

Self-Generation Prospective in Ecuador using the LEAP Model

Prospectiva de Autogeneración en el Ecuador mediante uso de Modelo LEAP

Javier Fontalvo¹Paola Ramírez¹Joffre Constante²

¹*Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables, Quito, Ecuador*
E-mail: javier.fontalvo@iner.gob.ec; paola.ramirez@iner.gob.ec

²*CELEC EP Unidad de negocio Coca Codo Sinclair, Quito, Ecuador*
E-mail: joffre.constante@celec.gob.ec

Abstract

Economic and population growth forecasts in Ecuador show that the demand of electric energy will keep a rising trend. One of the schemes intended to contribute with the coverage of future energy demand is electric self-generation, where users produce electricity to satisfy their own requirements through generators installed in the consumption point.

This work presents a methodology to forecast the potential of self-generation with photovoltaic panels installed in the buildings of the country. The maximum available space for panel installation is estimated by taking sections of the properly build area of the residential, industrial, commercial, mixed and others sectors. Penetration of photovoltaic self-generation between 2013 and 2050 is predicted, calculating the evolution of the energy demand in this period with the use of the energy planning software LEAP. The obtained results are compared with those from a no self-generation scenario.

According to the obtained results for 2050, around a 17% of the installed capacity would be represented by photovoltaic self-generation systems, producing around 5.7% of the total electric energy.

Index terms— Self-generation, energy balance, energy prospective, energy chain, solar energy

Resumen

Las proyecciones de crecimiento poblacional y económico en el Ecuador indican que la demanda de energía eléctrica mantendrá una tendencia creciente. Uno de los esquemas orientados a contribuir con la cobertura futura de la demanda energética es la autogeneración eléctrica, en la que los usuarios producen electricidad para satisfacer necesidades propias mediante generadores instalados en el propio punto de consumo.

En este trabajo se presenta una metodología para proyectar el potencial de autogeneración con paneles fotovoltaicos instalados en las edificaciones del país. El espacio máximo disponible para la instalación de paneles es estimado tomando secciones del área propiamente construida de los sectores residencial, industrial, comercial, mixto y otros. La penetración de la autogeneración fotovoltaica es estimada entre los años 2013 y 2050, calculando la evolución de la demanda energética durante este período mediante el uso del software de planeación energética LEAP. Los resultados obtenidos son comparados con los de un escenario sin autogeneración.

De acuerdo a los resultados obtenidos para el año 2050, alrededor de un 17% de la capacidad instalada estaría representada por sistemas de autogeneración fotovoltaica, cubriendo alrededor de 5,7% de la demanda de energía eléctrica total.

Palabras clave— Autogeneración, balance energético, prospectiva energética, cadena energética, energía solar

Recibido: 11-05-2018, Aprobado tras revisión: Fecha 25-07-2018

Forma sugerida de citación: Fontalvo, J.; Ramírez, P.; Constante, J. (2018). "Prospectiva de Autogeneración en el Ecuador mediante uso de modelo LEAP". Revista Técnica "energía". No. 15, Issue I, Pp. 51-61

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

© 2018 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCCIÓN

El crecimiento económico y demográfico de las últimas décadas ha traído consigo un marcado aumento en el consumo de energía a nivel mundial [1]. La energía en sus diferentes formas tiene un papel preponderante en las actividades diarias de los seres humanos, y por tanto es un componente importante de la actividad económica de un país. Sin embargo, su uso también presenta consecuencias negativas como el agotamiento de recursos, afectación al medio ambiente y emisión de gases de efecto invernadero; estas secuelas son marcadas en el caso de fuentes energéticas que usan combustibles de origen fósil [2].

El petróleo, el gas natural y el carbón cubren en la actualidad el 81% de la producción de energía a nivel mundial [3]. Estos combustibles son *commodities* en el ámbito del comercio internacional, por lo que variaciones representativas en sus precios de mercado suele alterar la estabilidad económica de los países [4].

Estas características llevan a los países a examinar atentamente las condiciones de producción y consumo de energía, a través de la creación y fortalecimiento de capacidades de análisis y planificación del sector energético con la intención de alcanzar o mantener el bienestar económico de forma sostenible. Entre estos esfuerzos se hallan estudios estadísticos detallados de producción y uso de energía, como balances energéticos y estudios de prospectiva energética. Estos pueden estar desagregados o presentar información consolidada, ofreciendo una visión técnica de los sistemas energéticos dentro de un país [4].

En el sector energético, la electricidad toma un papel preponderante dentro de la sociedad actual, ya que representa el portador más útil de energía debido al impacto en la sociedad que tiene su gran número de aplicaciones [5]. En comparación con otros portadores energéticos, la electricidad presenta claras ventajas debido a que puede transportar energía de fuentes renovables de manera relativamente simple y eficiente. Adicionalmente, las tecnologías diseñadas para funcionar con electricidad son generalmente más eficientes que aquellas que usan otros energéticos.

La tendencia a nivel global es la de incrementar la participación de la energía eléctrica en la matriz energética, debido a su uso progresivo en tecnologías de uso final (coccción, calefacción, automoción, entre otros) que tradicionalmente han funcionado con otros energéticos. La necesidad de cubrir esta demanda futura de forma sostenible y segura está detrás de la planificación eléctrica actual, a nivel mundial [6], [7].

El sistema eléctrico convencional consta básicamente de una etapa de generación, otra de transmisión y una última de distribución [8]. Dependiendo de la localización de la fuente generadora de electricidad, la generación puede ser centralizada (GC) o distribuida (GD). La GC suele definirse como

aquella en la que la electricidad es producida en masa por generadores centralizados. Estos generadores suelen ser de gran capacidad y encontrarse cerca de los recursos primarios, lo que suele implicar que se hallan alejados de las zonas de consumo. El concepto de generación distribuida entraña mayor dificultad, pero puede ser definida como aquella que produce energía en un punto cercano a la carga que va a servir. Estas centrales suelen estar distribuidas a lo largo de la zona geográfica, y comúnmente tienen menor capacidad que los generadores de GC.

La producción de electricidad históricamente ha seguido un enfoque centralizado. Sin embargo, avances en tecnologías eléctricas anteriormente marginales están causando una mayor inclinación por la GD. Algunas de las ventajas de la GD con respecto a la GC son: mayor confiabilidad, menores pérdidas técnicas, aplanamiento de la curva de carga, mejor factor de potencia, entre otros [1], [9], [10]. Entre las barreras que han permitido su mayor adopción se encuentran los costos de los equipos necesarios para producción eléctrica descentralizada, así como la variabilidad en la producción energética que algunas de estas fuentes presentan por su intermitencia [11].

