



MAPA SOLAR

del Ecuador 2019

MAPA SOLAR

del Ecuador 2019

Autores:
Diego Vaca-Revelo
Freddy Ordóñez

Colaboradores:
Jesús López-Villada

Diseño gráfico y editorial:
Yessenia Yaguana

Fotografía editorial:
Valeria Ordóñez

Este trabajo ha sido realizado dentro del proyecto de investigación de la EPN:PIMI 15-06.

Para consulta y descarga de datos metereológicos de las estaciones de la EPN, dirigirse a: meteo-scinergy.epn.edu.ec



ÍNDICE

Prólogo	3
Introducción	4
Antecedentes	4
Actualización del mapa solar del Ecuador	5
Metodología	5
Estimaciones satelitales de irradiación solar	5
Mediciones terrestres de irradiación solar	6
Metodología de comparación	7
Resultados	8
Estimación del error	8
Recurso solar en el Ecuador	9
Mapas	11
La radiación solar	11
Irradiación solar global horizontal (GHI) anual	12
Irradiación solar directa normal (DNI) anual	13
Irradiación solar difusa horizontal (DHI) anual	14
Irradiación solar global (GHI) y directa (DNI) mensual	15
Bibliografía	27



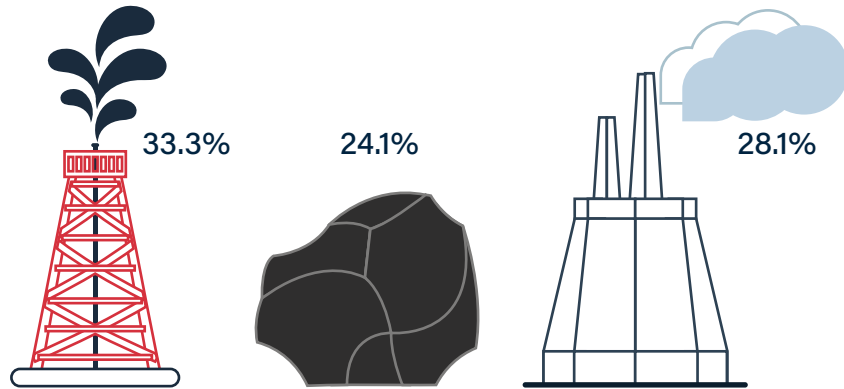
PRÓLOGO

A día de hoy, no hay ninguna duda de la importancia que el cambio climático tiene en las economías de todo el mundo. Por tanto, debería ser una prioridad para todo el mundo el reducir emisiones de gases invernadero a la atmósfera. Una herramienta clave en esa reducción es el desarrollo de las energías renovables, que han revolucionado ya las matrices energéticas eléctricas de todo el mundo, en especial gracias a la bajada de costos de la tecnología fotovoltaica. Es de esperar que esta revolución fotovoltaica también llegue a Ecuador. Tampoco se debe olvidar el potencial de la energía solar en descarbonizar procesos industriales, tanto con aplicaciones fotovoltaicas como térmicas. Para que este desarrollo se dé de manera sólida, creando mercados y soluciones robustas, han de conocerse los datos de radiación solar de manera fiable y bancable. Estos datos permiten identificar las soluciones solares más adecuadas para cada situación, así como el acceso a financiamientos favorables. En el presente documento se presenta una actualización de valores de radiación de Ecuador. El trabajo, desarrollado por la Escuela Politécnica Nacional de Ecuador, se ha realizado con rigor y calidad, utilizando los datos más actualizados disponibles del NREL y validando los resultados con datos de estaciones meteorológicas. Confío que la industria encuentre en esta información el valor inherente, y que de esta manera se potencie el desarrollo de energía solar en el Ecuador.

Dra. Mercedes Ibarra
Directora del grupo de Energía Solar Térmica
Fraunhofer Chile Research
Center for Solar Energy Technologies (CSET)



El consumo mundial de energía primaria está continuamente aumentando, siendo los combustibles fósiles (petróleo, carbón y gas natural) la energía primaria más consumida. En el 2016 el consumo mundial de energía primaria fue de 13276 Mtep/año, y de este consumo el 33.3%, 28.1% y 24.1% correspondieron a petróleo, carbón y gas natural, respectivamente [1]. Por otro lado, algunos autores sugieren que el pico del petróleo ya ha sido alcanzado y que la producción mundial de petróleo disminuirá en los próximos años [2]. En este contexto, las energías renovables, especialmente la energía solar, pueden cumplir un rol fundamental en la provisión futura de energía limpia.



Ecuador al estar localizado sobre la línea ecuatorial, tiene algunas ventajas para el aprovechamiento de la energía solar. Como ejemplo se puede mencionar que no existe una variación apreciable del recurso solar a lo largo del año, lo que reduce la necesidad de grandes acumuladores de energía. A pesar del gran potencial solar que tiene el país, la participación de la energía solar en la matriz energética nacional es muy baja. En 2016, la generación de energía solar fotovoltaica fue apenas de 35.8 GWh, lo que representa solo el 0.15% de la energía eléctrica consumida en el país [3]. Adicionalmente, pocos estudios se han hecho acerca del recurso solar o sobre el potencial de implementación de tecnologías solares en Ecuador [4,5]. En general, en estos estudios se han usado datos estimados de irradiación solar, debido al limitado acceso a datos medidos por estaciones meteorológicas. Con el objetivo de impulsar la implementación de tecnologías solares en el Ecuador, es de vital importancia conocer con una buena precisión el recurso solar.

Antecedentes

En 2008, el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) publicó el "Atlas solar del Ecuador con fines de generación eléctrica". Este atlas fue elaborado empleando promedios mensuales y anuales de estimaciones satelitales de irradiación solar tomados de la base de datos de radiación solar del Laboratorio de Energías Renovables (NREL) de Estados Unidos, estimados con el modelo CSR (Climatological Solar Radiation Model) [6]. Debido a que la malla de estas estimaciones es muy grande (40x40 km), un

algoritmo para interpolar los datos a una malla más pequeña fue desarrollado. En el 2015, el NREL afinó sus modelos de estimación espacial de 4 x 4 km [7]. La nueva base de datos, al tener una resolución geográfica considerablemente mayor y un modelo matemático mejorado (Physical Solar Model, PSM), presenta estimaciones más confiables.

Actualización del mapa solar del Ecuador

En el presente mapa solar del Ecuador, el nuevo modelo de irradiación solar propuesto por el NREL fue comparado con mediciones de irradiación global horizontal (GHI) de 41 estaciones meteorológicas pertenecientes a la Secretaría de Medio Ambiente del Distrito Metropolitano de Quito (DMQ), el Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INAMHI) y el Instituto de Investigación Geológico y Energético (IIGE). Estas comparaciones nos permiten conocer la precisión de dichas estimaciones y con ellas poder actualizar el mapa solar del Ecuador.

Metodología

Estimaciones satelitales de irradiación solar

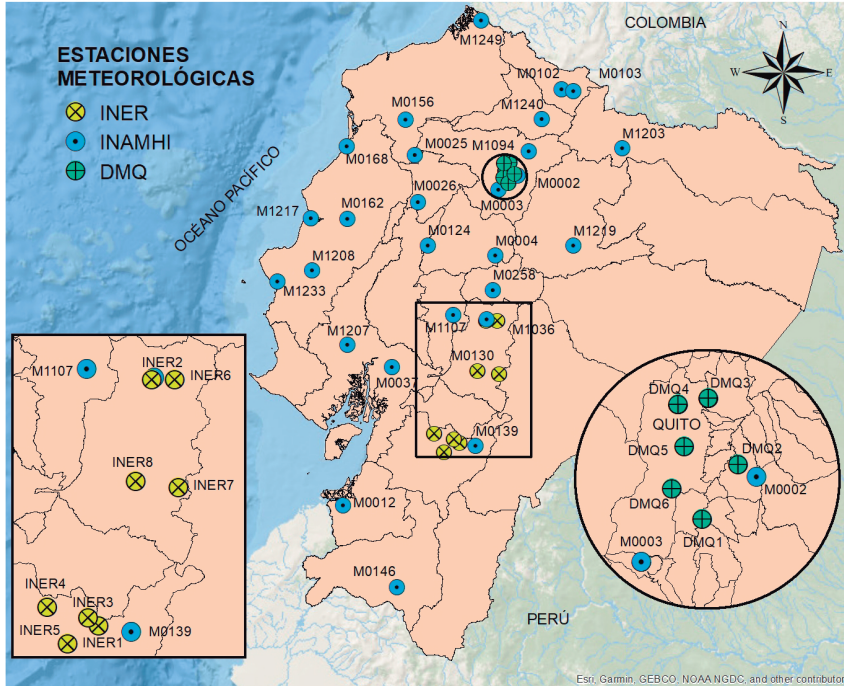
El NREL para realizar estimaciones satelitales de irradiación solar utiliza el algoritmo de dos pasos PSM (Physical Solar Model), el cual fue desarrollado en colaboración con la Universidad de Wisconsin y el National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) [8]. Este modelo utiliza imágenes captadas por los satélites GOES-WEST

los cuales se encuentran localizados sobre la línea ecuatorial a 75°W y 135°W, respectivamente. Debido a la posición de los satélites, las estimaciones cubren el área entre las longitudes 25°W y 175°W, y entre las latitudes -20°S y 60°N [8]. Las imágenes satelitales son tomadas en cinco bandas de longitud de onda: banda visible (0.64 μm) con 1 km de resolución y bandas infrarrojas (3.9 μm , 6.5 μm , 10.7 μm y 12 μm) con 4 km de resolución [9]. Estas imágenes son insumos para el algoritmo AVHRR (Advanced Very High Resolution Radiometer) PATMO-x (Pathfinder Atmospheres -extended), que estima propiedades de nube [10]. Adicionalmente, el modelo toma datos de vapor de agua, perfiles de presión y temperatura del proyecto MERRA (NASA), de albedo de nieve del National Snow and Ice Data Center y del albedo de superficie, aerosoles y ozono de los satélites MODIS, MISR y TOMS, OMI [8]. Todos estos datos son usados por el PSM para numéricamente resolver la ecuación de transferencia radiativa y encontrar la difusión y transmisión de la radiación a través de la atmósfera terrestre.

En este sentido, el modelo se subdivide en escenarios con cielo nublado y cielo despejado. Para cielo nublado, la GHI se calcula utilizando el modelo FARMS, ingresando las propiedades de nube y el espesor óptico de vapor de agua precipitable, mientras que para cielo despejado, la GHI y la DNI son obtenidos mediante el modelo de cielo despejado (clear sky, REST2) [7, 11]. Este modelo ha sido validado usando mediciones terrestres de siete estaciones localizadas en EUA [12]. Recientemente, Ordóñez et al. han realizado validaciones de esta base de datos para zonas andinas ecuatoriales [13].

Mediciones terrestres de irradiación solar

Por otra parte, se utilizaron datos de irradiación global horizontal (GHI) tomados de 41 estaciones meteorológicas pertenecientes al DMQ, el INAMHI y el IIGE para compararlos con las estimaciones satelitales.



El DMQ mide la GHI en seis estaciones distribuidas a lo largo de la ciudad de Quito. Estos datos son accesibles al público y van desde 2004 hasta 2006 y de 2007 hasta 2015. Para las comparaciones en este trabajo se usaron el segundo grupo de datos. Así mismo, el INAMHI cuenta con una amplia red de estaciones meteorológicas que miden la GHI. Si bien esta institución viene trabajando por más de 50 años, solamente a partir de 2014 están midiendo irradiación global horizontal (GHI).

Finalmente, en 2014 el IIGE implementó algunas estaciones meteorológicas, que entre las variables medidas está la GHI. Estas estaciones están localizadas cerca de las ciudades de Riobamba y Cuenca. En la siguiente figura se muestra la ubicación de estas estaciones sobre el mapa del Ecuador.

