



Ministerio
de **Electricidad**
y **Energía Renovable**

ATLAS EÓLICO DEL ECUADOR

Con fines de generación eléctrica



RAFAEL CORREA DELGADO

Presidente de la República del Ecuador

Rafael Poveda Bonilla

Ministro Coordinador de Sectores Estratégicos

Esteban Alborno Vintimilla

Ministro de Electricidad y Energía Renovable

Colaboradores:

Medardo Cadena Mosquera
Alfredo Samaniego Burneo
Luis Manzano Villafuerte
Pablo Carvajal Sarzosa
Eliana Rojas Idrovo
Sebastián Dávalos
Patricio Moreno Pallo
Christian Ortiz Salazar

Imágenes

AWS Truepower y Dirección de Comunicación para el Desarrollo del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable

Consultores

AWS TRUEPOWER, SLU
C. Baldri i Reixac, 10
08028 Barcelona – España
www.awstruepower.com



Con el apoyo de

Banco Interamericano de Desarrollo - BID
1300 New York Avenue, N.W.
Washington, D.C. 20577, USA
<http://www.iadb.org>

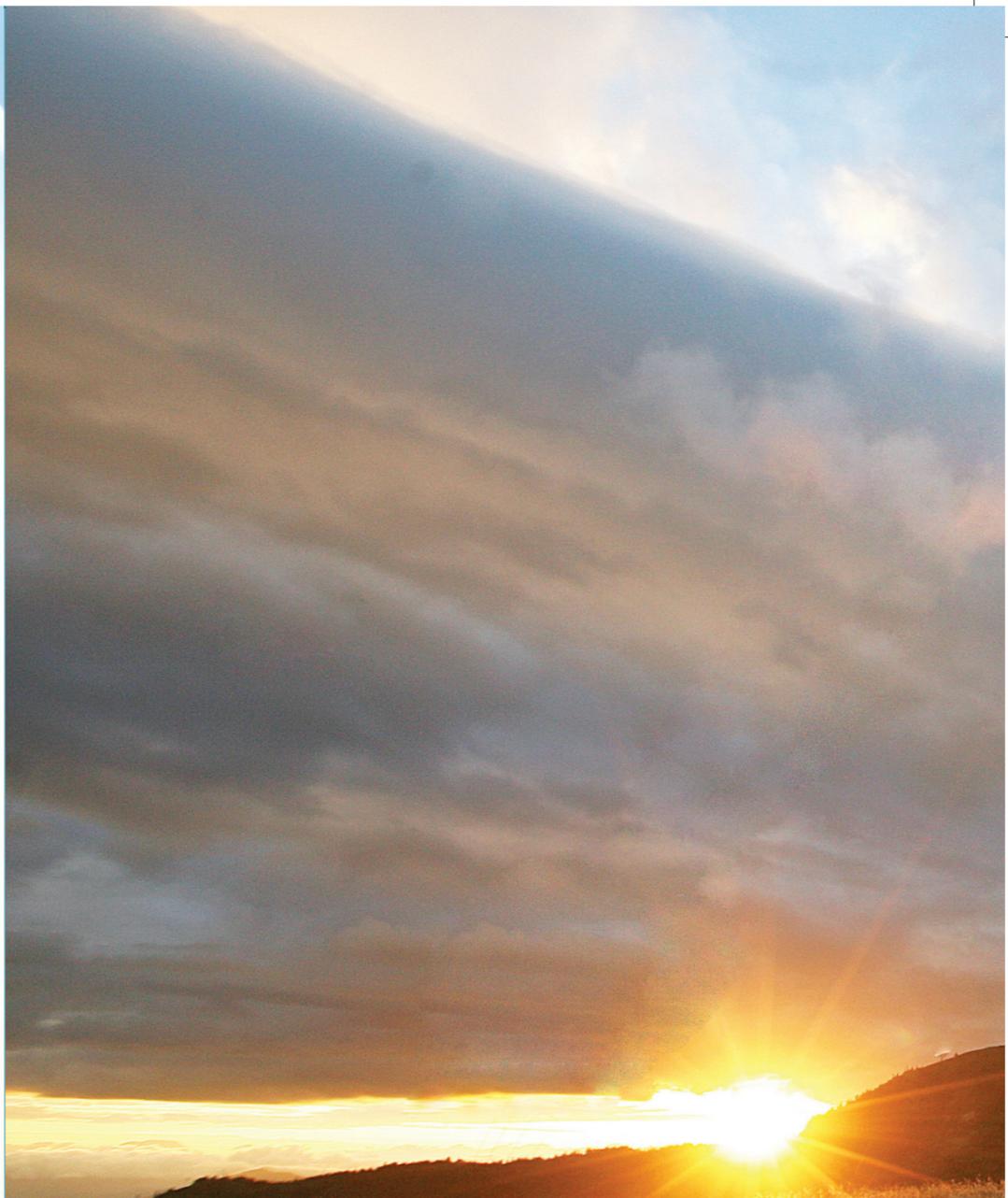


La versión digital del presente atlas lo puede conseguir en la página WEB del MEER.



MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE:
SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA RENOVABLE Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍA RENOVABLE
Av. Eloy Alfaro Nº 29-50 y 9 de Octubre
Quito - Ecuador
www.energia.gob.ec





PRESENTACIÓN DEL ATLAS EÓLICO DEL ECUADOR

El Ecuador, siendo un país rico en fuentes de energía renovable, históricamente ha dependido en gran medida de los combustibles fósiles como fuente de energía. El Gobierno de la Revolución Ciudadana a través de las adecuadas políticas públicas busca revertir esta situación con un radical cambio en la matriz energética donde la energía renovable sea la protagonista.

Por ello, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable ha considerado indispensable, en adición a los grandes proyectos hidroeléctricos que se están implementando, contar con un inventario actualizado del recurso eólico que viabilice y fomente la inversión pública y privada en la generación de la energía eólica.

Hasta hace poco tiempo, únicamente se disponía de información provista por el ex INECEL (Instituto Ecuatoriano de Electrificación) y del ex INE (Instituto Nacional de Energía), con la cual se conocía de manera general áreas que presentaban condiciones de viento aparentemente favorables para emprender proyectos de aprovechamiento energético. De igual manera se contaba con información sobre velocidad del viento de fuentes como la DAC (Dirección de Aviación Civil) y el INAMHI (Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología). Sin embargo, los datos provistos fueron tomados a alturas de diez (10) metros sobre el terreno y por tanto no eran suficientes para estimar el viento a alturas de más de (50) metros, que es lo idóneo desde el punto de vista técnico, para que los estudios sean de mayor confiabilidad.

En consecuencia, el Estado Ecuatoriano no contaba con información adecuada para sustentar la generación de proyectos eólicos de inversión con fines de generación eléctrica a mediana y gran escala, a excepción de casos puntuales que han sido objeto de estudios específicos para ciertas zonas de interés, como es el caso del Parque Eólico San Cristóbal en las Islas Galápagos con una potencia instalada de 2,4MW (megavatios), el Parque Eólico Villonaco con 16,5MW y el Parque Eólico Baltra-Santa Cruz ubicado en la provincia de Galápagos, el cual generará 2,5 MW en su primera fase.

Por ello, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable ha emprendido campañas de medición de viento en provincias como Loja e Imbabura que consideran la toma de datos a alturas de cuarenta (40), sesenta (60) y ochenta (80) metros, lo cual permitirá verificar el potencial eólico de esas zonas de país y la construcción de parques eólicos que no solamente se constituyen en fuentes de energía limpia, sino en impulsores para el turismo ecológico, cuyo potencial en el Ecuador es inmenso.

En complemento y gracias a los últimos veinte años de progreso tecnológico, es muy grato para esta Cartera de Estado presentar el "Atlas Eólico del Ecuador", el cual se ha elaborado mediante mapeo satelital y que estamos seguros que se constituirá en una herramienta muy útil para identificar otras zonas candidatas para más estudios de viento en todo el territorio nacional, lo cual estamos convencidos coadyuvará al desarrollo del país y finalmente en beneficio de los ecuatorianos.

ESTEBAN ALBORNOZ VINTIMILLA
Ministro de Electricidad y Energía Renovable

CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN	5
2.	VIENTO Y ENERGÍA EÓLICA	6
2.1	Origen del viento a escala global	6
2.2	Circulaciones de escala regional y local	6
2.3	Instrumentos de medición del viento	7
2.4	Unidades y escalas	7
2.5	Rosa de Viento	7
2.6	Energía del viento	7
2.7	Perfil vertical de viento	8
2.8	Ley de Betz	8
2.9	Distribución de Weibull	8
2.10	Cálculo simplificado de producción	8
3.	METODOLOGÍA	9
3.1	Modelos	9
3.2	Bases de datos	9
3.3	Sistemas de cálculo y de almacenamiento de datos	10
3.4	Proceso de generación de los mapas de viento medio	10
3.5	Factores que afectan a la precisión en la estimación del viento medio	10
3.6	Consideraciones sobre la lectura de los mapas	10
4.	DESCRIPCIÓN DEL RECURSO EÓLICO DEL ECUADOR	10
5.	ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO	10

FIGURAS

Figura 1.	Anemómetro de cazoletas	7
Figura 2.	Veleta	7
Figura 3.	Rosa de viento	7
Figura 4.	Flujo a través de un disco	7
Figura 5.	Perfil vertical del viento en función de la longitud de rugosidad	8
Figura 6.	Energía extraíble del viento, según la ley de Betz	8
Figura 7.	Distribución de Weibull	8
Figura 8.	Curva de potencia de un aerogenerador	8

TABLAS

Tabla 1.	Equivalencias de la escala Beaufort	7
Tabla 2.	Variación de la densidad, temperatura y presión con la altitud en una atmósfera estándar	8
Tabla 3.	Clases y longitudes de rugosidad	8
Tabla 4.	Curva de potencia ficticia utilizada en el ejemplo de cálculo	9
Tabla 5.	Estimación de la potencia media	9
Tabla 6.	Potencial Eólico - Eléctrico estimado del Ecuador - Bruto	11
Tabla 7.	Potencial Eólico - Eléctrico estimado del Ecuador - Factible a corto plazo	12

MAPAS

Mapas geográficos

•	Pendiente del Terreno	15
•	Rugosidad del Terreno	17
•	Elevación del Terreno sobre el nivel medio del mar y Rosas de Viento a 50 m	19

Mapas anuales

•	Velocidad Media Anual del Viento a 30 m de altura sobre el suelo	21
•	Velocidad Media Anual del Viento a 50 m de altura sobre el suelo	23
•	Velocidad Media Anual del Viento a 80 m de altura sobre el suelo	25
•	Densidad de Potencia Media Anual del Viento a 30 m	27
•	Densidad de Potencia Media Anual del Viento a 50 m	29
•	Densidad de Potencia Media Anual del Viento a 80 m	31

Mapas mensuales

•	Velocidad Media del Viento de Enero hasta Junio a 80 m de altura sobre el suelo	33
•	Velocidad Media del Viento de Julio hasta Diciembre a 80 m de altura sobre el suelo	35

Mapas zonales - Velocidad Media Anual del Viento a 80m de altura sobre el suelo

•	Zona 1 - Esmeraldas, Carchi, Imbabura y Sucumbíos	37
•	Zona 2 - Pichincha, Napo y Orellana	39
•	Zona 3 - Chimborazo, Tungurahua, Pastaza y Cotopaxi	41
•	Zona 4 - Manabí y Santo Domingo de los Tsáchilas	43
•	Zona 5 - Santa Elena, Guayas, Los Ríos y Bolívar	45
•	Zona 6 - Cañar, Azuay y Morona Santiago	47
•	Zona 7 - El Oro, Loja y Zamora Chinchipe	49
•	Zona de Régimen Especial - Islas Galápagos	51

Mapas de Estimación del Potencial de Generación Eléctrica

•	Potencial Bruto	53
•	Potencial Factible a Corto Plazo	55



Paisaje del sur del Ecuador, Provincia de Loja. - Los pasillos naturales por donde el viento se canaliza condicionan el normal crecimiento de la vegetación, lo que da como resultado la presencia de árboles y arbustos inclinados, que en algunos casos parecen desafiar a la implacable fuerza de la gravedad.

1. INTRODUCCIÓN

La energía eólica es una de las fuentes de energía con mayor crecimiento de implantación en el mundo. Su reemergencia a finales del siglo XX para la generación de energía eléctrica limpia, la ha conducido rápidamente a ser una fracción importante de la generación eléctrica en muchos países. Para que este hecho llegara a producirse, han tenido que aunarse varios factores, entre los que se pueden calificar cinco como los decisivos. Primero, la necesidad, ligada al progresivo agotamiento de los combustibles fósiles. Segundo, el potencial, existente en varias partes del Globo, del suficiente recurso eólico. Tercero, la capacidad tecnológica, para desarrollar aerogeneradores cada día más eficientes. Cuarto, la visión de los pioneros en este campo, quienes en la segunda mitad del siglo pasado dirigieron el desarrollo tecnológico para conducirnos a la situación actual. Y por último, la voluntad política para facilitar la implantación de la energía eólica, tanto en lo que se refiere a la tramitación administrativa como a la retribución para el productor.

Una de las dificultades intrínsecas de la energía eólica, como en general de las energías renovables, es la falta de control que los humanos tenemos sobre ella. Una central de generación convencional puede ser ubicada en uno u otro sitio, dependiendo de muchos factores, de los cuales el decisivo no suele ser el suministro del combustible. En cambio, un parque eólico debe ubicarse allá donde el recurso está presente, e incluso su diseño está condicionado por la estructura final de la distribución del viento en el lugar. Tampoco puede gestionarse, a diferencia de las centrales de generación tradicionales, el momento en que se produce la energía ni en qué cantidad. Los parques eólicos sólo generan cuando hay suficiente viento y no se puede regular su eficiencia en función de las necesidades de consumo.

Por los motivos nombrados anteriormente, es de vital importancia la localización de los emplazamientos adecuados para el desarrollo de instalaciones eólicas, entendiendo como tales aquellos que dispongan del suficiente recurso eólico. Sólo una vez localizados estos emplazamientos se pueden empezar a considerar otros factores, como son las infraestructuras eléctrica y de comunicaciones, la factibilidad técnica y económica del proyecto, o el impacto ambiental.

El presente Atlas Eólico permite conocer las zonas potenciales para el aprovechamiento energético en el Ecuador. Esta información constituye un valioso aporte para los sectores productivos público y privado del país con la finalidad de promover la inversión e investigación en el uso de la energía eólica como fuente energética renovable y no contaminante.





▲
Parque Eólico Villonaco en la Provincia de Loja.- Primer parque eólico operacional en territorio continental ecuatoriano que aporta una potencia de 16,5MW al Sistema Nacional Interconectado.

2. VIENTO Y ENERGÍA EÓLICA

En último término, la mayoría de las fuentes de energía de la Tierra tienen su origen en el Sol. Esto no es diferente para la energía eólica; el origen del movimiento de la atmósfera es su calentamiento debido a la radiación solar.

2.1 Origen del viento a escala global

El viento, considerado a escala planetaria, tiene su origen en las diferencias de presión creadas por la inhomogeneidad del calentamiento por radiación solar. Por ejemplo, la cantidad de radiación solar absorbida en la superficie terrestre es mayor en el ecuador que en los polos. Adicionalmente, el movimiento de traslación del planeta da lugar a variaciones estacionales en la distribución de radiación.

Las variaciones espaciales en la transferencia de calor a la atmósfera crean variaciones en el campo de presión que fuerzan al aire a moverse desde las altas hacia las bajas presiones. Normalmente, la fuerza del gradiente de presión vertical se cancela con la fuerza gravitatoria. Es por ello que el viento sopla predominantemente en el plano horizontal, respondiendo a los gradientes horizontales de presión.

Una vez que el movimiento se ha iniciado, aparecen otras fuerzas que condicionan la circulación atmosférica a escala planetaria. La primera de ellas es la fuerza de Coriolis, que aparece por el hecho de encontrarnos en un sistema manifiestamente no inercial como es la Tierra en rotación sobre su eje. Supongamos un cuerpo que siguiera una trayectoria rectilínea de norte a sur sin contacto con la superficie de la Tierra. Visto desde el espacio, el cuerpo efectivamente sigue una trayectoria rectilínea y es la Tierra la que se desplaza debajo de él. Para un observador situado en reposo sobre la superficie, el cuerpo que se desplaza sobre su cabeza aparentará desplazarse hacia la derecha en el hemisferio norte y hacia la izquierda en el hemisferio sur. Esta fuerza ficticia que explica este movimiento en el sistema no inercial es la que llamamos de Coriolis.

El equilibrio entre las fuerzas bácia (o del gradiente de presión) y la fuerza de Coriolis, genera una circulación idealizada a la que llamamos viento geostrófico. Es una buena aproximación al viento real en niveles altos de la atmósfera. El viento geostrófico es paralelo a las isóbaras, o superficies de igual presión.

El viento geostrófico es una idealización, dado que la presencia de zonas de altas y bajas presiones hacen que las isóbaras no sean rectas sino curvas. Esto impone una nueva fuerza que actúa sobre el viento,

la fuerza centrífuga. El equilibrio de las fuerzas bácia, de Coriolis y centrífuga, resulta en una circulación conocida como viento del gradiente. Este viento es también paralelo a las isóbaras.

Por último, el rozamiento de la superficie terrestre ejerce también una fuerza sobre el viento que distorsiona su movimiento a escala global, frenándolo en diferente medida según las características del suelo, y cuya tendencia es a desviarlo hacia las regiones de baja presión.

2.2 Circulaciones de escala regional y local

Las circulaciones cuyo origen se describe en la sección anterior suponen un planeta homogéneo de forma aproximadamente esférica. Realmente, la superficie terrestre presenta una variabilidad considerable, que incluye grandes extensiones de tierra y océanos. Estas superficies diversas pueden afectar el flujo del aire variando los campos de presión, la absorción de radiación solar o el contenido de vapor de agua.

Los océanos actúan como un gran sumidero de energía, por lo que el movimiento del aire está a menudo acoplado con la circulación oceánica. Esto ocasiona variaciones del campo de presión que afectan a los vientos globales y a varios de los vientos regionales persistentes, como los monzones. Además, el calentamiento o enfriamiento local pueden originar vientos locales persistentes en ciclos estacionales o diarios, como es el caso de las brisas o los vientos de montaña.

Se pueden considerar circulaciones secundarias o vientos regionales a aquellas en que los centros de alta o baja presión se forman por el calentamiento o enfriamiento de la baja atmósfera. Entre ellas se pueden destacar las siguientes:

- Huracanes
- Monzones
- Ciclones extratropicales (o de latitudes medias)

Se llaman circulaciones terciarias o vientos locales el resto de circulaciones persistentes de pequeña escala, entre las que se encuentran:

- Brisas y terrales
- Vientos de valle y montaña



- Flujo entre pasos de montaña
- Vientos Foehn
- Tormentas
- Tornados

2.3 Instrumentos de medición del viento

El viento matemáticamente es un vector, que como se ha explicado anteriormente tiene aproximadamente dos dimensiones, puesto que la componente vertical es normalmente muy pequeña. Por tanto, puede describirse en cada instante de tiempo con dos coordenadas. Para obtener estas coordenadas en un sistema cartesiano, el vector debe ser proyectado sobre cada uno de los ejes definidos más o menos arbitrariamente como x e y. Esto es útil para la previsión numérica del tiempo, pero la manera natural de describir el viento es mediante sus coordenadas polares, el módulo (velocidad) y la dirección.

La descripción mediante el módulo y la dirección es conveniente por intuitiva y porque los instrumentos tradicionales de medida del viento evalúan justamente cada una de estas dos magnitudes por separado.

El instrumento que mide la velocidad del viento de manera directa en aplicaciones eólicas es normalmente el anemómetro, siendo el más común el anemómetro de cazoletas.

Los diseños actuales de este tipo de instrumento tienen tres cazoletas montadas sobre un pequeño eje. El anemómetro de cazoletas emplea su rotación, que varía en proporción a la velocidad del viento, para generar una señal. Para medir el ritmo de rotación de las cazoletas, se pueden emplear contadores mecánicos, variaciones de voltaje, o interruptores fotoeléctricos. Lo que se obtiene entonces es el desplazamiento creado por el flujo del viento y por tanto la distancia. Dividiendo ésta entre la unidad de tiempo de la muestra se obtiene la velocidad del viento.



Figura 1. Anemómetro de cazoletas

También son utilizados, aunque menos, los anemómetros de hélice. El viento hace girar la hélice acoplada a un eje que genera una señal dependiente de este giro, de manera similar a como lo hace el anemómetro de cazoletas. Si sólo se dispone de un anemómetro, éste se acopla a una veleta para orientarse automáticamente hacia el viento. También se pueden mantener fijos siguiendo dos o tres ejes cartesianos, empleando dos o tres anemómetros, obteniendo en este caso las componentes del vector.

Para medir la dirección del viento normalmente se emplea una veleta. Su forma convencional consta de una cola ancha que el viento mantiene a sotavento de un eje de rotación vertical y de un contrapeso que se mantiene a barlovento y que proporciona el equilibrio necesario para que el instrumento gire lo más libremente posible. En la figura 2 podemos observar que el contrapeso tiene una forma que nos apunta la dirección de la que viene el flujo. La señal de la posición de la veleta se obtiene por contactos de cierre de circuito o a través de potenciómetros.



