Fuente: [71])

Dicho esto, el escenario A se planteó en un ámbito en el cual el coste total de la instalación fotovoltaica se reduzca.

Por lo tanto, se estableció que el valor del kilovatio se reduciría a la mitad del valor obtenido en el marco actual y en un valor mínimo ofertado en donde se cotiza a precio de mayorista y con privilegios de importador. Se planteó el precio de 750 USD por kilovatio instalado.

2.6.2. Escenario B

Por otra parte, el subsidio que posee el precio de electricidad a consumidor final en el Ecuador ubica al país entre las naciones con valor por kilovatio hora más baratos de la región de Latino América y el Caribe, Figura 2.10.

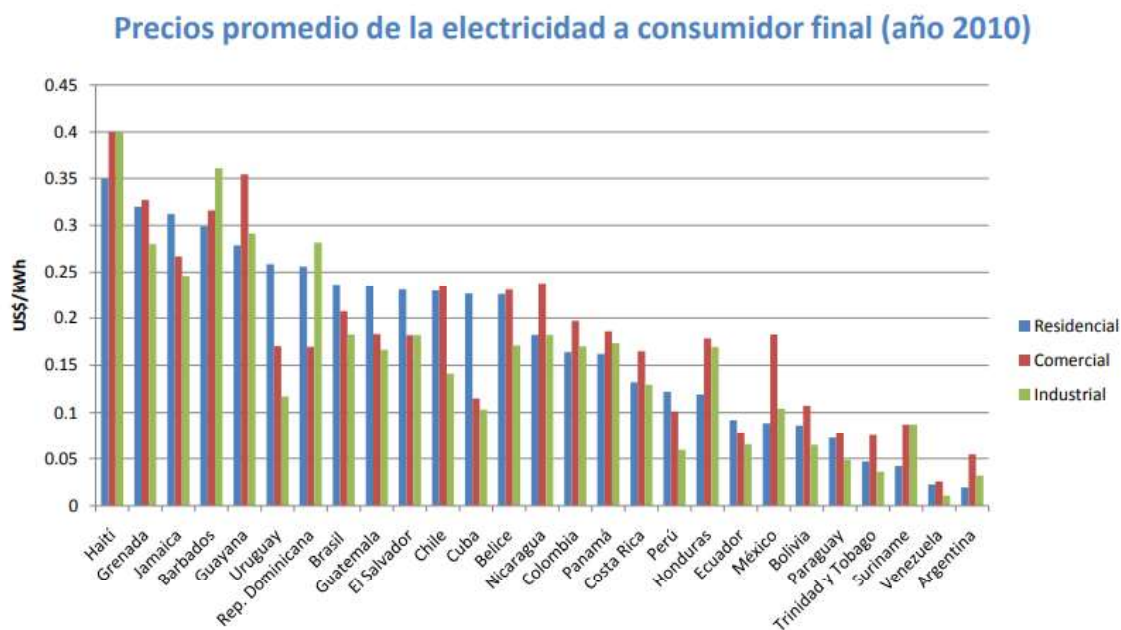


Figura 2.10. Precios promedio de la electricidad a consumidor final.

(Fuente: [69])

De este modo, el parámetro de tarifa es una variable de influencia directa para el ahorro que puede obtener el beneficiario de una instalación fotovoltaica de microgeneración. Es así que, con fin de cuantificar la influencia de dicha variable se propone el análisis con un precio por kilovatio-hora de 0.40 USD, referido como el valor más alto de la región, [69].

2.6.3. Escenario C

Otro aspecto de influencia directa al cálculo de pre factibilidad técnica y económica es la forma de financiamiento establecida para el proyecto.

Globalmente, los proyectos fotovoltaicos residenciales de generación eléctrica cuentan con programas de financiamiento con tasas de interés por debajo del 5% [6], valores muy por debajo que los valores propuestos en este estudio.

En consecuencia, para el escenario C, se fija el valor de interés para un financiamiento total del sistema en 8%, estimado que la tasa de interés más baja que puede plantearse a

nivel nacional es comparable a la correspondiente a préstamos hipotecarios del Banco del Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social (BIESS), [72]

Adicionalmente, se propuso el análisis financiero no sujeto a crédito, en el cual la totalidad del capital invertido es financiado por la familia beneficiaria.

Los resultados obtenidos en el caso general, así como en los escenarios planteados para sensibilidad se los muestra y analiza en el capítulo 3.

3. RESULTADOS

En este capítulo se expone los resultados obtenidos en el caso general y en los casos de sensibilidad alternativos.

El desglose del potencial para la implementación de energía solar fotovoltaica de microgeneración residencial en tejados se expone en: potencial técnico, económico y comercial.

Adicionalmente, se muestra el consumo energético y capacidad instalada necesaria como un valor de referencia y comparativos para efectos de cálculo, el cual abarca todas edificaciones urbanas definidas como viviendas unifamiliares o edificios residenciales, considerando la capacidad fotovoltaica instalada necesaria para dar cobertura a la energía eléctrica demandada por el hogar sin tomar en cuenta las limitaciones técnicas, físicas ni económicas.

El potencial técnico toma en cuenta los limitantes físicos relacionados al área disponible en los tejados, mientras que el potencial económico y comercial están relacionados a los parámetros financieros en distintos tiempos de análisis.

El potencial técnico en los casos A, B y C se mantiene invariables respecto del caso general debido a que el parámetro variable en la sensibilidad no influye en el corte técnico.

3.1. Caso General

El potencial técnico, económico y comercial de la tecnología fotovoltaica para microgeneración en el marco actual para el Distrito Metropolitano de Quito se detallan en términos de energía generada anualmente, expresados en gigavatios-hora (GWh) y en capacidad instalada, expresados en megavatios instalados (MW), tal como se muestran tabla 10 a nivel parroquial.

Tabla 3.1. Desglose del potencial en términos de energía generada anualmente y capacidad instalada por parroquia.

Parroquia	Variable	Capacidad Consumo	Potencial Técnico	Potencial Económico	Potencial Comercial
Condado	Capacidad Instalada [MW]	21.04	20.75	0	0
	Generación eléctrica [GWh]	31.88	31.45	0	0
Carcelén	Capacidad Instalada [MW]	14.15	14.03	0	0
	Generación eléctrica [GWh]	22.38	22.19	0	0
Comité del Pueblo	Capacidad Instalada [MW]	10.84	10.84	0	0
	Generación eléctrica [GWh]	16.98	16.98	0	0
Ponciano	Capacidad Instalada [MW]	12.91	12.14	0	0
	Generación eléctrica [GWh]	19.94	18.75	0	0
Cotacollao	Capacidad Instalada [MW]	7.19	6.66	0	0
	Generación eléctrica [GWh]	11.09	10.28	0	0
Cochapamba	Capacidad Instalada [MW]	15.37	14.91	0	0
	Generación eléctrica [GWh]	23.29	22.59	0	0
La Concepción	Capacidad Instalada [MW]	7.98	7.79	0	0
	Generación eléctrica [GWh]	11.63	11.35	0	0
La Kennedy	Capacidad Instalada [MW]	13.42	12.80	0	0
	Generación eléctrica [GWh]	21.04	20.07	0	0
San Isidro del Inca	Capacidad Instalada [MW]	4.88	4.87	0	0
	Generación eléctrica [GWh]	7.57	7.54	0	0
Jipijapa	Capacidad Instalada [MW]	30.73	7.25	0	0
	Generación eléctrica [GWh]	48.43	11.24	0	0
Iñaquito	Capacidad Instalada [MW]	203.63	10.37	0	0
	Generación eléctrica [GWh]	325.78	16.18	0	0
Rumipamba	Capacidad Instalada [MW]	26.29	19.89	0	0
	Generación eléctrica [GWh]	39.31	29.81	0	0
Belisario Quevedo	Capacidad Instalada [MW]	10.57	10.26	0	0
	Generación eléctrica [GWh]	15.86	15.40	0	0