La mayoría de las estaciones meteorológicas usadas en la comparación, usan piranómetros de primera clase (ISO 9060) [14]. Adicionalmente, tanto el INAMHI como el IIGE implementaron estos piranómetros en 2014, lo que asegura su calibración en el período de comparación. En cuanto a sus protocolos de mantenimiento, el DMQ contempla una inter-comparación anual, lo que asegura la fiabilidad de sus mediciones. Así mismo, se prevé la limpieza de los domos de forma mensual. Por otro lado, el INAMHI realiza una calibración y limpieza dos veces por año. En las comparaciones, se notó que estos largos periodos de limpieza previstos pueden incidir en la precisión de las mediciones. Finalmente, el IIGE delegó la operación de sus estaciones a la Universidad Politécnica del Chimborazo (ESPOCH) y a la Univesidad Politécnica Salesiana (UPS). No existen registros de calibración ni limpieza para estas estaciones durante 2015, lo que tuvo como consecuencia que algunas de ellas presenten imprecisiones en sus medidas. En las comparaciones que se presentan más adelante, constan solamente aquellas que cumplieron los requisitos de fiabilidad de sus mediciones. En la siguiente tabla se muestran la marca y modelos de los piranómetros implementados en las diferentes estaciones usadas en esta comparación.

Institución	Número de estaciones	Marca y Modelo	Clases ISO
DMQ	6	Kipp&Zonen CM3	Segunda Clase
INER	8	Kipp&Zonen CMP6	Primera Clase
INAMHI	25	Hukseflux SR11	Primera Clase
	2	Kipp&Zonen CM3	Segunda Clase

Metodología de comparación

Para cuantificar la precisión de las estimaciones satelitales de GHI dadas por la NSRDB respecto a las mediciones terrestres para regiones ecuatoriales, se utilizaron indicadores estadísticos de dispersión (root mean square error (RMSE) y mean bias error (MBE)) [15]. En las ecuaciones 1 y 2 se muestra su forma de cálculo.

$$1) \text{ RMSE} = \sqrt{\frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_{e,i} - x_{m,i})^2}{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_{m,i}^2}} \times 100$$

$$2) \text{ MBE} = \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_{e,i} - x_{m,i})}{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_{m,i}} \times 100$$

donde n es el número de datos, $x_{m,i}$ es el i-ésimo dato medido y $x_{e,i}$ es el i-ésimo dato estimado. Adicionalmente, para verificar la bondad de ajuste de las dos series de datos, se utilizó el test de Kolmogorov-Smirnov (KS test). Este test ha sido ampliamente usado para validar datos de radiación solar estimados y medidos [16, 17]. En él se usa un indicador estadístico D definido como la máxima diferencia absoluta entre las funciones acumuladas de los datos estimados y medidos ($S(x_i)$ y $R(x_i)$, respectivamente).

$$3) \text{ D} = \max |S(x_i) - R(x_i)|$$

Si el indicador D es menor que un valor crítico V_c , las dos series pueden ser consideradas estadísticamente similares. El valor crítico depende del número de datos y puede ser calculado según las ecuaciones 4 y 5 para un nivel de significancia de 0.01 [18].

$$4) \quad V_c = 0.45 \quad n=12$$

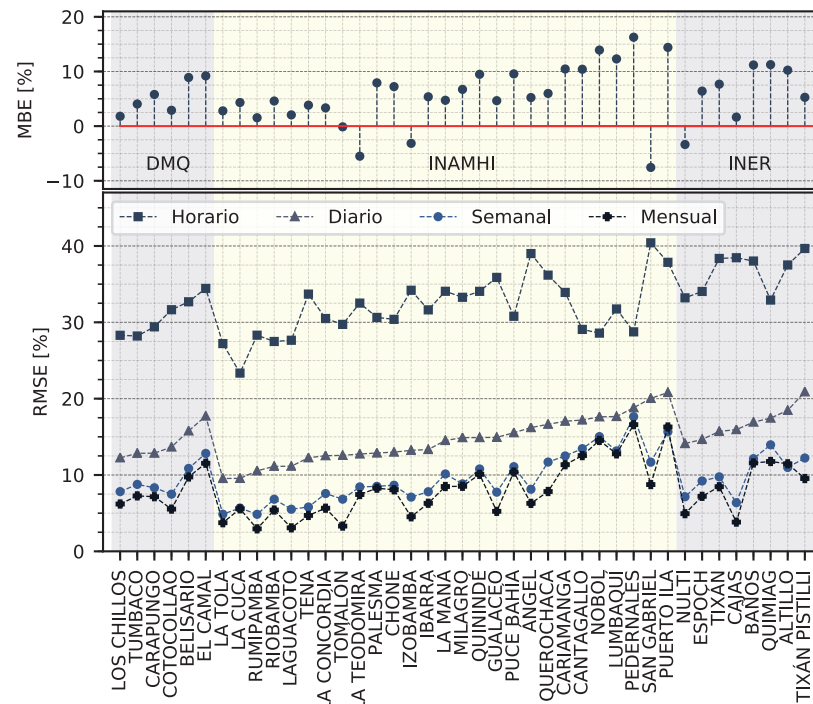
$$5) \quad V_c = \frac{1.63}{\sqrt{n}} \quad n \geq 35$$

El valor crítico de 12 datos fue usado solamente para las comparaciones mensuales, ya que se cuenta solamente con datos de un año en la mayoría de las estaciones.

Resultados

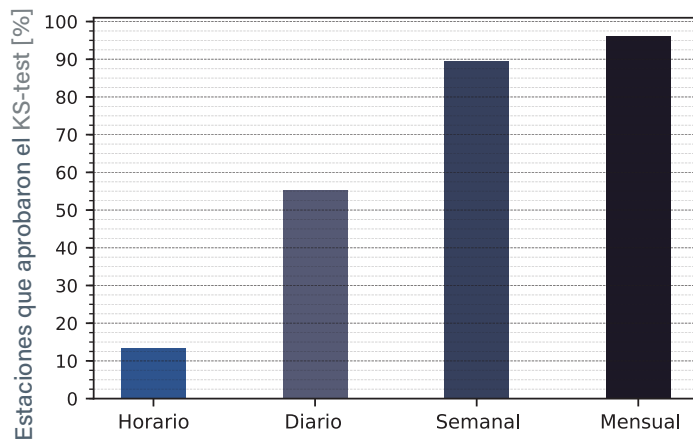
Estimación del error

En la siguiente figura se muestran los indicadores de dispersión (RMSE y MBE) para la comparación de los datos medidos y estimados de GHI, separados en series horarias, diarias, semanales y mensuales.



La comparación muestra que el RMSE en base horaria alcanza valores entre el 30-50%. Esto sugiere una baja confiabilidad en el uso de este modelo en esta base (en otras palabras, el modelo no está adaptado para estimar la GHI para una hora específica). Sin embargo, en base diaria, casi la totalidad de las estaciones presentan RMSE menores a 20%. Esto implica una alta confiabilidad en el uso de estos datos en base diaria.

Las comparaciones en base semanal y mensual muestran dispersiones aún menores, lo que implica una confiabilidad aún mayor. Respecto al MBE, al ser una resta simple, este coincide en todas las bases. Un valor positivo de este indicador significa una sobre-estimación del modelo frente a las mediciones. En 36 de las 41 las estaciones este valor es positivo, lo que indica que el modelo sobre-estima el recurso solar en este mismo valor. En promedio, el sesgo de la comparación (error MBE) es del 8%. Finalmente, se realizó el KS test con los datos de las 41 estaciones para verificar su ajuste. El 55%, 90% y 95% de las estaciones pasaron el test en bases diarias, semanales y mensuales, respectivamente. Estos resultados nos indican que los datos son estadísticamente similares en estos periodos de tiempo. En la siguiente figura se muestran estos resultados.



Recurso solar en el Ecuador

Una vez conocida la precisión de las estimaciones satelitales dadas por el NSRDB (NREL), se usaron estas para actualizar el mapa solar del Ecuador. Debido a la situación geográfica del Ecuador (sobre la línea ecuatorial), el recurso solar es casi constante a lo largo del año. Esto puede representar una ventaja al evitar grandes acumulaciones de energía o equipos auxiliares sobredimensionados para cubrir la variabilidad anual del recurso. A pesar de esta ventaja, la presencia de la cordillera de los Andes crea múltiples microclimas que pueden reducir el potencial en ciertas regiones. La GHI anual sobre el Ecuador varía desde 2.9 kWh/m²día a 6.3 kWh/m²día. En general, las zonas ubicadas en elevada altitud tienen niveles de radiación mayores, mientras que las regiones de transición hacia la costa o el oriente las menores. En el primer caso, el menor espesor de la atmósfera y la menor presencia de nubes permite tener una mayor radiación. En el segundo caso, la presión atmosférica causa la formación de nubes, lo que hace de estas regiones altamente húmedas y nubosas.

Los niveles de radiación solar en Ecuador son los suficientemente altos como para amplias implementaciones de tecnologías solares térmicas y fotovoltaicas. Como ejemplo, Cevallos-Sierra y Ramos- Martín [5] sugieren un valor de 3.8 kWh/m²día como un buen compromiso a partir del cual un proyecto fotovoltaico es viable. El mapa de irradiación global

horizontal anual muestra que aproximadamente el 75% del territorio ecuatoriano tiene niveles de irradiación por encima de este valor. Especial atención debe darse a las provincias de Pichincha, Imbabura, Loja y Galápagos. El alto potencial solar de Pichincha e Imbabura (4.5 - 5.7 kWh/m²día) son importantes ya que una buena parte de la industria y población del país se asienta en estas regiones. Por otra parte, Loja cuenta con el mayor potencial solar en el Ecuador continental con niveles de radiación que van desde 4.2 hasta 5.7 kWh/m²día. Dado que la industria en esta región no está suficientemente desarrollada, la implementación de proyectos solares puede ayudar a diversificar su matriz productiva. Finalmente, debido a la localización excepcional de las islas Galápagos, su GHI es la máxima en el país, alcanzando valores entre 4.8 - 6.3 kWh/m²día. Esto sugiere una alta viabilidad de implementación de tecnologías solares en la diversificación de la matriz energética de las islas.

En los mapas que se presentan a continuación se muestran la GHI, DHI y DNI anuales, así como la GHI y DNI mensuales para el Ecuador. Se ha utilizado tres escalas de colores para diferenciar estas tres componentes, y se ha incluido un histograma de frecuencia de irradiación en función de la superficie. Este histograma da información acerca de la superficie del país que cuenta con los niveles de radiación indicados en el eje X. La resolución de la malla usada para la realización de estos mapas fue de 4x4 km.

Una guía de descarga de datos, así como el presente documento, pueden ser consultados en la página web meteorológica de la EPN. Así mismo, una explicación más detallada de la metodología usada puede ser consultada en "Ordóñez, F., Vaca-Revelo, D. and López-Villada, J., 2019. Assessment of the solar resource in Andean regions by comparison between satellite estimation and ground measurements: study case of Ecuador. Journal of Sustainable Development, 12, 62-75."

La radiación solar

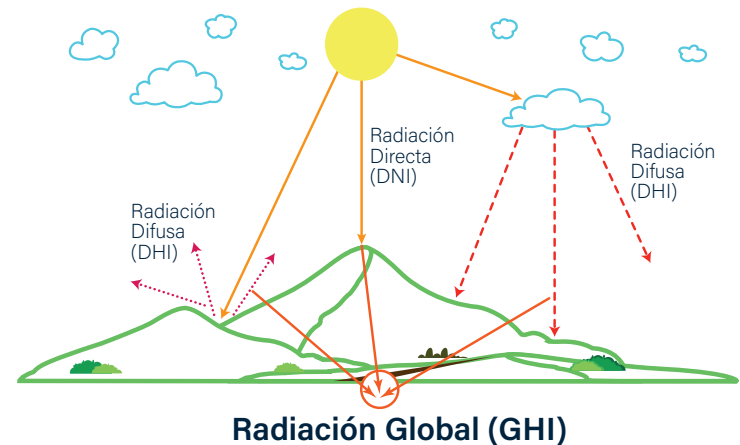
La radiación solar que incide sobre la superficie de la tierra varía con la latitud geográfica, la época del año y la hora del día. Fuera de la atmósfera esta radiación puede ser considerada constante y se conoce como constante solar y su valor es de $1368 \pm 0.65 \text{ W/m}^2$. Sin embargo, al atravesar la atmósfera terrestre, esta radiación puede ser absorbida o redireccionada. De forma general, el ozono, es responsable de la absorción de la radiación ultravioleta y el vapor de agua y el dióxido de carbono de una parte de la radiación visible e infrarroja. Por otra parte, los aerosoles y material particulado de la atmósfera son los principales responsables del redireccionamiento de la radiación solar.

