

Universidad Andina Simón Bolívar

Sede Ecuador

Área de Gestión

Maestría Profesional en Cambio Climático y Negociación Ambiental

Evaluación general de la matriz energética ecuatoriana y el aporte de las energías renovables no convencionales a la descarbonización de la generación eléctrica con énfasis en el potencial geotérmico

Jimmy Aledmer Vicente Reyes

Tutor: Augusto David Sánchez Uvidia

Quito, 2021



Cláusula de cesión de derecho de publicación

Yo, Jimmy Aledmer Vicente Reyes, autor de la tesis intitulada "Evaluación general de la matriz energética ecuatoriana y el aporte de las energías renovables no convencionales a la descarbonización de la generación eléctrica con énfasis en el potencial geotérmico", mediante el presente documento dejo constancia de que la obra es de mi exclusiva autoría y producción, que la he elaborado para cumplir con uno de los requisitos previos para la obtención del título de Magíster en Cambio Climático y Negociación Ambiental en la Universidad Andina Simón Bolívar, Sede Ecuador.

1. Cedo a la Universidad Andina Simón Bolívar, Sede Ecuador, los derechos exclusivos de reproducción, comunicación pública, distribución y divulgación, durante 36 meses a partir de mi graduación, pudiendo, por lo tanto, la Universidad utilizar y usar esta obra por cualquier medio conocido o por conocer, siempre y cuando no se lo haga para obtener beneficio económico. Esta autorización incluye la reproducción total o parcial en formato virtual, electrónico, digital u óptico, como usos en red local y en internet.
2. Declaro que en caso de presentarse cualquier reclamación de parte de terceros respecto de los derechos de autor/a de la obra antes referida, yo asumiré toda responsabilidad frente a terceros y a la Universidad.
3. En esta fecha entrego a la Secretaría General, el ejemplar respectivo y sus anexos en formato impreso y digital o electrónico.

29 de marzo de 2021

Firma: _____

Resumen

En Ecuador, los combustibles fósiles han permitido desarrollar al sector energético a través de un modelo dependiente, finito y adverso para el ambiente, pues aparte de poseer una matriz energética contaminante, es limitada en su diversificación y no avizora cambios profundos en su estructura en un futuro próximo.

En lo que respecta a la generación eléctrica, el 70% se genera principalmente en centrales hidroeléctricas y se complementa con el parque termoeléctrico que utiliza derivados de petróleo. Debido a la mínima participación de fuentes energéticas renovables no convencionales, se desaprovechan recursos ambientalmente más amigables con el entorno.

Por ello, la presente investigación tiene como objeto describir el impacto energético y la paulatina descarbonización de la matriz energética nacional, enfocado en la generación eléctrica, considerando el aporte energético de los proyectos instalados desde el 2008 al 2018 e identificando los potenciales energéticos estimados de los recursos renovables no convencionales (fotovoltaico, eólico, biomasa y geotérmico). La investigación busca sustentar, que, en conjunto, estos proyectos, resultarían una opción para descarbonizar la matriz energética, complementarían a las centrales hidroeléctricas y permitirían disminuir el uso de derivados de petróleo en la producción eléctrica nacional.

En Ecuador, la exploración geotérmica es después de la energía hidráulica, el recurso energético renovable más estudiado, pero de manera discontinuada. El único aprovechamiento al recurso geotérmico está limitado al uso recreativo en balnearios y piscinas termales con uso directo de 5,16 MWt, mientras que el potencial hipotético aprovechable es de 952 MWe.

Las centrales de energía geotérmica ofrecen una producción constante de electricidad obtenida del calor de la tierra, por ello, el cambio climático no influye de manera apreciable en su eficacia de generación, pero una barrera para su desarrollo son los altos costos de inversión y largos períodos para su implementación.

Palabras clave: combustibles fósiles, matriz energética, generación eléctrica, energías renovables, geotermia.