Tabla 3.2. Desglose del potencial en términos de energía generada anualmente y capacidad instalada por parroquia. (Continuación)

Mariscal Sucre	Capacidad Instalada [MW]	36.61	8.40	0	0
	Generación eléctrica [GWh]	54.42	12.75	0	0
San Juan	Capacidad Instalada [MW]	13.08	11.87	0	0
	Generación eléctrica [GWh]	19.94	18.12	0	0
Itchimbia	Capacidad Instalada [MW]	10.44	8.92	0	0
	Generación eléctrica [GWh]	15.14	12.94	0	0
Puengasí	Capacidad Instalada [MW]	15.34	15.27	0	0
	Generación eléctrica [GWh]	22.77	22.66	0	0
Centro Histórico	Capacidad Instalada [MW]	6.83	6.71	0	0
	Generación eléctrica [GWh]	9.90	9.73	0	0
La Libertad	Capacidad Instalada [MW]	4.67	4.43	0	0
	Generación eléctrica [GWh]	7.22	6.79	0	0
Chilibulo	Capacidad Instalada [MW]	7.39	7.36	0	0
	Generación eléctrica [GWh]	10.73	10.69	0	0
San Bartolo	Capacidad Instalada [MW]	12.22	12.15	0	0
	Generación eléctrica [GWh]	17.96	17.86	0	0
La Magdalena	Capacidad Instalada [MW]	6.78	6.61	0	0
	Generación eléctrica [GWh]	9.98	9.73	0	0
Chimbacalle	Capacidad Instalada [MW]	5.96	5.94	0	0
	Generación eléctrica [GWh]	9.01	8.98	0	0
La Ferroviaria	Capacidad Instalada [MW]	8.56	8.24	0	0
	Generación eléctrica [GWh]	12.56	12.10	0	0
La Argelia	Capacidad Instalada [MW]	11.47	11.45	0	0
	Generación eléctrica [GWh]	16.55	16.52	0	0
Solanda	Capacidad Instalada [MW]	19.08	19.03	0	0
	Generación eléctrica [GWh]	28.03	27.97	0	0

Fuente: Propia

Tabla 3.3. Desglose del potencial en términos de energía generada anualmente y capacidad instalada por parroquia. (Continuación)

La Mena	Capacidad Instalada [MW]	10.31	10.30	0	0
	Generación eléctrica [GWh]	13.85	13.84	0	0
Chillogallo	Capacidad Instalada [MW]	12.55	12.47	0	0
	Generación eléctrica [GWh]	17.77	17.65	0	0
La Ecuatoriana	Capacidad Instalada [MW]	37.84	37.70	0	0
	Generación eléctrica [GWh]	31.74	31.46	0	0
Quitumbe	Capacidad Instalada [MW]	22.28	22.21	0	0
	Generación eléctrica [GWh]	32.08	31.99	0	0
Turubamba	Capacidad Instalada [MW]	18.71	18.71	0	0
	Generación eléctrica [GWh]	28.36	28.36	0	0
Guamaní	Capacidad Instalada [MW]	9.90	9.90	0	0
	Generación eléctrica [GWh]	13.13	13.13	0	0

Fuente: Propia

Las figuras 3.1 y figura 3.2 muestran, en orden descendente, el potencial técnico (en azul) en relación al potencial total (en rojo) por parroquia en términos de generación energética anual y capacidad instalada respectivamente.

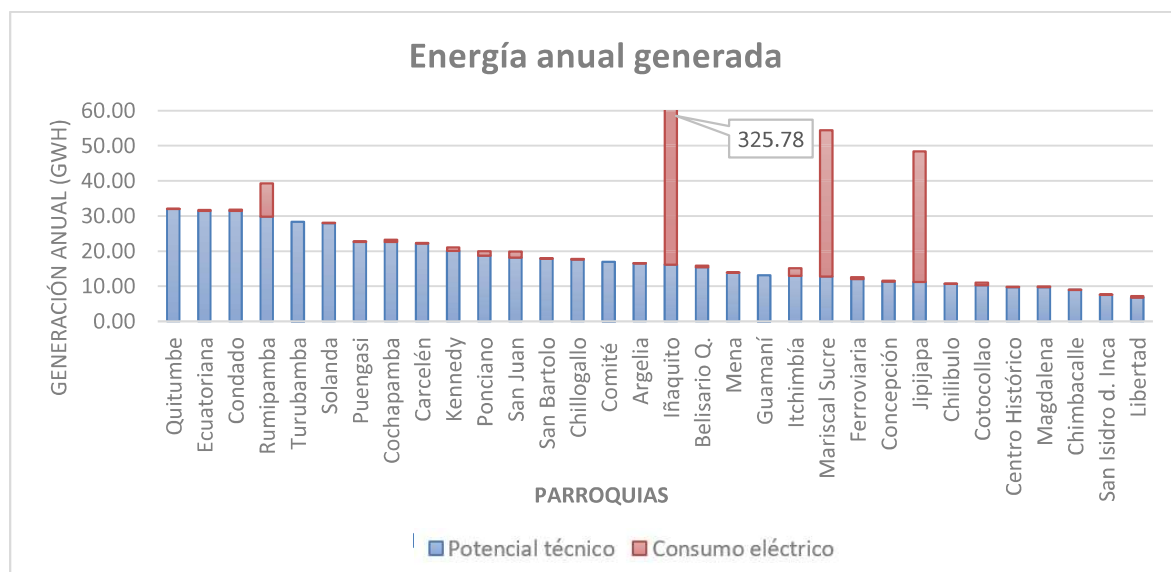


Figura 3.1. Energía anual generada por parroquia. Potencial total y técnico.

(Fuente: Propia)

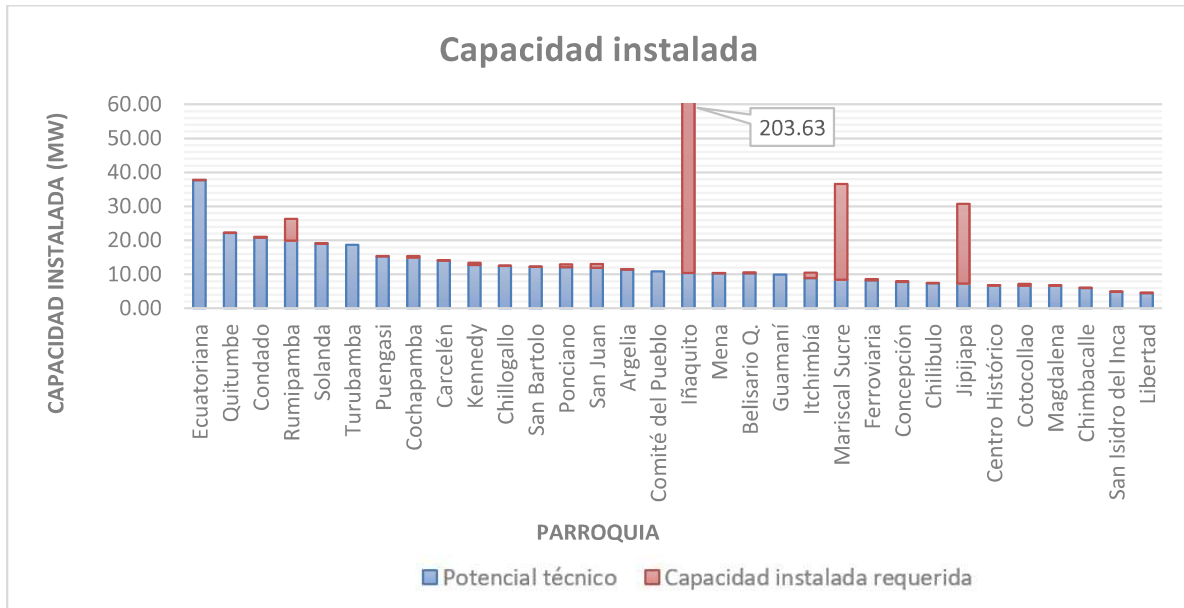


Figura 3.2. Energía anual generada por parroquia. Potencial total y técnico.