La radiación que atraviesa la atmósfera sin interacción con ella se conoce como irradiación normal directa (DNI), mientras que aquella que ha sido redireccionada por efecto de la atmósfera o reflejada por la superficie de la tierra se conoce como irradiación horizontal difusa (DHI).

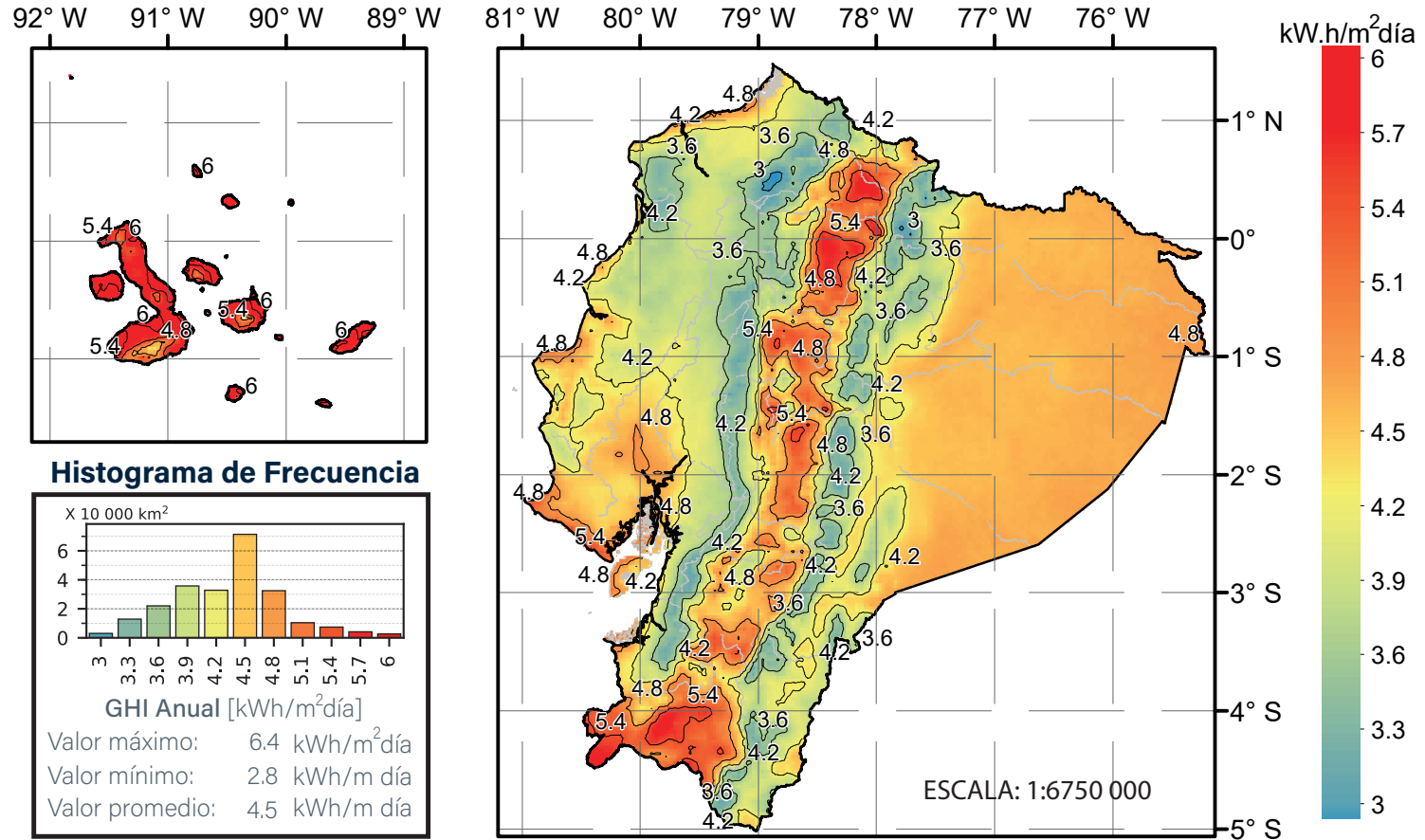
La suma de estas componentes se la conoce como irradiación global horizontal (GHI) y su relación está dada por la siguiente ecuación.

$$GHI = DHI + DNI \cdot \cos(\theta)$$

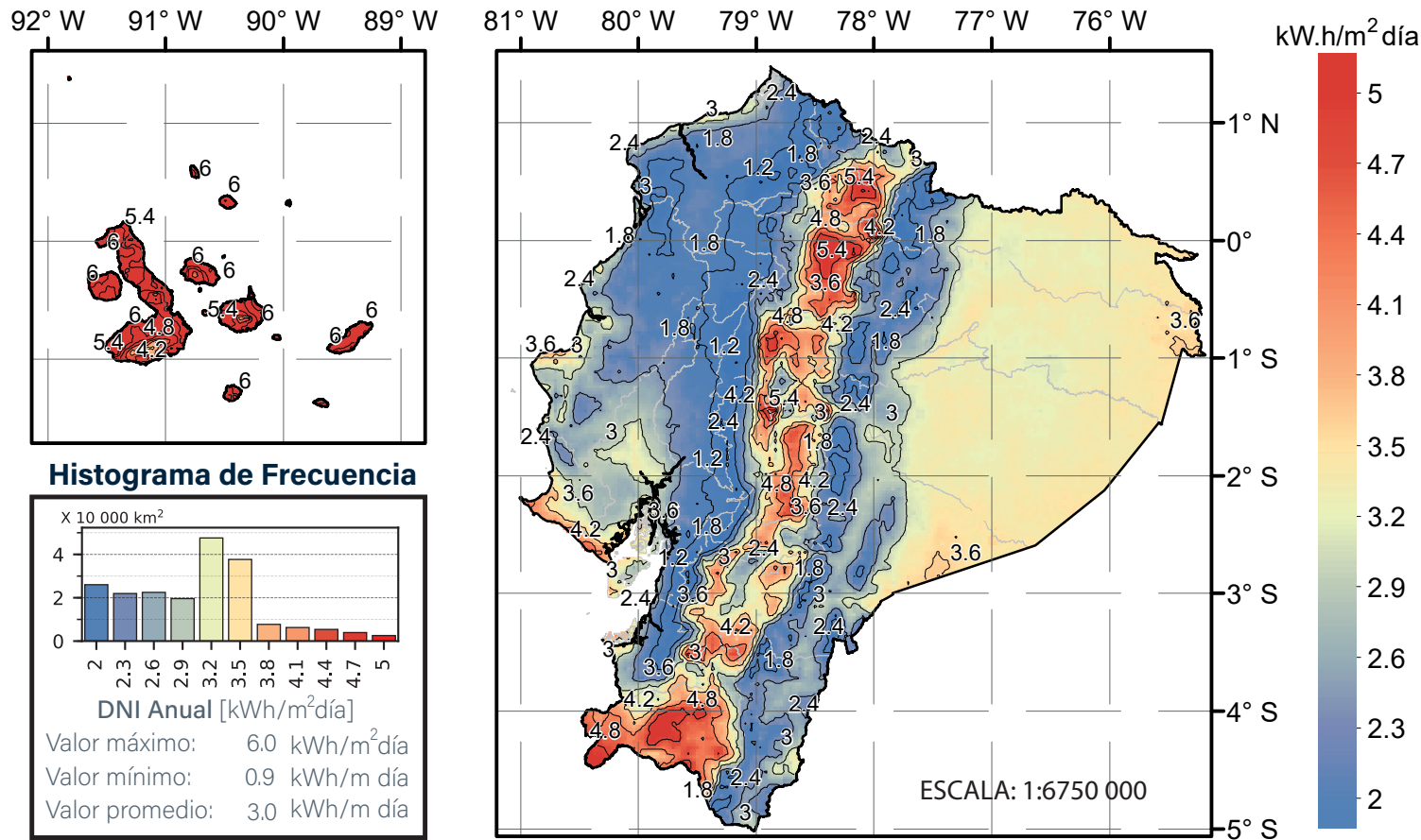
(donde θ es el ángulo cenital solar)



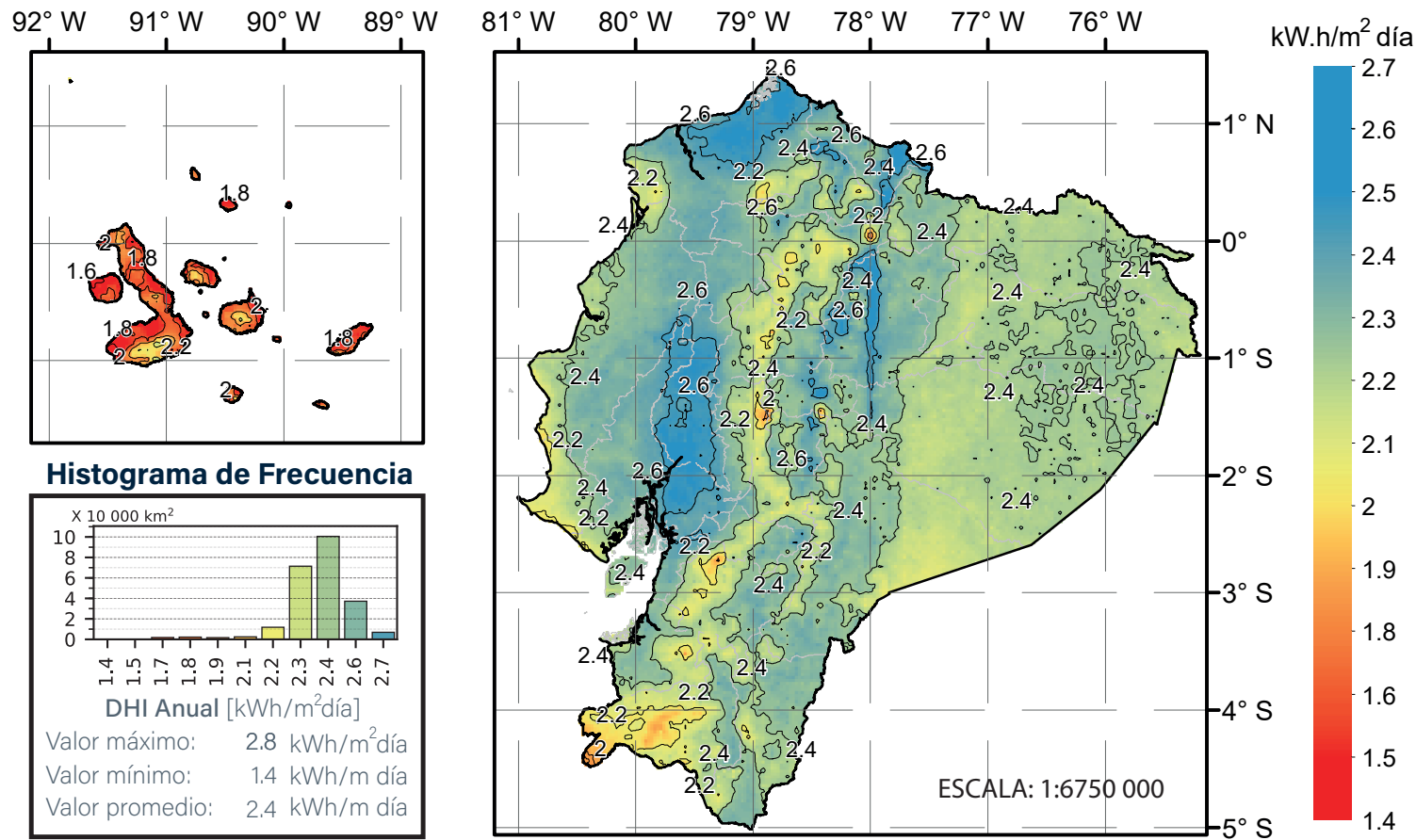
Irradiación Solar Global Horizontal (GHI) Anual