Una configuración particular de la GD es la conocida como autogeneración fotovoltaica (AG), que consiste en el despliegue de mini centrales fotovoltaicas (FV) sobre techos o tejados de construcciones que pueden ser residenciales, comerciales, industriales, entre otras, para cubrir la demanda propia del inmueble parcial o totalmente, e incluso vender excesos de energía a la red eléctrica [1], [5], [9].

La autogeneración presenta una amplia popularidad en algunos países, donde se promueve la instalación de estos sistemas desde la política pública, con la intención de alentar la transición energética hacia fuentes renovables y obtener una mayor independencia energética. La reducción continua en los precios de producción de paneles fotovoltaicos ha permitido que en algunos países la autoproducción se acerque a la paridad con la red nacional, caso en el que el costo nivelado de la energía (LCOE) producida de manera autónoma deja de ser más caro que el costo de la energía proveniente de la interconexión eléctrica [12], [13], tal como se muestra en la Fig. 1.

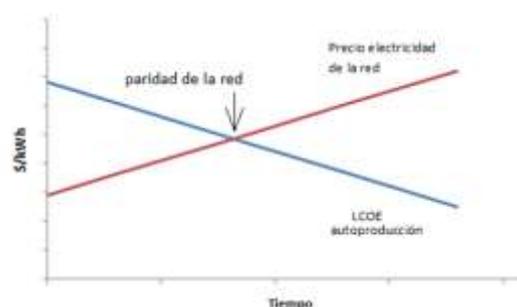


Figura 1: Área máxima destinada a la AG y área donde se concentra la población de Ecuador



Este trabajo presenta un escenario de autogeneración fotovoltaica con horizonte a 2050 para Ecuador. El escenario de AG es desarrollado en el software Long-range Energy Alternatives Planning system (LEAP), un modelo Guiado por demanda en el que se asignan flujos energéticos a las tecnologías de oferta energética con las que cuenta un país [14]. Este trabajo define una metodología para cuantificar el potencial de autogeneración fotovoltaica en el país, que es usado como insumo en LEAP.

Este trabajo se organiza de la siguiente manera. La sección 2 describe el balance energético 2015 del Ecuador y el escenario base de energías renovables sobre el cual se aplica el escenario de AG. La sección 3 desarrolla la metodología para cuantificar el potencial de la AG en Ecuador. La sección 4 presenta los resultados del escenario de AG. La sección 5 detalla la discusión de los resultados, y la sección 6 establece las conclusiones.

2. PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA EN EL ECUADOR

2.1. Balance de Energía

Ecuador actualmente dispone de información de su matriz energética desde 1995 hasta 2015 [15] – [18]. A continuación, se detalla los datos energéticos más representativos para el año 2015.

La producción de energía primaria del Ecuador fue 225 MBEP, de los cuales el 88% fue petróleo, 4% gas natural, 5% hidroenergía y lo restante leña, productos de caña y otras primarias [18].

Las exportaciones del Ecuador sumaron 151.7 millones de barriles equivalentes de petróleo (MBEP), 93.9% de petróleo, con lo restante correspondiente a gasolinas, crudo reducido, fuel oil y electricidad [18]. Las importaciones del Ecuador (50.8 MBEP) fueron principalmente diésel y gasolinas, con 47% y 34% del total de energía importada, seguido de gas licuado de petróleo (GLP), fuel oil, electricidad y jet fuel [18].

La producción de energía secundaria obtenida de los centros de transformación totalizó 64.9 MBEP, 75% de combustibles derivados del petróleo y lo restante de energía eléctrica [18]. El consumo final de energía del Ecuador fue 90.6 MBEP, 32% de diésel, 28% gasolinas, 16% electricidad, 9% GLP, 6% fuel oil y lo restante otros energéticos como gas natural, productos de caña, y leña, etc. [18].

En el contexto de este trabajo es importante el describir la matriz eléctrica del Ecuador, ya que el escenario de AG impactará directamente en ésta. La matriz energética del Ecuador se puede sintetizar de forma gráfica en el diagrama Sankey de la Fig. 2. que señala los flujos de energía primaria y secundaria, así como el uso energético por sector productivo del país.

En cuanto a capacidad instalada, Ecuador presentó en su matriz 5557 MW, de los cuales el 43% fue hidráulica, 28% con motores de combustión interna (ICE), 18% turbo gas, 11% turbo vapor, 0.4% eólica y 0.5% fotovoltaica [18]. En términos de energía eléctrica, en 2015 se generaron 26.5 TWh (16.4 MBEP), de los cuales el 49 % provinieron de fuentes hidráulicas, 47% de térmicas (no renovables), 2% de biomasa, 0.37% de eólica, 0.14% de solar y lo restante se importó [18].

Para sintetizar la matriz eléctrica 2015 de Ecuador se presenta la cadena energética eléctrica en la Fig. 3.

2.2. Escenario Energía Renovable

El Ecuador, mediante el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables (MEER) y el Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables (INER), ha desarrollado varios escenarios energéticos con visión a 2050. Los escenarios llevan los nombres de inercial, base, moderado, fuerte y fuerte renovables, de acuerdo a sus características. El escenario de AG que se desarrolla en este trabajo toma como base al escenario de Fuertes Renovables (FR) debido a que se toma como hipótesis que la autogeneración en el país se llevará a cabo sobre los cimientos de políticas de eficiencia energética ya implementadas y grandes centrales de energía renovable operacionales. Por ello, se detallan las bases del escenario FR en la siguiente sección.

El año base utilizado para los estudios de prospectiva energética realizados es el año 2013. De acuerdo a las proyecciones realizadas por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC), el crecimiento poblacional en el país será de 1,3% anual hasta el año 2035, llegado a este punto la población decrecerá a una tasa de 0,8% hasta 2050, como se detalla en [19].

Dentro de las variables económicas, el Producto Interno Bruto (PIB) es un indicador que se relaciona con el consumo energético de los diferentes sectores. De acuerdo a las proyecciones econométricas realizadas en [20], se asume un crecimiento anual en el PIB de 4% hasta el año 2050.