Figura 2. Veleta

Existen otros instrumentos de medición, de invención mucho más reciente, pero que actualmente no están sustituyendo a los instrumentos tradicionales, entre otras cosas por su elevado precio. Normalmente son empleados como sistemas complementarios en campañas especiales de medida, en las que se busca una mayor precisión. Un ejemplo son los anemómetros sónicos, que emplean ondas ultrasónicas para medir simultáneamente la velocidad y la dirección del viento. Otro son las herramientas de teledetección, como el SODAR y el LIDAR, que emplean sonido y luz respectivamente para barrer la vertical de la atmósfera y así obtener un perfil de sus características.

2.4 Unidades y escalas

El viento, como hemos nombrado anteriormente, se suele especificar con su módulo y su ángulo. Las unidades del módulo, como para cualquier velocidad, constan de una dimensión espacial dividida entre una temporal. En el Sistema Internacional, estas unidades son el metro y el segundo (m/s), y de hecho son las más habituales en los estudios de recurso eólico. Por familiaridad, también se emplean el kilómetro y la hora (km/h).

Por razones históricas, uno de los campos en los que existe más tradición en el conocimiento y la descripción del viento es en la navegación. Por este motivo, existen dos escalas más de velocidades de viento que son propias de este campo. La primera es el nudo, que equivale a una milla náutica por hora ó 1,852 km/h. La otra es la escala Beaufort, que es puramente fenomenológica y que estima la velocidad del viento en función del aspecto de la superficie del mar.

Tabla 1. Equivalencias de la escala Beaufort

Número Beaufort	Velocidad (km/h)	Denominación
0	< 1	Calma
1	2 - 5	Ventolina
2	6 - 11	Flojito (Brisa muy débil)
3	12 - 19	Flojo (Brisa débil)
4	20 - 28	Bonancible (Brisa moderada)
5	29 - 38	Fresquito (Brisa fresca)
6	39 - 49	Fresco (Brisa fuerte)
7	50 - 61	Frescachón (Viento fuerte)
8	62 - 74	Temporal (Viento duro)
9	75 - 88	Temporal fuerte (Muy duro)
10	89 - 102	Temporal duro (Temporal)
11	103 - 117	Temporal muy duro (Borrasca)
12	> 118	Temporal huracanado (Huracán)

La dirección del viento, en meteorología, se mide en grados sexagesimales, pero el criterio empleado es diferente del matemático habitual. En primer lugar, siempre nos referimos a la dirección de la que viene el viento, no hacia donde va. Se consideran cero grados u origen al viento que viene del norte, y la escala es creciente hasta los 360 grados en el sentido de las agujas del reloj.

2.5 Rosa de Viento

Además del viento medio, es fundamental para la caracterización del mismo el conocimiento de las direcciones en las que se distribuye en una ubicación concreta. En el caso de los estudios para la ubicación de un parque eólico, este factor es especialmente crítico, puesto que condiciona su diseño.

En Meteorología, se suele representar la distribución del viento con un gráfico polar denominado rosa de viento. En él, se divide el círculo en un número de sectores múltiplo de cuatro, pues cuatro son los puntos cardinales, y se muestra el tanto por ciento del tiempo en el que el viento sopla en cada uno de estos sectores. Conviene recordar que la dirección del viento es siempre la dirección desde la que viene el mismo, no hacia donde va.

Para aplicaciones en energía eólica, aunque la rosa habitual es también útil, es tanto o más interesante considerar una modificación de la misma. Además de la frecuencia con que el viento sopla en una dirección, lo que interesa en este caso es la energía del mismo en las diferentes direcciones. Por ello se suelen representar en colores diferentes sobre un mismo círculo las dos magnitudes; la frecuencia temporal y la fracción de energía en cada uno de los sectores, como se puede observar en la figura.

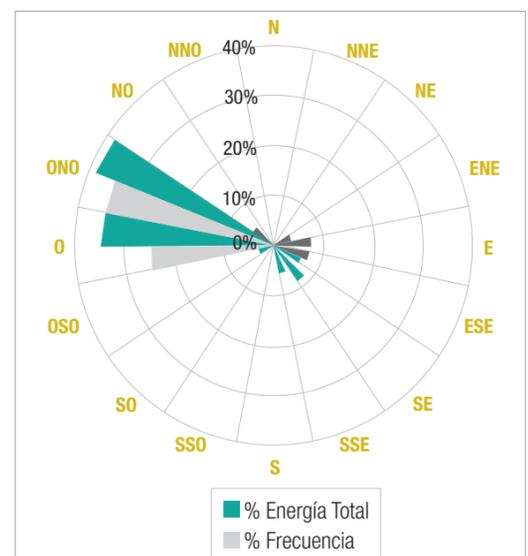


Figura 3. Rosa de viento

2.6 Energía del viento

Si el viento puede aprovecharse para la producción de energía, es porque la contiene en forma de energía cinética. Las máquinas respectivas permitirán transformarla en energía mecánica y, mediante un generador, en la energía eléctrica. En esta sección se muestra el cálculo de energía que contiene el viento.

Para realizar el cálculo, consideremos un flujo de viento de velocidad U que atraviesa un volumen de longitud diferencial y sección transversal A.



Figura 4. Flujo a través de un disco

El flujo que atraviesa el disco por unidad de tiempo, dm/dt, según la ecuación de continuidad es:

$$\frac{dm}{dt} = \frac{d(\rho V)}{dt} = \rho \cdot A \cdot \frac{dx}{dt} = \rho \cdot A U,$$

donde ρ es la densidad del aire, que al igual que área del disco se considera que no varía con el tiempo. Por otra parte, la potencia o energía cinética por unidad de tiempo será:

$$P = \frac{dE_c}{dt} = \frac{d}{dt} \left(\frac{1}{2} m v^2 \right) = \frac{1}{2} U^2 \frac{dm}{dt}$$

Sustituyendo en la ecuación anterior, queda la siguiente expresión:

$$P = \frac{1}{2} \rho \cdot A U^3$$

A continuación se puede definir una nueva magnitud, que mostrará la potencia por unidad de la sección transversal (área barrida), o densidad de potencia, y que vendrá expresada por:

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} \rho U^3$$

A la luz de estos resultados, se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- La densidad de potencia es proporcional a la densidad del aire. Esto quiere decir que en general, a mayor altitud, menor la energía disponible a igual velocidad del viento, como se puede comprobar en la Tabla 2.
- La energía que se puede extraer del viento es proporcional al área barrida por el rotor (o al cuadrado de su diámetro en una máquina convencional, con rotor circular).
- La densidad de potencia es proporcional al cubo de la velocidad del viento.
- Las unidades de la densidad de potencia son de potencia por unidad de superficie. En el Sistema Internacional, estas unidades son W/m².



Tabla 2. Variación de la densidad, temperatura y presión con la altitud en una atmósfera estándar

Altitud (m)	Temperatura (°C)	Presión (hPa)	Densidad (kg/m³)
0	15.0	1013.2	1.225
100	14.3	1001.3	1.213
200	13.7	989.5	1.202
300	13.0	977.73	1.190
400	12.4	966.11	1.179
500	11.7	954.6	1.167
1000	8.5	898.7	1.112
2000	2.0	794.9	1.007
3000	-4.5	701.1	0.909
4000	-11.0	616.4	0.819
5000	-17.5	540.2	0.736

2.7 Perfil vertical de viento

Por perfil vertical de viento se entiende la variación de la velocidad del viento horizontal con la altura sobre el suelo. Este es un parámetro importante en la caracterización del recurso eólico en los primeros metros de la atmósfera y que depende de la estabilidad atmosférica, la rugosidad del terreno y la orografía.

Para terrenos con orografía simple y en condiciones de estabilidad neutra, el perfil logarítmico proporciona una buena aproximación al perfil vertical:

$$v_2 = v_1 \frac{\ln\left(\frac{h_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_1}{z_0}\right)}$$

Donde v_1 es la velocidad del viento a la altura h_1 , v_2 es la velocidad del viento a la altura h_2 y z_0 es la longitud de rugosidad (o rugosidad del terreno). El parámetro de rugosidad varía con el tipo de suelo, y refleja el hecho experimental e incluso intuitivo de que la disminución de la velocidad horizontal del viento a medida que nos aproximamos a la superficie se produce a ritmos diferentes según si estamos sobre el océano, una pradera, un bosque o una ciudad. En la siguiente tabla se muestra una clasificación de clases de rugosidad orientativas:

Tabla 3. Clases y longitudes de rugosidad

Clase de rugosidad	Longitud de rugosidad z_0 (m)	Usos del suelo
0	0.0002	Superficie del agua en calma.
0.5	0.0024	Terreno abierto con superficie lisa: pistas de hormigón en los aeropuertos, césped cortado, etc.
1	0.03	Área agrícola abierta sin cercados ni setos y con edificios muy dispersos.
1.5	0.055	Terreno agrícola con algunas casas y cercados de hasta 8 m de altura separados por más de 1 km.
2	0.1	Terreno agrícola con algunas casas y cercados de hasta 8 m de altura separados por aproximadamente 500 m.
2.5	0.2	Terreno agrícola con varios árboles, arbustos y plantas, o cercados de hasta 8 m de altura separados por aproximadamente 250 m.
3	0.4	Ciudades, villas, terreno agrícola con muchos cercados o muy altos, bosques.
3.5	0.6	Grandes ciudades con edificios altos
4	1.6	Ciudades muy grandes con edificios altos y rascacielos.

Sustituyendo en la ecuación anterior para diferentes clases de rugosidad, suponiendo que a 10 m la velocidad del viento es de 5.5 m/s, obtenemos diferentes perfiles verticales del viento, tal y como nos muestra la siguiente gráfica:

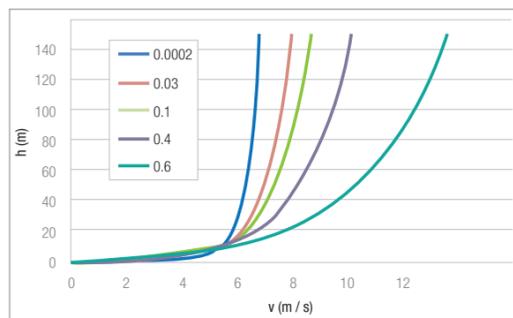


Figura 5. Perfil vertical del viento en función de la longitud de rugosidad

2.8 Ley de Betz

Si se intenta extraer con un aerogenerador la energía del viento, se verá que su velocidad disminuye al traspasar la máquina, dado que el rotor de la turbina eólica debe frenar el viento para transformar su energía cinética en rotacional.

Dado que la cantidad de aire que pasa a través del área barrida por el rotor por unidad de tiempo debe ser igual a la que abandona el área del rotor por el otro lado, el aire ocupará una mayor sección transversal (diámetro) detrás del plano del rotor.

Si se intenta extraer toda la energía del viento, el aire saldría con una velocidad nula, es decir, el aire no podría abandonar la turbina. En ese caso no se extraería ninguna energía en absoluto, ya que obviamente también se impediría la entrada de aire al rotor del aerogenerador.

En el otro caso extremo, el viento podría pasar sin ser para nada estorbado. En este caso tampoco sería extraída ninguna energía del viento.

Entonces, se puede asumir que debe haber alguna forma de frenar el viento que esté entremedio de estos dos extremos, y que sea la más eficiente en la conversión de la energía del viento en energía mecánica útil. Esta cuestión fue respondida por Albert Betz en un célebre teorema formulado en 1919, según se expone a continuación:

Se considera, cosa bastante razonable, que la velocidad promedio del viento a través del área del rotor es el promedio de la velocidad del viento sin perturbar antes de la turbina eólica, v_1 , y la velocidad del viento después de su paso por el plano del rotor, v_2 , esto es, $(v_1 + v_2)/2$. Siguiendo las fórmulas deducidas en el apartado 3.5., se obtiene que la masa por unidad de tiempo que atraviesa el rotor es:

$$\frac{dm}{dt} = \frac{d(\rho V)}{dt} = \rho \cdot A \cdot \frac{dx}{dt} = \rho \cdot A \cdot \frac{v_1 + v_2}{2},$$

y la potencia extraída por el rotor es:

$$P = \frac{dE_c}{dt} = \frac{d}{dt} \left(\frac{1}{2} m v^2 \right) = \frac{1}{2} (v_1^2 - v_2^2) \frac{dm}{dt},$$

que sustituyendo la expresión anterior daría una potencia extraída de:

$$P = \frac{1}{4} \rho \cdot A \cdot (v_1^2 - v_2^2) \cdot (v_1 + v_2)$$

La potencia del viento incidente sobre el rotor, a la que se denomina P_0 , sería:

$$P_0 = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v_1^3$$

Si se comparan los dos valores, se obtiene la siguiente función:

$$\frac{P}{P_0} = \frac{1}{2} \left(1 - \left(\frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right) \left(1 + \frac{v_2}{v_1} \right)$$

Esta función, como se puede apreciar en la siguiente figura, tiene un máximo para $v_2/v_1 = 1/3$. El valor máximo de la potencia extraída del viento es entonces de 16/27 ó aproximadamente 0.59 veces la potencia del viento.

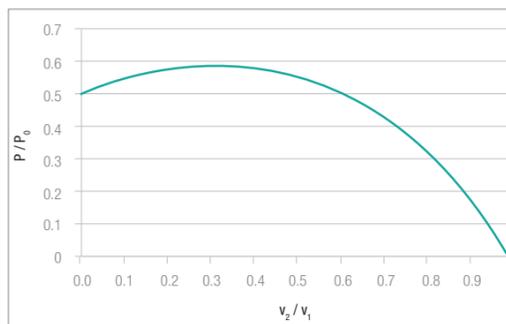


Figura 6. Energía extraíble del viento, según la ley de Betz

2.9 Distribución de Weibull

Experimentalmente se observa que la distribución de frecuencias de una serie de viento (esto es, la proporción relativa de los diferentes rangos de velocidades) se puede ajustar a una distribución de densidad de probabilidad de uno o dos parámetros en la mayoría de las ocasiones. Esto es útil, puesto que la densidad de probabilidad tiene una expresión analítica

que permite realizar cálculos sobre la misma de manera mucho más ágil que el tratamiento directo de la serie completa.

La distribución más extensamente empleada para la representación de una serie de viento es la función densidad de probabilidad de Weibull, cuya expresión es:

$$p(U) = \left(\frac{k}{c} \right) \left(\frac{U}{c} \right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{U}{c} \right)^k \right]$$

Donde U representa el valor del módulo del viento, mientras c y k son los parámetros que caracterizan y distinguen una serie de otra. El parámetro c da una idea de la altura de la distribución, mientras que k está relacionado con la anchura de la misma. Realizando algo de álgebra con la expresión, se puede obtener la función de distribución acumulada, F(U), que da la probabilidad de que el viento sea igual o inferior a un valor:

$$F(U) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{U}{c} \right)^k \right]$$

También se puede obtener expresiones para el valor medio del viento y su desviación estándar en función de estos dos parámetros:

$$U = c \Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right); \Gamma(x) = \int_0^{\infty} e^{-t} t^{x-1} dt$$

$$\sigma_U^2 = U^2 \left[\frac{\Gamma(1+2/k)}{\Gamma^2(1+1/k)} - 1 \right]$$

Donde $\Gamma(x)$ es la función Gamma de Euler. En la siguiente figura, se puede apreciar un ejemplo de una distribución real de viento y su correspondiente ajuste de Weibull. El programa con el que ha sido generada nombra al factor c como A.

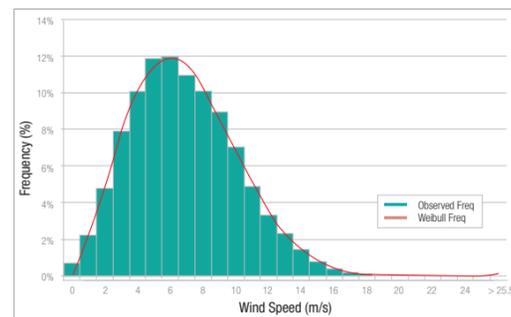


Figura 7. Distribución de Weibull

2.10 Cálculo simplificado de producción

La capacidad de producir energía de un aerogenerador se caracteriza usualmente con su curva de potencia. Ésta consiste en una matriz de valores de velocidad del viento (usualmente en intervalos de 0,5 ó 1 m/s) y potencia. Rigurosamente, los aerogeneradores no se caracterizan por una única curva de potencia, sino por una familia de curvas, puesto que la potencia extraíble del viento, como ya hemos visto, no depende únicamente de la velocidad del viento, sino también de la densidad del aire.

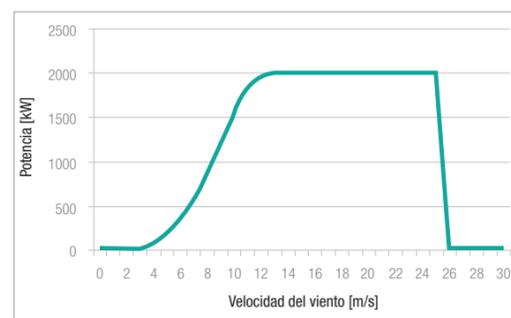


Figura 8. Curva de potencia de un aerogenerador estándar de 2000kW

Con todo lo expuesto, es relativamente sencillo calcular de manera aproximada la producción de un aerogenerador en un emplazamiento concreto si conocemos:

- Los parámetros de Weibull del viento a la altura del buje del aerogenerador.
- La curva de potencia correspondiente a la densidad a la altura del buje.

Si llamamos W(U) a la curva de potencia (en función de la velocidad), la potencia promedio generada por el aerogenerador viene dada por la expresión:

$$\overline{Pot} = \int_0^{\infty} p(U) \cdot W(U) \cdot dU$$

Donde $p(U)$ es la función densidad de probabilidad de Weibull. Normalmente, de la curva de potencia no existe una expresión analítica, sino que es únicamente una tabla de valores numéricos, por lo que no se resuelve la integral mostrada aquí, sino como un sumatorio de las contribuciones de los intervalos de velocidad en que se reparte la curva de potencia.

Si observamos la forma de la distribución de Weibull y de la curva de potencia, observamos que los máximos de ambas curvas no son simultáneos. Aunque la distribución depende de cada emplazamiento, los vientos más frecuentes suelen producirse coincidiendo con la parte de la curva de pendiente más acusada. En cambio, las mayores potencias entregadas por los aerogeneradores coinciden con velocidades del viento muy poco frecuentes. Existen diversos sitios de Internet que incluyen calculadoras para estimar la producción a partir de una curva de potencia y la distribución de Weibull a partir del método expuesto.

Es conveniente recordar que el cálculo de la producción a partir de una distribución paramétrica es únicamente un estimado, puesto que la propia función es una aproximación a la distribución de vientos real. Además, las propias características técnicas de funcionamiento de los aerogeneradores (orientación al viento dominante, pérdidas de diversa índole, disponibilidad, etc.) hacen que la energía neta pueda diferir notablemente de la estimada con este método.

■ Ejemplo de cálculo

Con la base teórica introducida en los apartados anteriores, vamos a realizar un sencillo cálculo de la producción esperada de un aerogenerador en un emplazamiento, suponiendo que conocemos la curva de potencia adecuada a la densidad del mismo, y la distribución de Weibull del viento a altura de buje. Tomaremos como referencia una curva de potencia ficticia, elaborada a partir de la composición de las correspondientes a diferentes aerogeneradores actuales. Para simplificar, supondremos que el emplazamiento se encuentra a nivel del mar ($\rho=1,225 \text{ kg/m}^3$) y que la distribución del viento a altura de buje sigue una distribución de Weibull con $c=7,5 \text{ m/s}$ y $k=2,0$.