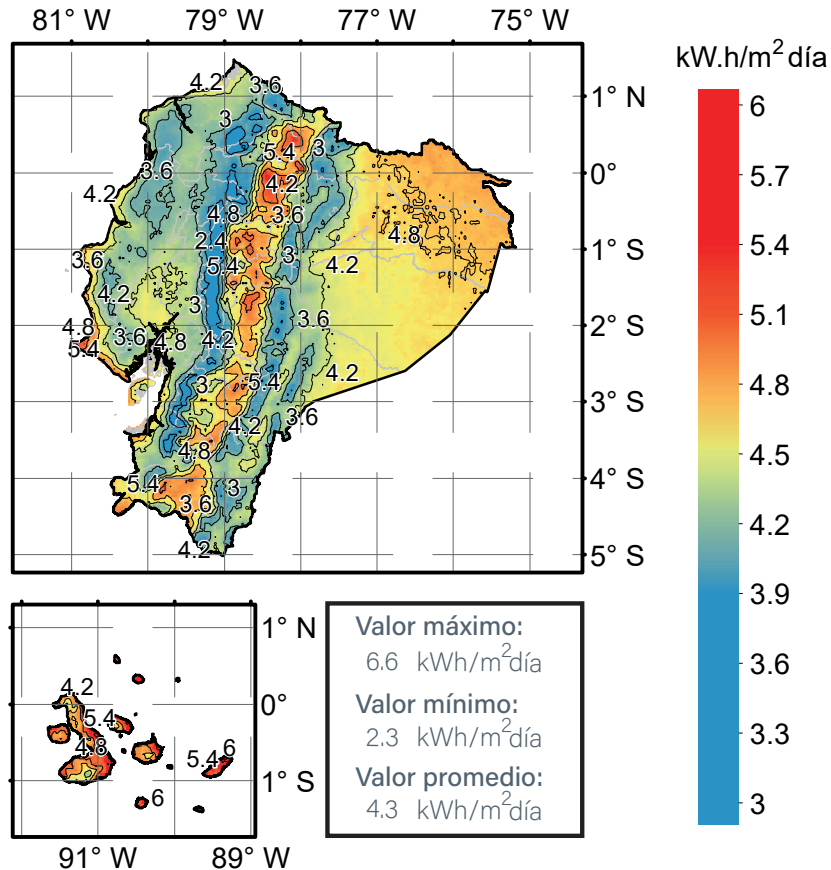
Irradiación Solar Directa Normal (DNI) Anual



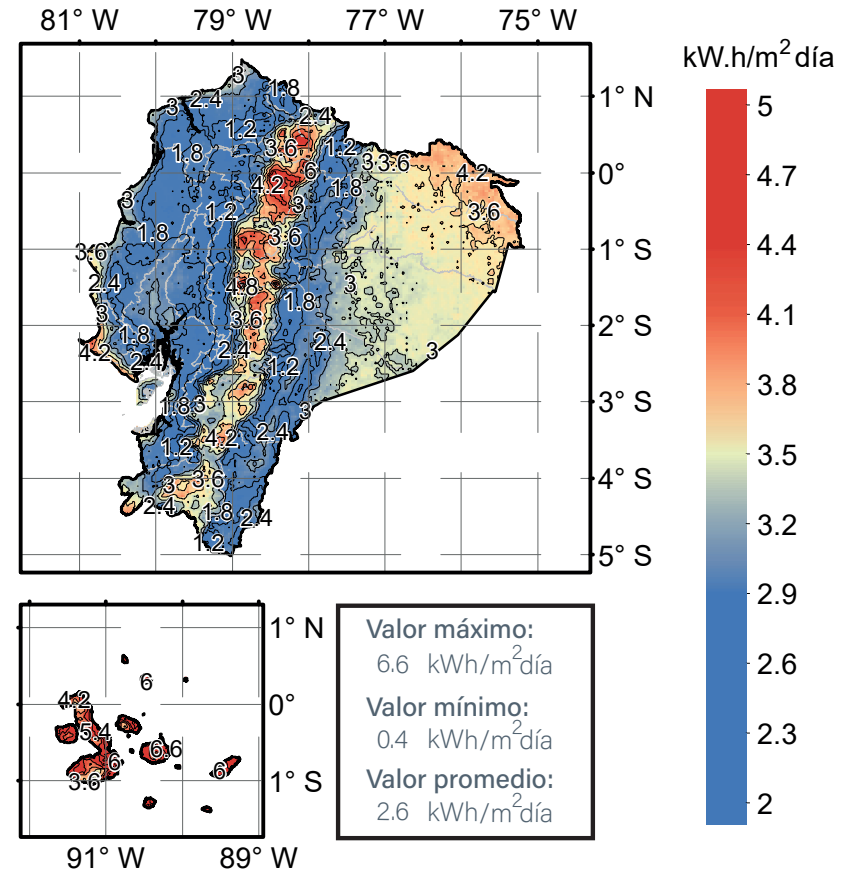
Irradiación Solar Difusa Horizontal (DHI) Anual



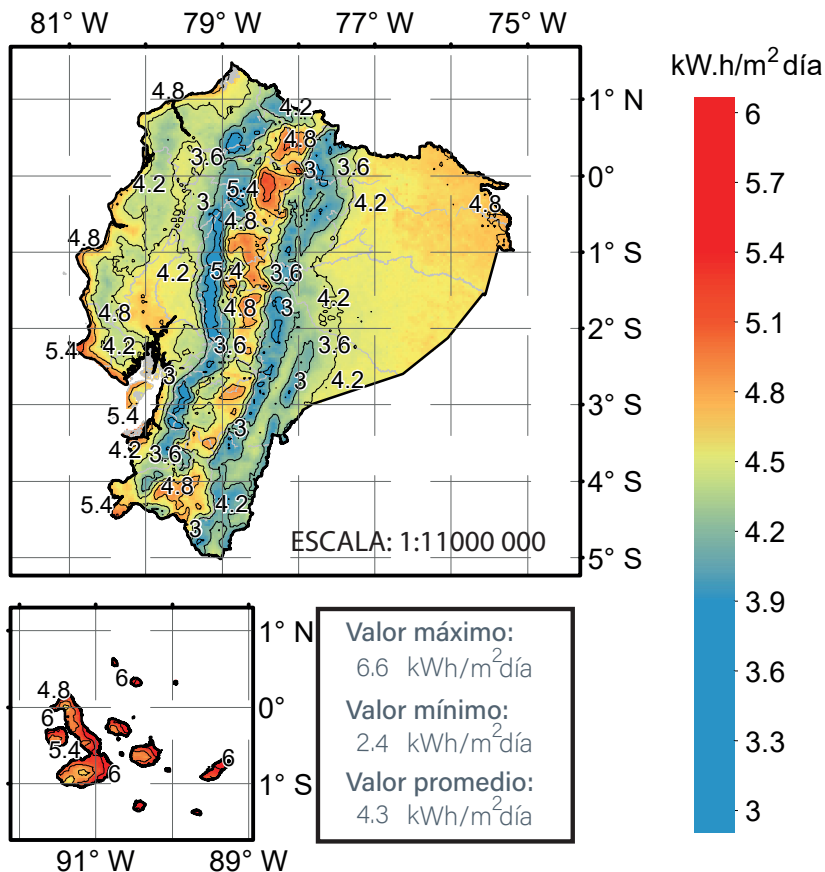
Enero Irradiación Solar Global Horizontal (GHI)



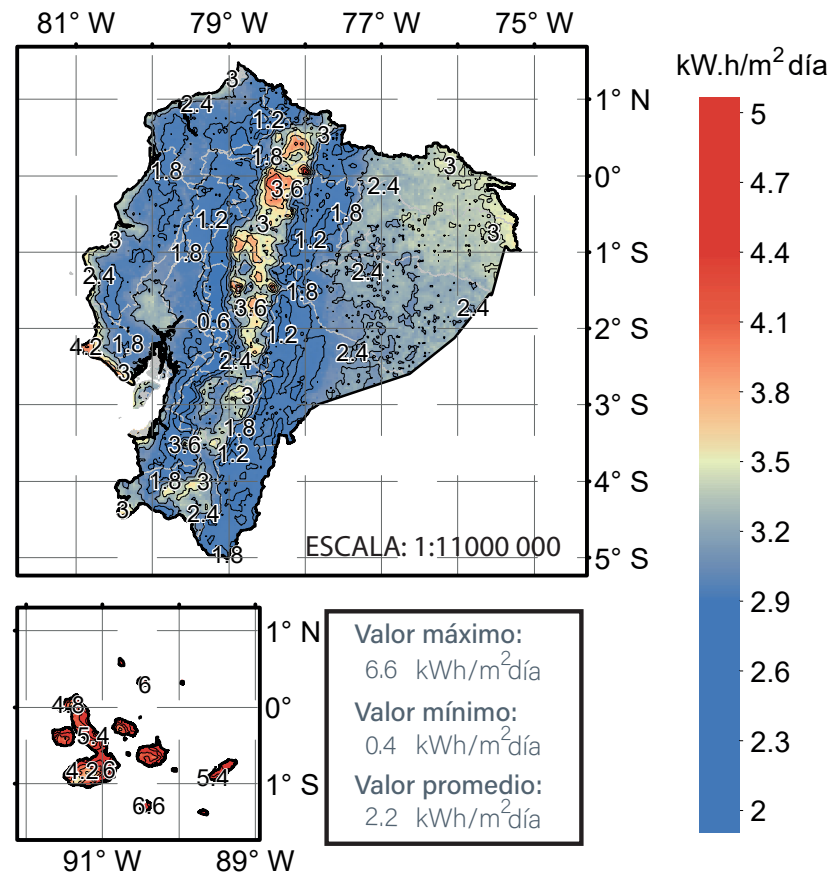
Enero Irradiación Solar Directa Normal (DNI)



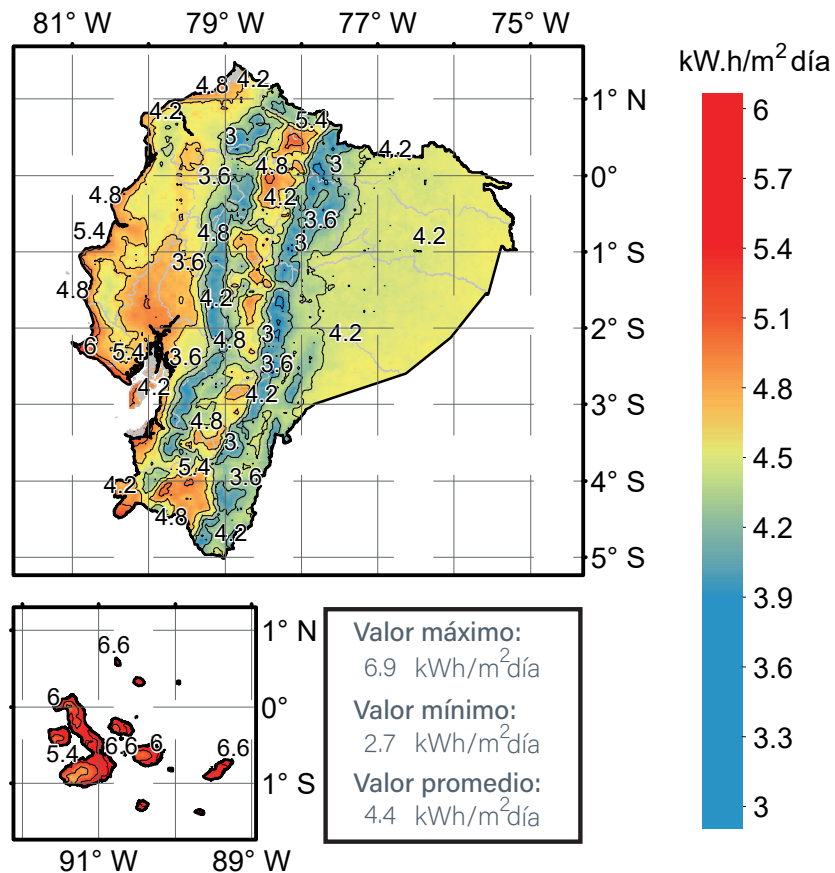
Febrero Irradiación Solar Global Horizontal (GHI)