(Fuente: Propia)

De manera resumida, tabla 3.4, se expone que potencial técnico total del distrito urbano de la ciudad de Quito es: en términos de energía generada anualmente de 390.24 gigavatios-hora (GWh) con una capacidad instalada de 557.10 megavatios (MW), en términos porcentuales se aprovecha el 57.65% y 60.12% respectivamente.

Tabla 3.4. Potencial técnico, comercial y económico del Distrito Metropolitano de Quito

Variable	Capacidad & Consumo	Potencial Técnico	Potencial Económico	Potencial Comercial
Capacidad Instalada [MW]	966.32	557.10	0	0
Generación eléctrica [GWh]	649.02	390.24	0	0

Fuente: Propia

Para el estudio realizado y con los parámetros planteados en un marco actual se calculó que el potencial tanto económico como comercial es inexistente debido a que en ambos casos el parámetro de corte planteado, Valor Actual Neto (VAN), es negativo.

Para objeto de análisis se analiza la tendencia del mismo en el Figura 3.3. en la cual se muestran los valores máximos alcanzados del VAN por parroquia para el corte económico (25 años) ordenados de mayor a menor.

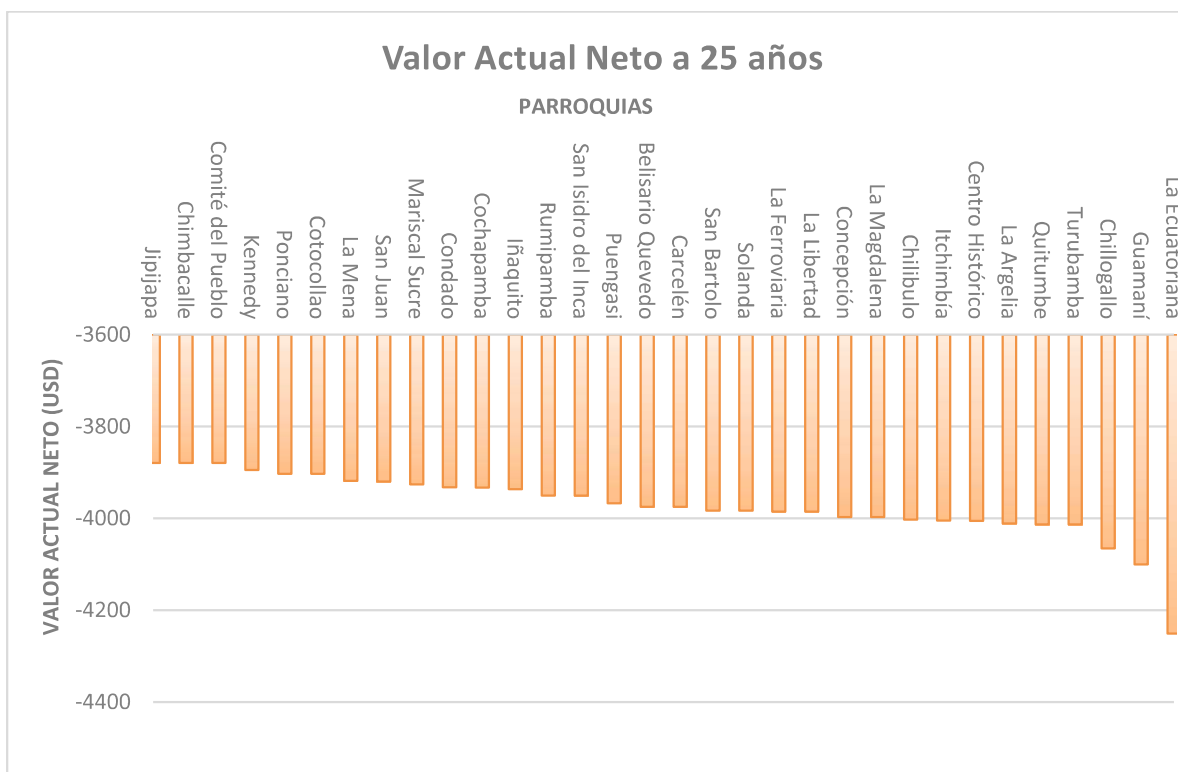


Figura 3.3. Valor Actual Neto a 25 años, por parroquia.

(Fuente: Propia)

En base a la figura 3.3, se puede observar que el valor actual neto mayor corresponde al barrio de Jipijapa y el menor al barrio de La Ecuatoriana.

Al ser el VAN el parámetro limitante para el potencial económico y comercial, la tendencia presentada en la figura 3.3 sería idéntica para en el VAN a 10 años.

3.2. Sensibilidad A

En la tabla 3.5 se detalla el desglose del potencial técnico, económico y comercial correspondiente al Distrito Metropolitano de Quito en el escenario A, aquel donde el precio se establece en 750 USD por kilovatio (kW) instalado.

El potencial se expresa en términos de energía generada anualmente (GWh) y la capacidad instalada (MW).

Tabla 3.5. Desglose del potencial en términos de generación energética anual y capacidad instalada del DMQ. Escenario A

Variable	Capacidad & Consumo	Potencial Técnico	Potencial Económico	Potencial Comercial
Energía Generada Anualmente (GWh)	966.33	557.10	343.39	231.93
Capacidad Instalada (MW)	649.03	390.25	230.27	154.71

Fuente: Propia

Con los valores calculados, se nota que, en el escenario hipotético A, existiría un 35.54% de aprovechamiento como potencial económico y 24.00% como potencial comercial para la energía generada anualmente. En capacidad instalada, se observa un aprovechamiento de 35.48% y 23.84% como potencial económico y comercial respectivamente.

En la figura 3.4 se puede apreciar el mapa del Distrito Metropolitano de Quito con cada una de sus parroquias urbanas identificadas y delimitadas. Se expresa el potencial económico en términos de capacidad instalada y a través de código de colores la tendencia existente en el escenario hipotético A.

Se observa que Rumipamba encabeza las parroquias con mayor potencial económico con 17.79 megavatios (MW) de capacidad instalada, lo que representa un 7.73% de la zona urbana en el Distrito Metropolitano de Quito. En contra parte, Guamaní es la parroquia con menos potencial económico del distrito con una capacidad instalada de 0.21 megavatios (MW) instalados