Otra variable relacionada con la demanda futura de energía es la evolución que se dé en el sector transporte del país. Dadas las tendencias actuales en la industria automotriz, se tomó la hipótesis que el 35% de los vehículos en el país será híbrido en el año 2035, porcentaje que descenderá a 30% en 2050. En el caso de los automóviles eléctricos, se asume que tendrán una participación de 45% al 2050. Otra previsión en el sector transporte es la instalación en el año 2030 de un ferrocarril de carga que desplazará el 25% de camiones de 20 toneladas y 30% de camiones de 40 toneladas. En términos de eficiencia de combustible, ésta mejora en los vehículos de ciclo Otto, diésel e híbridos a 20%, 30% y 25% respectivamente hasta el año 2030 [20], [21].



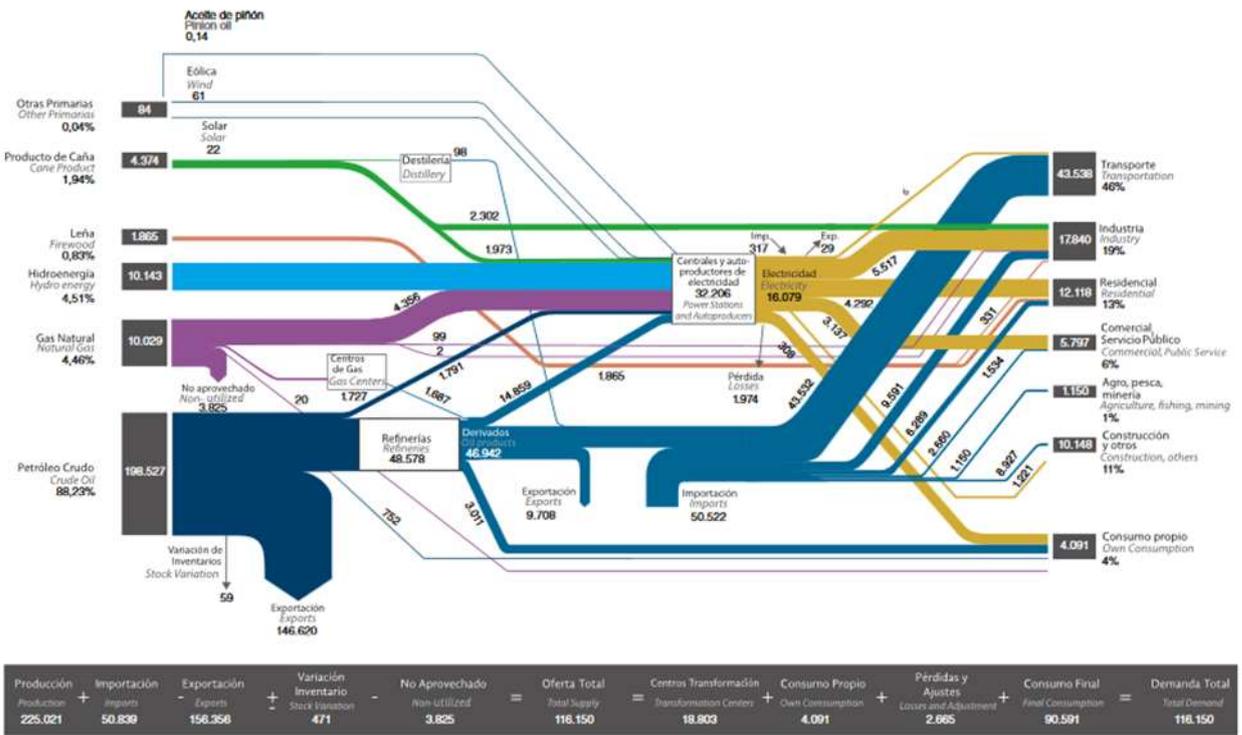
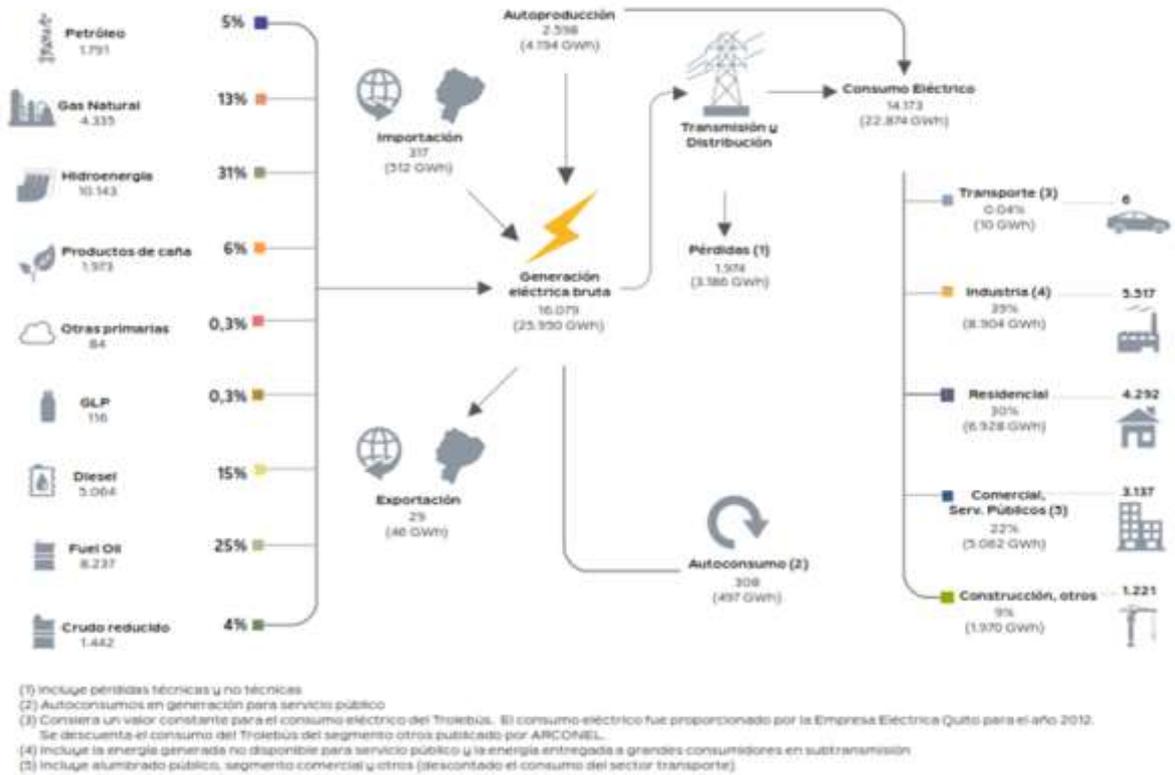


Figura 2: Diagrama Sankey de la matriz energética del Ecuador, 2015 [18]



(1) Incluye pérdidas técnicas y no técnicas
 (2) Autoconsumos en generación para servicio público
 (3) Considera un valor constante para el consumo eléctrico del Troleibus. El consumo eléctrico fue proporcionado por la Empresa Eléctrica Quito para el año 2012. Se descuenta el consumo del Troleibus del segmento otros publicado por ARCONEL.
 (4) Incluye la energía generada no disponible para servicio público y la energía entregada a grandes consumidores en subtransmisión
 (5) Incluye alumbrado público, segmento comercial y otros (descontado el consumo del sector transporte)

Figura 3: Cadena energética eléctrica 2015, Ecuador [18]

Adicionalmente se considera una penetración de bioetanol E10 del 20% del mercado a 2050, así como una de 100% de biodiesel B25 a 2050 [21].