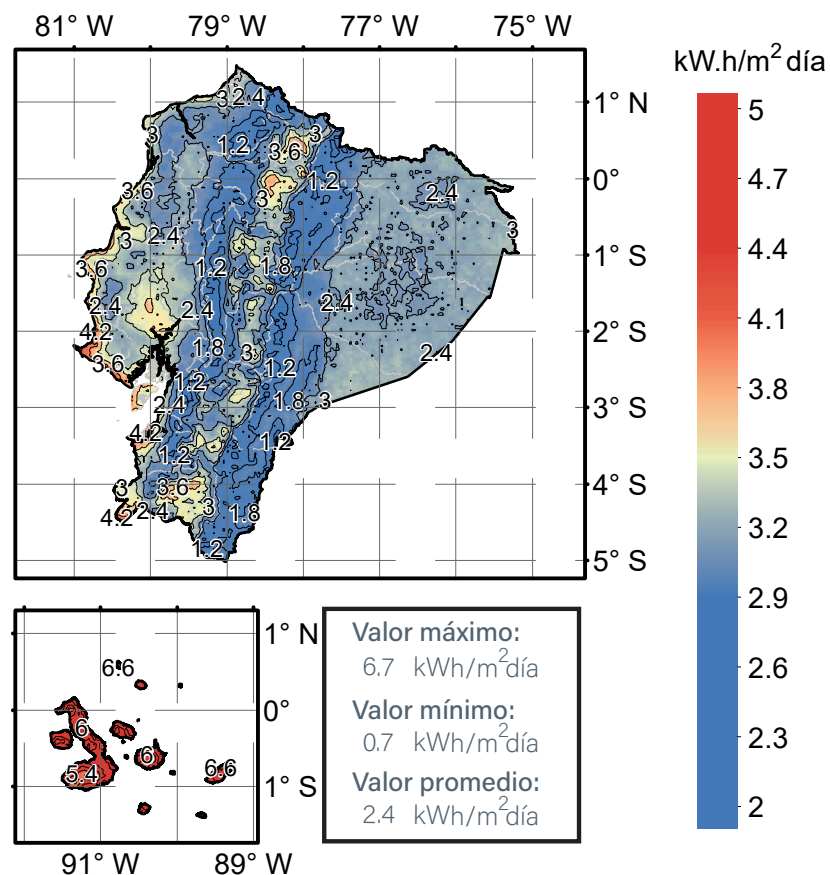
Febrero Irradiación Solar Directa Normal (DNI)



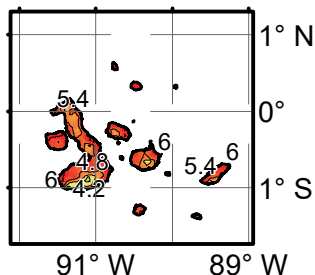
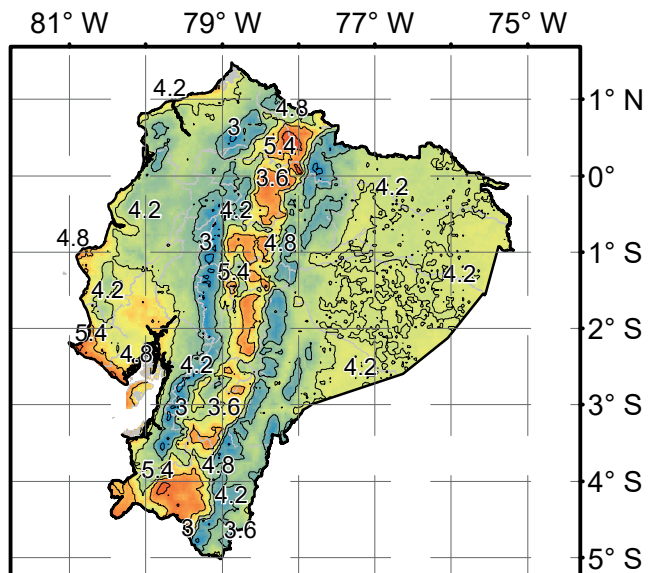
Marzo Irradiación Solar Global Horizontal (GHI)



Marzo Irradiación Solar Directa Normal (DNI)



Abril Irradiación Solar Global Horizontal (GHI)

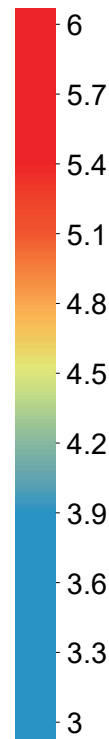


Valor máximo:
6.6 kWh/m²día

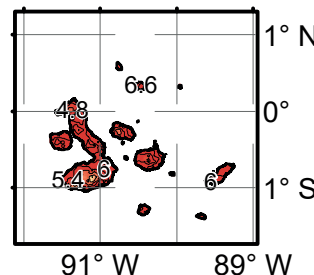
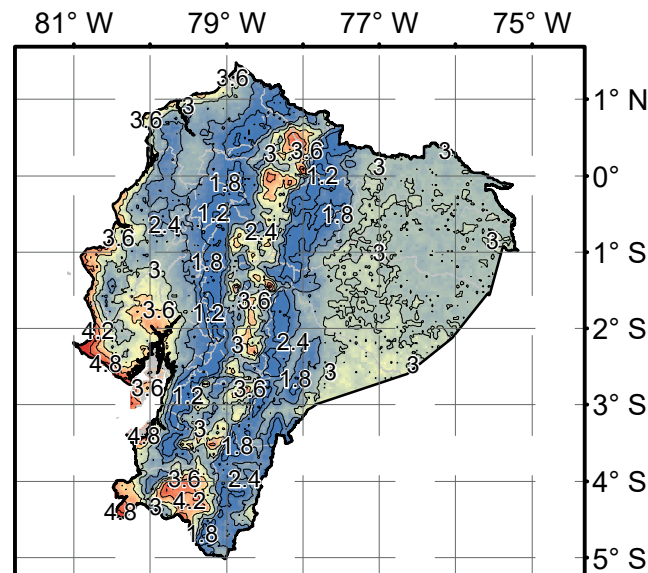
Valor mínimo:
2.7 kWh/m²día

Valor promedio:
4.4 kWh/m²día

kW.h/m²día



Abril Irradiación Solar Directa Normal (DNI)

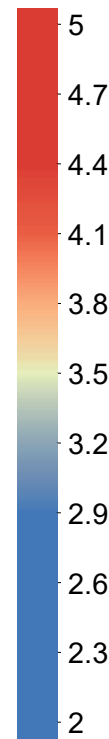


Valor máximo:
6.6 kWh/m²día

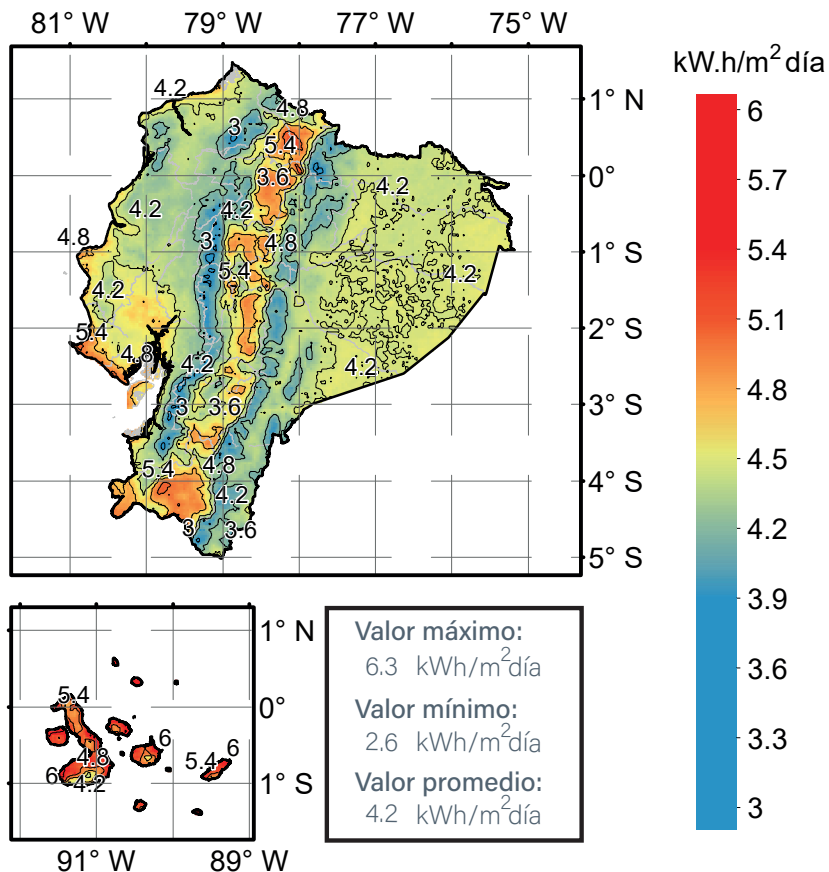
Valor mínimo:
0.8 kWh/m²día

Valor promedio:
2.8 kWh/m²día

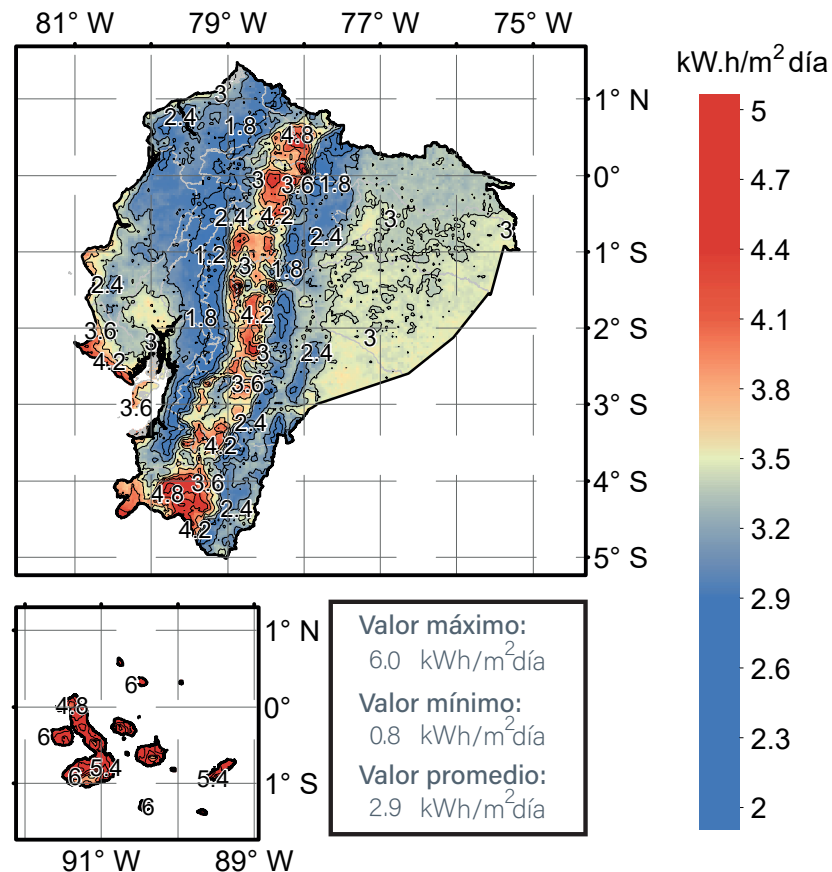
kW.h/m²día



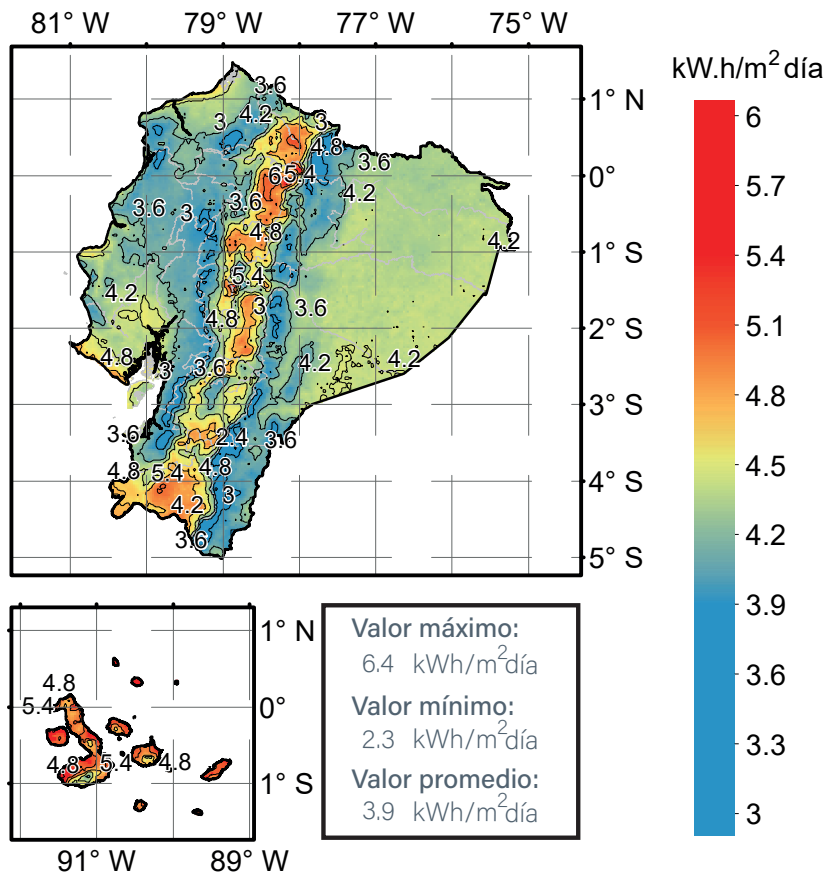
Mayo Irradiación Solar Global Horizontal (GHI)