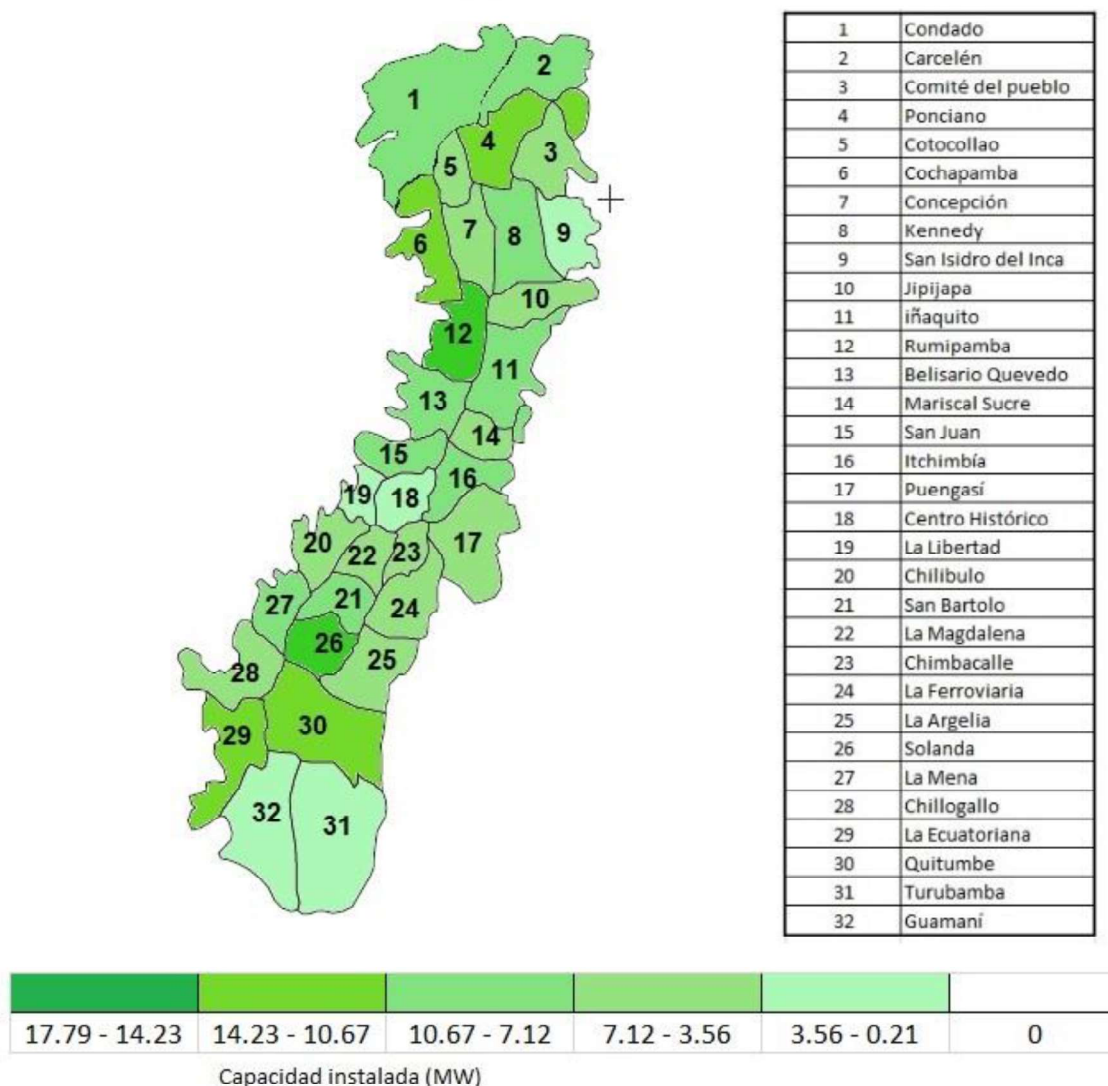


Figura 3.4. Potencial Económico: Capacidad Instalada (MW). Mapa Ilustrativo DMQ. Escenario B

(Fuente: Propia)

En la figura 3.5 se puede observar el mapa del Distrito Metropolitano de Quito con cada una de sus parroquias urbanas identificadas y delimitadas. Se expresa el potencial comercial en términos de capacidad instalada y a través de código de colores la tendencia existente en el escenario hipotético A.

Se observa que Rumipamba encabeza las parroquias con mayor potencial económico con 15.18 megavatios (MW) de capacidad instalada, lo que representa un 6.59% de la zona urbana en el Distrito Metropolitano de Quito. En contra parte, Guamaní es la parroquia con menos potencial comercial del distrito con una capacidad instalada de 0 megavatios (MW) instalados

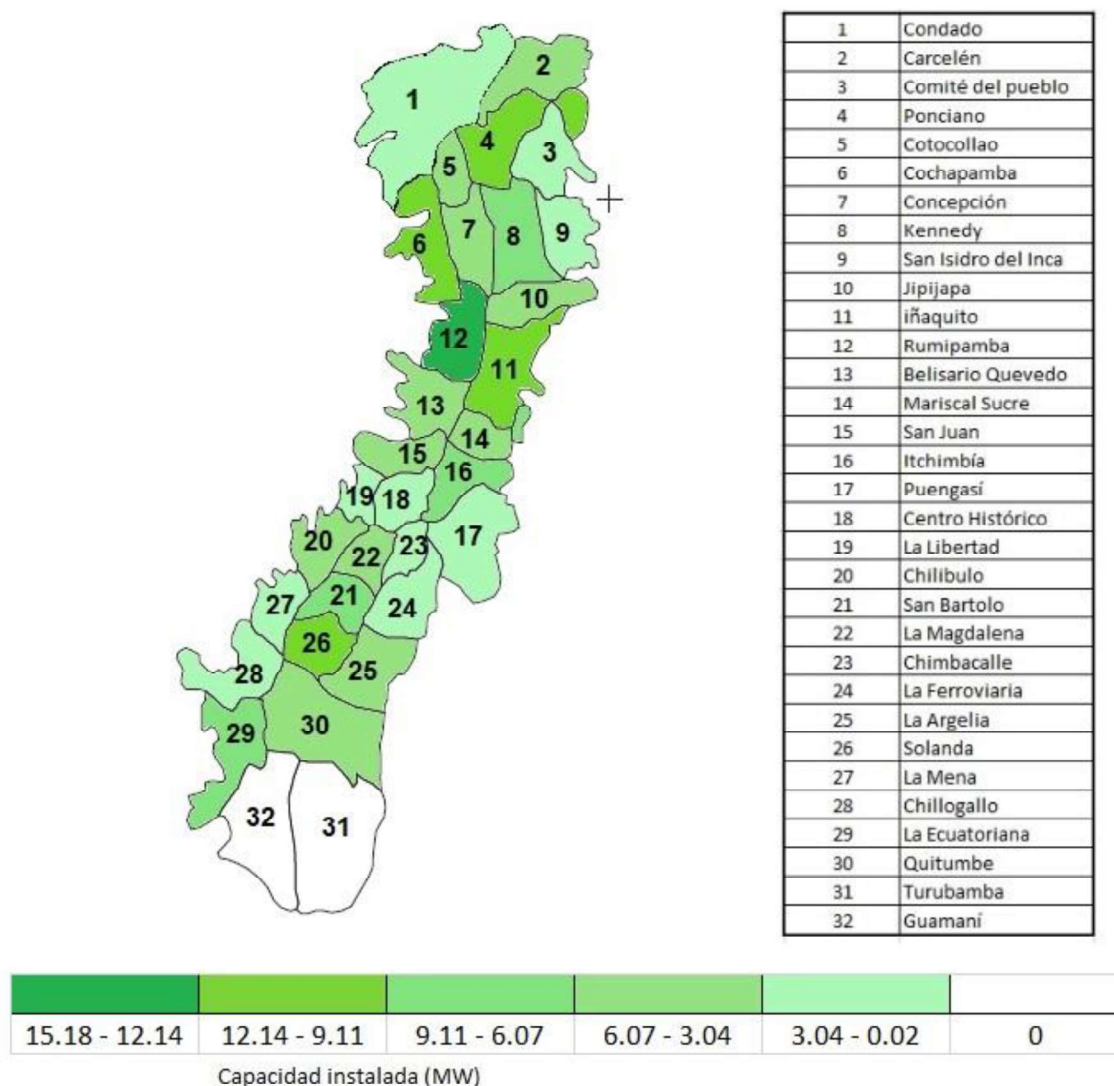


Figura 3.5. Potencial Comercial: Capacidad Instalada (MW). Mapa Ilustrativo DMQ. Escenario B.