El escenario también contempla el ingreso de industrias básicas de acuerdo a lo especificado en [22] – [25]. En el sector industrial se estima una reducción de la intensidad energética en 20% hasta 2030, así como un incremento en la penetración de la electricidad llegando a cubrir un 15% de las necesidades en consumo de calor y fuerza motriz al 2042 [20].

En el sector residencial, se considera el ingreso de 3 millones de cocinas de inducción en reemplazo de cocinas a GLP hasta el año 2024 de acuerdo a los planes actuales de introducción de esta tecnología. En el caso del calentamiento de agua, se considera un reemplazo hasta llegar al 90% de calentadores eléctricos en 2030 [20].

La transición energética hacia tecnologías de usos finales en base a electricidad tiene su base en la construcción y puesta en funcionamiento de centrales renovables de generación eléctrica, como se destaca en [10], [22]-[25]. Entre las previsiones, adicionalmente se toma una explotación cercana al 100% del potencial hidroenergético del país [20]. En concordancia con la tendencia actual en el área eléctrica del país, es importante destacar que la mayoría de los proyectos renovables están compuestos por proyectos hidroeléctricos, con el restante compartido por las demás tecnologías.

3. METODOLOGÍA PARA AUTOGENERACIÓN

En esta sección se presenta la metodología propuesta para la estimación de potencial de penetración de sistemas de autogeneración fotovoltaica en el país. El escenario de AG en este trabajo hace referencia a la instalación de sistemas de generación fotovoltaica aprovechando el área disponible en techos, tejados, terrazas, etc. de las edificaciones del país. Los datos estadísticos utilizados en este trabajo provienen de fuentes oficiales. La metodología de estimación es la siguiente:

3.1. Cuantificación del área máxima construida que puede ser destinada a paneles fotovoltaicos

En primer lugar, se establece el área total en la que se concentra la población de Ecuador. Se toma para este valor la información proporcionada por el INEC en el Censo de Población y Vivienda 2010, que establece esta área en 2921.74 km² [26]. Se toma la variación anual de esta área con la misma tasa del crecimiento poblacional, lo que da una media de 41.1 m² por nuevo habitante. El crecimiento por habitante se obtuvo de datos históricos de permisos de nuevas construcciones (área del terreno y área construida) y población, calculando así los m²/nuevo habitante [27] – [29].

Además, se desagrega el área total de acuerdo a su sector en las siguientes categorías: residencial (79.75%), comercial (8.36%), industrial (2.96%), mixtas (3.61%) y otros (5.31%) [29]. El sector Mixto hace referencia a construcciones comerciales y residenciales; el sector Otros incluye edificios públicos, edificaciones educativas, hospitales, iglesias, entre otros.

Finalmente, se asume que, del área total de los terrenos, solo el área propiamente construida podrá destinarse a paneles FV, ya que las áreas no construidas tienen otro fin. El porcentaje de área construida por sector es: residencial (69.38%), comercial (87.73%), industrial (57%), mixtas (57.19%) y otros (64.85%) [29]. Estas áreas totales cuantificadas permiten calcular la superficie máxima que podría ser destinada a la AG, encontrándose un total de 2041.3 km² en el año 2010. En la Fig. 4 se presenta la evolución anual del área máxima que puede ser destinada a la AG y además se presenta el área donde se concentra la población de Ecuador.

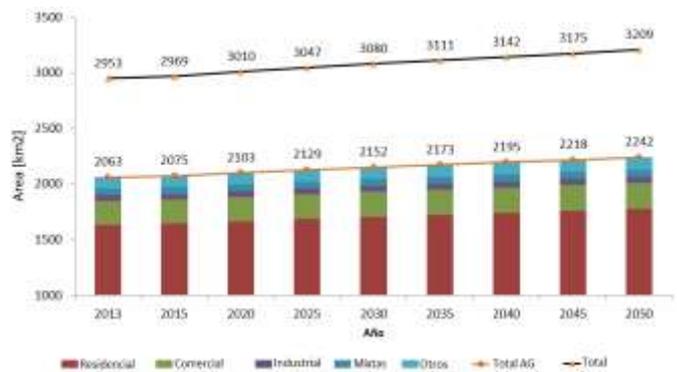


Figura 4: Área máxima destinada a la AG y área donde se concentra la población de Ecuador

3.2. Definición de datos técnicos de paneles fotovoltaicos

Los datos técnicos requeridos son: área máxima de paneles FV, eficiencia del sistema FV y la potencia de los paneles FV. De acuerdo al Atlas Solar del Ecuador, la radiación solar media en el país es 4575 Wh/m²/día [30].

Los paneles fotovoltaicos utilizados en sistemas de generación deben mantener una distancia mínima, de manera que no se generen sombras que bloqueen la luz incidente. Para el cálculo de área máxima que puede ser aprovechada, se encontró en primer lugar la distancia mínima entre paneles, mediante la ecuación (1).

$$d = \frac{h}{\tan(61-\theta)} \quad (1)$$



donde d es la distancia mínima, h la altura del panel respecto a la horizontal y \varnothing la latitud del sitio considerado.

Como valores referenciales se usaron una altura sobre la horizontal de 0.15m [31], un ángulo de inclinación de 15° considerado el valor óptimo para la latitud del país [32], y las dimensiones de un panel estándar de 200 Wp, listadas en 1,55m x 0.8m acorde a [33]. El área máxima para instalación de sistemas FV es calculada en 85% del área total.