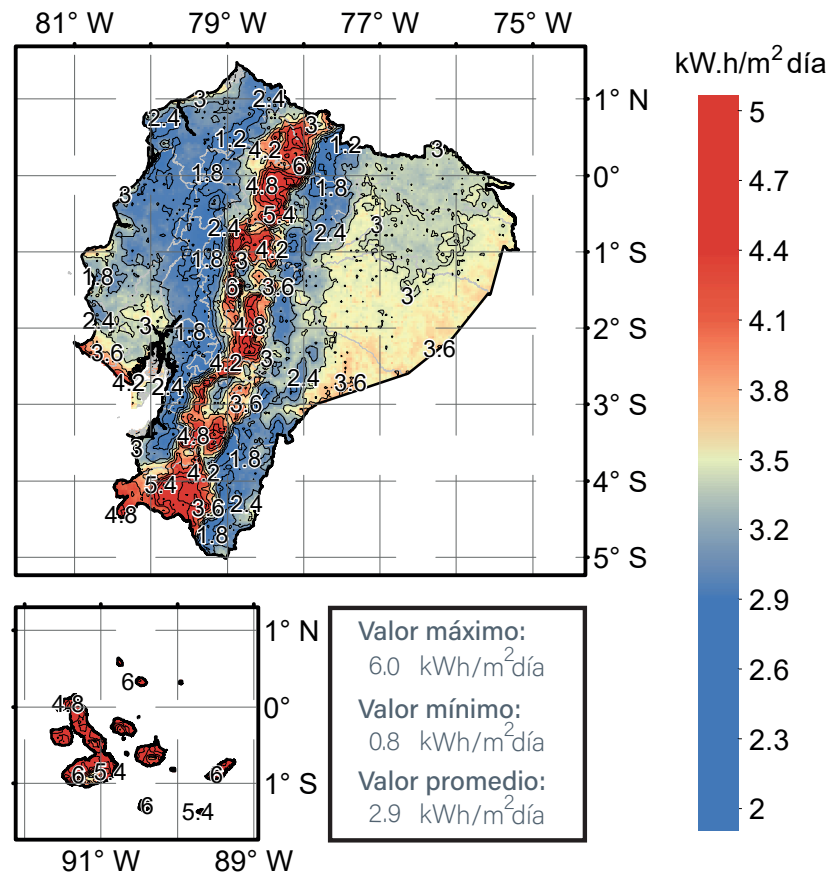
Mayo Irradiación Solar Directa Normal (DNI)



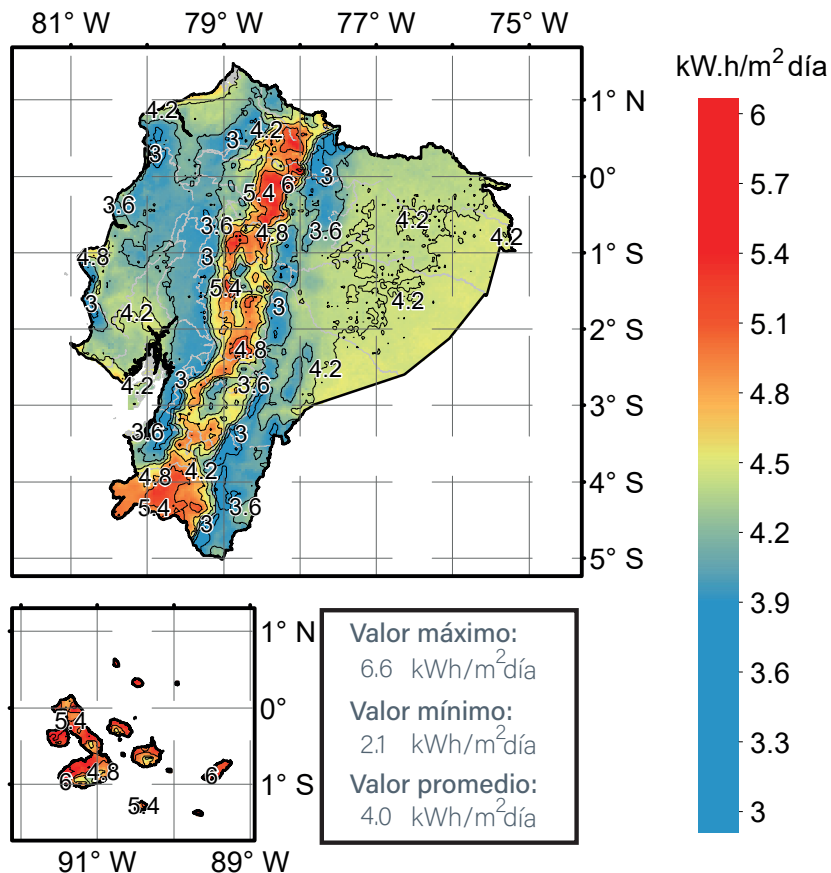
Junio Irradiación Solar Global Horizontal (GHI)



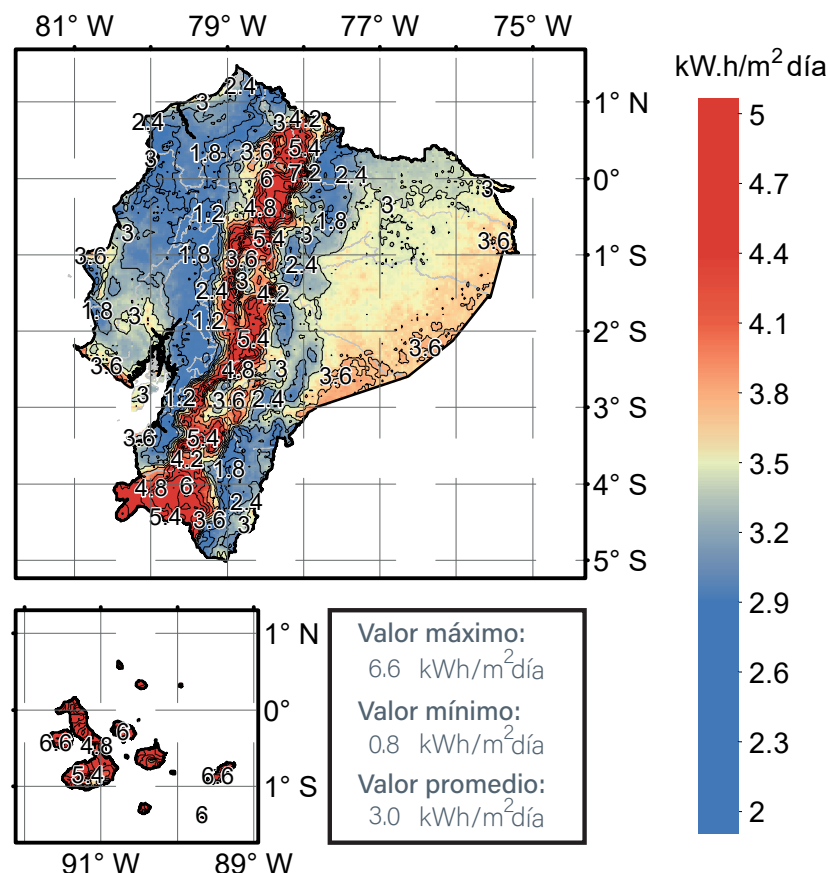
Junio Irradiación Solar Directa Normal (DNI)



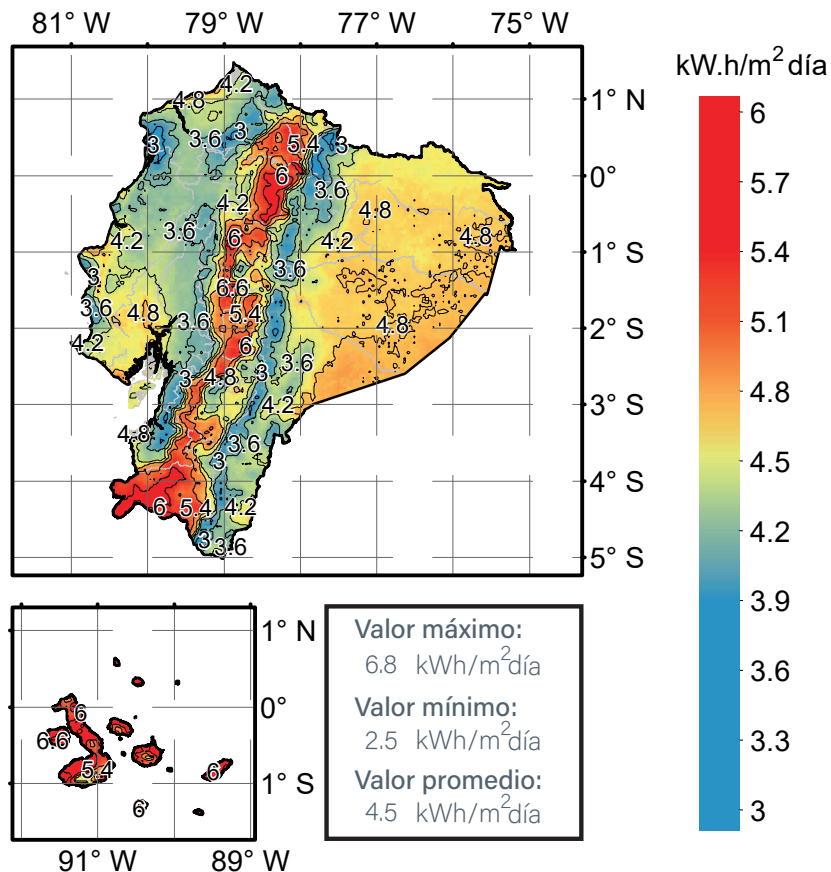
Julio Irradiación Solar Global Horizontal (GHI)