(Fuente: Propia)

3.3. Sensibilidad B

En el caso presentado para sensibilidad B en el cual se establece una tarifa de consumo eléctrico de 0.40 USD, se lograría un aumento tanto del potencial económico como comercial. Este potencial se expresa, en términos de energía generada anualmente (GWh) y capacidad instalada (MW) en la tabla 3.6.

Tabla 3.6. Desglose del potencial en términos de generación energética anual y capacidad instalada del DMQ. Escenario B.

Variable	Capacidad & Consumo	Potencial Técnico	Potencial Económico	Potencial Comercial
Energía Generada Anualmente (GWh)	966.33	557.10	310.50	51.47
Capacidad Instalada (MW)	649.03	390.25	209.64	34.63

(Fuente: Propia)

En este caso, el aumento en porcentual en el potencial económico en base a la energía generada anualmente con respecto al consumo eléctrico es 32.13% y en 5.32% en el potencial comercial. Por otro lado, en capacidad instalada con respecto a la capacidad requerida el potencial económico alcanza los 32.30% y 5.34% en potencial comercial.

En la figura 3.5 se observa el mapa del Distrito Metropolitano de Quito, en el cual se expresa el potencial económico en valores de capacidad instalada y mediante código de colores la tendencia existente en la situación hipotética del escenario B.

Se observa que, Rumipamba lidera las parroquias con mayor potencial económico con un 17.29 megavatios (MW) de capacidad instalada, representando un 8.24% del total del Distrito Metropolitano de Quito. Por otra parte, se tiene que Turubamba y Guamaní son las parroquias con menor potencial económico existente del distrito, con una capacidad instalada de 0 megavatios (MW) instalados

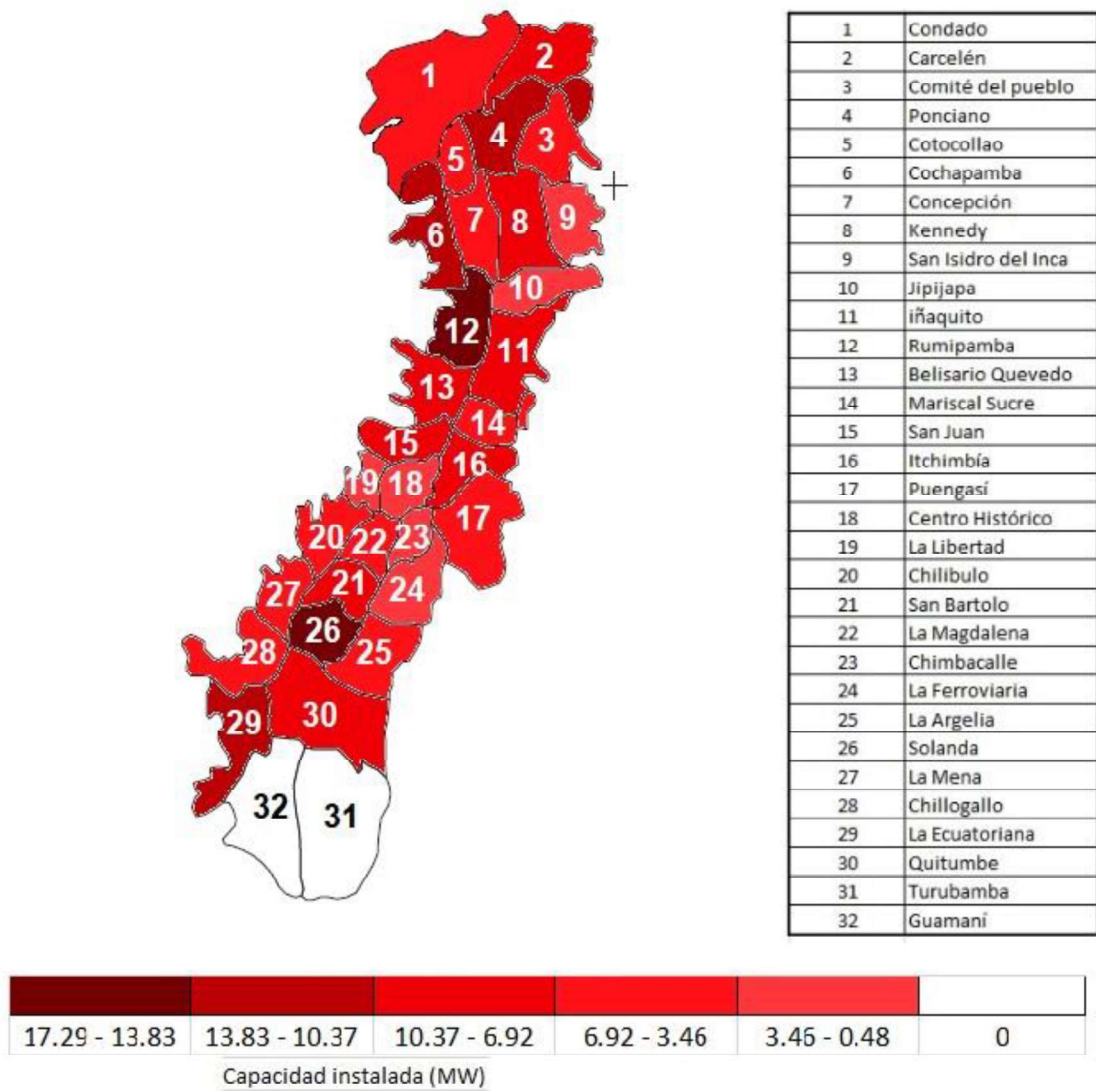


Figura 3.6. Potencial Económico: Capacidad Instalada (MW). Mapa Ilustrativo DMQ.
Escenario B

(Fuente: Propia)

Adicionalmente, en la figura 3.5 se expone el potencial comercial en capacidad instalada para el escenario B en un mapa ilustrativo con código de colores. Se nota que la parroquia con mayor capacidad instalada es Rumipamba, con 7.15 megavatios (MW), representando el 23.14% de la capacidad instalada total del Distrito Metropolitano de Quito. Por otra parte, existen 15 parroquias que presentan potencial comercial nulo (en blanco)