Tabla de contenidos

Figuras y tablas	9
Abreviaturas	11
Introducción.....	13
Capítulo primero: Marco conceptual de la carbonización de la matriz energética ecuatoriana.....	19
1. La energía.....	19
2. El petróleo.....	19
2.1. La explotación petrolera en el Ecuador	20
2.2. Producción e ingresos económicos petroleros	21
3. Oferta y demanda de energía en el país	25
Capítulo segundo: La evolución del aprovechamiento energético renovable y no renovable con fines de generación eléctrica en el Ecuador.....	31
1. La política energética implementada durante la década del 2008 al 2018	31
2. La infraestructura existente.....	32
3. Generación eléctrica por fuente.....	35
3.1. Fuentes de generación de energía eléctrica convencional no renovable	37
3.2. Fuentes de generación de energía eléctrica renovable convencional y no convencional	38
4. Factor de emisión de CO ₂ del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador ...	45
5. El potencial estimado de los recursos naturales renovables para la generación eléctrica	47
Capítulo tercero: La proyección de la demanda eléctrica nacional y los impactos ambientales por fuente de energía renovable convencionales, no convencionales y no renovables.....	51
1. La proyección de la demanda y transformación progresiva de la matriz eléctrica nacional	51
1.1. La proyección del crecimiento de la demanda.....	52
2. El Plan de Expansión de la Generación del Sistema Nacional Interconectado ..	54
3. Las energías renovables convencionales y no convencionales y sus impactos ambientales a escala global y nacional	58
3.1. La generación hídrica y sus impactos ambientales	58

3.2. La generación renovable no convencional y sus impactos ambientales	62
3.3. La generación térmica y sus impactos ambientales	65
Capítulo cuarto: El recurso geotérmico como alternativa para la descarbonización eléctrica en el país.....	67
1. La geotermia.....	67
2. Situación y perspectivas de la energía geotérmica en Ecuador.....	75
3. Principales proyectos geotérmicos en el Ecuador	78
3.1. Proyecto Geotérmico Chachimbiro.....	79
3.2. Proyecto Geotérmico Binacional Tufiño–Chiles	81
3.3. Proyecto Geotérmico Chacana.....	82
3.4. Prospecto Geotérmico Chalupas	83
3.5. Proyecto Geotérmico Chalpatán	84
3.6. Proyecto Geotérmico Baños de Cuenca	85
3.7. Proyecto Geotérmico Ilaló.....	85
4. Consideraciones para el desarrollo de la energía geotérmica en Ecuador.....	87
4.1. Comparativa de costos de inversión por fuente de generación.....	88
Conclusiones.....	91
Lista de referencias	93

Figuras y tablas

Figura 1. Mapa de bloques petroleros del Ecuador	21
Figura 2. Histórico de producción y exportación de petróleo crudo 1972-2018.....	22
Figura 3. Histórico de ingresos por exportación petrolera y no petrolera 1972-2018	24
Figura 4. Evolución de la oferta de energía primaria por fuentes 1970-2013.....	26
Figura 5. Evolución de consumo de energía por sectores 1970–2013.....	27
Figura 6. Evolución de la producción de energía secundaria por fuente 1970-2013	27
Figura 7. Balance Energético Nacional Diagrama Sankey 2020.....	29
Figura 8. Medidas implementadas para el uso eficiente de la energía 2008-2019.....	32
Figura 9. Líneas de transmisión del Sistema Nacional Interconectado	33
Figura 10. Mapa político del Ecuador con ubicación de centrales de generación eléctrica	34
Figura 11. Potencia nominal (MW) por tipo de fuente en 2008.....	35
Figura 12. Potencia nominal (MW) por tipo de fuente en 2018.....	36
Figura 13. Producción de energía eléctrica total 2008 al 2018	36
Figura 14. Histórico de consumo de combustibles 2007-2018	37
Figura 15. Evolución del potencial hidráulico 2008 al 2018	38
Figura 16. Generación de energía bruta total hidráulica 2008 al 2018.....	39
Figura 17. Evolución del potencial de biomasa 2008 al 2018.....	40
Figura 18. Generación de energía bruta total de biomasa 2008 al 2018.....	41
Figura 19. Evolución del potencial eólico 2008 al 2018.....	42
Figura 20. Generación de energía bruta total eólica 2008 al 2018	42
Figura 21. Evolución del potencial de biogás 2016 al 2018	43
Figura 22. Generación de energía bruta total de biogás 2016 al 2018.....	44
Figura 23. Evolución del potencial fotovoltaico 2008 al 2018	44
Figura 24. Generación de energía bruta total fotovoltaica 2008 al 2018.....	45
Figura 25. Proyección de la demanda máxima de potencia del SNI 2018-2027.....	53
Figura 26. Proyección de la demanda de energía anual del SNI 2018-2027	53
Figura 27. Caso Base. Secuencia de entrada de proyectos SNI 2018-2027.....	55
Figura 28. Caso Matriz productiva. Secuencia de entrada de proyectos SNI 2018-2027	56
Figura 29. Resumen de fases para el desarrollo de proyectos geotérmicos	73