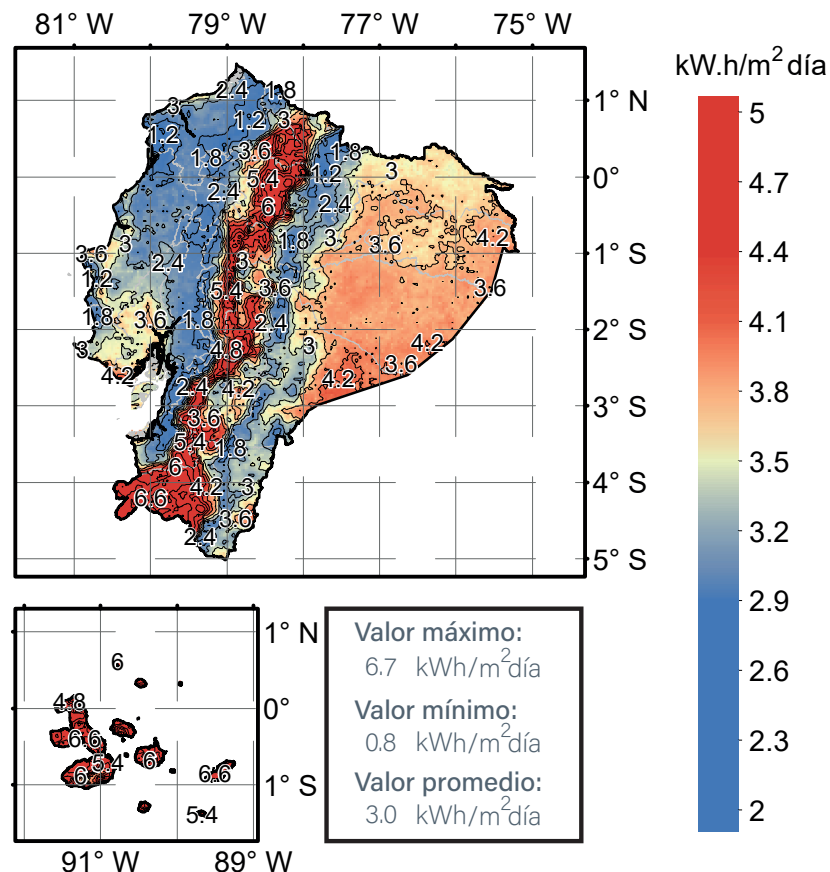
Julio Irradiación Solar Directa Normal (DNI)



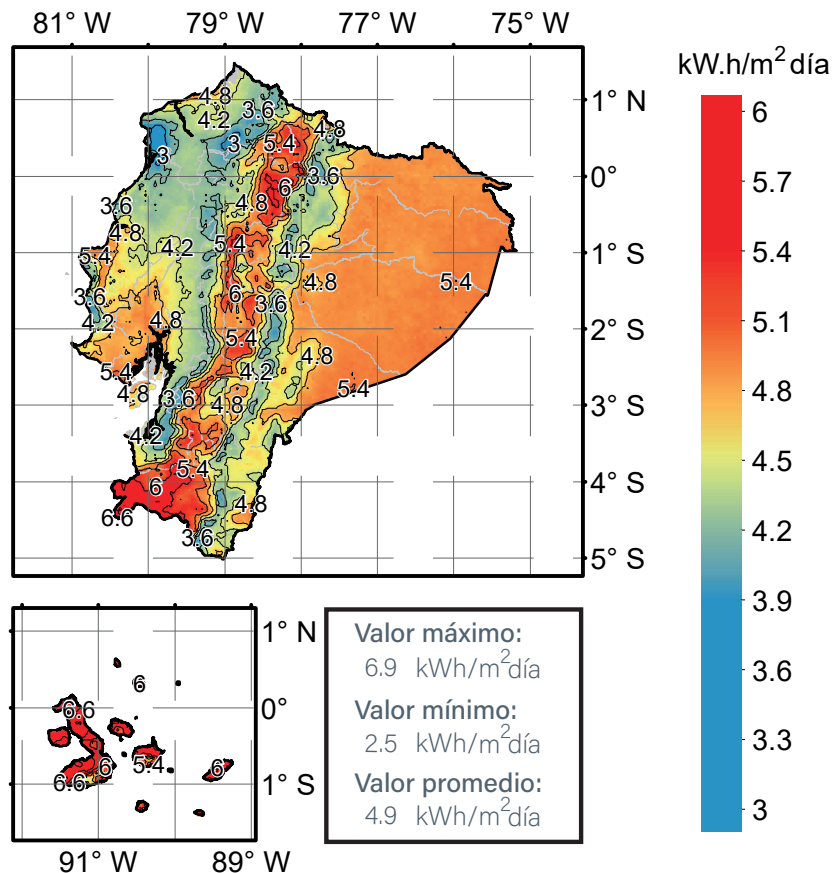
Agosto Irradiación Solar Global Horizontal (GHI)



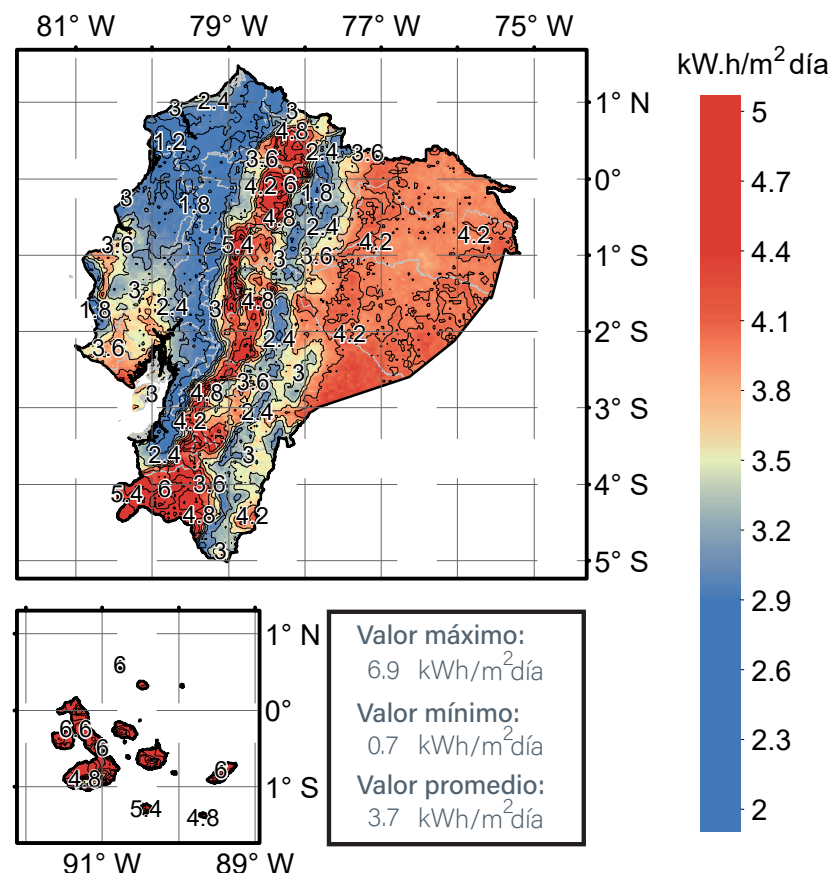
Agosto Irradiación Solar Directa Normal (DNI)



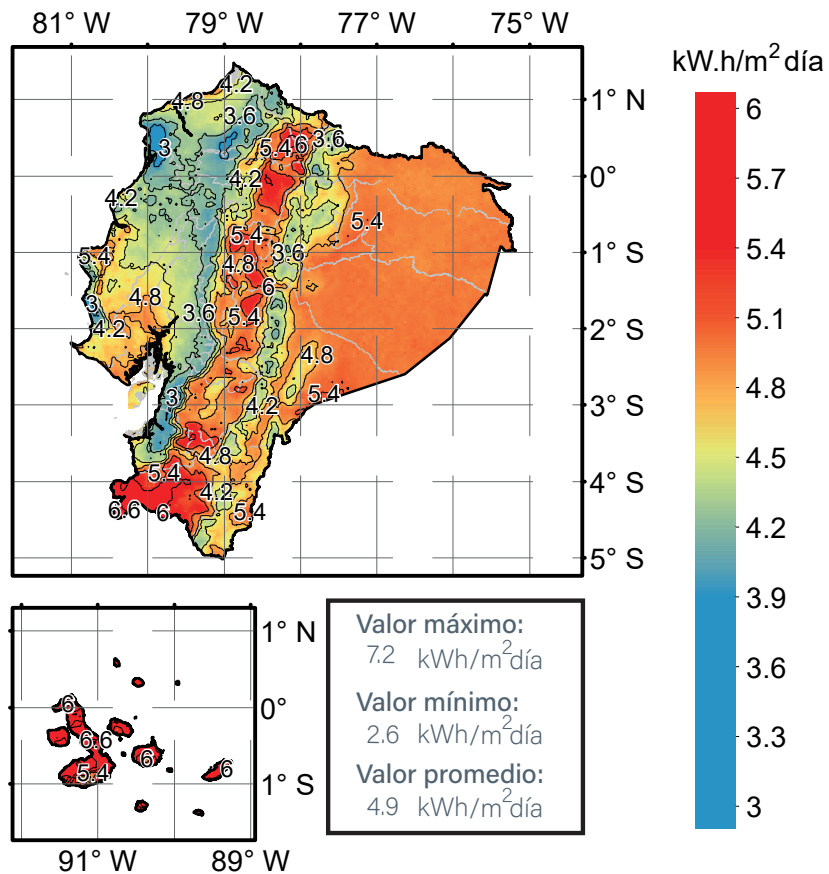
Septiembre Irradiación Solar Global Horizontal (GHI)



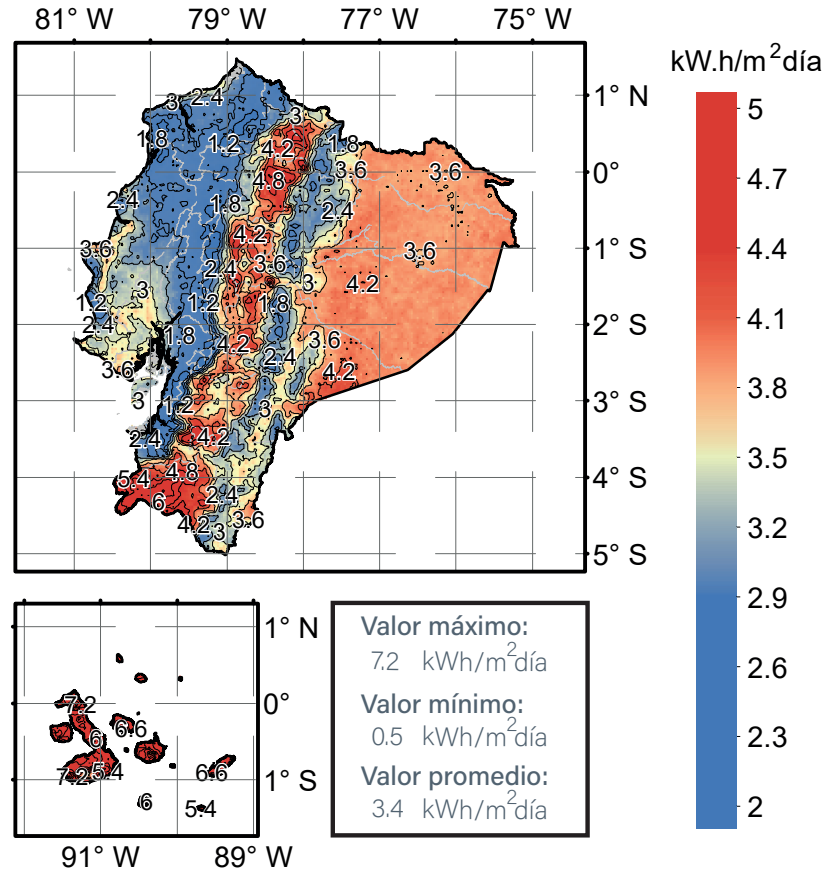
Septiembre Irradiación Solar Directa Normal (DNI)