La eficiencia del sistema FV está compuesta por el producto de la eficiencia de los paneles FV y la de los inversores. Estos datos fueron obtenidos de hojas técnicas de varios fabricantes para establecer la eficiencia del año base 2013, 10.8% (paneles 14.5% e inversor 92%) [34], [35]. La eficiencia al 2050 es 27.0% (paneles 27.6% e inversor 98%) [36], [37]. Se considera que la eficiencia de los paneles solares crece linealmente, de acuerdo a eficiencias de nuevas celdas FV descritas en reportes de investigación en celdas cristalinas de silicio [38], mientras que la eficiencia de inversores aumenta linealmente hasta llegar a 98% en 2050 [39].

La potencia de los paneles FV escogida como representativa es 133.76 W/m² para 2015, de acuerdo a las hojas técnicas de varios fabricantes [31], [33], [35]. Este valor crece al 2050 en la misma proporción que la eficiencia del sistema FV, llegando a 250 W/m².

La evolución de la densidad de potencia y la eficiencia del sistema FV se presenta en la Fig. 5.

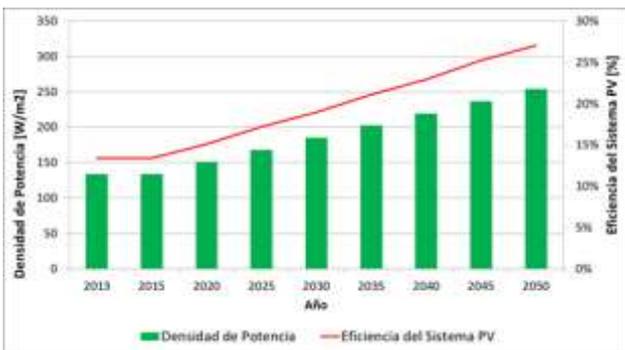


Figura 5: Densidad de potencia y eficiencia de sistemas FV para el escenario de AG

3.3. Establecimiento de porcentaje de penetración de AG por sector

En el sector Residencial se definen dos hipótesis. La primera es colocar AG en 15% de los edificios de acuerdo a [9], mismos que representan 1,73% del total del sector, es decir, $15\% \times 1,73\% = 0,26\%$. La segunda hipótesis es colocar AG en 15% [9] de los consumidores residenciales de los dos estratos de consumo más altos

(alta y media alta, mayor a 1000 y 501 – 1000 kWh/mes, respectivamente), estos constituyen 2,4 % del sector, es decir, $15\% \times 2,4\% = 0,36\%$ [10], [40]. En total, la AG fotovoltaica se implementa en 0,62% del sector residencial.

En el sector Comercial, la hipótesis es colocar AG en 20% [9] de los dos estratos más altos de consumo (muy grandes y grandes, mayor a 2000 y 1001 – 2000 kWh/mes, respectivamente), mismos que representan 5,2% del total del sector comercial [10].

En el sector Industrial, la hipótesis es colocar AG en 20% [9] de las industrias Grandes y Medianas, las cuales representan 88,6% de la participación de ventas, es decir, $20\% \times 88,6\% = 17,72\%$ del total del sector comercial [41].

En el sector Mixto, la hipótesis es colocar AG en 15% [9] de los edificios, estos representan 20,94% del total del sector, es decir, $15\% \times 20,94\% = 3,14\%$.

En el sector Otros, la hipótesis es colocar AG en 15% [9] de los edificios, estos representan 43,04% del total del sector, es decir, $15\% \times 43,04\% = 6,46\%$.

El período de ingreso de la AG para todos los sectores es de 2020 – 2030, considerando que se llega al valor tope de penetración en un lapso de diez años, de acuerdo a lo estimado en [9]. A partir de aquí los valores de AG se mantienen hasta 2050. Estas hipótesis aplicadas a la realidad del país por medio de información tomada de [26] y de [10]. En la Fig. 6 se presenta la evaluación anual de la penetración de AG desagregada por sectores, en relación al área total máxima (total) de la Fig. 3.

Es importante notar que el escenario de AG es función de la población, a mayor población mayor área construida y por lo tanto incrementa la capacidad instalada.

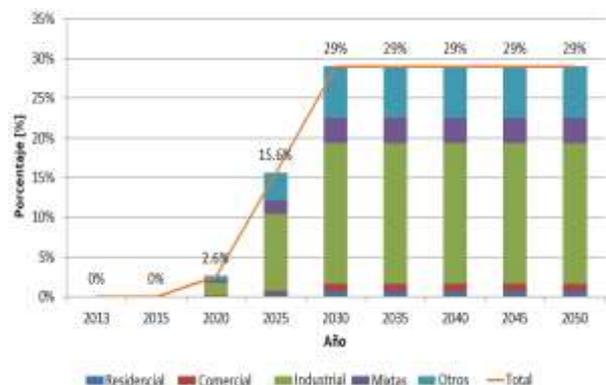


Figura 6: Porcentajes de penetración de autogeneración fotovoltaica en relación al total de área construida en Ecuador

4. RESULTADOS Y DICUSIÓN

La energía generada y la potencia instalada en el caso de AG con paneles fotovoltaicos, se presenta en la Fig. 7 y Fig. 8, respectivamente. La energía generada por esta fuente alcanza 9,34 TWh para el 2050 con una capacidad instalada de 6,96 GW. El factor de planta de estas instalaciones se calcula en 15,32%.

La potencia instalada en autogeneración fotovoltaica en 2050, con las hipótesis tomadas, es representativa al punto de superar la capacidad instalada total en 2016 en el Ecuador que fue de 5,5 GW. Dentro de los sectores de consumo, son el residencial y el industrial los que mayor potencial de producción mediante autogeneración presentan en el período de estudio.

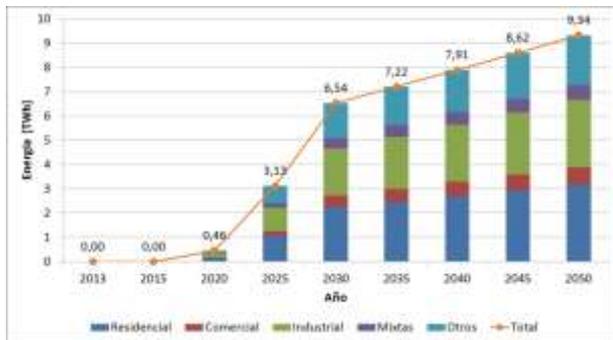


Figura 7: Evolución anual de energía generada con AG fotovoltaica.