Figura 30. Costo del proyecto y perfil de riesgos en las diversas fases de desarrollo de los proyectos geotérmicos.....	74
Figura 31. Mapa de áreas de interés geotérmico en Ecuador	77
Figura 32. Mapa de ubicación y etapa de exploración de los prospectos geotérmicos en Ecuador	78
Figura 33. Mapa de ubicación del proyecto geotérmico Chachimbiro	81
Figura 34. Mapa de ubicación de Proyecto Geotérmico Binacional Tufiño–Chiles	82
Figura 35. Mapa de ubicación del Proyecto Geotérmico Chacana.....	83
Figura 36. Mapa de ubicación del Proyecto Geotérmico Chalupas.....	84
Figura 37. Mapa de ubicación del Proyecto Geotérmico Chalpatán	85
Figura 38. Mapa de las zonas de interés geotérmico en Ecuador.....	87
Tabla 1 Detalle de centrales con fuentes de energía renovable.....	32
Tabla 2 Detalle de centrales con fuentes de energía no renovable	33
Tabla 3 Factores de emisión correspondientes al período 2008-2018.....	46
Tabla 4 Potencial de los recursos energéticos estudiados en Ecuador.....	48
Tabla 5 Resumen de potencia nominal instalada y potencia proyectada en PEG 2018-2027.....	57
Tabla 6 Proyectos hidroeléctricos emblemáticos del Ecuador	59
Tabla 7 Clasificación de los fluidos geotérmicos	68
Tabla 8 Fases para el desarrollo de un proyecto geotérmico	71
Tabla 9 Ventajas y desventajas ambientales de la energía geotérmica.....	73
Tabla 10 Detalle de las cuatro principales áreas geotérmicas del Ecuador.....	79
Tabla 11 Proyectos de baja temperatura en Ecuador	86
Tabla 12 Costo de inversión referencial y precio de compra por fuente de generación energética.....	89

Abreviaturas

ARC	Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovable
Arconel	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
API	American Petroleum Institute
BBL	barril de petróleo
BCE	Banco Central del Ecuador
Bls/día	barriles por día
¢/kWh	centavo por kilovatio
Celec	Corporación Eléctrica del Ecuador
Cenace	Operador Nacional de Electricidad
Cepal	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CEPE	Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana
Conelec	Consejo Nacional de Electricidad
CO ₂	dióxido de carbono
CTFE	Comisión Técnica de determinación de Factores de Emisión de Gases de Efecto Invernadero
ERNC	energías renovables no convencionales
EP	Empresa Pública
Inecel	Instituto Ecuatoriano de Electrificación
INER	Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables
IPCC	Panel Intergubernamental del Cambio Climático
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GWh	gigavatio hora
JICA	Agencia de Cooperación Internacional del Japón
Km	kilómetro
kV	kilovatio
kWh	kilovatio hora
MAE	Ministerio de Ambiente del Ecuador
MEER	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable
Mernnr	Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables

Micse	Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos
MM	miles de millones
MPa	Mega pascales
m.s.n.m.	metros sobre el nivel del mar
MW	mega watts
MWe	megavatio estimado
MWt	megavatio teórico
MWh	megavattios hora
OCP	Oleoducto de Crudos Pesados
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
Olade	Organización Latinoamericana de Energía
PEG	Plan de Expansión de la Generación
PME	Plan Maestro de Electrificación
SIN	Sistema Nacional Interconectado
SOTE	Sistema de Oleoducto Transecuatoriano
tCO ₂ /MWh	toneladas de dióxido de carbono /megavattios hora

Introducción

A lo largo de la historia de la humanidad, la demanda de energía ha estado correlacionada con el desarrollo económico y social. Desde 1850 hasta la actualidad, el uso de combustibles de origen fósil ha aumentado hasta convertirse en el suministro energético más predominante a nivel mundial. A mayor consumo de combustibles fósiles, aumentan las emisiones de gases de efecto invernadero, estas en su mayoría de origen antropogénico (IPCC 2011, 7-16).

A escala global, el 80% del requerimiento energético se basa de la extracción de petróleo y consumo de sus derivados mientras que, para América Latina, corresponde al 74%. El presente siglo, el requerimiento energético mundial se ha duplicado mientras que para Latinoamérica la necesidad de energía se ha triplicado, es decir que es superior a la media global, lo cual es característico de las economías en desarrollo, dependiente de los recursos fósiles contaminantes y extinguidos (Barragán, y otros 2019, 260-61).