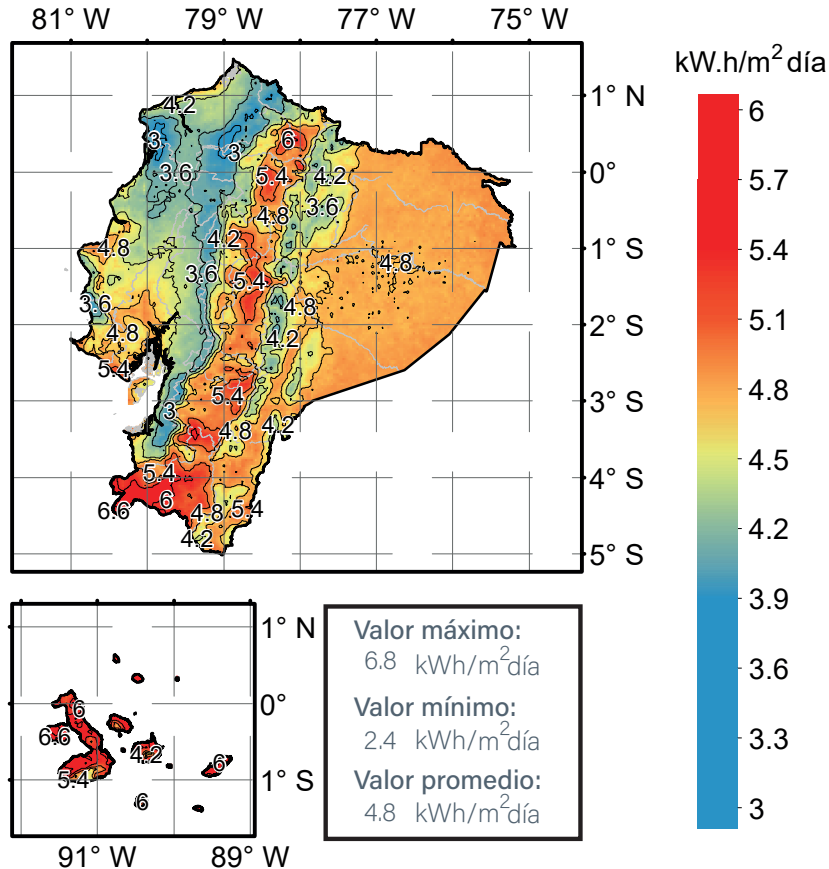
Octubre Irradiación Solar Global Horizontal (GHI)



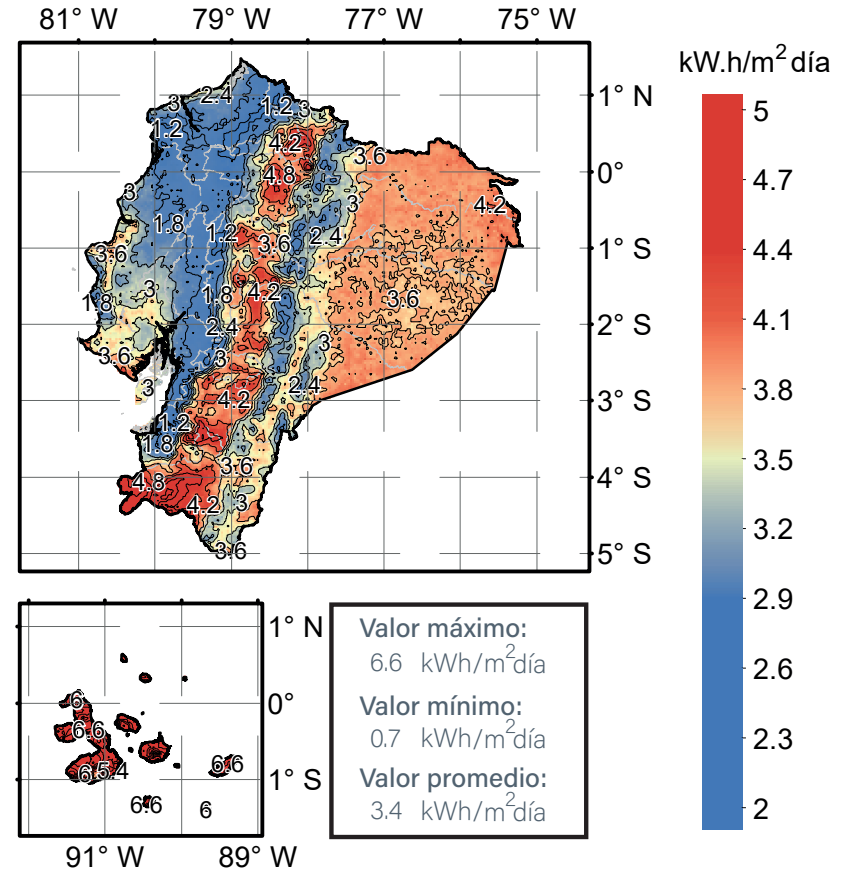
Octubre Irradiación Solar Directa Normal (DNI)



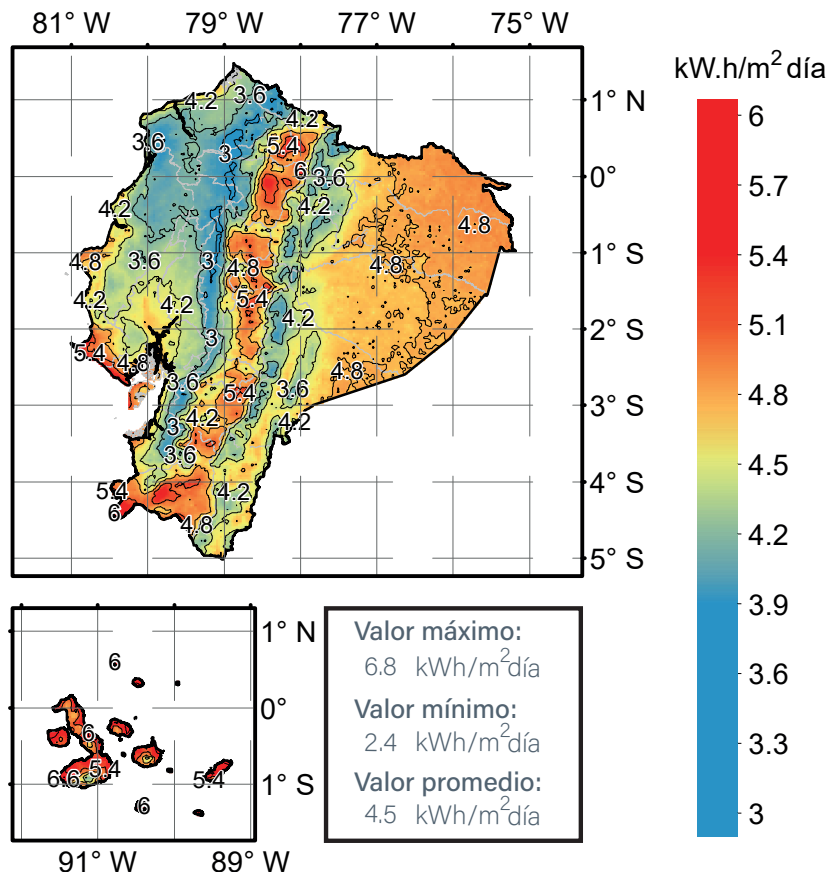
Noviembre Irradiación Solar Global Horizontal (GHI)



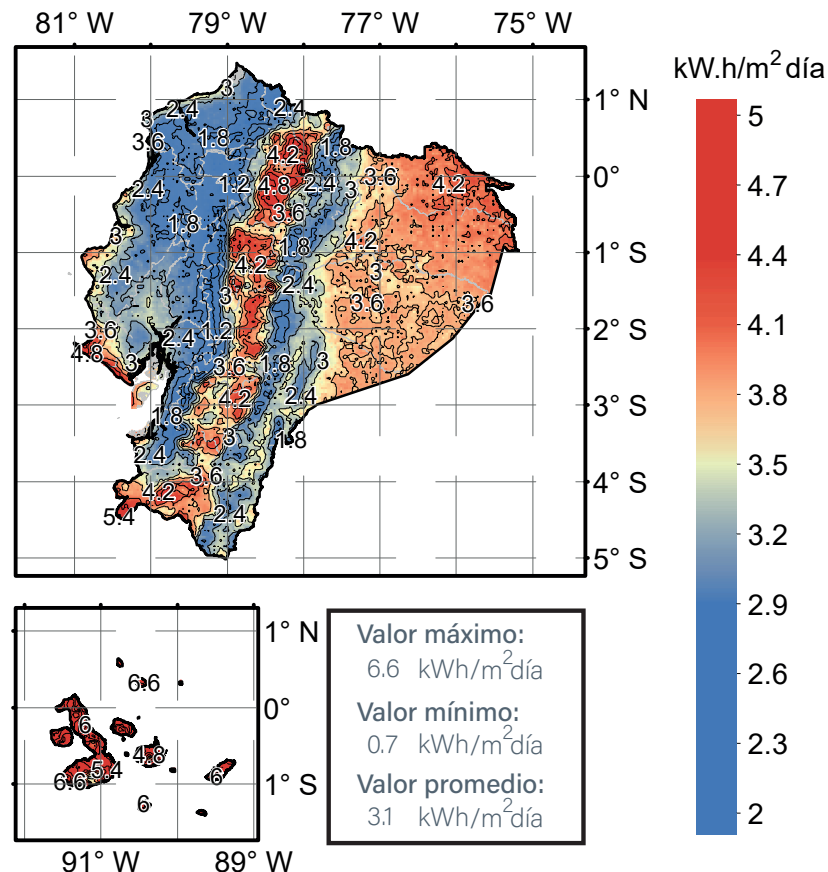
Noviembre Irradiación Solar Directa Normal (DNI)



Diciembre Irradiación Solar Global Horizontal (GHI)



Diciembre Irradiación Solar Directa Normal (DNI)



- [1] Dudley, B. and Dale, S. BP Statistical Review of World Energy. Technical Report, June, 2017.
- [2] Fustier, K., Gray, G., Gundersen, C. and Hilboldt, T. Global Oil Supply, Technical Report, HSBC Global Research, 2016.
- [3] MEER. Plan maestro de electrificación 2016-2025. Technical Report, 2016.
- [4] Ordóñez, F., Morales, C., López-Villada, J. and Vaca, S. Assessment of the energy gain of photovoltaic systems using solar tracking in equatorial regions. *International Journal of Solar Energy Engineering* 140 (3): 1-14, 2018.
- [5] Cevallos-Sierra, J. and Ramos-Martin, J. Spatial assessment of the potential of renewable energy: The case of Ecuador. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81:1154–1165, 2018.
- [6] CONELEC. Atlas solar del Ecuador. Technical report, 2008.
- [7] Sengupta, M., Xie, Y., Lopez, A., Habte, A., Maclaurin, G. and Shelby, J. The National Solar Radiation Data Base (NSRDB). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 89:51–60, 2018.
- [8] Sengupta, M., Habte, A., Gotseff, P., Weekley, A., Lopez, A., Molling, C. and Heidinger, A. A physics-based goes satellite product for use in nrels national solar radiation database. In 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, September, Amsterdam, 2014.
- [9] Sengupta, M., Habte, A., Kurtz, S., Dobos, A., Wilbert, S., Lorenz, E., Stoffel, T., Renné, D., Gueymard, C., Myers, D., Wilcox, S., Blanc, P. and Perez, R. Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data for Solar Energy Applications, 2015.
- [10] NOAA. Climate Data Record (CDR) Program. Technical report, 2016.
- [11] Gueymard, C. REST2: High-performance solar radiation model for cloudless-sky irradiance, illuminance, and photosynthetically active radiation - Validation with a benchmark dataset. *Solar Energy*, 82(3):272–285, 2008.
- [12] Habte, A., Sengupta, M., Lopez, A., Xie, Y. and Maclaurin, G. Assessment of the National Solar Radiation Database Preprint. In 2018 World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, August, Waikoloa, 2018.
- [13] Ordóñez, F., Vaca-Revelo, D. and López-Villada, J., 2019. Assessment of the solar resource in Andean regions by comparison between satellite estimation and ground measurements: study case of Ecuador. *Journal of Sustainable Development*, 12, 62-75.

[14] ISO. ISO 9060:1990 -Solar energy- Specification and classification of instruments for measuring hemispherical solar and direct solar radiation.

[15] Gueymard, C. A review of validation methodologies and statistical performance indicators for modeled solar radiation data: Towards a better bankability of solar projects. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 39:1024–1034, 2014.

[16] Espinar, B., Ramírez, L., Drews, A., Beyer, H., Zarzalejo, L., Polo, J. and Martín, L. Analysis of different comparison parameters applied to solar radiation data from satellite and German radiometric stations. Solar Energy, 83(1):118–125, 2009.

[17] Raush, J., Chambers, T., Russo, B. and Crump, K. Assessment of local solar resource measurement and predictions in south Louisiana. Energy, Sustainability & Society, 6(1):1–12, 2016.

[18] Massey, F. The Kolmogorov-Smirnov Test for Goodness of Fit. Journal of the American Statistical Association, 46(253):68–78, mar 1951.



SCINERGY
RESEARCH IN ALTERNATIVE ENERGY

ISBN: 978-9978-383-56-8