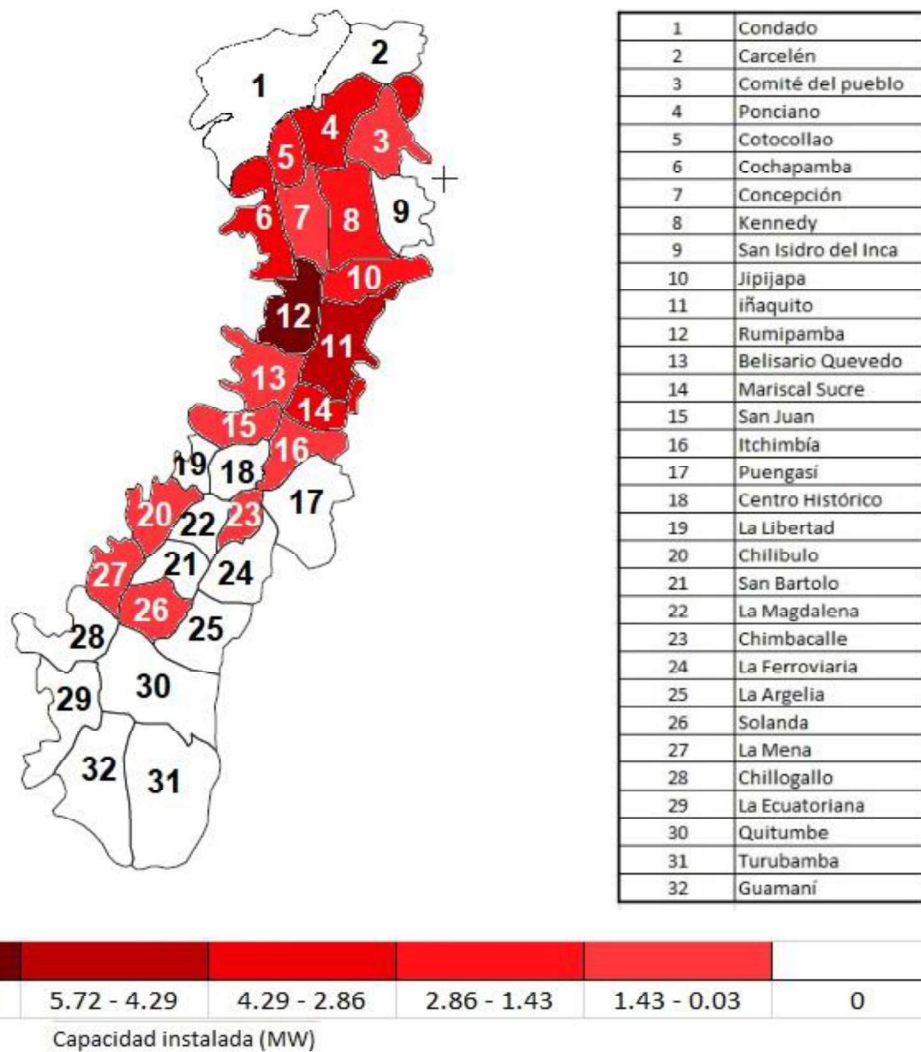


Figura 3.7. Potencial Comercial: Capacidad Instalada (MW). Mapa Ilustrativo DMQ. Escenario B

(Fuente: Propia)

3.4. Sensibilidad C

En el caso planteado para el escenario de sensibilidad C, en el cual se propone una tasa de interés del 8%, se obtuvo que en índices generales de potencial comercial y económico no varían en relación con el caso general.

Sin embargo, en relación con el escenario base, se aprecia un aumento en el valor actual neto para 10 y 25 años, sin embargo, no alcanzan a ser positivo. El aumento, en porcentual se expresa en la tabla 3.7.

Tabla 3.7. Aumento porcentual del Valor Actual Neto Promedio en el escenario B con respecto al caso general.

Variable	Valor actual Neto 10 años [Promedio]	Valor Actual neto 25 años [Promedio]
Caso General	-4779.46	-4262.79
Escenario	-4088.28	-3564.29
Aumento porcentual	14.46 %	16.38 %

Fuente: Propia

3.5. Discusión y análisis de Resultados

En la presente sección se realiza el análisis de manera general y específica para el escenario de estudio y sus variantes como escenarios de sensibilidad.

3.5.1. Resultados Generales

Tabla 3.8. Potencial técnico, económico y comercial: Resumen general.

Escenario	Variable	Potencial técnico	Potencial económico	Potencial comercial
Caso general	Energía generada anualmente (GWh)	557.10	0	0
	Capacidad instalada (MW)	390.25	0	0
A	Energía generada anualmente (GWh)	557.10	343.39	231.93
	Capacidad instalada (MW)	390.25	230.27	154.71
B	Energía generada anualmente (GWh)	557.10	310.50	51.47
	Capacidad instalada (MW)	390.25	209.64	34.63
C	Energía generada anualmente (GWh)	557.10	0	0
	Capacidad instalada (MW)	390.25	0	0

(Fuente: Propia)

En la tabla 3.8. se observa en comparativa los resultados obtenidos en el caso general y sus distintos escenarios alternativos.

El potencial técnico en el distrito metropolitano de Quito para viviendas residenciales en el sector urbano alcanza el 557.10 gigavatios-hora (GWh) de generación eléctrica anual, que representa el 57.65% del consumo energético anual del sector residencial.

Dicho potencial se mantiene constante en todos los casos debido que ninguno de los casos planteados como sensibilidad incide directamente en los parámetros físicos (área disponible) ni en el recurso solar.

En el marco actual, con la inexistencia de un mercado maduro y escasa planificación en el ámbito de la tecnología de microgeneración eléctrica fotovoltaica distribuida el resultado de la existencia de potencial económico y comercial son inexistentes.

En los escenarios alternativos de sensibilidad se planteó casos en los cuales incida directa o indirectamente en ahorro monetario al consumidor y lograr incrementar el valor actual neto en el respectivo periodo de análisis.

Se obtuvo que, de los tres escenarios planteados, dos de ellos A y B lograron incrementar el valor actual neto y presentar potencial económico y comercial mientras que el escenario C se presenta como un parámetro independientemente insuficiente para alcanzar una existencia de potencial económico ni comercial.

3.5.2. Discusión: Escenario A.

En el escenario A, planteado con un precio de 750 USD por kilovatio (kW) instalado, se detalla los resultados en la sección 3.3, mostrando que el potencial económico alcanza en capacidad instalada de 230.27 gigavatios-hora (GWh) anuales o 343.39 gigavatios-hora (GWh) anuales de generación eléctrica.

En comparación al caso general, el precio ofertado para instalaciones fotovoltaicas de microgeneración distribuida presenta un rango desde 2500 USD a 4500 USD por kilovatio (kW) instalado. Con lo cual, en el escenario A presenta una reducción del 70% en el caso más bajo.

El sobrepeso existente se explica por motivos relacionados directamente al mercado actual y directamente por las empresas que ofrecen la tecnología en el país. De manera general, los factores negativos incidentes a nivel de comercialización de la tecnología de

microgeneración fotovoltaica en el país y en comparación al estado a nivel global se presentan en la tabla 3.9.

Tabla 3.9. Factores incidentes mercado nacional y global. Comparativa

Factor	Marco Actual (Ecuador)	Marco Ideal (Europa, USA)
Proveedores	Proveedores no especializados	Proveedores especializados en instalaciones distribuidas
Experiencia	Empresas sin experiencia Empresas recién creadas	Empresas con amplio conocimiento y totalmente establecidas
Elementos	Módulos antiguos Módulos de baja calidad Altos costos de importación	Módulos actuales Marcas de calidad
Riesgo del proyecto	Proyectos con alto riesgo a precios internacionales	Proyectos con medio o bajo nivel de riesgo

(Fuente: Propia)

En Ecuador, se presentan limitado número de proveedores y empresas que ofertan la tecnología fotovoltaica distribuida. En el Anexo 9, se presentan un resumen de los proveedores principales en Ecuador, de los cuales: RenovaEnergy, Proviento e Hidroterm ofertan dicha tecnología a 2000 USD o superior en precio por kilovatio instalado.

Sin embargo, se prevé un crecimiento en pequeñas y medianas empresas emergentes que desplace al mercado actual con proyectos de importación al por mayor y con un mayor nivel de experticia en el área.

3.5.3. Discusión: Escenario B

Para el escenario B, el cual simula un caso con un precio de la electricidad al consumidor de 0.40 USD por kilovatio-hora (kWh), se detalla los resultados en la sección 3.4, mostrando que el potencial económico alcanza en capacidad instalada de 209.67 gigavatios-hora (GWh) anuales o 310.50 gigavatios-hora (GWh) anuales de generación eléctrica.

De manera similar, se muestra que el precio actual de la energía eléctrica al ser subsidiada es un parámetro que incide en gran medida a la factibilidad económica y comercial para el consumidor. En el escenario B, se aumentó 4 veces aproximadamente el precio de la energía eléctrica vigente en el país.

El aumento, por consumo, de la tarifa a nivel residencial no es un común para la población. Sin embargo, el precio simulado en el escenario B, es similar a la tarifa que actualmente pagan en industria al manejar altos consumos eléctricos por lo cual existiría un posible potencial económico y comercial en el sector industrial.