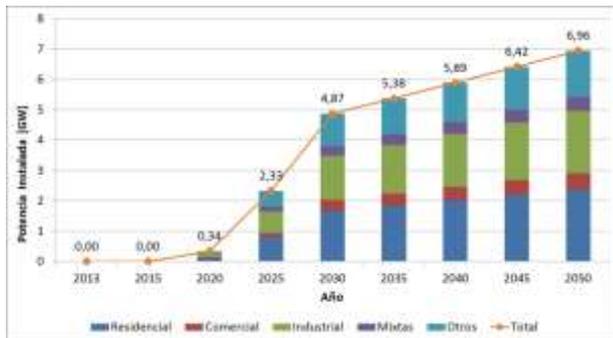


Figura 8: Evolución anual de la capacidad instalada con AG fotovoltaica.

En la Fig. 9 se presenta la comparación de la capacidad instalada entre el escenario FR y AG en el año 2050. Se destaca que el porcentaje de participación de mini centrales en edificaciones es significativo al ubicarse en 17%.

En la Fig. 10 se presenta la comparación de la energía eléctrica generada entre el escenario FR y AG para 2050. Se destaca que el porcentaje de participación de las centrales fotovoltaicas autogeneradoras es significativo, 5,6% del total.

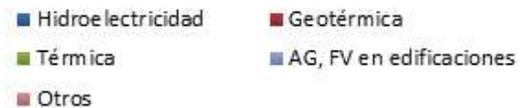
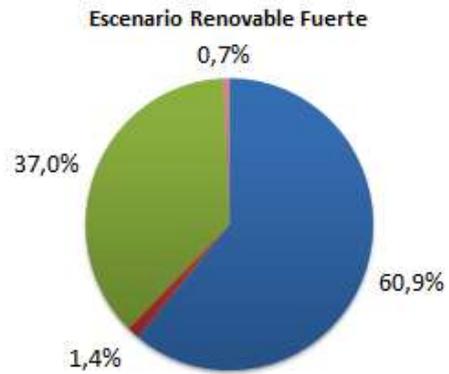


Figura 9: Capacidad instalada de la matriz eléctrica 2050, comparación entre el escenario fuerte renovables y autogeneración.

En la Fig. 11 se presenta la serie temporal 2013 – 2050 con las exportaciones de electricidad en los escenarios FR y AG. Se observa que la AG permite incrementar la oferta, dejando un excedente que puede destinarse a la exportación. Al 2050, las exportaciones son 27,9 TWh frente a 19 TWh del escenario FR, es decir, 47% superior.

En la Fig. 12 se presenta la serie temporal 2013 – 2050 de la autogeneración de cada sector con paneles FV en edificaciones. El sector residencial es el que mayor porcentaje podría generar mediante este sistema, con entre 10 – 12%, seguido del sector industrial con 8 – 10 % y finalmente el sector comercial con 2 – 4%.



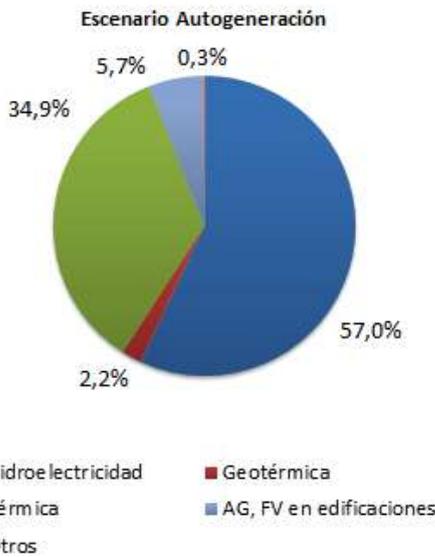
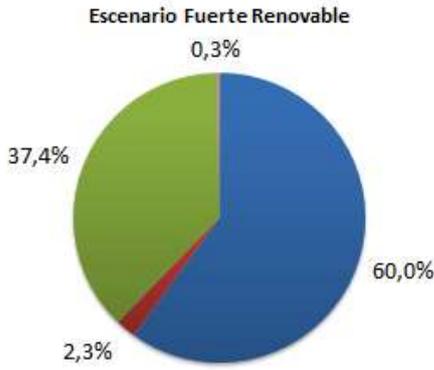


Figura 10: Energía generada en la matriz eléctrica 2050, comparación entre el escenario fuerte renovables y autogeneración

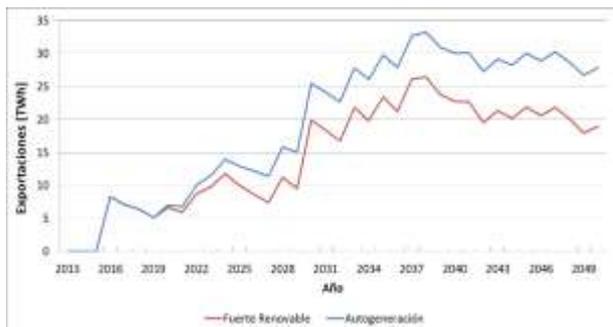


Figura 11: Exportación de electricidad 2050, comparación entre el escenario fuerte renovables y autogeneración.

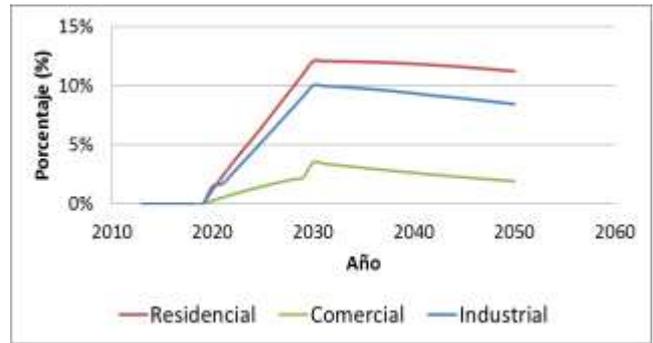


Figura 12: Autogeneración eléctrica con paneles FV de los sectores residencial, comercial e industrial

En la Fig. 13 se puede observar la proyección de la demanda de electricidad en el Ecuador mediante el uso de LEAP. Adicionalmente se incluye para comparación la curva con el porcentaje de energía que sería provista mediante el uso de autogeneradores fotovoltaicos en edificaciones con respecto al total. Se puede observar tal como se indicó anteriormente, que este tipo de generación eléctrica contribuiría con alrededor del 6% de la demanda de electricidad a partir de 2025.