Tabla 4. Curva de potencia ficticia utilizada en el ejemplo de cálculo

Velocidad (m/s)	Potencia (kW)
0	0
1	0
2	0
3	0
4	57
5	177
6	348
7	575
8	868
9	1213
10	1554
11	1810
12	1943
13	1985
14	1996
15	2000
16	2000
17	2000
18	2000
19	2000
20	2000
21	2000
22	2000
23	2000
24	2000
25	2000
26	0
27	0
28	0
29	0
30	0

Para obtener el valor de potencia promedio, debemos calcular en primer lugar la probabilidad de que la velocidad del viento se encuentre en cada uno de los intervalos mostrados de la

curva de potencia. Los intervalos de cálculo de probabilidad se tomarán en el punto intermedio entre los intervalos de la curva. Por ejemplo, para 6 m/s , calcularemos la probabilidad de que la velocidad del viento esté comprendida entre $5,5$ y $6,5 \text{ m/s}$, mediante la ecuación de la probabilidad acumulada:

$$F(v \leq U) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{U}{c}\right)^k\right]$$

Sustituyendo los valores:

$$F(v \leq 5,5) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{5,5}{7,5}\right)^2\right] = 0,416$$

$$F(v \leq 6,5) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{6,5}{7,5}\right)^2\right] = 0,528$$

Lo que supone una probabilidad conjunta de

$$p(5,5 < v \leq 6,5) = 0,112$$

Multiplicando cada probabilidad obtenida con este método por la potencia de cada intervalo y sumando, obtendremos la potencia media producida por el aerogenerador en este emplazamiento, como muestra la siguiente tabla:

Tabla 5. Estimación de la potencia media

Velocidad (m/s)	Probabilidad	Potencia (kW)
0	0.000	0.00
1	0.035	0.00
2	0.066	0.00
3	0.091	0.00
4	0.107	6.08
5	0.114	20.11
6	0.112	39.05
7	0.104	59.78
8	0.091	79.05
9	0.076	91.95
10	0.060	93.46
11	0.046	82.53
12	0.033	64.29
13	0.023	45.68
14	0.015	30.65
15	0.010	19.68
16	0.006	12.12
17	0.004	7.17
18	0.002	4.08
19	0.001	2.24
20	0.001	1.18
21	0.000	0.60
22	0.000	0.29
23	0.000	0.14
24	0.000	0.06
25	0.000	0.03
26	0.000	0.00
27	0.000	0.00
28	0.000	0.00
29	0.000	0.00
30	0.000	0.00
Suma	99.56%	660.22

Vemos que por la forma de la distribución de Weibull, la distribución de velocidades se concentra en apenas un pequeño rango de velocidades. Para que este tipo de cálculos mostrados no dependan del aerogenerador considerado, se suele calcular el llamado factor de capacidad o de planta, que se define simplemente como el cociente entre la potencia media y la potencia máxima del aerogenerador. En el ejemplo que nos ocupa sería:

$$FC = \frac{660,22}{2000} = 33,01\%$$

Una estimación de la producción bruta anual se obtendría multiplicando la potencia media en kW por las 8760 horas que tiene un año. Esta magnitud tiene unidades de energía y en el presente ejemplo tendría un valor de $5.783.544,51 \text{ kW}\cdot\text{h}$. Por último, considerando una tarifa orientativa de 10 centavos de US\$ por kW-h, la remuneración por venta de la energía producida por el aerogenerador sería de alrededor de \$578.354.

3. METODOLOGÍA

Las técnicas convencionales en el estudio del potencial eólico requieren mucho tiempo y, a menudo, dependen de la disponibilidad de costosas torres meteorológicas. Asimismo, los modelos convencionales de flujo de viento son poco precisos ante regímenes de viento muy variables, e incluso en zonas de terreno

moderadamente complejo, su exactitud decae sustancialmente con la distancia a la torre de observación más cercana.

Las técnicas de modelización mesoescalares y microescalares ofrecen una solución muy efectiva a todos estos problemas. Combinando la utilización de un sofisticado modelo de simulación atmosférica, capaz de reproducir los patrones de viento a gran escala, con un modelo de viento microescalar que responda a las características del terreno y a la topografía, se pueden llevar a cabo estudios del potencial eólico en regiones extensas con un nivel de detalle imposible de alcanzar en el pasado. Además, hay que remarcar que no son necesarios datos de viento de entrada para conseguir resultados razonablemente precisos, a pesar de que los datos de torres meteorológicas son imprescindibles para confirmar el potencial eólico previsto en un punto concreto. La modelización atmosférica mesoescalar y microescalar reduce notablemente el coste y el tiempo necesarios para identificar y evaluar regiones potencialmente prometedoras para la implantación de proyectos eólicos.

Para la realización del presente estudio, se ha empleado el sistema MesoMap, que consiste en una integración de modelos de simulación de la atmósfera, bases de datos, estaciones de trabajo y unidades de disco de gran capacidad. En el corazón de MesoMap está el MASS (Mesoscale Atmospheric Simulation System), un modelo físico-matemático que simula el comportamiento de la atmósfera a mesoescala. El modelo MASS se acopla a un modelo de microescala simplificado de flujo de viento, WindMap, que se utiliza para refinar la resolución espacial del MASS y para incluir los efectos locales de la rugosidad y la orografía. El MASS simula las condiciones atmosféricas sobre la región de interés para un total de 366 días elegidos de forma aleatoria de un total de 15 años. Una vez finalizadas las simulaciones, los resultados se introducen en WindMap. El MASS se ha ejecutado hasta llegar a una resolución de $2,5 \text{ Km.}$, mientras que WindMap se ha ejecutado con una resolución de 200 m .

Básicamente, el sistema MesoMap consta de tres componentes: modelos, bases de datos y sistemas de cálculo. A continuación se describen cada uno de estos componentes.

3.1 Modelos

En el corazón del sistema MesoMap está el MASS (Mesoscale Atmospheric Simulation System), un modelo numérico de predicción que ha sido desarrollado en los últimos 30 años por Meso Inc. como herramienta de investigación, así como plataforma de generación de productos meteorológicos comerciales. El MASS simula los fenómenos físicos fundamentales que gobiernan la atmósfera, incluyendo la conservación de la masa, la cantidad de movimiento y la energía (los principios básicos de la dinámica y termodinámica clásicas). También posee un módulo de energía cinética turbulenta que tiene en consideración la viscosidad y la estabilidad térmica de la cizalladura del viento. Como modelo dinámico, el MASS simula la evolución de las condiciones atmosféricas en pasos de tiempo del orden de pocos segundos. Esto genera una fuerte demanda de recursos computacionales, especialmente cuando se trabaja en resoluciones muy elevadas. Finalmente, el MASS se acopla a un modelo más simple y rápido, WindMap. Se trata de un modelo de conservación de masa que simula el flujo de viento. Dependiendo de la extensión y la complejidad de la región, WindMap se utiliza para mejorar la resolución espacial de las simulaciones del MASS para así tener en consideración los efectos del terreno y las variaciones locales de la superficie.

3.2 Bases de datos

El modelo MASS utiliza diferentes tipos de bases de datos globales, geofísicas y meteorológicas. Las principales fuentes de datos son datos de reanálisis, radiosondeo, superficie y características de los usos del suelo. La base de datos de reanálisis —la más importante— está constituida por datos meteorológicos históricos referidos a una red tridimensional generados por el US National Center for Environmental Prediction (NCEP) y el National Center for Atmospheric Research (NCAR). Estos datos permiten obtener una instantánea de las condiciones meteorológicas en todo el globo a distintas alturas y a intervalos de 6 horas. Combinando los datos de radiosondeo, superficie y el reanálisis, se establecen las condiciones iniciales, así como las condiciones de contorno actualizadas para las simulaciones del modelo MASS. El MASS, por él mismo, determina la evolución de las condiciones atmosféricas. Como los datos de reanálisis tienen poco detalle, el MASS se ejecuta



para toda una serie de simulaciones sucesivas, cada una de las cuales utiliza como entrada los datos de salida de la simulación precedente, hasta llegar al nivel de detalle deseado.

Las bases de datos geofísicas de entrada que se utilizan son, principalmente, la elevación y los usos del suelo, índice de vegetación y valores climatológicos de la temperatura del agua del mar. Los datos de elevación utilizados en MesoMap han sido generados y compilados en un modelo de elevación digital del terreno (DEM) en el marco del proyecto SRTM (Shuttle Radar Topography Mission) por el Nacional Geospatial-Intelligence Agency (NGA) y la Nacional Aeronautics and Space Administration (NASA), con una resolución horizontal de 3 segundos de arco. Los usos del suelo provienen de la base GeoCover-LC, elaborada por MDA Federal, con una resolución de 28,5 m.

3.3 Sistemas de cálculo y de almacenamiento de datos

El sistema MesoMap requiere una gran potencia de cálculo y de almacenamiento para poder generar los mapas de recurso eólico con una resolución espacial muy elevada y en un tiempo razonable. Para alcanzar este objetivo, se han utilizado más de 100 procesadores y más de 3 Terabytes de datos.

Como cada día simulado por un procesador es completamente independiente del resto de días, el proyecto se puede realizar en paralelo en este sistema más de 100 veces más deprisa que utilizando un solo procesador. Dicho de otro modo, un proyecto típico de MesoMap que tardaría más de dos años en completarse con un solo procesador, puede ser completado en muy pocas semanas.

3.4 Proceso de generación de los mapas de viento medio

El sistema MesoMap genera un mapa del potencial eólico en diversos pasos. En primer lugar, el MASS simula las condiciones atmosféricas de 366 días seleccionados de entre un periodo de 15 años. Los días se eligen a través de un esquema aleatorio estratificado para que cada uno de los meses y estaciones del año estén igualmente representados en la muestra. Sólo el año es elegido de manera completamente aleatoria. Cada simulación genera el viento y otras variables meteorológicas (como pueden ser la temperatura, la presión, la humedad, la energía cinética turbulenta o el flujo de calor) en tres dimensiones en el dominio de integración, y la información se guarda en salidas horarias. Una vez realizadas las simulaciones, los resultados se compilan en archivos resumen, que constituyen la entrada al modelo WindMap en la etapa final de realización de los mapas. Los dos productos principales son (1) mapas del viento medio a distintas alturas sobre el suelo, y (2) archivos de datos que contienen los parámetros de las distribuciones de frecuencias de la velocidad y dirección del viento. Los mapas y los datos se comparan con observaciones realizadas en torres meteorológicas sobre la superficie terrestre o sobre el mar y, en caso de observarse discrepancias significativas, se pueden realizar ajustes a posteriori.

3.5 Factores que afectan a la precisión en la estimación del viento medio

Las fuentes más importantes de error en las estimaciones del potencial eólico mediante MesoMap son las siguientes:

- Escala finita de la red de simulación
- Errores en las propiedades estimadas, como la rugosidad del terreno.
- Errores en las bases de datos de topografía y usos del suelo.

La escala finita de la red discreta de simulación produce una suavización de la orografía. Donde el flujo del viento es forzado por el terreno, esta suavización conlleva una subestimación de la velocidad del viento sobre la cordillera. Por el contrario, donde las montañas bloquean el flujo, esta suavización conduce a una sobreestimación del recurso eólico. El problema de la escala finita de la red de simulación se puede solventar aumentando la resolución de las simulaciones, pero con un elevado coste en el tiempo de cálculo.

Los errores en los datos topográficos y del suelo pueden, obviamente, afectar las estimaciones del potencial eólico. Mientras que los datos de elevación son generalmente muy fiables, los errores en los datos de los usos del suelo son más frecuentes como consecuencia de una mala clasificación de las imágenes aéreas y satelitales. Se ha estimado que la base de datos de 1 km de resolución utilizada en las simulaciones del MASS tiene una fiabilidad del 70%. La utilización de bases de datos del terreno y del suelo es mucho más precisa en la etapa de WindMap, permitiendo corregir estos errores introducidos en las simulaciones del MASS. La

base de datos utilizada en este caso tiene una resolución de 28.5 m, mientras que el modelo digital de elevación del terreno tiene una resolución aproximada de 90 m.

Aunque la base de datos de usos del suelo estuviese correctamente catalogada, existe siempre una incertidumbre en las propiedades físicas que deben ser asignadas a cada uno de los tipos, especialmente las referentes a la altura característica de la vegetación y el parámetro de rugosidad. La categoría bosque, por ejemplo, incluye distintas variedades de árboles, con distintas alturas, densidades y follaje, y otras características que afectan a la rugosidad de la superficie. Asimismo, la categoría cultivo puede incluir algunos edificios o árboles salteados, etc. Incertidumbres como esta se pueden superar incorporando más información de la región de interés a través de fotografías aéreas o trabajos de campo. Evidentemente, esto no ha sido factible en este atlas ya que la región estudiada es muy extensa.

3.6 Consideraciones sobre la lectura de los mapas

Los mapas de esta Consultoría permiten obtener directamente el viento en cualquier punto del País, así como su altitud y el parámetro de rugosidad que el modelo ha utilizado para realizar los cálculos. Para interpretar y ajustar las estimaciones de la velocidad del viento se han de tener en cuenta los siguientes puntos:

En los cálculos se ha supuesto que todos los puntos están libres de obstáculos susceptibles de alterar o de impedir el curso del viento. No se consideran obstáculos los árboles si son habituales en el entorno del punto de interés porque sus efectos ya se han tenido en cuenta por el modelo. Las singularidades, como puede ser una edificación aislada o un grupo de árboles en un espacio abierto, sí que se consideran obstáculos. Por regla general, el efecto de estos obstáculos se manifiesta a una altura que duplica la del propio obstáculo, y a una distancia a sotavento de entre 10 y 20 veces de la altura del propio obstáculo.

Generalmente, los emplazamientos situados a una altura superior a la media del elemento de cuadrícula de 200x200 m² son más ventosos que los que puedan estar por debajo. Se puede considerar que la velocidad se incrementa alrededor de 1 m/s por cada 100 m de ascenso, siendo mejor esta aproximación cuanto más aislado sea el elemento que se encuentra por encima de su entorno.

Las alteraciones del parámetro de rugosidad de la superficie—determinado esencialmente por la edificación y el tipo de vegetación— pueden causar un impacto importante en el potencial eólico de un emplazamiento determinado, con un radio de influencia de entre 1 y 2 km. Si la rugosidad es mucho más pequeña que la utilizada por el modelo, la velocidad media será probablemente mayor. Los valores típicos de rugosidad van de 0,001 m en campo abierto sin árboles o arbustos significativos, a 0,1 m en terrenos mayoritariamente arbustivos, y a 1 m o más en zonas con muchos árboles. Vale la pena aclarar aquí que estos valores han sido relacionados indirectamente con la medida de la vegetación; en realidad se trata de una escala de longitud que se utiliza en las ecuaciones que gobiernan la estructura de la capa límite.

4. DESCRIPCIÓN DEL RECURSO EÓLICO DEL ECUADOR

La modelización del recurso eólico con resolución de 200 m sobre el territorio del Ecuador ha permitido identificar la distribución de este recurso sobre el territorio. En lo que a la circulación general terrestre respecta, los vientos dominantes sobre el país son los alisios, provenientes del Este y que por tanto alcanzan el país tras atravesar todo el continente. Esto hace que el viento horizontal a gran escala sea más bien débil en todo el territorio continental.

En términos generales, la orografía del Ecuador divide el territorio en cuatro zonas climáticas bien definidas, que confieren unas características particulares. De Este a Oeste, estas zonas son:

1. La Zona Oriental o Amazónica, en que la frondosa vegetación selvática influye de forma decisiva en la disminución de la velocidad de los vientos alisios en los niveles más cercanos al suelo.
2. La Zona de la Sierra, donde la Cordillera de los Andes comprime los vientos, resultando en una aceleración de los mismos, en una clara manifestación de lo que

se conoce en física de fluidos como efecto Venturi. Estos elevados vientos, sin embargo, se producen en emplazamientos muy elevados, donde además de la dificultad del acceso a los mismos, la energía del viento disminuye proporcionalmente al descenso de la densidad que se produce con la altitud.

3. La Zona de la Costa, donde interaccionan los vientos alisios del Este con dos circulaciones locales: la brisa que se establece por el contraste de temperaturas entre el continente y el océano, y la circulación valle-montaña por la influencia de la Cordillera de los Andes. La combinación del viento global con el local en este caso da lugar a una mayor variación espacial del recurso y a la localización de algún área con velocidades algo superiores al entorno.
4. Islas Galápagos, que aúnan tres características importantes para entender su distribución de viento: son islas, volcánicas y bajo la influencia de los alisios. Por el hecho de ser islas, reciben un viento global menos perturbado que en el continente; sin embargo, los vientos alisios a esta latitud tan baja son de limitada intensidad. Por último, su carácter de archipiélago volcánico, hace que las pendientes sean considerables y que en conjunto configuren un laberinto por el que el viento converge y diverge (por lo que se acelera y se frena) en un espacio relativamente pequeño, presentando además diversos cambios de dirección.

5. ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO

El Atlas Eólico del Ecuador presenta las condiciones anuales de viento para todo el territorio Ecuatoriano con una resolución de 200m x 200m. Mediante la integración de los mapas digitales, utilizando recursos de geo-procesamiento, cálculo de desempeño y producción de energía eléctrica a partir de las curvas de potencia de turbinas eólicas existentes en el mercado, se ha llegado a estimar un potencial de generación eléctrica nacional a partir de parques eólicos instalados en las zonas con mejor recurso de viento.

Este proceso indicativo de estimación de potencial eólico fue realizado considerando las siguientes premisas:

- Fueron integradas todas las áreas que presentan velocidades medias anuales iguales o mayores a 7m/s.
- Fueron consideradas curvas medias de desempeño de turbinas eólicas de última generación instaladas en torres a 80m de altura.
- Para la estimación de generación de energía, fue utilizada una densidad media de ocupación del terreno de 3MW/km². Este valor es considerado como conservador.
- Fueron adoptados intervalos con incrementos de 0,5 m/s para las velocidades medias anuales de viento. El desempeño de turbinas eólicas fue calculado para los límites inferiores de cada intervalo.
- Fue adoptado un factor de disponibilidad de 0,98; considerado típico para parques eólicos comerciales.
- Fueron adoptados factores de planta que varían en un rango entre 0,2 y 0,35, los cuales fueron calculados en función de la velocidad media anual del viento. Además, para corroborar esta metodología, se hicieron análisis específicos tomando en cuenta la distribución de frecuencia del viento en algunos puntos de las zonas con potencial.
- Fueron descartados de la integración las áreas cubiertas por agua (lagos, lagunas, ríos y el mar) así también como las áreas contenidas dentro del Sistema Nacional de Áreas Protegidas (parques nacionales, reservas faunísticas, etc.)
- Para el cálculo fue usada la densidad del aire a 3500 m.s.n.m. que tiene un valor de 0,87kg/m³.
- Se elaboraron las estimaciones de dos escenarios: el Potencial Bruto Total y el Potencial Factible a Corto Plazo. El primero considera todos los sitios bajo 3500 m.s.n.m., con velocidades mayores a 7m/s. El segundo escenario, además de estas restricciones, considera los sitios que están a una distancia menor o igual a 10km de la red eléctrica y carreteras.

A partir de estas consideraciones, se estimó un Potencial Disponible Bruto Total del orden de 1670MW y un Potencial Factible a Corto Plazo de 884MW, conforme se muestra en la columna Integración Acumulada en la Tabla 6 y Tabla 7 respectivamente.



TABLA 6: POTENCIAL EÓLICO - ELÉCTRICO ESTIMADO DEL ECUADOR

POTENCIAL BRUTO

PROVINCIA	POTENCIAL INSTALABLE					INTEGRACIÓN ACUMULADA			
	RANGO VELOCIDAD m/s	ÁREA [km ²]	POTENCIA INSTALABLE [MW]	FACTOR DE CAPACIDAD	ENERGÍA ANUAL [GWh/año]	VIENTO [m/s]	ÁREA [km ²]	POTENCIA INSTALABLE [MW]	ENERGÍA ANUAL [GWh/año]
	7,0 - 7,5	1,24	3,72	0,20	6,39	> 7	4,60	13,80	23,69
	7,5 - 8,0	1,56	4,68	0,25	10,04	> 7,5	3,36	10,08	21,63
	8,0 - 8,5	0,96	2,88	0,30	7,42	> 8	1,80	5,40	13,91
	> 8,5	0,84	2,52	0,35	7,57	> 8,5	0,84	2,52	7,57
	7,0 - 7,5	2,46	7,39	0,20	12,68	> 7	6,32	18,95	32,54
	7,5 - 8,0	1,75	5,24	0,25	11,26	> 7,5	3,86	11,57	24,83
	8,0 - 8,5	1,47	4,40	0,30	11,34	> 8	2,11	6,32	16,28
	> 8,5	0,64	1,92	0,35	5,77	> 8,5	0,64	1,92	5,77
	6,5 - 7,0	0,39	1,16	0,20	1,99	> 6,5	41,19	123,58	212,18
	7,0 - 7,5	21,25	63,76	0,20	109,48	> 7	40,81	122,42	210,18
	7,5 - 8,0	12,01	36,02	0,25	77,31	> 7,5	19,55	58,65	125,88
	8,0 - 8,5	5,08	15,23	0,30	39,23	> 8	7,54	22,63	58,29
	> 8,5	2,47	7,40	0,35	22,23	> 8,5	2,47	7,40	22,23
	7,0 - 7,5	2,51	7,54	0,20	12,95	> 7	5,99	17,98	30,87
	7,5 - 8,0	1,84	5,52	0,25	11,85	> 7,5	3,48	10,44	22,41
	8,0 - 8,5	0,80	2,40	0,30	6,18	> 8	1,64	4,92	12,67
	> 8,5	0,84	2,52	0,35	7,57	> 8,5	0,84	2,52	7,57
	6 - 6,5	4,48	13,44	0,20	23,08	> 6	5,34	16,02	27,51
	6,5 - 7,0	0,71	2,13	0,20	3,66	> 7	0,86	2,58	4,43
	7,0 - 7,5	0,15	0,45	0,25	0,97	> 7,5	0,15	0,45	0,97
	7,0 - 7,5	1,02	3,05	0,20	5,23	> 7	2,42	7,27	12,49
	7,5 - 8,0	0,48	1,44	0,25	3,09	> 7,5	1,41	4,22	9,07
	8,0 - 8,5	0,48	1,44	0,30	3,71	> 8	0,93	2,78	7,17
	> 8,5	0,45	1,34	0,35	4,04	> 8,5	0,45	1,34	4,04
	7,0 - 7,5	14,97	44,91	0,20	77,10	> 7	30,60	91,80	157,62
	7,5 - 8,0	8,97	26,92	0,25	57,78	> 7,5	15,63	46,90	100,65
	8,0 - 8,5	4,58	13,75	0,30	35,42	> 8	6,66	19,97	51,44
	> 8,5	2,07	6,22	0,35	18,68	> 8,5	2,07	6,22	18,68
	7,0 - 7,5	11,50	34,49	0,20	59,21	> 7	23,95	71,85	123,36
	7,5 - 8,0	7,09	21,26	0,25	45,62	> 7,5	12,45	37,36	80,18
	8,0 - 8,5	3,16	9,47	0,30	24,39	> 8	5,37	16,10	41,48
	> 8,5	2,21	6,63	0,35	19,94	> 8,5	2,21	6,63	19,94
	7,0 - 7,5	62,16	186,47	0,20	320,17	> 7	98,25	294,75	506,07
	7,5 - 8,0	26,90	80,71	0,25	173,22	> 7,5	36,09	108,28	232,38
	8,0 - 8,5	7,16	21,47	0,30	55,29	> 8	9,19	27,56	70,99
	> 8,5	2,03	6,10	0,35	18,31	> 8,5	2,03	6,10	18,31
	7,0 - 7,5	106,92	320,77	0,20	550,75	> 7	293,40	880,19	1511,26
	7,5 - 8,0	69,46	208,39	0,25	447,25	> 7,5	186,47	559,42	1200,64
	8,0 - 8,5	43,76	131,27	0,30	338,07	> 8	117,01	351,03	904,06
	> 8,5	73,25	219,76	0,35	660,32	> 8,5	73,25	219,76	660,32
	7,0 - 7,5	1,97	5,91	0,20	10,15	> 7	4,71	14,12	24,24
	7,5 - 8,0	2,39	7,17	0,25	15,38	> 7,5	2,74	8,21	17,62
	8,0 - 8,5	0,35	1,04	0,30	2,68	> 8	0,35	1,04	2,68
	7,0 - 7,5	20,32	60,97	0,20	104,67	> 7	45,08	135,25	232,22
	7,5 - 8,0	10,82	32,45	0,25	69,64	> 7,5	24,76	74,29	159,44
	8,0 - 8,5	7,16	21,49	0,30	55,35	> 8	13,95	41,84	107,75
	> 8,5	6,78	20,35	0,35	61,14	> 8,5	6,78	20,35	61,14
TOTAL ESTIMADO PARA EL ECUADOR [MW]						> 7	556,99	1670,96	2868,98
						> 7,5	309,96	929,87	1995,68
						> 8	166,54	499,61	1286,72
						> 8,5	91,59	274,76	825,57