3.5.4. Discusión: Escenario C.

A diferencia del escenario A y B, en el marco del caso C se planteó como incentivo la disminución de la tasa de interés ofertada por las instituciones financieras a un valor del 8%, en relación con préstamos similares de interés gubernamental para el desarrollo como lo son los préstamos del BIESS.

A pesar de la reducción de la tasa de interés del 11.5% al 8%, el financiamiento no es un parámetro que logre cambiar el panorama actualmente.

4. CONCLUSIONES

Mediante el tratamiento de los datos obtenidos del Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de Hogares Urbanos y Rurales (ENIGHUR) se pudo obtener una visión preliminar de la situación económica, social y demográfica del distrito metropolitano de Quito necesaria para el cálculo del potencial técnico, económico y comercial de la ciudad.

El Distrito Metropolitano de Quito engloba una composición heterogénea. El geoprocusamiento de datos permitió agrupar parroquias urbanas con similares características físicas: en relación con el tamaño de manzanas y lotizaciones, así como también la proporción de edificios y viviendas unifamiliares residenciales.

Se utilizó el programa System Advisor Model (SAM) y en base a los datos recopilados fue posible realizar simulaciones de sistemas fotovoltaicos de microgeneración eléctrica sin batería conectados a la red, obteniendo resultados de generación eléctrica y el saldo neto energético-económico mensual.

Se concluye que, en el desglose del potencial, el distrito metropolitano de Quito tiene un potencial técnico en generación de 390.24 gigavatios-hora (GWh) con una capacidad instalada de 557.10 megavatios (MW). Económica y comercialmente, el potencial es nulo, inclusive en las parroquias con mayor demanda energética como Iñaquito.

Al existir potencial técnico pero la inexistencia de potencial económico ni comercial se concluye que los factores que impiden actualmente la implementación de la tecnología no son de características físicas ni de recurso solar sino netamente de comercialización y un mercado inmaduro.

En base al escenario A se observa que, en comparación a los precios altos ofertados actualmente, al presentar precios competitivos a nivel internacional mediante convenios e importación en masa por proveedores y surgimiento de empresas especializadas es posible obtener potencial comercial y económico.

El aumento de la tarifa eléctrica planteado en el escenario B refleja la existencia de potencial económico y comercial, representando que, a nivel residencial, a partir 2500 kWh mensuales aproximadamente, el costo por electricidad justifica la instalación de microgeneración distribuida para su autoabastecimiento.

En el marco actual, el financiamiento por parte de las entidades bancarias o consorcios no es suficiente para lograr la existencia de potencial económico ni comercial aun cuando se reduzca las tasas de interés desde 11.5% al 8%.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] X. 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.
- [2] R. Adib REN, M. Folkecenter, A. Development Bank, M. Eckhart Mohamed El-Ashry David Hales Kirsty Hamilton Peter Rae, and F. Bariloche, “Renewable 2018 Global Status Report,” 2018.
- [3] H. Zsiborács *et al.*, “Economic and Technical Aspects of Flexible Storage Photovoltaic Systems in Europe,” *Energies*, vol. 11, no. 6, p. 1445, Jun. 2018.
- [4] A. N. de E. 2007-2008 Constituyente, *Constitución de la República del Ecuador*. Ecuador, 2008.
- [5] D. de R. T. Nacional, “Resolución No. ARCONEL-042/18,” 2018. [Online]. Available: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/11/ARCONEL-003-18MICROGENERACION.pdf>.
- [6] R. Fu, D. Feldman, R. Margolis, M. Woodhouse, and K. Ardani, “U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2017,” 2009.
- [7] “Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series,” Abu Dhabi, 2012.
- [8] “Irradiación Global Directa y Difusa, en superficies horizontales e inclinadas, así como irradiación directa normal, para la República Mexicana.”
- [9] “Global Solar Atlas - Global horizontal irradiation.” .
- [10] Absolute Steel, “The Case for Solar Energy Parking Lots,” *Knowledge Center*. [Online]. Available: https://www.absoluterv.com/help-and-resources/building_green/case-solar-energy-parking-lots/. [Accessed: 03-Oct-2019].
- [11] R. Margolis, “Energy, Economic, and Environmental Benefits of the Solar America Initiative.”
- [12] SolarWatt España, “Observatorio español del autoconsumo fotovoltaico,” *Grup. Análisis e Investig.*, 2019.
- [13] IRENA, “Renewable energy technologies: cost analysis series,” 2012.
- [14] M. Larrea, U. Castro, and Álvarez Eloy, “Instalaciones fotovoltaicas aisladas y conectadas a la red eléctrica.”
- [15] Revosolar, “Kit solar 10 Kw Aislada - Revosolar,” *Kits fotovoltaicas aisladas*. [Online]. Available: <http://www.revosolar.com/tienda-online-solar/es/kits-fotovoltaicas-aisladas/713-kit-solar-10-kw-aislada.html>. [Accessed: 08-Oct-2019].
- [16] C. Pacheco, “Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica Aplicados a Viviendas

Residenciales en Entorno Urbano.”

- [17] Tecnoverde, “Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red - Tecnoverde,” *APSystem Energy*. [Online]. Available: <https://tecnoverde.cl/4-2-1-sistema-fotovoltaico-conectado-a-la-red/>. [Accessed: 30-Sep-2019].
- [18] Sharma Shruti and Kumar Kamlesh, “Solar Cells: In Research and Applications-A Review,” *SciRes*, pp. 1147–1148, 2015.
- [19] V. Aggarwal, “Solar Panel Efficiency: What Panels Are Most Efficient? | EnergySage,” *energysage*, 2019. [Online]. Available: <https://news.energysage.com/what-are-the-most-efficient-solar-panels-on-the-market/>. [Accessed: 03-Dec-2019].
- [20] S. Proietti, F. Zepparelli, P. Sdringola, and S. Bini, “Life Cycle Assessment of a ground-mounted 1778 kWp photovoltaic plant and comparison with traditional energy production systems,” *Appl. Energy*, vol. 97, pp. 930–943, Sep. 2012.
- [21] V. M. Fthenakis and H. C. Kim, “Photovoltaics: Life-cycle analyses,” *Sol. Energy*, vol. 85, no. 8, pp. 1609–1628, 2011.
- [22] “Life Cycle Assessment and Photovoltaic (PV) Recycling: Designing a More Sustainable Energy System | State, Local, and Tribal Governments | NREL.” .
- [23] MhEducation, “Componentes de una instalación solar fotovoltaica.”
- [24] “¿Cuáles son los problemas comunes en la reparación de paneles solares?,” *NewsSoliclima*, 2018. [Online]. Available: <https://news.soliclima.com/noticias/energia-solar/cuales-son-los-problemas-comunes-en-la-reparacion-de-paneles-solares>. [Accessed: 03-Dec-2019].
- [25] “Solar Panel Series and Parallel Wiring - Pveducation.com.” .
- [26] S. Bortignon, “Regulador de carga solar PR3030,” *Mpptsolar*, 2018. [Online]. Available: <https://www.mpptsolar.com/es/regulador-de-carga-paneles-solares-fotovoltaicos.html>. [Accessed: 03-Dec-2019].
- [27] M. Windows, M. Corporation, K. Hori, and A. Sakajiri, “Technical Information Current /Voltage guide,” pp. 119–121.
- [28] Energy Saving Trust, “Solar inverters,” *energy Sav. Trust*.
- [29] Solar Power World, “Why array oversizing makes financial sense.”
- [30] A. Energy, “DC Loading of PV Powered Inverters.”
- [31] K. Maharaja, P. P. Balaji, S. Sangeetha, and M. Elakkiya, “Development of bidirectional net meter in grid connected solar PV system for domestic consumers,” in *2016 International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability (ICEETS)*, 2016, pp. 46–49.