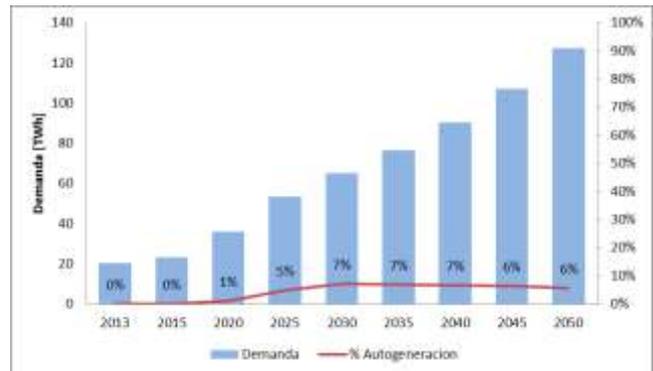


Figura 13: Demanda de electricidad 2013-2050 y contribución porcentual de AG fotovoltaica

En la Fig. 14 se presenta el requerimiento de energía de fuentes primarias para 2050 en los escenarios FR y AG. Se observa que en el escenario FR la energía solar y eólica presenta una participación sumamente pequeña (0,3%), mientras que en el escenario de AG la participación es 8,5% y 0,2% para la energía solar y eólica, respectivamente.

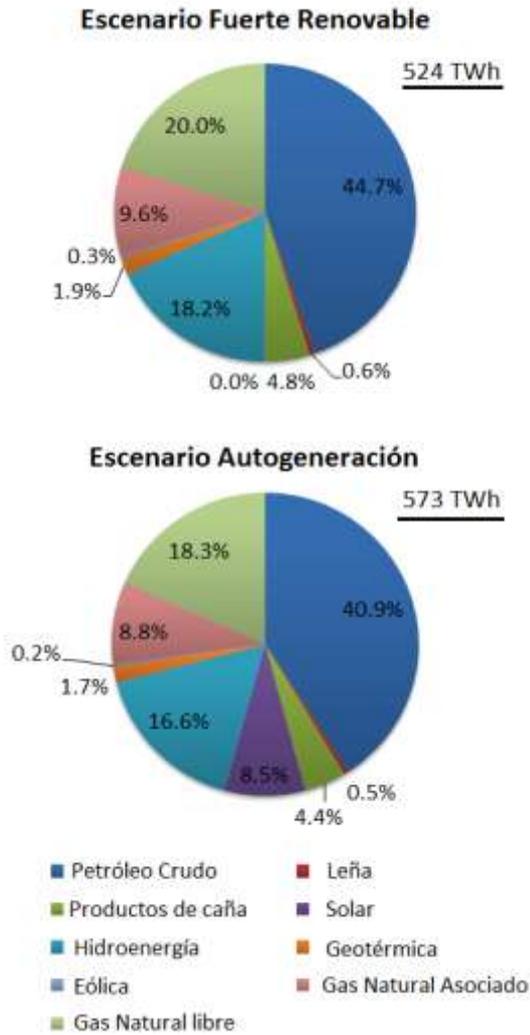


Figura 14: Requerimientos de fuentes primarias, 2050. Comparación entre el escenario fuerte renovables y autogeneración

5. CONCLUSIONES

En el presente trabajo se propone una metodología para cuantificar la contribución de sistemas de autogeneración mediante la instalación de paneles fotovoltaicos en techos y tejados de edificaciones en el país al año 2050. Los resultados obtenidos indican que este tipo de generación puede llegar a ser una opción representativa para cubrir la demanda energética de la población del país mediante el uso de una tecnología descentralizada, limpia y renovable.

El escenario de AG usa un porcentaje del potencial total al basarse en políticas similares de países que actualmente son pioneros en este tipo de producción de electricidad. En los resultados obtenidos, aproximadamente un 6% de la energía eléctrica se generaría mediante AG con paneles fotovoltaicos en 2050, permitiendo reducir el consumo de otros energéticos o incrementar la exportación de electricidad.

El sector residencial es el que más capacidad tiene de implementar AG, seguido por el industrial y el comercial. Este enfoque permite disminuir pérdidas en el transporte de energía y reducir la dependencia de grandes centrales, pudiendo ser estas destinadas a cargas considerables como las industrias básicas o la exportación. Para tener una idea clara, si se colocara paneles FV en 25% del sector residencia, se podría abastecer toda la demanda eléctrica al 2050 (127,2 TWh).

La AG es una de las mejores opciones cuando la generación centralizada ya no abastezca la demanda, además, este escenario no explota el máximo potencial, teniendo un margen de reserva luego de 2050.

Como trabajos futuros se puede refinar la prospectiva de autogeneración tomando en cuenta nuevas tecnologías y esquemas de producción, como en el caso de la implementación de redes inteligentes encargadas de manejar las transacciones de compra-venta de energía de los autogeneradores, el ingreso de equipos de almacenamiento de energía de alta capacidad que permitan mejorar la variabilidad de las fuentes no convencionales, y la interacción en términos de manejo de la demanda como medida de eficiencia energética.

Adicionalmente, se puede ampliar esta metodología para la autogeneración en casos de tecnologías de generación para otras energías renovables, como eólica o de biomasa, si estas empiezan a escalar de manera masiva para su uso en generación distribuida.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] R. Céspedes, "Smart Grids Colombia Visión 2030", Unidad de Planeación Minero Energética. Bogotá: UPME, Abr. 2016.
- [2] K. J. Sreekanth, "Review on integrated strategies for energy policy planning and evaluation of GHG mitigation alternatives," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 64, pp. 837–850, 2016.
- [3] IEA Key World Energy Statistics, International Energy Agency, pp. 6, 2017.
- [4] Olade, "Manual de Estadísticas Energéticas," *J. Chem. Inf. Model.*, vol. 53, pp. 160, 2011.
- [5] Fenercom, "Guía Básica de la Generación Distribuida," Fund. de la Energía Comunidad Madrid, 2007.
- [6] R. V. Kale and S. D. Pohekar, "Electricity demand and supply scenarios for Maharashtra (India) for 2030: An application of long range energy alternatives planning," *Energy Policy*, vol. 72, pp. 1–13, 2014.
- [7] U. Perwez, A. Sohail, S. F. Hassan, and U. Zia, "The long-term forecast of Pakistan's electricity supply