TABLA 7: POTENCIAL EÓLICO - ELÉCTRICO ESTIMADO DEL ECUADOR

POTENCIAL FACTIBLE A CORTO PLAZO

PROVINCIA	POTENCIAL INSTALABLE					INTEGRACIÓN ACUMULADA			
	RANGO VELOCIDAD m/s	ÁREA [km²]	POTENCIA INSTALABLE [MW]	FACTOR DE CAPACIDAD	ENERGÍA ANUAL [GWh/año]	VIENTO [m/s]	ÁREA [km²]	POTENCIA INSTALABLE [MW]	ENERGÍA ANUAL [GWh/año]
Carchi 	7,0 - 7,5	1,24	3,72	0,20	6,39	> 7	4,60	13,80	23,69
	7,5 - 8,0	1,56	4,68	0,25	10,04	> 7,5	3,36	10,08	21,63
	8,0 - 8,5	0,96	2,88	0,30	7,42	> 8	1,80	5,40	13,91
	> 8,5	0,84	2,52	0,35	7,57	> 8,5	0,84	2,52	7,57
Imbabura 	7,0 - 7,5	1,08	3,24	0,20	5,56	> 7	3,68	11,04	18,96
	7,5 - 8,0	1,00	3,00	0,25	6,44	> 7,5	2,60	7,80	16,74
	8,0 - 8,5	1,04	3,12	0,30	8,04	> 8	1,60	4,80	12,36
	> 8,5	0,56	1,68	0,35	5,05	> 8,5	0,56	1,68	5,05
Pichincha 	7,0 - 7,5	21,25	63,76	0,25	109,48	> 7	40,81	122,42	210,18
	7,5 - 8,0	12,01	36,02	0,30	77,31	> 7,5	19,55	58,65	125,88
	8,0 - 8,5	5,08	15,23	0,35	39,23	> 8	7,54	22,63	58,29
	> 8,5	2,47	7,40	0,20	22,23	> 8,5	2,47	7,40	22,23
Bolívar 	7,0 - 7,5	1,02	3,05	0,20	5,23	> 7	2,42	7,27	12,49
	7,5 - 8,0	0,48	1,44	0,25	3,09	> 7,5	1,41	4,22	9,07
	8,0 - 8,5	0,48	1,44	0,30	3,71	> 8	0,93	2,78	7,17
	> 8,5	0,45	1,34	0,35	4,04	> 8,5	0,45	1,34	4,04
Chimborazo 	7,0 - 7,5	7,31	21,93	0,20	37,66	> 7	11,87	35,61	61,14
	7,5 - 8,0	3,25	9,76	0,25	20,94	> 7,5	4,56	13,67	29,35
	8,0 - 8,5	1,19	3,56	0,30	9,16	> 8	1,31	3,92	10,08
	> 8,5	0,12	0,36	0,35	1,08	> 8,5	0,12	0,36	1,08
Cañar 	7,0 - 7,5	11,50	34,49	0,20	59,21	> 7	23,95	71,85	123,36
	7,5 - 8,0	7,09	21,26	0,25	45,62	> 7,5	12,45	37,36	80,19
	8,0 - 8,5	3,16	9,47	0,30	24,39	> 8	5,37	16,11	41,48
	> 8,5	2,21	6,64	0,35	19,94	> 8,5	2,21	6,64	19,94
Azuay 	7,0 - 7,5	21,38	64,14	0,20	110,13	> 7	33,92	101,77	174,74
	7,5 - 8,0	8,29	24,86	0,25	53,34	> 7,5	12,54	37,63	80,77
	8,0 - 8,5	2,90	8,70	0,30	22,40	> 8	4,26	12,78	32,91
	> 8,5	1,36	4,08	0,35	12,26	> 8,5	1,36	4,08	12,26
Loja 	7,0 - 7,5	71,46	214,38	0,20	368,08	> 7	173,49	520,46	893,62
	7,5 - 8,0	42,20	126,59	0,25	271,70	> 7,5	102,03	306,09	656,92
	8,0 - 8,5	22,48	67,45	0,30	173,72	> 8	59,83	179,49	462,27
	> 8,5	37,35	112,04	0,20	336,65	> 8,5	37,35	112,04	336,65
TOTAL ESTIMADO PARA EL ECUADOR [MW]						> 7	294,74	884,22	1518,17
						> 7,5	158,50	475,51	1020,54
						> 8	82,64	247,91	638,47
						> 8,5	45,35	136,06	408,81



MAPAS





ATLAS EÓLICO DEL ECUADOR

Pendiente del Terreno

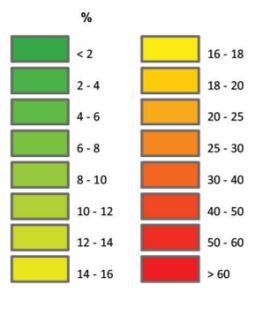


Ubicación



Leyenda

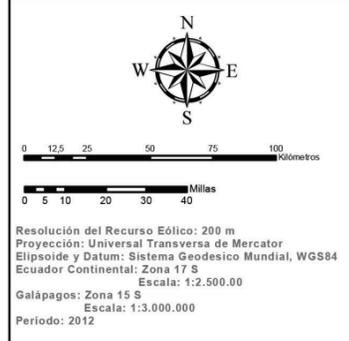
Pendiente del Terreno



Simbología



Referencia



Créditos





ATLAS EÓLICO DEL ECUADOR

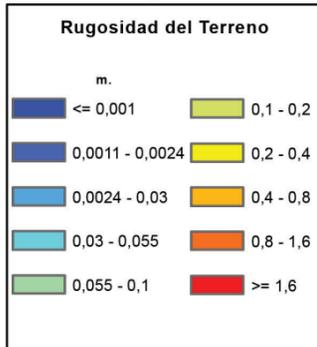
Rugosidad del Terreno



Ubicación



Leyenda



Simbología



Referencia



Créditos

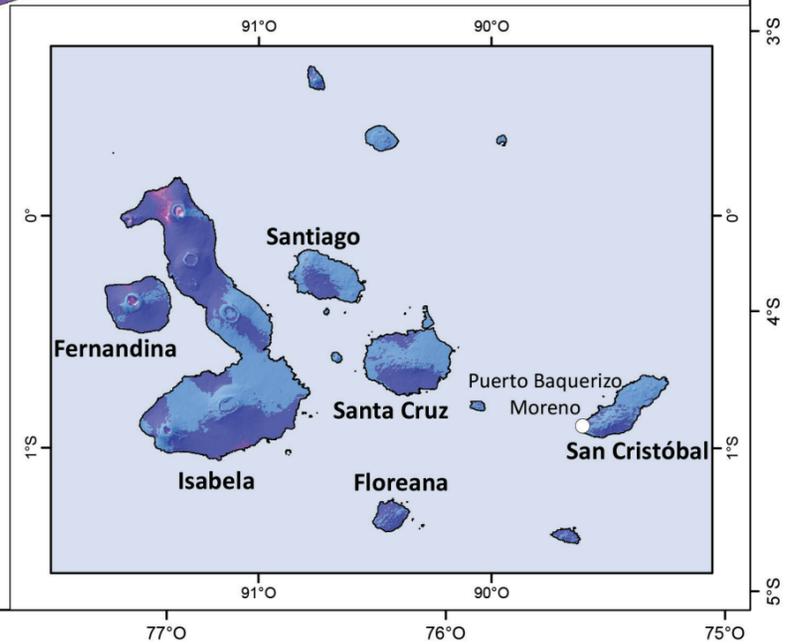
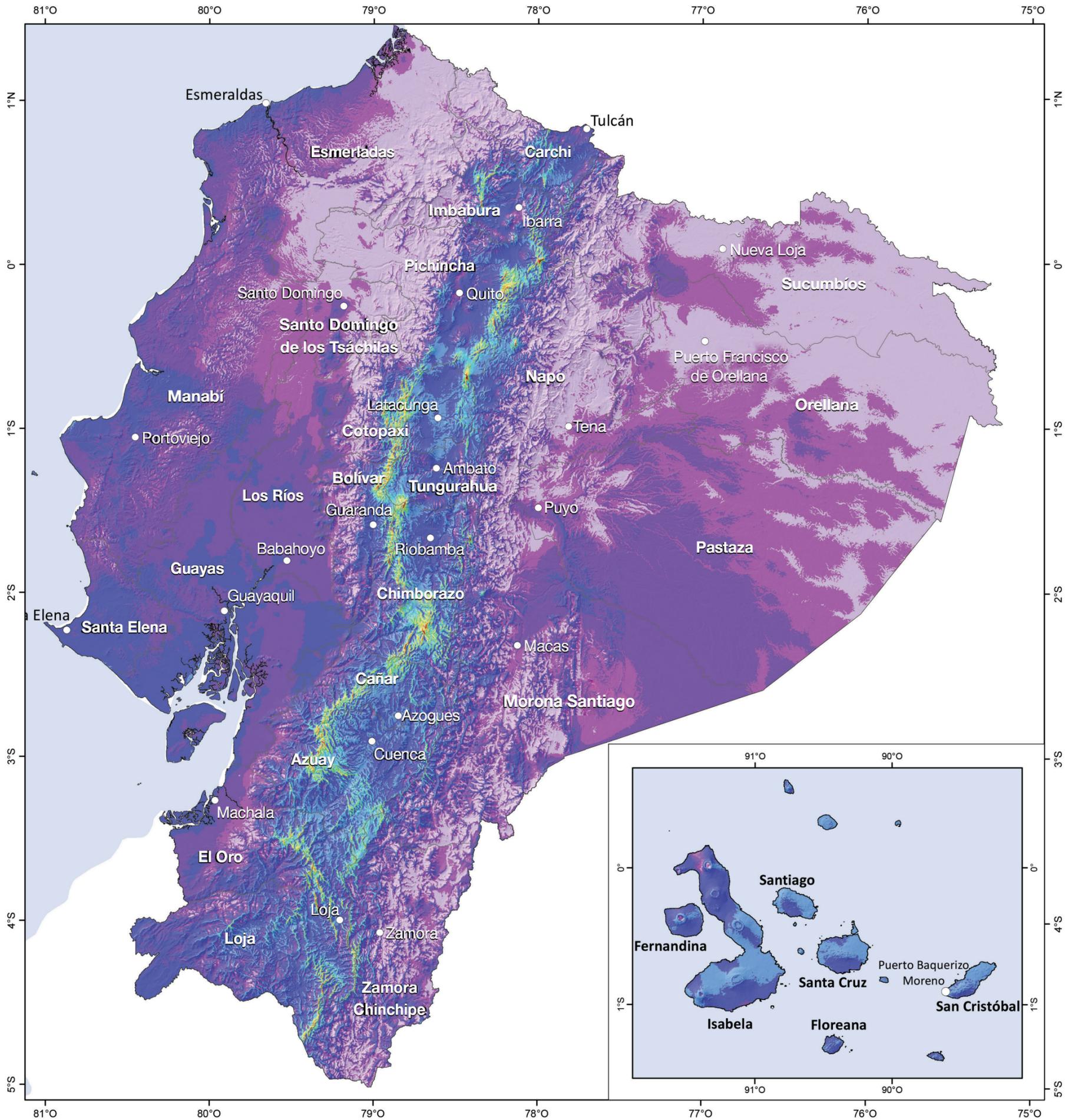






ATLAS EÓLICO DEL ECUADOR

Velocidad Media Anual del Viento a 30 m de Altura sobre el Suelo



Leyenda

Velocidad Media Anual del Viento a 30 m.

km/h	m/s	Color
< 10.8	< 3.0	Purple
10.8 - 12.6	3.0 - 3.5	Dark Blue
12.6 - 14.4	3.5 - 4.0	Blue
14.4 - 16.2	4.0 - 4.5	Light Blue
16.2 - 18.0	4.5 - 5.0	Teal
18.0 - 19.8	5.0 - 5.5	Green
19.8 - 21.6	5.5 - 6.0	Light Green
21.6 - 23.4	6.0 - 6.5	Yellow-Green
23.4 - 25.2	6.5 - 7.0	Yellow
25.2 - 27.0	7.0 - 7.5	Light Yellow
27.0 - 28.8	7.5 - 8.0	Yellow-Orange
28.8 - 30.6	8.0 - 8.5	Orange
30.6 - 32.4	8.5 - 9.0	Dark Orange
32.4 - 34.2	9.0 - 9.5	Red-Orange
34.2 - 36.0	9.5 - 10.0	Red
> 36.0	> 10.0	Dark Red

Simbología

- Capital Provincial
- Límite Internacional
- Límite Provincial

Este mapa ha sido creado por AWS Truepower™ empleando el sistema Mesolapsi™ y datos meteorológicos históricos. Aunque representa de forma precisa el comportamiento general del recurso, las estimaciones en puntos concretos deben ser corroboradas con medidas.

© AWS Truepower™, SLU. All rights reserved.

Referencia

Resolución del Recurso Eólico: 200 m
 Proyección: Universal Transversa de Mercator
 Elipsoide y Datum: Sistema Geodésico Mundial, WGS84
 Ecuador Continental: Zona 17 S Escala: 1:2.500.000
 Galápagos: Zona 15 S Escala: 1:3.000.000
 Período: 2012

Créditos

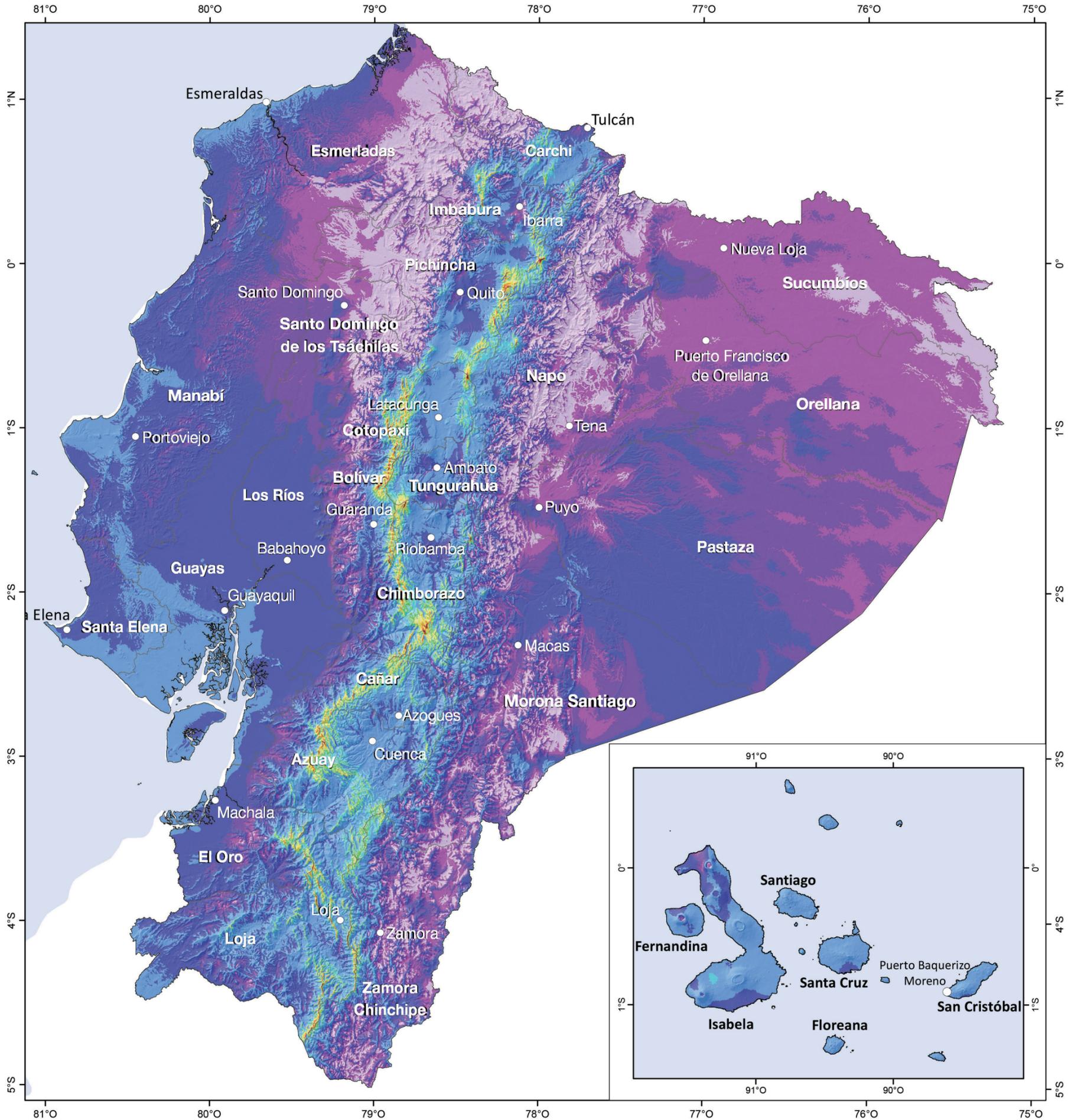
Ministerio de Electricidad y Energía Renovable





ATLAS EÓLICO DEL ECUADOR

Velocidad Media Anual del Viento a 50 m de Altura sobre el Suelo



Ubicación



Leyenda

Velocidad Media Anual del Viento a 50 m.			
km/h	m/s	Color	Intervalo
< 10.8	< 3.0	Light Green	6.5 - 7.0
10.8 - 12.6	3.0 - 3.5	Light Yellow	7.0 - 7.5
12.6 - 14.4	3.5 - 4.0	Yellow	7.5 - 8.0
14.4 - 16.2	4.0 - 4.5	Orange	8.0 - 8.5
16.2 - 18.0	4.5 - 5.0	Red-Orange	8.5 - 9.0
18.0 - 19.8	5.0 - 5.5	Red	9.0 - 9.5
19.8 - 21.6	5.5 - 6.0	Dark Red	9.5 - 10.0
21.6 - 23.4	6.0 - 6.5	Dark Red	> 10.0
> 23.4	> 6.5	Dark Red	> 10.0

Simbología

- Capital Provincial
- Límite Internacional
- Límite Provincial

Este mapa ha sido creado por AWS Truepower™ empleando el sistema MesosMap™ y datos meteorológicos históricos. Aunque representa de forma precisa el comportamiento general del recurso, las estimaciones en puntos concretos deben ser corroboradas con medidas.

© AWS Truepower™, SLU. All rights reserved.