- [32] P. Gagnon, R. Margolis, Phillips Caleb, and Elmore Ryan, "Rooftop Solar Photovoltaic Technical Potential in the United States: A Detailed Assessment," p. 38.
- [33] K. Bódis, I. Kougias, A. Jäger-Waldau, N. Taylor, and S. Szabó, "A high-resolution geospatial assessment of the rooftop solar photovoltaic potential in the European Union," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 114, p. 109309, Oct. 2019.
- [34] M. Lang and A. Lang, "Overview Renewable Energy Sources Act," 2015.
- [35] J. L. Villada, F. Fuertes, C. Vaca, and D. Cárdenas, *Análisis de las oportunidades de I+D+i en Eficiencia Energética y Energías Renovables en Ecuador. Un enfoque desde el sector académico*. 2016.
- [36] J. Assunção and A. Schutze, "Developing Brazil's Market for Distributed Solar Generation," 2017.
- [37] INEC, "Población por área, según provincia, cantón y parroquia de empadronamiento.," Quito, 2010.
- [38] Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INEC), "Principales Resultados: Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos (ENIGHUR) 2011-2012," 2012.
- [39] Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC) and Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo (SENPLADES), "ECU-INEC-DIES-ENIGHUR-2011-2012v1.4," 2012. [Online]. Available: <https://anda.inec.gob.ec/anda/index.php/catalog/291>. [Accessed: 20-Aug-2019].
- [40] A. de R. y de E. (ARCONEL) Control, "Pliego tarifario para las empresas eléctricas de distribución codificado," 2019.
- [41] Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC), "Cartografía digital 2010," *Cartografía Censal*, 2010. [Online]. Available: <https://www.ecuadorencifras.gob.ec/cartografia-digital-2010/>. [Accessed: 23-Aug-2019].
- [42] Urbanismo.com, "Unifamiliares," *Definiciones*. [Online]. Available: <https://www.urbanismo.com/unifamiliares/>. [Accessed: 20-Aug-2019].
- [43] Google, "Google Earth," 2019. [Online]. Available: <https://www.google.com/intl/es/earth/>. [Accessed: 23-Aug-2019].
- [44] E. M. Chavarrea and I. G. Mera, "DIMENSIONAMIENTO Y ALGORITMO PARA LA DISTRIBUCIÓN DE ELECTROLINERAS ALIMENTADAS POR SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA RECARGA DE BICICLETAS ELÉCTRICAS EN EL DISTRITO METROPOLITANO DE QUITO," 2018.
- [45] E. Acuña and C. Rodríguez, "An empirical study of the effect of outliers on the misclassification error rate," Mayaguez, Puerto Rico, 2004.

- [46] I. A. Uribe, "GUÍA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE TÉCNICAS DE DEPURACIÓN DE DATOS," Universidad Nacional de Colombia, 2010.
- [47] G. Such, M. Bakieva, R. García-Bellindo, and J. . Jornet, "SPSS: Gráficos," Valencia, 2010.
- [48] V. P. Singh, "Normal Distribution," Springer, Dordrecht, 1998, pp. 56–67.
- [49] M. Callejo de la Vega, J. Goñi, and I. Gómez-Chacón, *Educación matemática y ciudadanía*. 2010.
- [50] itl.nist.gov, "Anderson-Darling and Shapiro-Wilk tests," 2013. [Online]. Available: <https://www.itl.nist.gov/div898/handbook/prc/section2/prc213.htm>. [Accessed: 23-Aug-2019].
- [51] C. Laguna, "INFERENCIA PARAMÉTRICA: RELACIÓN ENTRE VARIABLES CUALITATIVAS Y CUANTITATIVAS."
- [52] J. Oliva Contero, "MEDIDAS DE FORMA: ASIMETRÍA Y CURTOSIS. MOMENTOS."
- [53] Gooddata.com, "Prueba de normalidad: Coeficiente de asimetría y curtosis," 2019. [Online]. Available: <https://help.gooddata.com/doc/es/reporting-and-dashboards/maql-analytical-query-language/maql-expression-reference/aggregation-functions/statistical-functions/predictive-statistical-use-cases/normality-testing-skewness-and-kurtosis#NormalityTesting-Skewne>. [Accessed: 23-Aug-2019].
- [54] MathWorks, "Lognormal inverse cumulative distribution function - MATLAB logninv - MathWorks América Latina," 2006. [Online]. Available: https://la.mathworks.com/help/stats/logninv.html?searchHighlight=logninv&s_tid=doc_srchttitle. [Accessed: 23-Aug-2019].
- [55] MathWorks, "Normal inverse cumulative distribution function - MATLAB norminv - MathWorks América Latina," 2006. [Online]. Available: https://la.mathworks.com/help/stats/norminv.html?searchHighlight=norminv&s_tid=doc_srchttitle. [Accessed: 23-Aug-2019].
- [56] T. Otzen and C. Manterola, "Técnicas de Muestreo sobre una Población a Estudio," 2017.
- [57] Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), "ATLAS SOLAR DEL ECUADOR," 2008.
- [58] P. Gilman, A. Dobos, N. Diorio, J. Freeman, S. Janzou, and D. Ryberg, "SAM Photovoltaic Model Technical Reference Update," 2016.
- [59] www.jinkosolar.com, "JKM275PP-60 260-270 Vatios," 2015.
- [60] F. Vaca-Jiménez, S, Morales, C, Ordoñez, "IMPROVEMENTS OF PHOTOVOLTAIC

- SYSTEMS BY USING SOLAR TRACKING IN EQUATORIAL,” pp. 2352–2357, 2017.
- [61] J. Seo, J. Lee, and M. Bollman, “A “Solar City” Strategy Applied to Six Municipalities: Integrating Market, Finance, and Policy Factor for Infrastructure-Scale PV Deployment in Amsterdam, London, Munich, New York, Seoul and Tokyo,” 2015.
- [62] D. C. Jordan and S. R. Kurtz, “Photovoltaic Degradation Rates-an Analytical Review,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 21, no. 1, pp. 12–29, Jan. 2013.
- [63] F. Salvo, M. Ciuna, M. De Ruggiero, and S. Marchianò, “Economic valuation of ground mounted photovoltaic systems,” *Buildings*, vol. 7, no. 2, pp. 1–14, 2017.
- [64] www.bancoprocredit.com.ec, “Financiamiento “EcoCredit”,” [Online]. Available: <https://www.bancoprocredit.com.ec/gestion-ambiental/financiamiento-verde>. [Accessed: 23-Aug-2019].
- [65] WORLD BANK GROUP, “Global Solar Atlas - Downloads.” [Online]. Available: <https://globalsolaratlas.info/downloads/ecuador>. [Accessed: 23-Aug-2019].
- [66] WORLD BANK GROUP, “Global Solar Atlas.” [Online]. Available: <https://globalsolaratlas.info/?c=-0.14828,-78.49076,11&s=-0.152258,-78.48132&m=sg:ghi>. [Accessed: 23-Aug-2019].
- [67] “ORDENANZA DE ZONIFICACIÓN No. 0008.”
- [68] J. Melius, R. Margolis, and S. Ong, “Estimating Rooftop Suitability for PV: A Review of Methods, Patents, and Validation Techniques,” 2013.
- [69] R. Fu, D. Feldman, and R. Margolis, “U . S . Solar Photovoltaic System Cost Benchmark : Q1 2018,” *Nrel*, no. Novmber, pp. 1–47, 2018.
- [70] CAF, “Guía para la Evaluación de Elegibilidad de Financiación de Proyectos de Eficiencia Energética.”
- [71] Asociación Nacional de productores de energía fotovoltaica (ANPIER), “Anuario Fotovoltaico 2019,” p. 151, 2018.
- [72] BIESS, “Préstamos Hipotecarios.”
- [73] MathWorks, “Lognormal Distribution - MATLAB & Simulink,” 2019. .