- and demand: An application of long range energy alternatives planning,” *Energy*, vol. 93, pp. 2423–2435, 2015.
- [8] C. Schwaegerl and L. Tao, “The Microgrids Concept,” in *Microgrids Architectures and Control*, N. Hatzigiorgiou, Ed. New York: Wiley, 2014, pp. 1-24.
- [9] B. María-Tomé and S. Pérez, “El consumo energético y la generación distribuida renovable como yacimiento de empleo,” Madrid: ISTAS, 2015.
- [10] ARCONEL and MEER, “Plan Maestro de Electrificación 2012-2021,” Quito: MEER, 2013.
- [11] M. Beaudin, H. Zareipour, A. Schellenberglobe, and W. Rosehart, “Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An updated review,” *Energy for Sustainable Development*, vol. 14, no. 4, pp. 302–314, Dec. 2010.
- [12] I. Porto Olivares, “Estimation of maximum solar photovoltaic potential for self-consumption and its economic implications in Spain by 2030”, M.S. thesis, Esc. Sup. Técnica de Ing., Universidad Pontificia Comillas., Madrid, 2015.
- [13] H. Wirth, “Recent Facts about Photovoltaics in Germany” Fraunhofer, Freiburg, Germany, Feb. 2018.
- [14] N. Di Sbroiavacca, “El Modelo LEAP, principales características y su aplicación en el diseño de Políticas Energética y Ambientales” Fundación Bariloche, La Serena, Chile, Jun. 2013.
- [15] Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos, “Balance Energético Nacional 2013” MICSE, Quito, Ecuador.
- [16] Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos, “Balance Energético Nacional 2014” MICSE, Quito, Ecuador.
- [17] Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos, “Balance Energético Nacional 2015” MICSE, Quito, Ecuador.
- [18] Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos, “Balance Energético Nacional 2016” MICSE, Quito, Ecuador.
- [19] Instituto Nacional de Estadística y Censos, “¿Cómo crecerá la población del Ecuador?” INEC, Quito, 2010.
- [20] Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables, “Escenarios de prospectiva energética para Ecuador a 2050”, Quito, 2016. ISBN 978-9942-8620-4-4
- [21] Ministerio de Recursos Naturales No Renovables, “Plan Maestro de Hidrocarburos,” Quito, 2013.
- [22] Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos, “Catálogo de inversión para proyectos estratégicos 2012”, MICSE, Quito, Ecuador.
- [23] Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos, “Catálogo de inversión para proyectos estratégicos 2013”, pp.91, MICSE, Quito, Ecuador.
- [24] Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos, “Catálogo de inversiones de los sectores estratégicos 2015-2017”, pp.63, MICSE, Quito, Ecuador.
- [25] Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos, “Catálogo de inversiones de los sectores estratégicos 2014-2017” MICSE, Quito, Ecuador.
- [26] Instituto Nacional de Estadística y Censos [Online]. Available: <http://www.ecuadorencifras.gob.ec> [Accessed: 02-Apr-2018].
- [27] INEC, “Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los hogares urbanos y rurales 2011-2012”, INEC, Quito, Ecuador.
- [28] INEC, “Encuesta Anual de Edificaciones (Permisos de Construcción) 2012”, p. 168, INEC, Quito, Ecuador.
- [29] INEC, “Anuario de edificaciones (permisos de construcción) 2014”, INEC, Quito, Ecuador.
- [30] ARCONEL, “Atlas Solar del Ecuador con fines de generación eléctrica”, pp. 1–51, Quito, 2008.
- [31] Yingli Solar PV Modules, “Installation and User Manual”, Yingli Solar, December 2011.
- [32] O. Idowu, O. Olarenwaju, and O. Ifedayo, “Determination of optimum tilt angles for solar collectors in low-latitude tropical region” *Int. Journal of Energy and Environmental Engineering*, vol. 4, art. 29, 2013.
- [33] Simax, “Simax 125 Monocrystalline Solar Module”, [http://www.proviento.com.ec/SM572\(165W-195W\).pdf](http://www.proviento.com.ec/SM572(165W-195W).pdf), [Accessed: 01-May-2018].
- [34] Zonhan, “Paneles solares ZW-50P”, [http://www.proviento.com.ec/SM572\(165W-195W\).pdf](http://www.proviento.com.ec/SM572(165W-195W).pdf) [Accessed: 01-May-2018]
- [35] Gioco Solutions, “Paneles fotovoltaicos flexibles”, http://www.proviento.com.ec/GIOCO_policristalin_esp.pdf [Accessed: 01-May-2018]
- [36] Samlex, “DC-AC inverter with transfer switch” <http://www.proviento.com.ec/ST1000-124.pdf> [Accessed: 01-May-2018]



- [37] SMA, “Sunny Boy 1200/ 1700/ 2500/ 3000”, http://www.proviento.com.ec/SB1200_3000es.pdf [Accessed: 01-May-2018]
- [38] National Renewable Energy Laboratory (NREL), <https://www.nrel.gov/pv/assets/images/efficiency-chart.png> [Accessed: 01-May-2018].
- [39] National Renewable Energy Laboratory (NREL), “A review of PV inverter technology cost and performance projections”, NREL, Burlington, USA, January 2006.
- [40] INEC, “Encuesta de Estratificación del Nivel Socioeconómico NSE 2011”, INEC, Quito, Ecuador.
- [41] INEC, “Directorio de Empresas y Establecimientos”, pp.49, INEC, Quito, Ecuador.



Javier Fontalvo Díaz.- Nació en Quito, Ecuador en 1986. Recibió el título de Ingeniero Electrónico en la Escuela Politécnica Nacional en 2011; de Master en Sistemas y Control de la Universidad de New South Wales, Australia en 2016.

Actualmente se desempeña como analista técnico en el Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables, con intereses de investigación en el desarrollo de modelos prospectivos de sistemas energéticos y control de electrónica de potencia en sistemas de energía renovable.



Paola Ramírez Peñaherrera.- Nació en Quito, Ecuador en 1985. Recibió su título de Ingeniera Química en la Universidad Central del Ecuador en 2012; es maestrante de Gestión y Planificación Ambiental en la Universidad

Tecnológica Indoamérica. Actualmente se desempeña como analista técnico en el Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables, con intereses de investigación relacionados con la planificación energética y cambio climático.



Joffre Constante Segura.- Nació en Quito, Ecuador en 1991. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Universidad Politécnica Salesiana, en 2013; y de Magister en Eficiencia Energética de la Escuela Politécnica Nacional, en 2016. Trabajó en el Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías

Renovables, INER, en temas relacionados a calidad de energía, movilidad eléctrica marítima, eficiencia energética, prospectiva energética, etc. Posteriormente laboró en la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, ARCONEL, realizando estudios de costos y pliegos tarifarios. Actualmente trabaja en un convenio entre CELEC EP COCA CODO SINCLAIR y el Operador Nacional de Electricidad, CENACE, en la Subgerencia de Investigación y Desarrollo, para el proyecto de Sintonización de PSS.