Referencia

Resolución del Recurso Eólico: 200 m
 Proyección: Universal Transversa de Mercator
 Elipsoide y Datum: Sistema Geodésico Mundial, WGS84
 Ecuador Continental: Zona 17 S Escala: 1:2.500.000
 Galápagos: Zona 15 S Escala: 1:3.000.000
 Período: 2012

Créditos

Ministerio de Electricidad y Energía Renovable

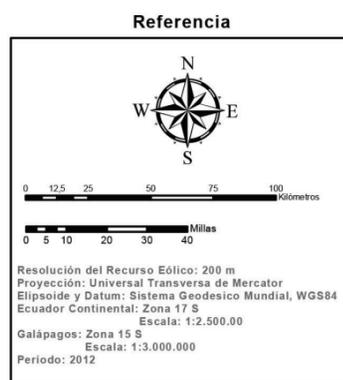
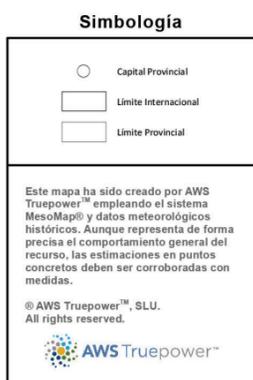
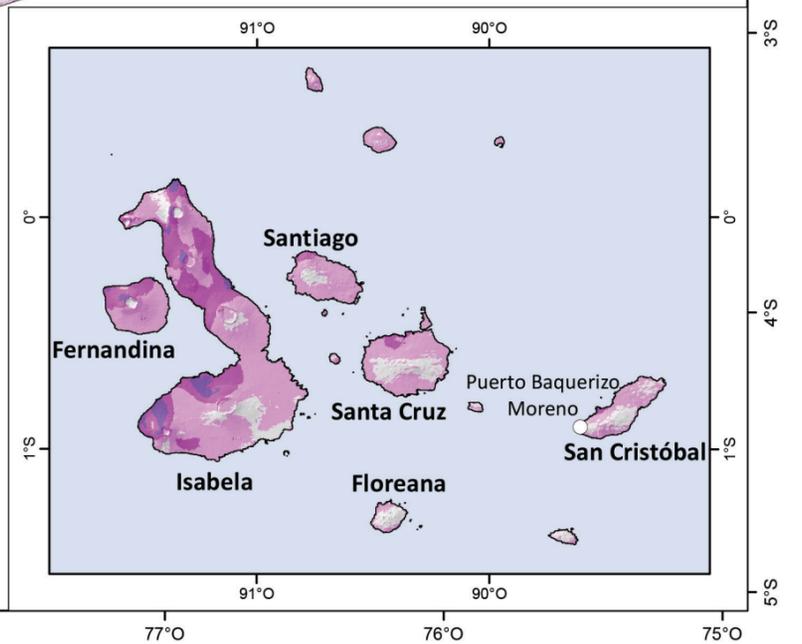
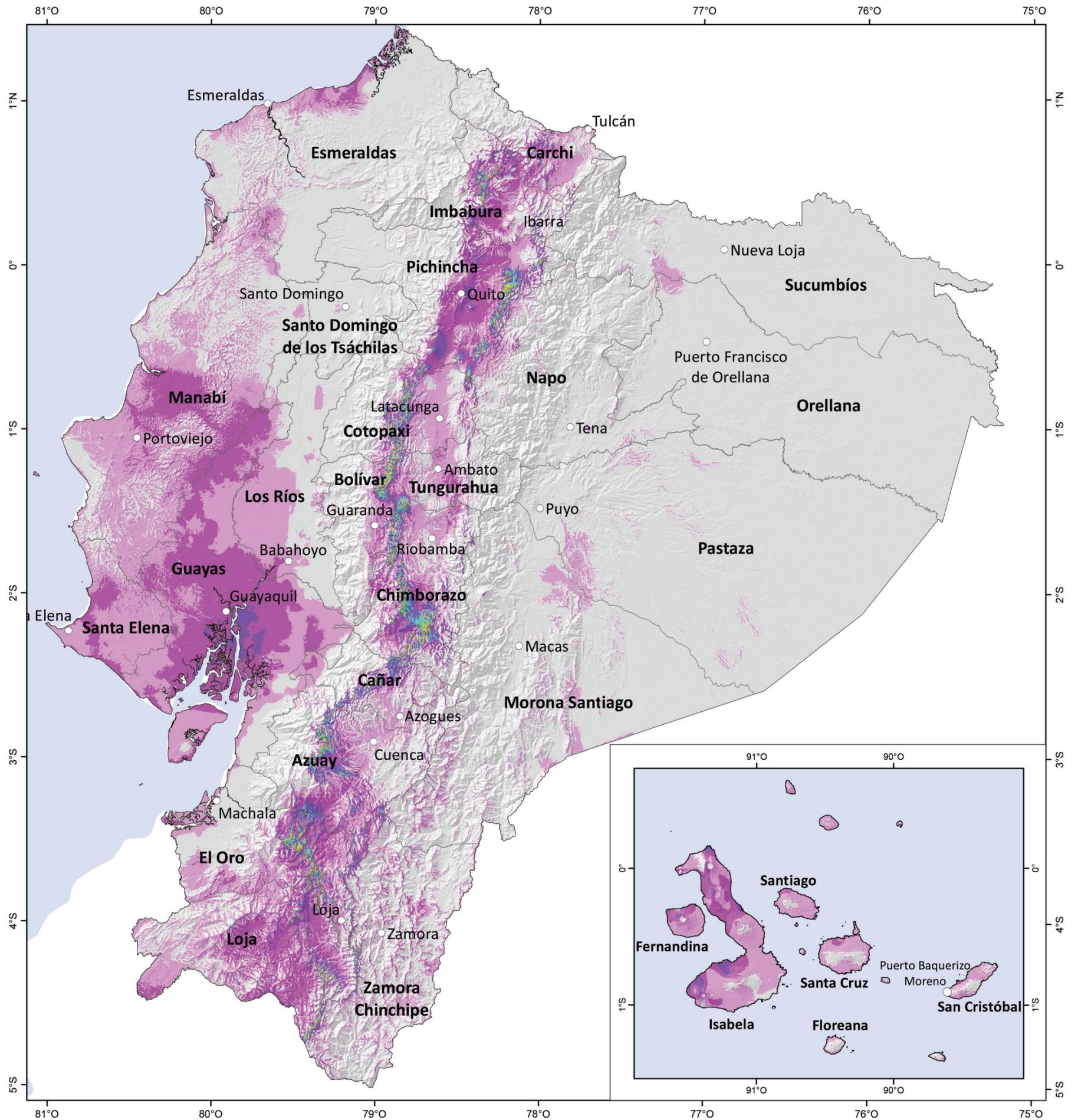






ATLAS EÓLICO DEL ECUADOR

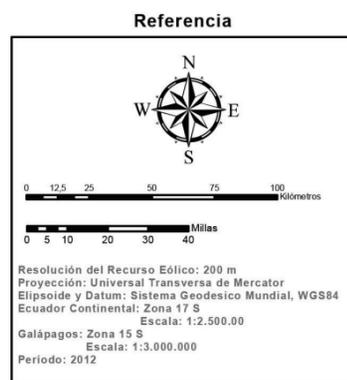
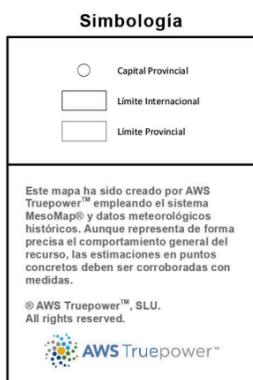
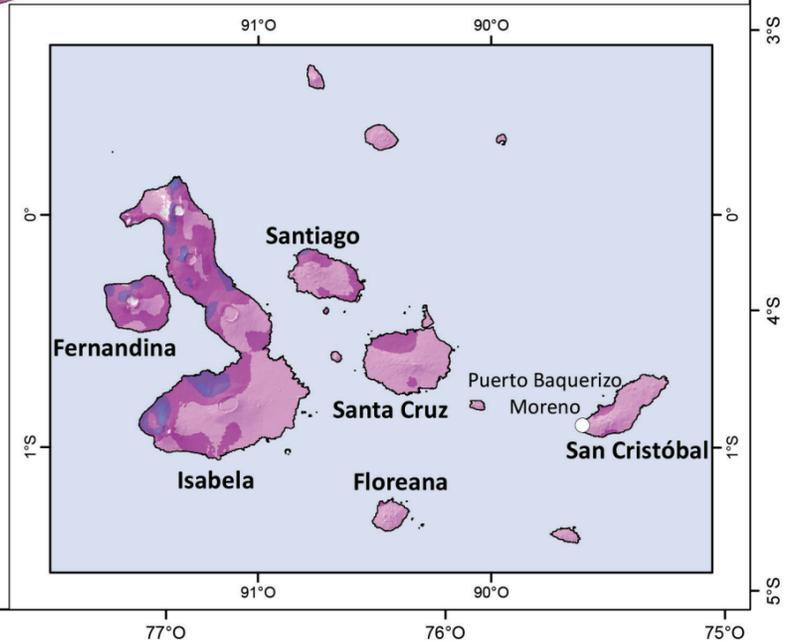
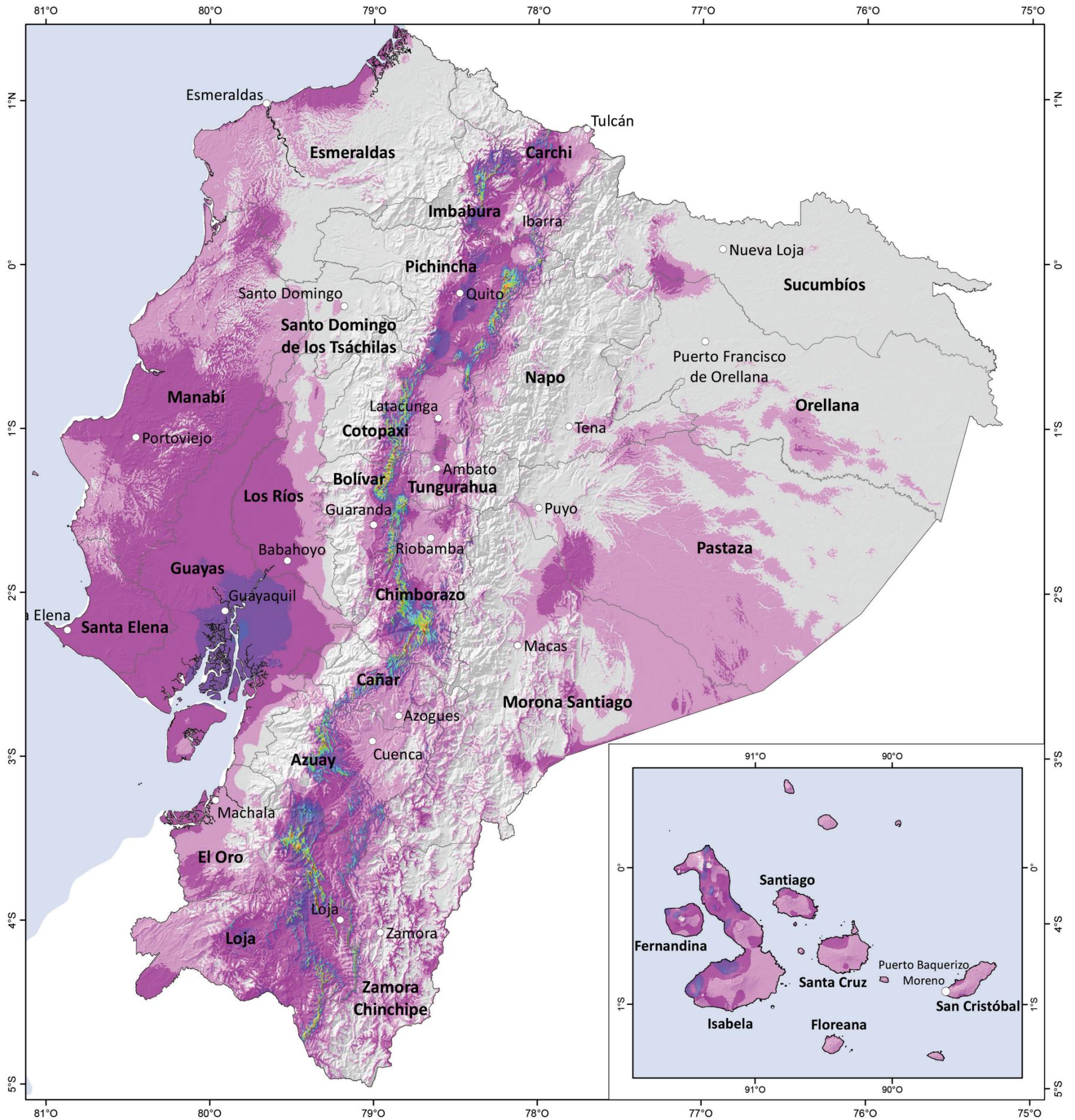
Densidad de Potencia Media Anual del Viento a 30 m





ATLAS EÓLICO DEL ECUADOR

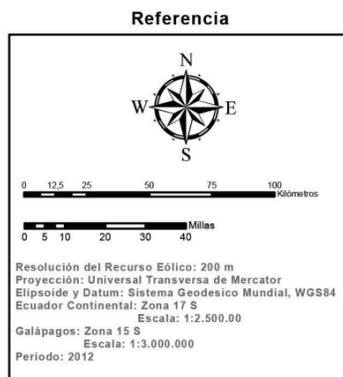
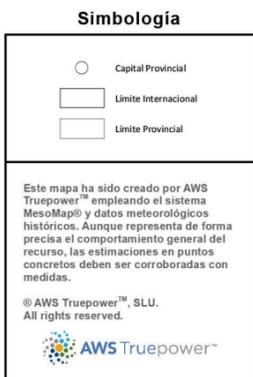
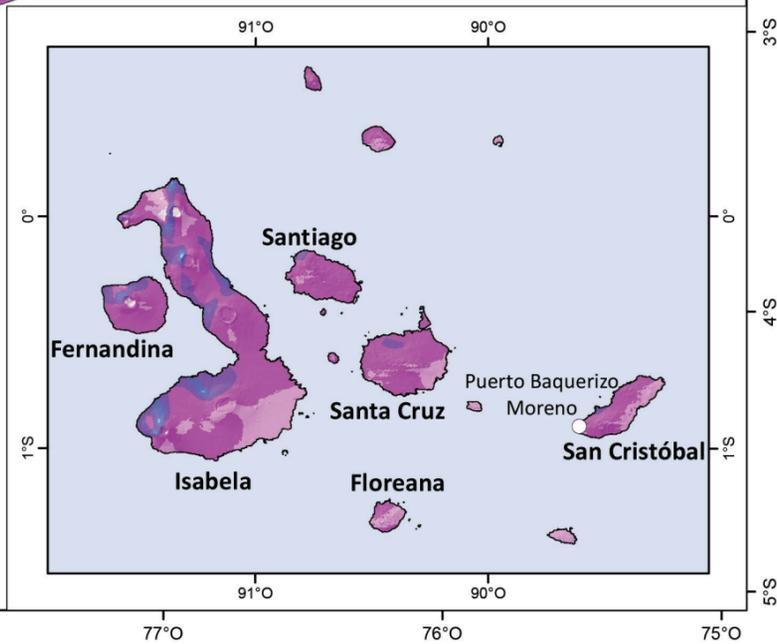
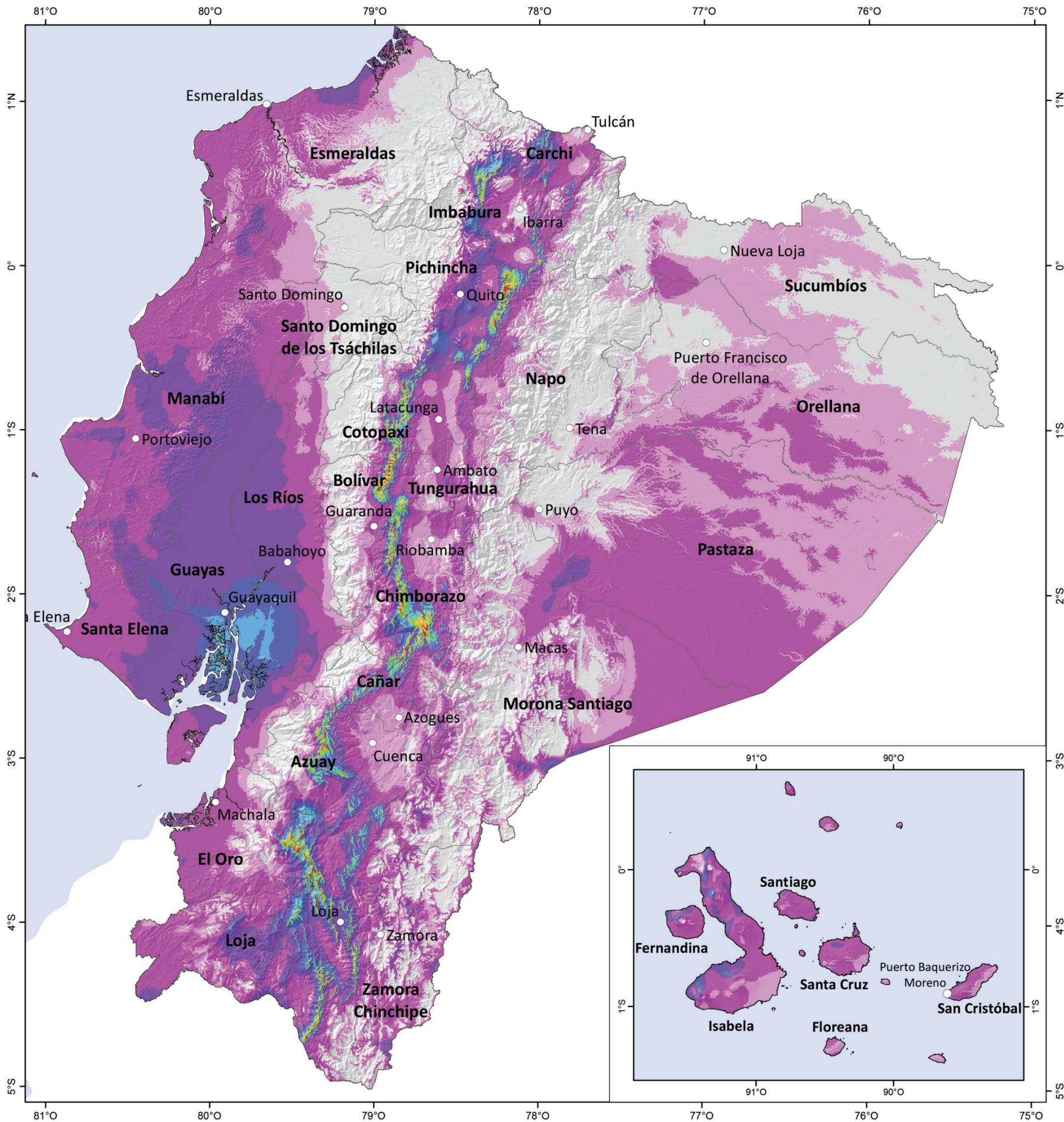
Densidad de Potencia Media Anual del Viento a 50 m





ATLAS EÓLICO DEL ECUADOR

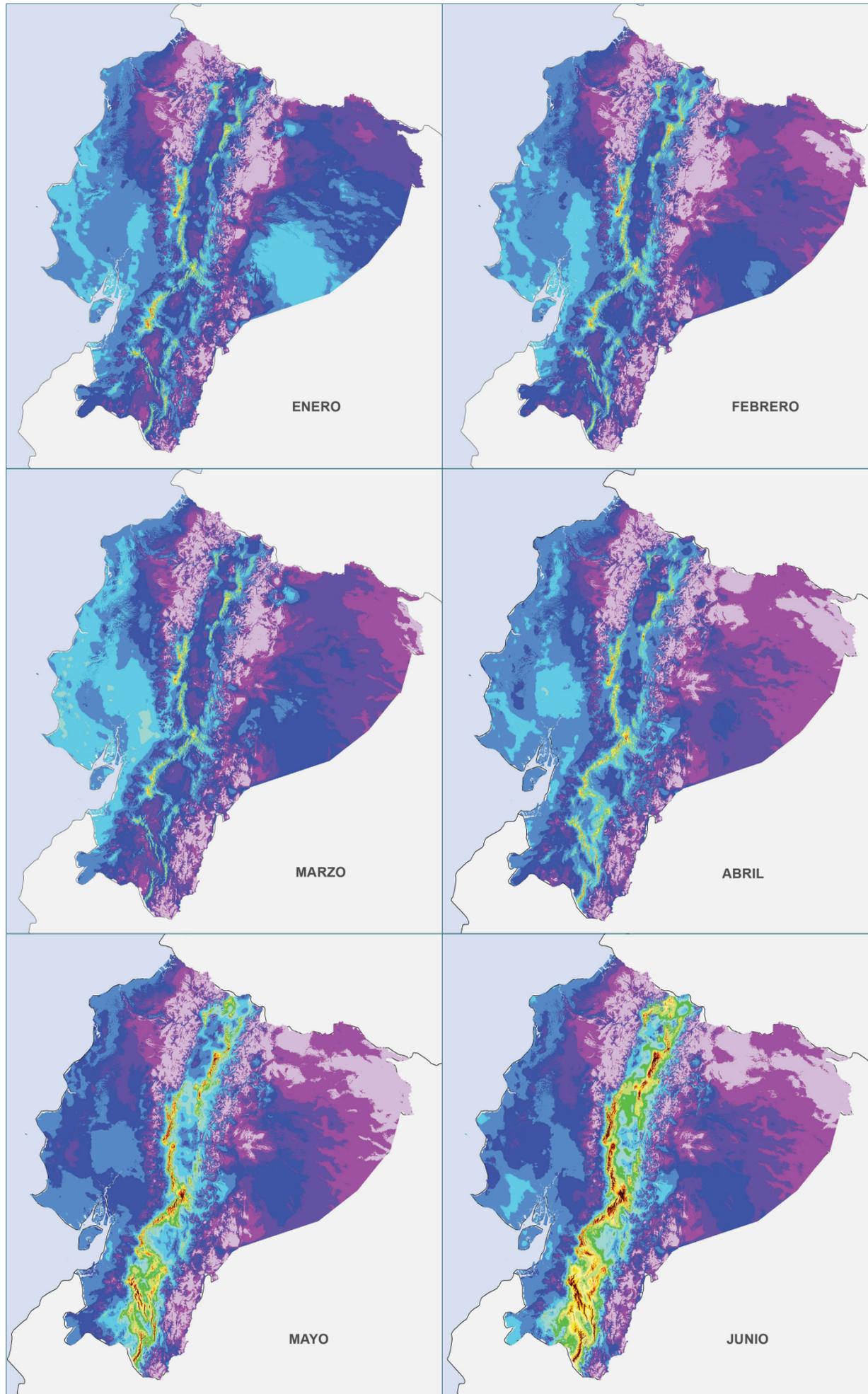
Densidad de Potencia Media Anual del Viento a 80 m





ATLAS EÓLICO DEL ECUADOR

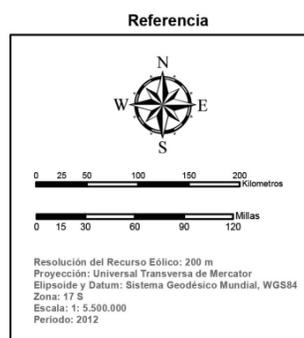
Velocidad Media Mensual del Viento a 80 m de Altura sobre el Suelo Enero - Junio



Leyenda

Velocidad Media Mensual del Viento a 30 m

km/h	m/s		
<10.8	<3.0	23.4 - 25.2	6.5 - 7.0
10.8 - 12.6	3.0 - 3.5	25.2 - 27.0	7.0 - 7.5
12.6 - 14.4	3.5 - 4.0	27.0 - 28.8	7.5 - 8.0
14.4 - 16.2	4.0 - 4.5	28.8 - 30.6	8.0 - 8.5
16.2 - 18.0	4.5 - 5.0	30.6 - 32.4	8.5 - 9.0
18.0 - 19.8	5.0 - 5.5	32.4 - 34.2	9.0 - 9.5
19.8 - 21.6	5.5 - 6.0	34.2 - 36.0	9.5 - 10.0
21.6 - 23.4	6.0 - 6.5	> 36.0	> 10.0

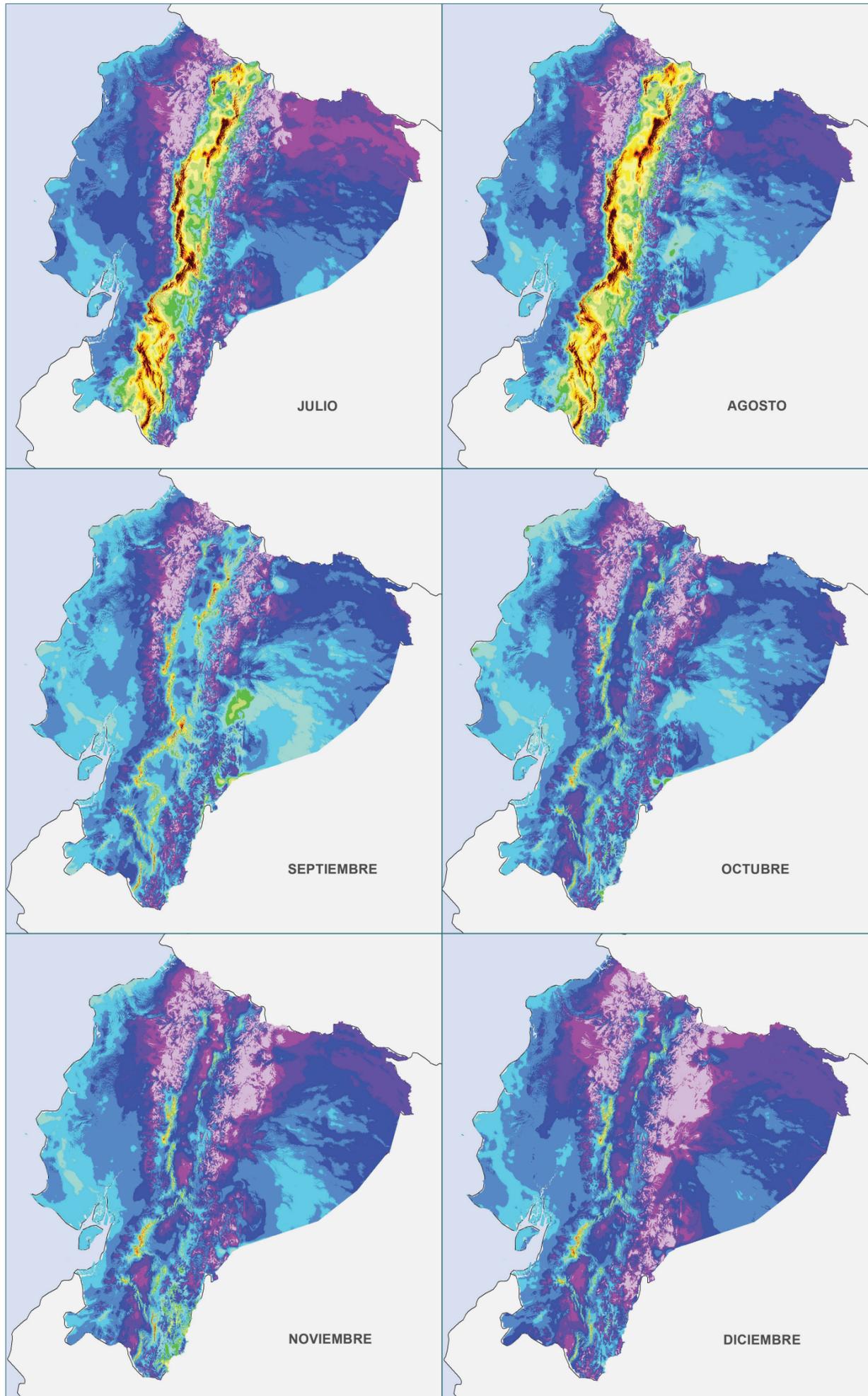




ATLAS EÓLICO DEL ECUADOR

Velocidad Media Mensual del Viento a 80 m de altura sobre el suelo

Julio - Diciembre



Ubicación

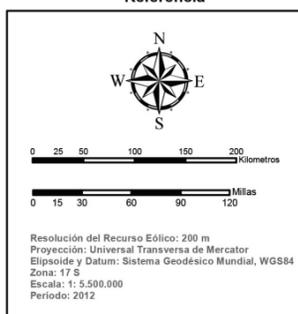


Leyenda

Velocidad Media Mensual del Viento a 30 m

km/h	m/s		
<10.8	<3.0	23.4 - 25.2	6.5 - 7.0
10.8 - 12.6	3.0 - 3.5	25.2 - 27.0	7.0 - 7.5
12.6 - 14.4	3.5 - 4.0	27.0 - 28.8	7.5 - 8.0
14.4 - 16.2	4.0 - 4.5	28.8 - 30.6	8.0 - 8.5
16.2 - 18.0	4.5 - 5.0	30.6 - 32.4	8.5 - 9.0
18.0 - 19.8	5.0 - 5.5	32.4 - 34.2	9.0 - 9.5
19.8 - 21.6	5.5 - 6.0	34.2 - 36.0	9.5 - 10.0
21.6 - 23.4	6.0 - 6.5	> 36.0	> 10.0

Referencia



Créditos

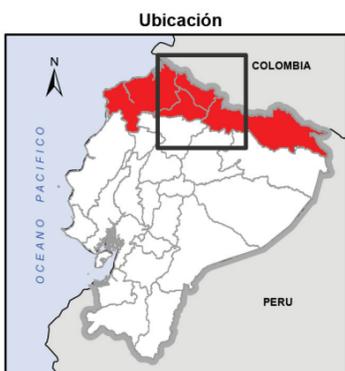
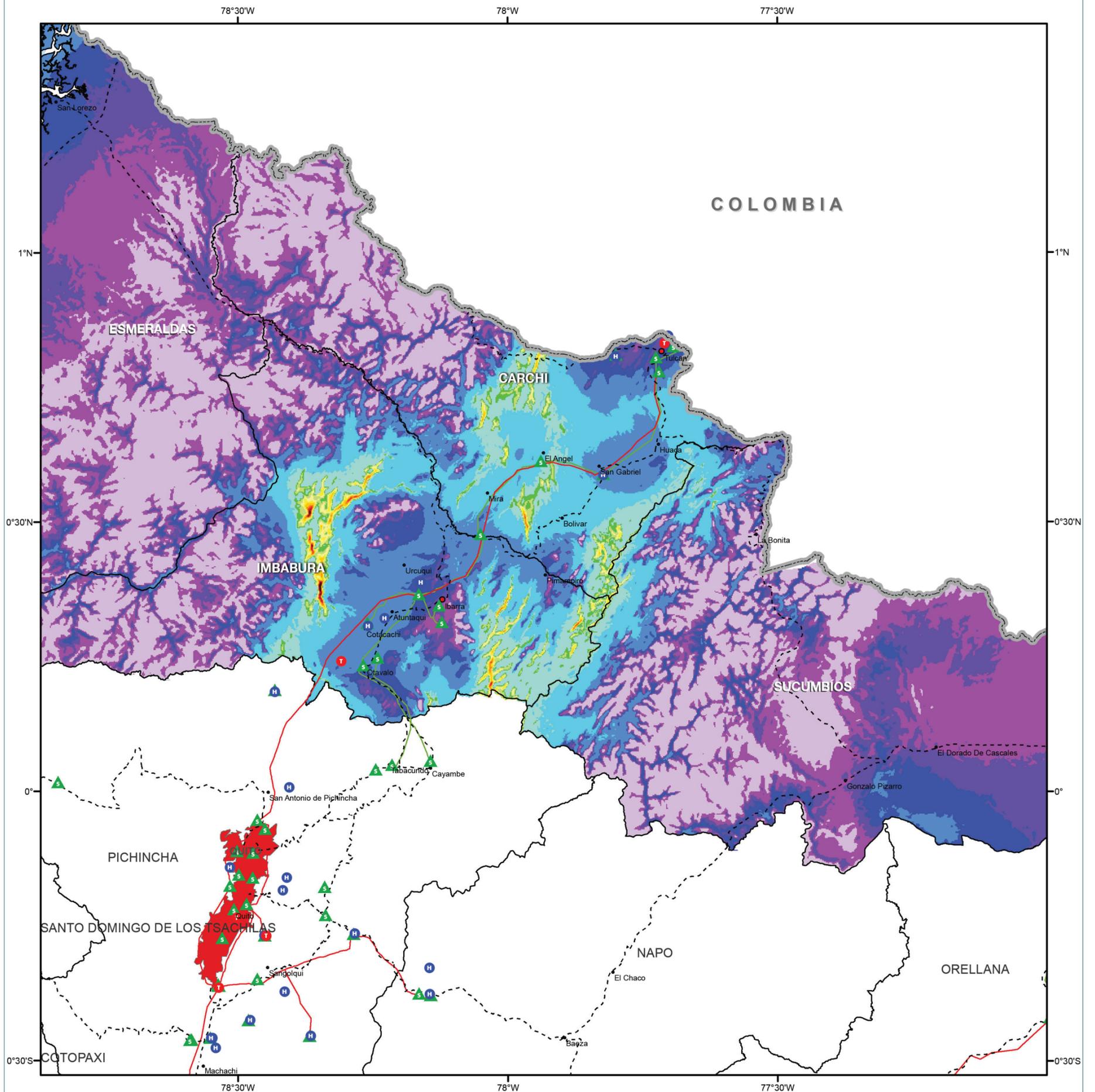




ATLAS EÓLICO DEL ECUADOR

Zona 1 - Esmeraldas, Carchi, Imbabura, Sucumbíos.

Velocidad Media Anual del Viento a 80 m de Altura sobre el Suelo.

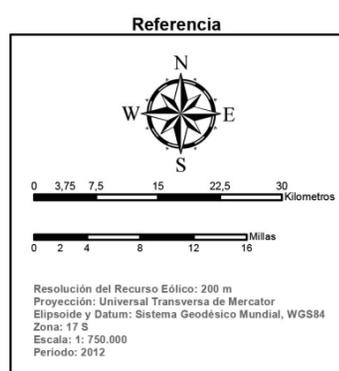


Leyenda

Velocidad Media Anual del Viento a 80 m		
km/h	m/s	
<10.8	<3.0	23.4 - 25.2 6.5 - 7.0
10.8 - 12.6	3.0 - 3.5	25.2 - 27.0 7.0 - 7.5
12.6 - 14.4	3.5 - 4.0	27.0 - 28.8 7.5 - 8.0
14.4 - 16.2	4.0 - 4.5	28.8 - 30.6 8.0 - 8.5
16.2 - 18.0	4.5 - 5.0	30.6 - 32.4 8.5 - 9.0
18.0 - 19.8	5.0 - 5.5	32.4 - 34.2 9.0 - 9.5
19.8 - 21.6	5.5 - 6.0	34.2 - 36.0 9.5 - 10.0
21.6 - 23.4	6.0 - 6.5	> 36.0 > 10.0

Simbología

- QUITO
- Capital Provincial
- Cabecera Cantonal
- Central Térmica
- Central Hidráulica
- ▲ Subestaciones
- Red vial
- Limite Provincial
- Limite Internacional
- Líneas eléctricas de subtransmisión (kV)
- 69
- 138

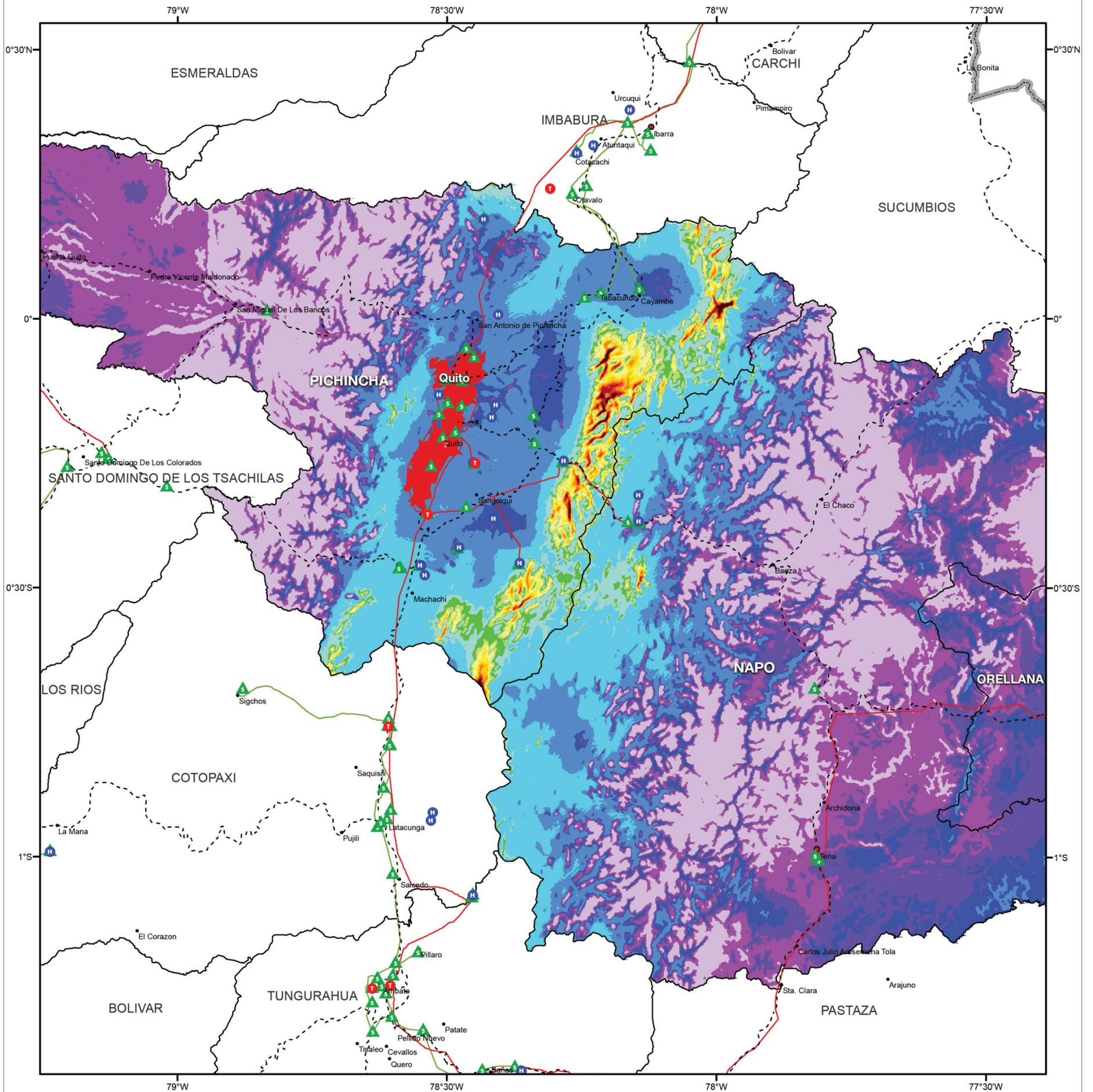




ATLAS EÓLICO DEL ECUADOR

Zona 2 - Pichincha, Napo, Orellana.

Velocidad Media Anual del Viento a 80 m de Altura sobre el Suelo.



Leyenda

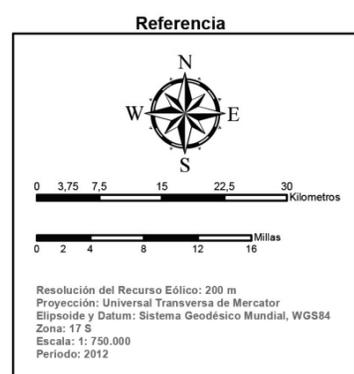
Velocidad Media Anual del Viento a 80 m	
km/h	m/s
<10.8	<3.0
10.8 - 12.6	3.0 - 3.5
12.6 - 14.4	3.5 - 4.0
14.4 - 16.2	4.0 - 4.5
16.2 - 18.0	4.5 - 5.0
18.0 - 19.8	5.0 - 5.5
19.8 - 21.6	5.5 - 6.0
21.6 - 23.4	6.0 - 6.5
23.4 - 25.2	6.5 - 7.0
25.2 - 27.0	7.0 - 7.5
27.0 - 28.8	7.5 - 8.0
28.8 - 30.6	8.0 - 8.5
30.6 - 32.4	8.5 - 9.0
32.4 - 34.2	9.0 - 9.5
34.2 - 36.0	9.5 - 10.0
> 36.0	> 10.0

Simbología

- QUITO
- Capital Provincial
- Cabecera Cantonal
- T Central Térmica
- H Central Hidráulica
- ▲ Subestaciones
- Red vial
- Limite Provincial
- Limite Internacional

Líneas eléctricas de subtransmisión (kV)

- 69
- 138

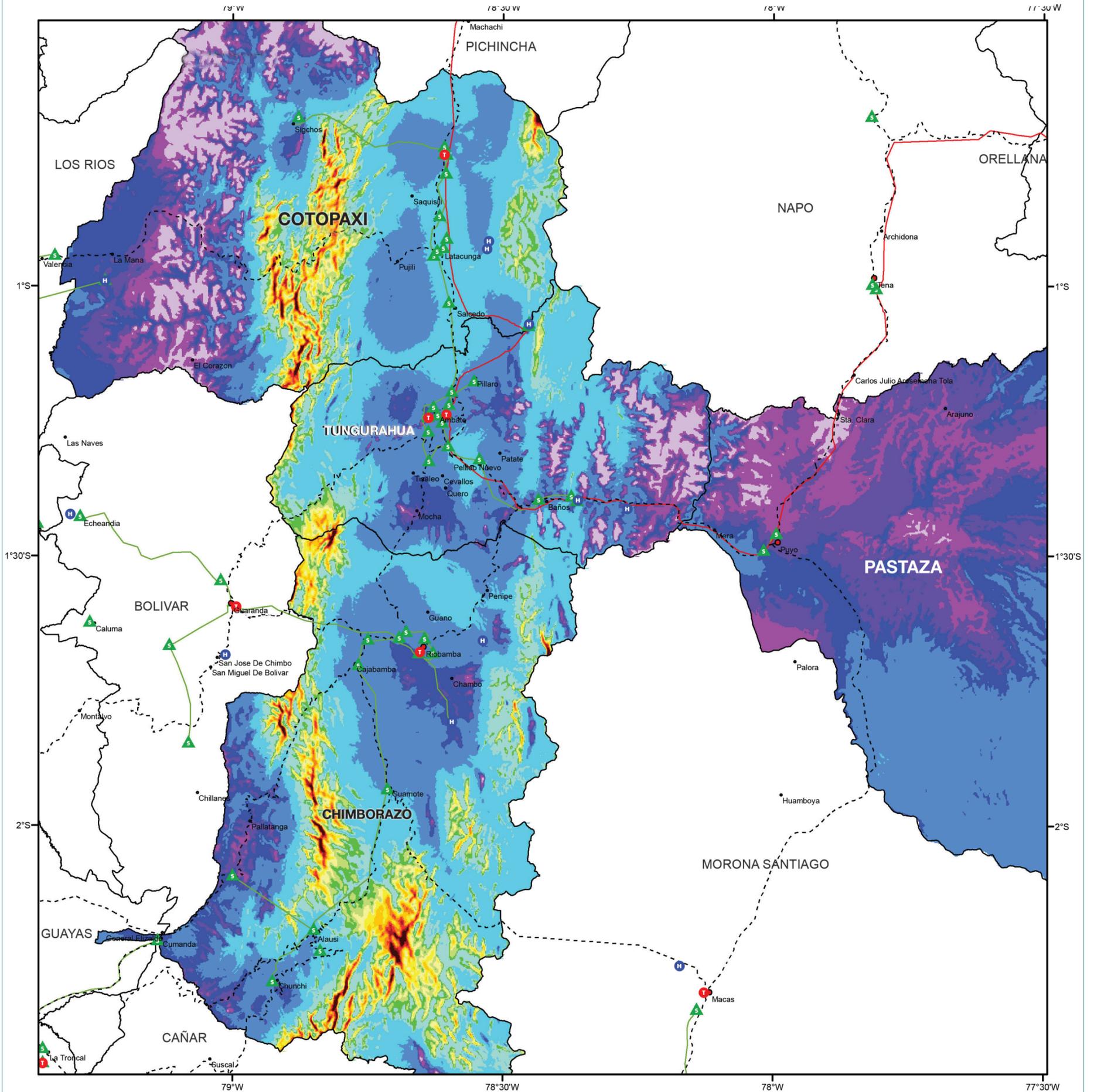




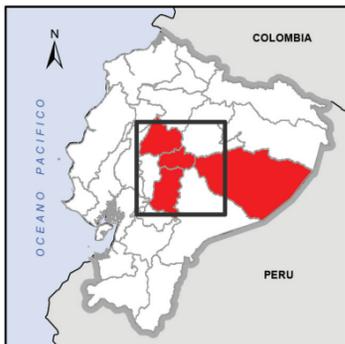
ATLAS EÓLICO DEL ECUADOR

Zona 3 - Chimborazo, Tungurahua, Pastaza, Cotopaxi.

Velocidad Media Anual del Viento a 80 m de Altura sobre el Suelo.



Ubicación



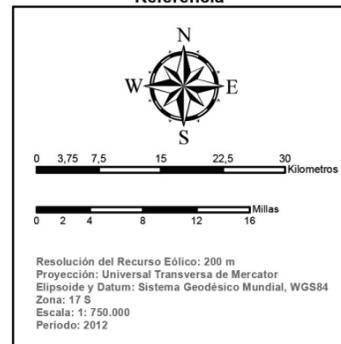
Leyenda

Velocidad Media Anual del Viento a 80 m		
km/h	m/s	
<10.8	<3.0	23.4 - 25.2 6.5 - 7.0
10.8 - 12.6	3.0 - 3.5	25.2 - 27.0 7.0 - 7.5
12.6 - 14.4	3.5 - 4.0	27.0 - 28.8 7.5 - 8.0
14.4 - 16.2	4.0 - 4.5	28.8 - 30.6 8.0 - 8.5
16.2 - 18.0	4.5 - 5.0	30.6 - 32.4 8.5 - 9.0
18.0 - 19.8	5.0 - 5.5	32.4 - 34.2 9.0 - 9.5
19.8 - 21.6	5.5 - 6.0	34.2 - 36.0 9.5 - 10.0
21.6 - 23.4	6.0 - 6.5	> 36.0 > 10.0

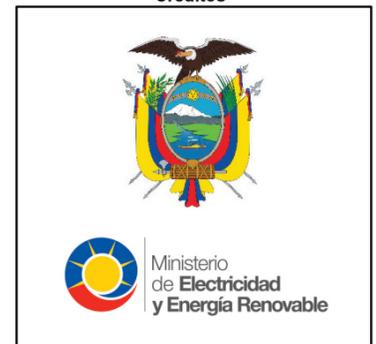
Simbología

■	QUITO
●	Capital Provincial
●	Cabecera Cantonal
T	Central Térmica
H	Central Hidráulica
▲	Subestaciones
---	Red vial
---	Limite Provincial
---	Limite Internacional
Líneas eléctricas de subtransmisión (kV)	
---	69
---	138

Referencia



Créditos

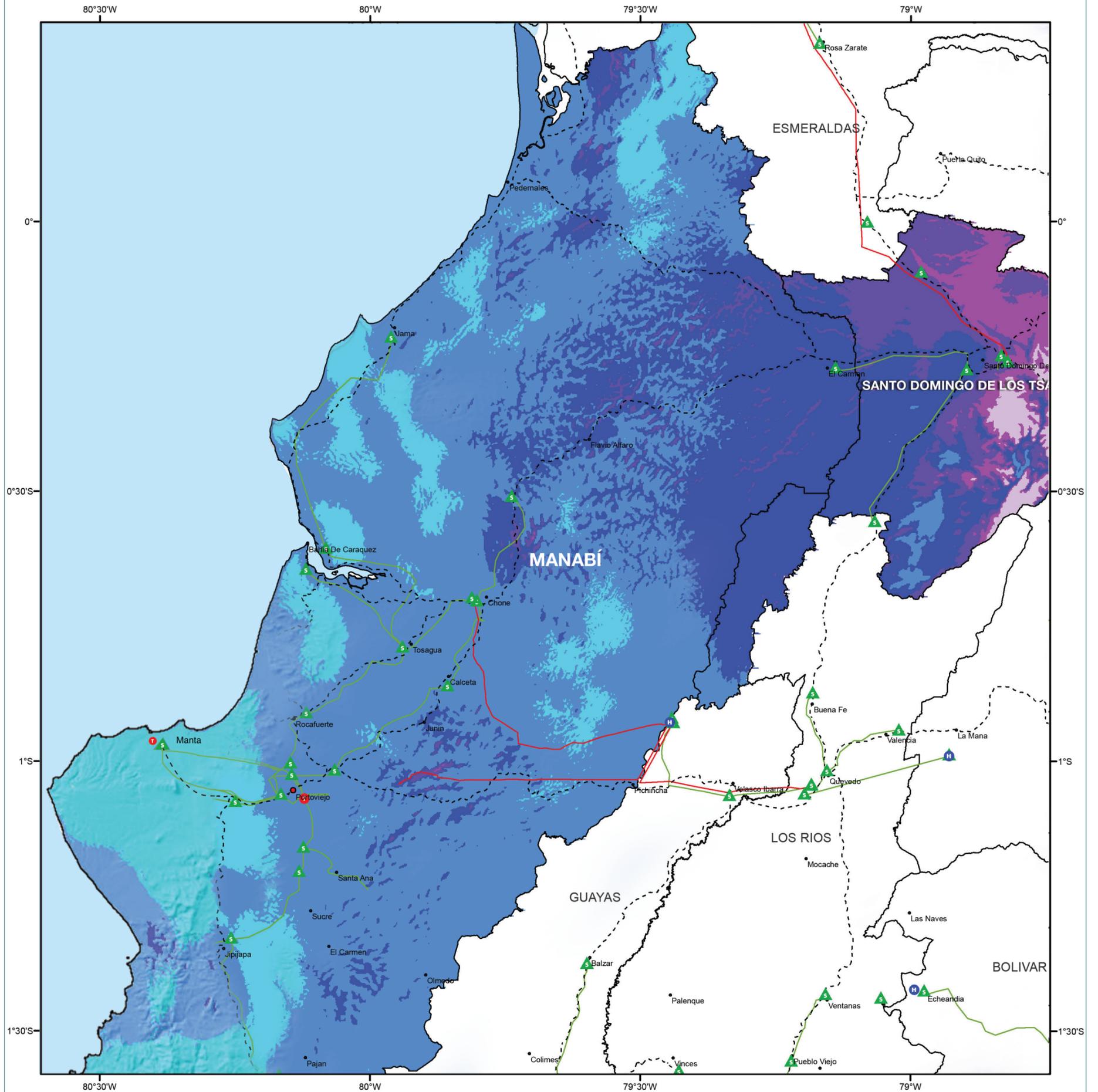




ATLAS EÓLICO DEL ECUADOR

Zona 4 - Manabí y Santo Domingo de los Tsáchilas.

Velocidad Media Anual del Viento a 80 m de Altura sobre el Suelo.



Ubicación



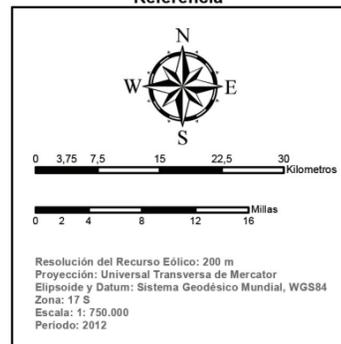
Leyenda

Velocidad Media Anual del Viento a 80 m			
km/h		m/s	
<10.8	<3.0	23.4 - 25.2	6.5 - 7.0
10.8 - 12.6	3.0 - 3.5	25.2 - 27.0	7.0 - 7.5
12.6 - 14.4	3.5 - 4.0	27.0 - 28.8	7.5 - 8.0
14.4 - 16.2	4.0 - 4.5	28.8 - 30.6	8.0 - 8.5
16.2 - 18.0	4.5 - 5.0	30.6 - 32.4	8.5 - 9.0
18.0 - 19.8	5.0 - 5.5	32.4 - 34.2	9.0 - 9.5
19.8 - 21.6	5.5 - 6.0	34.2 - 36.0	9.5 - 10.0
21.6 - 23.4	6.0 - 6.5	> 36.0	> 10.0

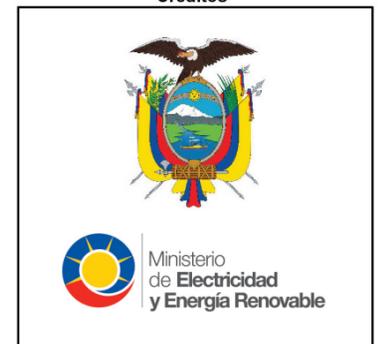
Simbología

■	QUITO
●	Capital Provincial
●	Cabecera Cantonal
T	Central Térmica
H	Central Hidráulica
▲	Subestaciones
- - -	Red vial
—	Limite Provincial
— — —	Limite Internacional
Líneas eléctricas de subtransmisión (kV)	
—	69
—	138

Referencia



Créditos

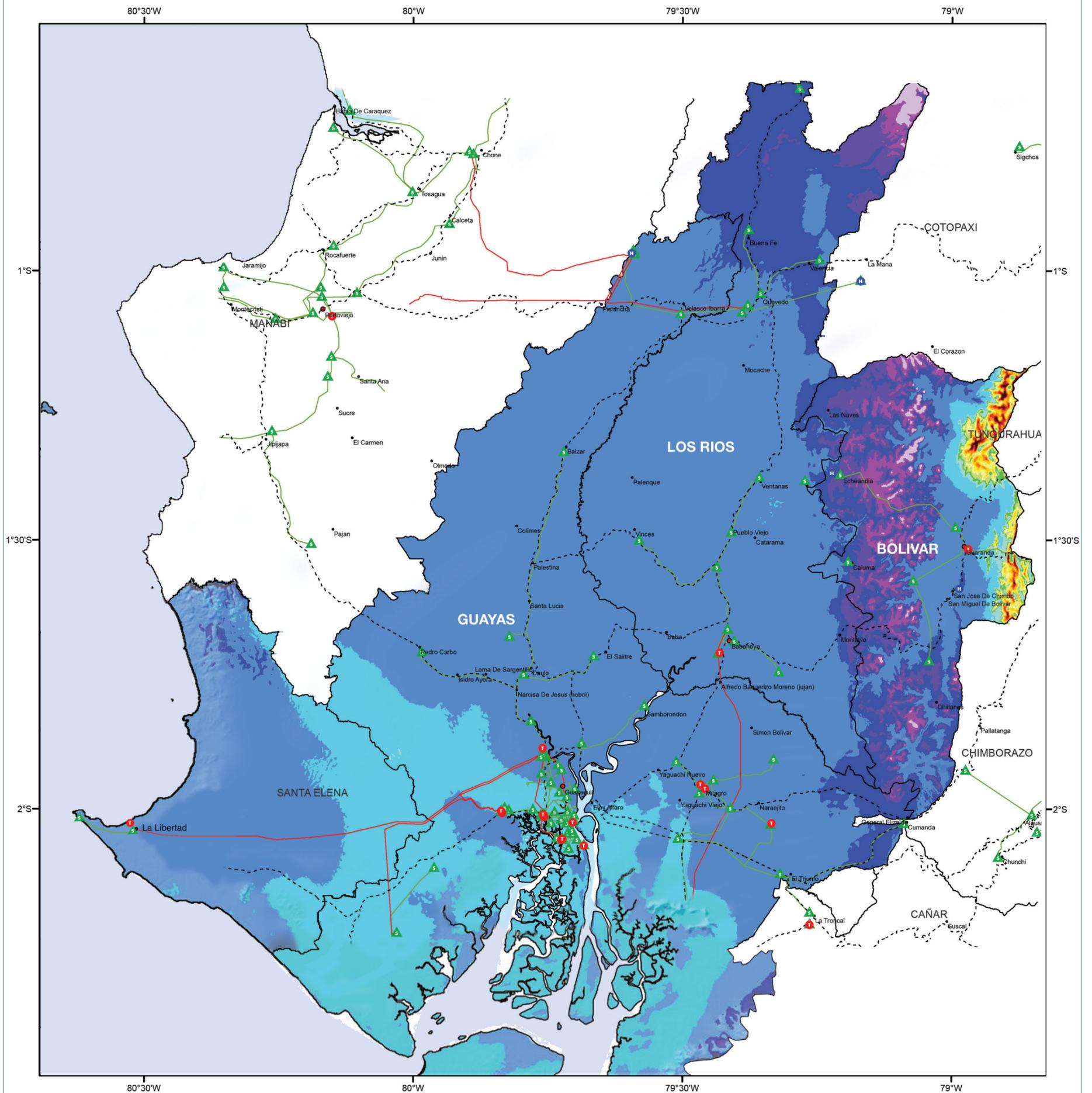




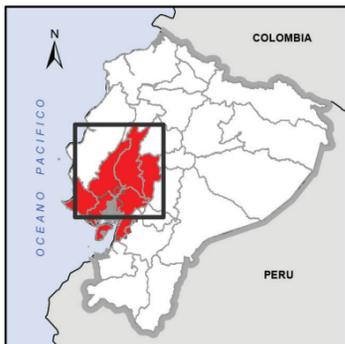
ATLAS EÓLICO DEL ECUADOR

Zona 5 - Santa Elena, Guayas, Los Ríos, Bolívar.

Velocidad Media Anual del Viento a 80 m de Altura sobre el Suelo.



Ubicación



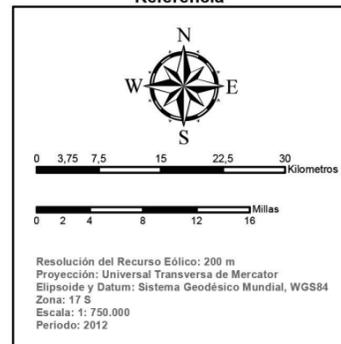
Leyenda

Velocidad Media Anual del Viento a 80 m		
km/h		m/s
<10.8	<3.0	23.4 - 25.2 6.5 - 7.0
10.8 - 12.6	3.0 - 3.5	25.2 - 27.0 7.0 - 7.5
12.6 - 14.4	3.5 - 4.0	27.0 - 28.8 7.5 - 8.0
14.4 - 16.2	4.0 - 4.5	28.8 - 30.6 8.0 - 8.5
16.2 - 18.0	4.5 - 5.0	30.6 - 32.4 8.5 - 9.0
18.0 - 19.8	5.0 - 5.5	32.4 - 34.2 9.0 - 9.5
19.8 - 21.6	5.5 - 6.0	34.2 - 36.0 9.5 - 10.0
21.6 - 23.4	6.0 - 6.5	> 36.0 > 10.0

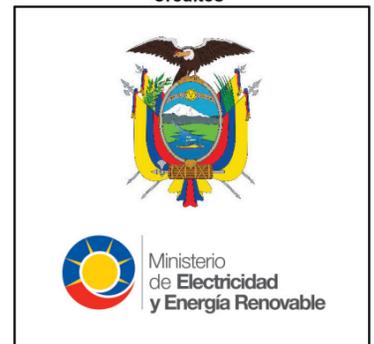
Simbología

■	QUITO
●	Capital Provincial
●	Cabecera Cantonal
T	Central Térmica
H	Central Hidráulica
▲	Subestaciones
- - -	Red vial
—	Limite Provincial
- - - -	Limite Internacional
Líneas eléctricas de subtransmisión (kV)	
—	69
—	138

Referencia



Créditos

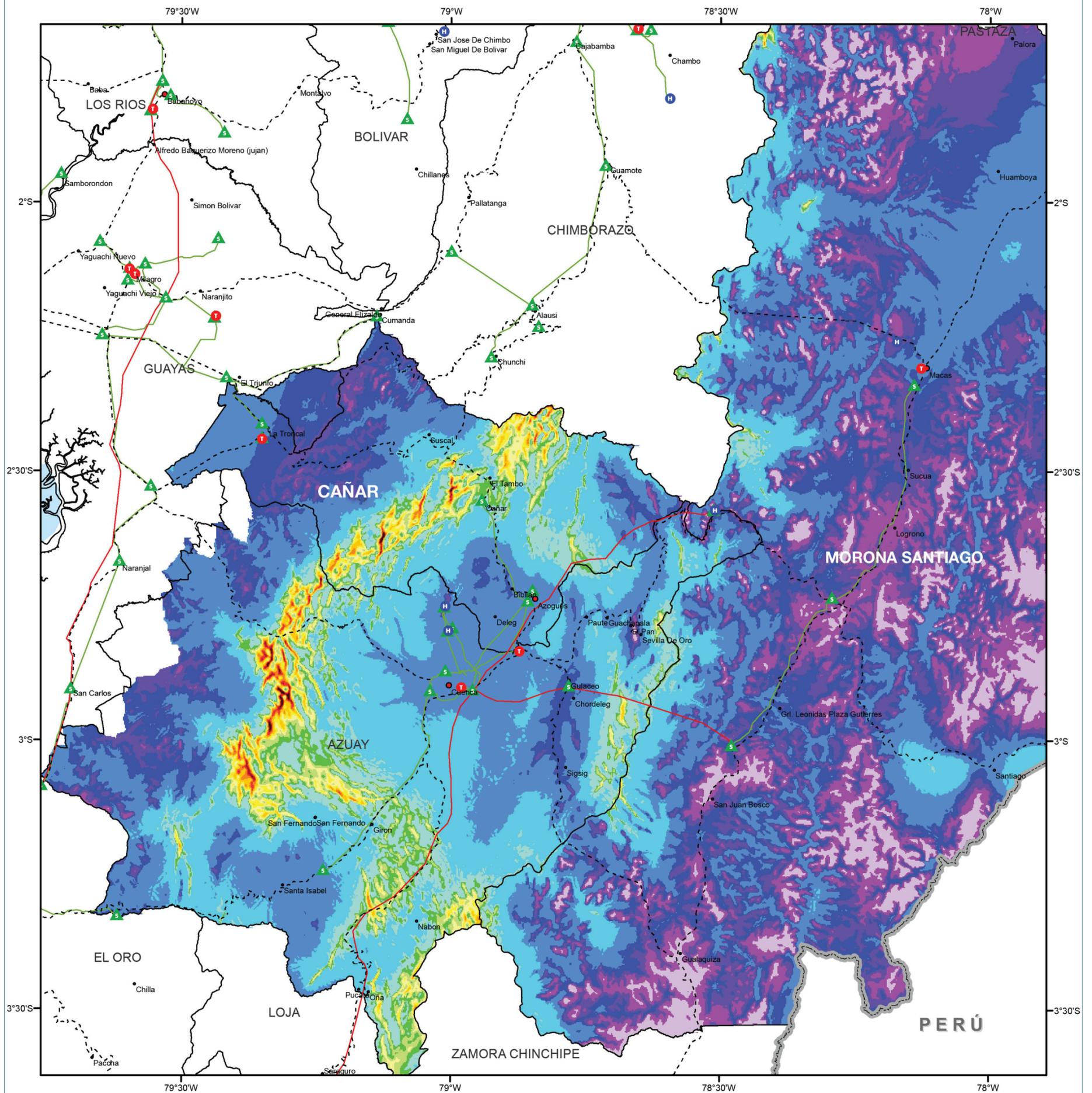




ATLAS EÓLICO DEL ECUADOR

Zona 6 - Cañar, Azuay, Morona Santiago.

Velocidad Media Anual del Viento a 80 m de Altura sobre el Suelo.



Ubicación



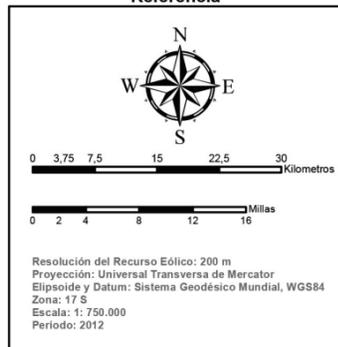
Leyenda

Velocidad Media Anual del Viento a 80 m	
km/h	m/s
<10.8	<3.0
10.8 - 12.6	3.0 - 3.5
12.6 - 14.4	3.5 - 4.0
14.4 - 16.2	4.0 - 4.5
16.2 - 18.0	4.5 - 5.0
18.0 - 19.8	5.0 - 5.5
19.8 - 21.6	5.5 - 6.0
21.6 - 23.4	6.0 - 6.5
23.4 - 25.2	6.5 - 7.0
25.2 - 27.0	7.0 - 7.5
27.0 - 28.8	7.5 - 8.0
28.8 - 30.6	8.0 - 8.5
30.6 - 32.4	8.5 - 9.0
32.4 - 34.2	9.0 - 9.5
34.2 - 36.0	9.5 - 10.0
> 36.0	> 10.0

Simbología

■	QUITO
●	Capital Provincial
●	Cabecera Cantonal
T	Central Térmica
H	Central Hidráulica
▲	Subestaciones
- - -	Red vial
- - - - -	Limite Provincial
- - - - -	Limite Internacional
Líneas eléctricas de subtransmisión (kV)	
—	69
—	138

Referencia



Créditos

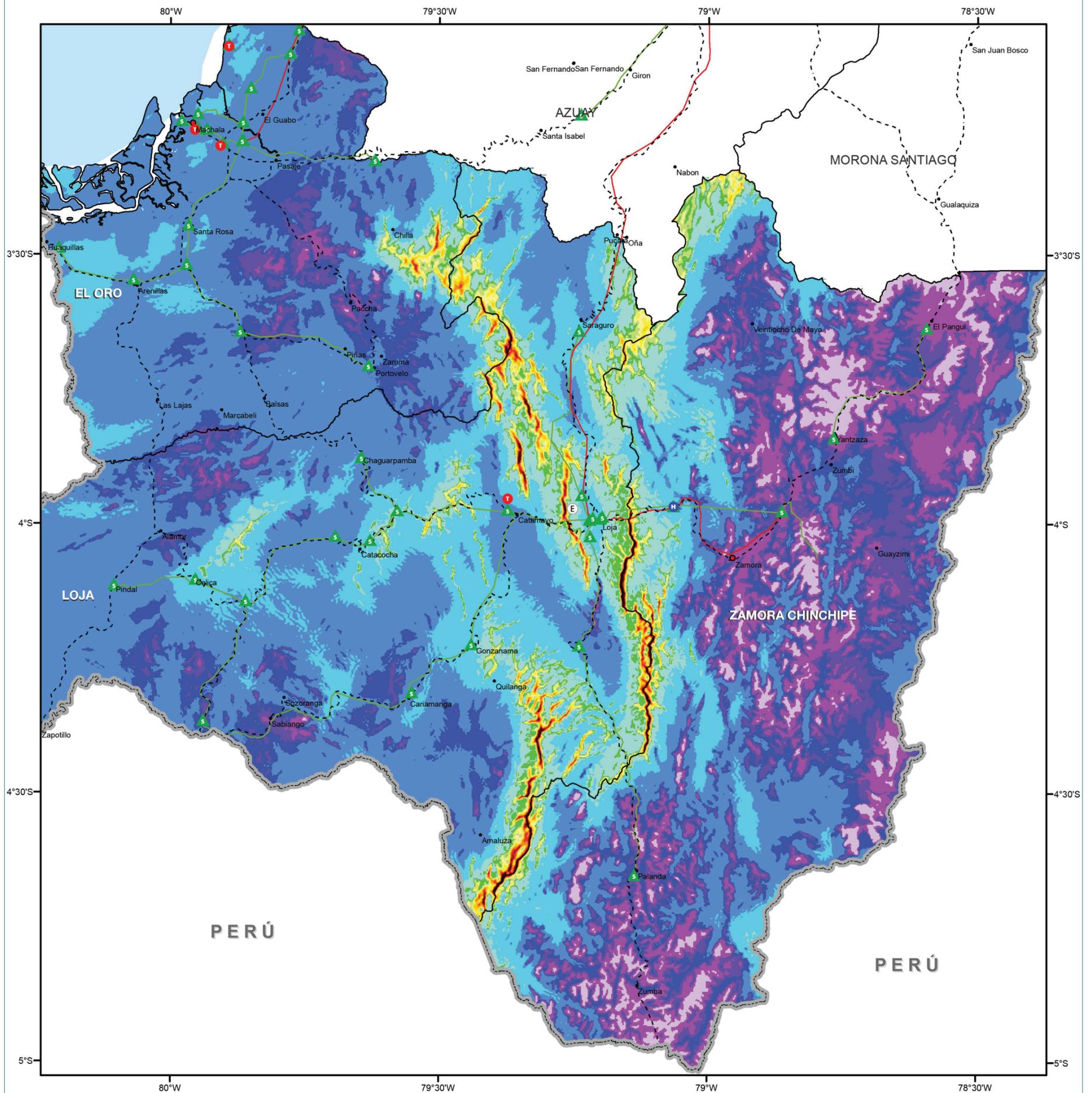




ATLAS EÓLICO DEL ECUADOR

Zona 7 - El Oro, Loja, Zamora Chinchipe.

Velocidad Media Anual del Viento a 80 m de Altura sobre el Suelo.



Ubicación



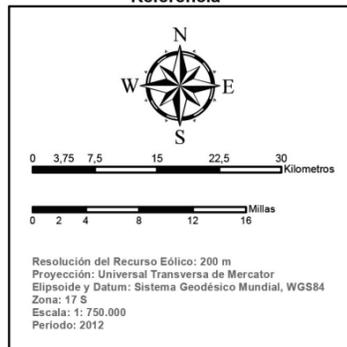
Leyenda

Velocidad Media Anual del Viento a 80 m		
km/h	m/s	Color
<10.8	<3.0	Lightest Blue
10.8 - 12.6	3.0 - 3.5	Light Blue
12.6 - 14.4	3.5 - 4.0	Medium Light Blue
14.4 - 16.2	4.0 - 4.5	Medium Blue
16.2 - 18.0	4.5 - 5.0	Dark Blue
18.0 - 19.8	5.0 - 5.5	Blue-Green
19.8 - 21.6	5.5 - 6.0	Green
21.6 - 23.4	6.0 - 6.5	Light Green
23.4 - 25.2	6.5 - 7.0	Yellow-Green
25.2 - 27.0	7.0 - 7.5	Yellow
27.0 - 28.8	7.5 - 8.0	Light Orange
28.8 - 30.6	8.0 - 8.5	Orange
30.6 - 32.4	8.5 - 9.0	Dark Orange
32.4 - 34.2	9.0 - 9.5	Red-Orange
34.2 - 36.0	9.5 - 10.0	Red
> 36.0	> 10.0	Darkest Red

Simbología

- QUITO
 - Capital Provincial
 - Cabecera Cantonal
 - T Central Térmica
 - H Central Hidráulica
 - E Central Eólica
 - ▲ Subestaciones
 - Red vial
 - Limite Provincial
 - Limite Internacional
- Líneas eléctricas de subtransmisión (kV)**
- 69
 - 138

Referencia



Créditos

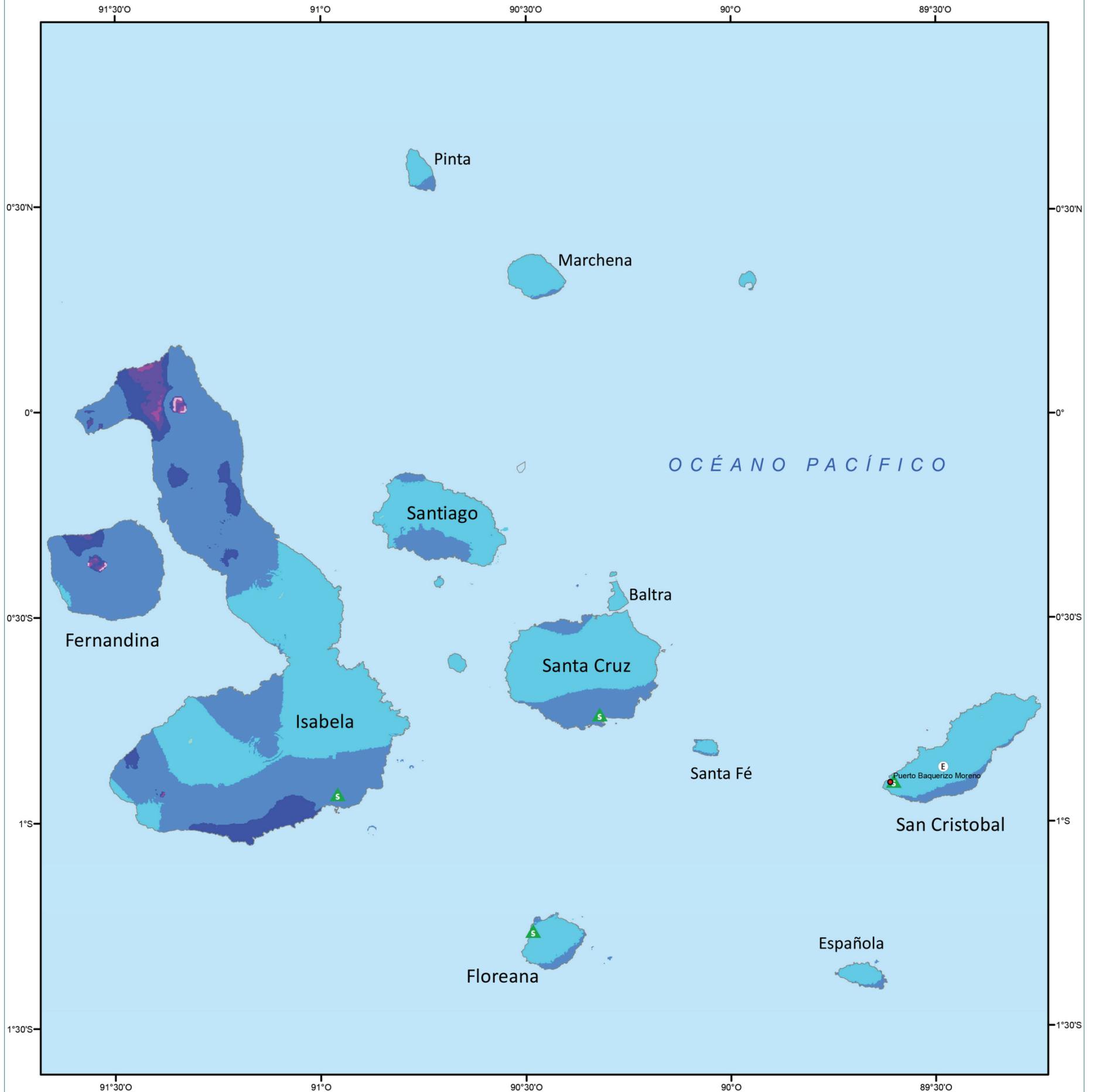




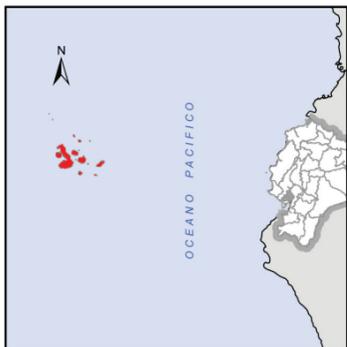
ATLAS EÓLICO DEL ECUADOR

Zona de Régimen Especial - Islas Galápagos.

Velocidad Media Anual del Viento a 80 m de Altura sobre el Suelo.



Ubicación



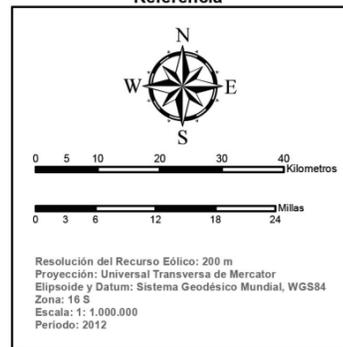
Leyenda

Velocidad Media Anual del Viento a 80 m			
km/h	m/s	km/h	m/s
<10.8	<3.0	23.4 - 25.2	6.5 - 7.0
10.8 - 12.6	3.0 - 3.5	25.2 - 27.0	7.0 - 7.5
12.6 - 14.4	3.5 - 4.0	27.0 - 28.8	7.5 - 8.0
14.4 - 16.2	4.0 - 4.5	28.8 - 30.6	8.0 - 8.5
16.2 - 18.0	4.5 - 5.0	30.6 - 32.4	8.5 - 9.0
18.0 - 19.8	5.0 - 5.5	32.4 - 34.2	9.0 - 9.5
19.8 - 21.6	5.5 - 6.0	34.2 - 36.0	9.5 - 10.0
21.6 - 23.4	6.0 - 6.5	> 36.0	> 10.0

Simbología

■	QUITO
●	Capital Provincial
●	Cabecera Cantonal
T	Central Térmica
H	Central Hidráulica
E	Central Eólica
▲	Subestaciones
—	Red vial
---	Limite Provincial
----	Limite Internacional
Líneas eléctricas de subtransmisión (kV)	
—	69
—	138

Referencia



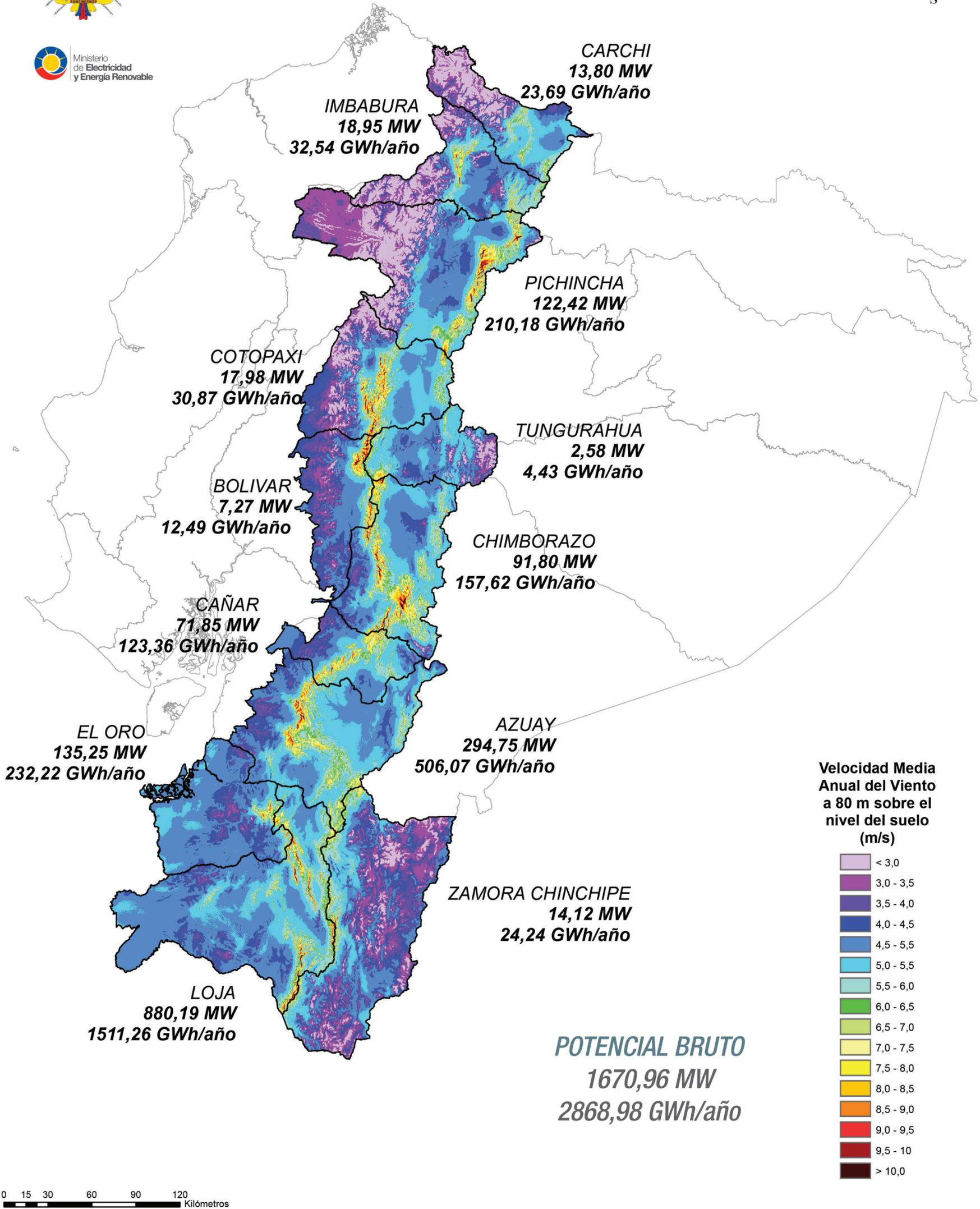
Créditos





POTENCIAL EÓLICO DEL ECUADOR

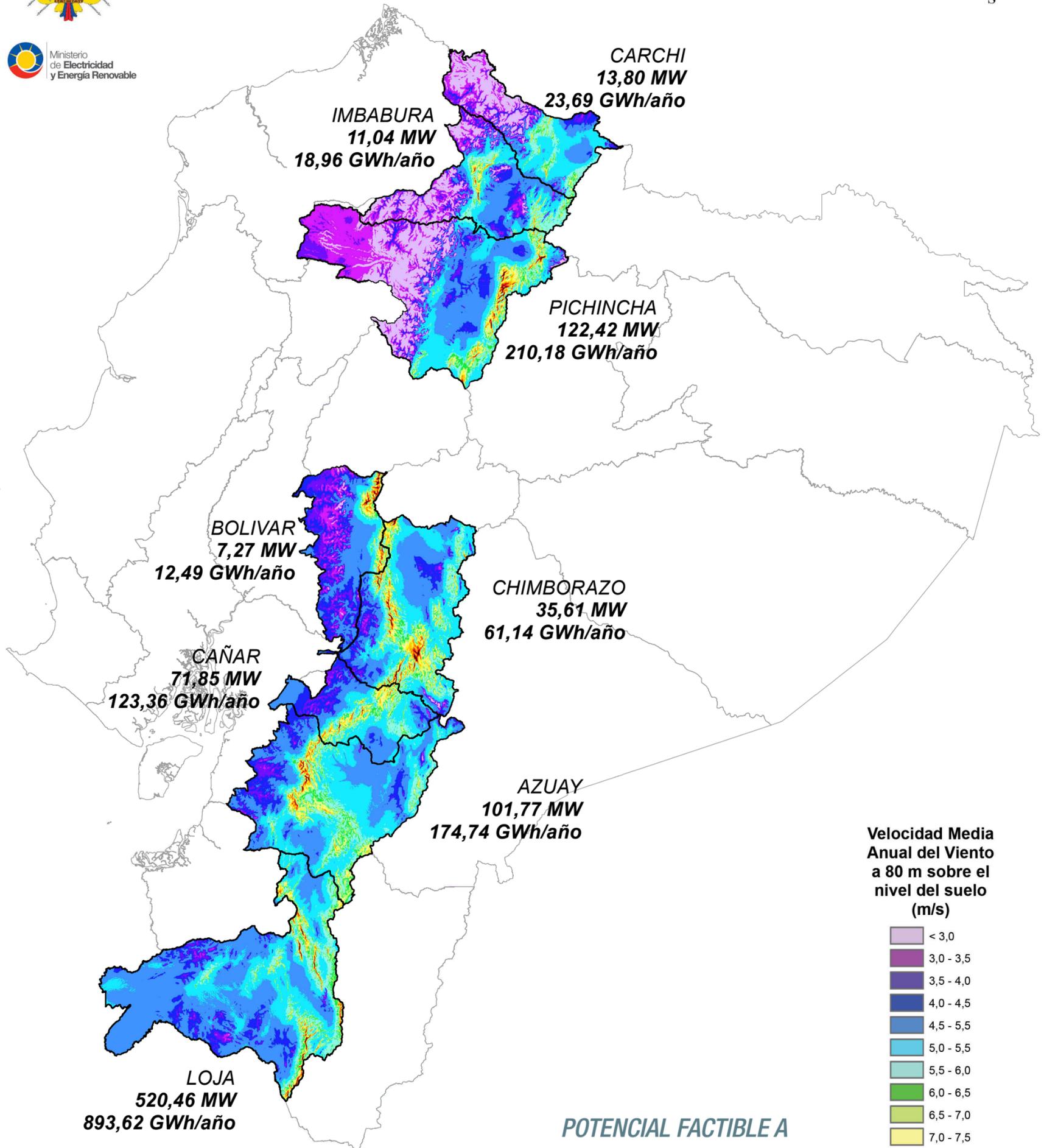
Potencial Bruto





POTENCIAL EÓLICO DEL ECUADOR

Potencial Factible a Corto Plazo



POTENCIAL FACTIBLE A CORTO PLAZO
884,22 MW
1518,17 GWh/año

Velocidad Media Anual del Viento a 80 m sobre el nivel del suelo (m/s)