Para el caso Ecuador, el 2018, el 60,10% de la producción hidrocarburífera fue exportada, lo que da cuenta de su importancia en la economía nacional. Esta actividad extractiva ha acarreado impactos ambientales y sociales y una matriz energética contaminante, limitada en su diversificación y de alta dependencia petrolera. De acuerdo con el Balance Energético Nacional, en el 2018 la oferta primaria de energía fue 216.022 miles de barriles equivalentes de petróleo; el 92,18% corresponde a la oferta de energía fósil (petróleo y gas natural) mientras que apenas el 7,82% representa a las energías renovables (hidroenergía, eólica, biomasa, biogás) (Mernnr 2020, 16).

En el año 2008, la capacidad instalada en términos de potencia eléctrica nominal fue de 4.544 MW (48,75% térmica no renovable, 48,91% hídrica y 1,70% ERNC) mientras que, para el 2018 la potencia incrementó a 8.662 MW (39,16 % térmica no renovable, 58,52 % hidráulica y 2,31 % ERNC). En dicha década se incrementó la capacidad de generación eléctrica nacional, pues se construyeron y pusieron en marcha principalmente proyectos de generación hidráulica, incentivando además la producción energética de los recursos eólicos, fotovoltaicos y biogás (Arconel 2019, 30).

Las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas conforman casi en su totalidad la industria de generación eléctrica nacional, sector que es considerado como estratégico, razón por la cual el estado es el administrador y regulador. Las centrales hidroeléctricas

generan electricidad renovable pero su construcción afecta el paisaje, generan emisiones por metano y es vulnerable a la variabilidad climática, mientras que las termoeléctricas utilizan combustibles fósiles no renovables que generan emisiones de gases contaminantes y tienen bajo rendimiento energético (IPCC 2011, 80-94).

El Ecuador, al poseer un modelo energético dependiente de combustibles fósiles, requiere cambiar profundamente su matriz energética, priorizando el desarrollo de nuevas alternativas energéticas renovables no convencionales que se presentan como opción para reducir el consumo de hidrocarburos, disminuir la emisión de gases de efecto invernadero y contribuir a cubrir la demanda de energía nacional. Por ello, es importante continuar incrementando la participación otras fuentes energéticas como centrales eólicas (Villonaco, San Cristóbal), fotovoltaicas (34 centrales fotovoltaicas en 10 provincias) y biogás (El Inga, Pichacay), además de impulsar el desarrollo de otros recursos energéticos como la geotermia, recurso cuyo potencial energético no se ha aprovechado y se ha limitado a escasas exploraciones y estudios de reconocimiento geotérmico como Chachimbiro, Chiles-Tufiño y Chacana y al uso recreativo en balnearios y piscinas termales (Arconel 2019, 113-20) (Castro 2011, 9-13) (IPCC 2011, 7-16). Estas fuentes energéticas complementarían a las centrales hídricas y térmicas, permitiendo la disminución del consumo de derivados de petróleo en la producción eléctrica a fin de lograr procesos de generación eléctrica menos intensivos en emisiones y basados en energías limpias.

El BID (2014, 1) define que “la energía geotérmica es aquella contenida en forma de calor dentro de la tierra”, es una energía que no se agota y normalmente se encuentra concentrada a profundidades extremas. La energía geotérmica es una fuente energética de base, renovable y resiliente al cambio climático. En 1913 se inauguró la primera central geotérmica comercial en Italia, años después en Nueva Zelanda, Estados Unidos, Japón y Rusia. En América Latina, México y El Salvador serían los primeros países en incorporar centrales geotérmicas para la generación eléctrica pues la región tiene un potencial geotérmico entre 11 GW y 55 GW que en su mayoría permanecen son explotar (BID 2020, 5-11) (BID 2014, 1-2).

La presente investigación realiza una evaluación general de la matriz energética ecuatoriana mediante el análisis de las fuentes de energías renovables y no renovables de centrales operativas en el país, además de determinar el aporte de las energías renovables no convencionales con énfasis en la energía geotérmica, que es una opción en conjunto con la energía eólica y solar para descarbonizar la matriz eléctrica nacional.

El objetivo principal de esta investigación consiste en determinar el aporte a la descarbonización de la matriz energética nacional en el proceso de generación eléctrica considerando los proyectos implementados que aprovecharon los recursos solares, eólico y biomasa, y la prospección de la energía geotérmica durante el período 2008 al 2018.

En cuanto a los objetivos específicos de la presente investigación, éstos son:

- Describir la evolución de la matriz energética nacional durante el período 2008 al 2018 mediante el diagnóstico de las fuentes de generación eléctrica renovables y no renovables operativas en el país.
- Identificar los potenciales energéticos solar, eólico y biomasa y analizar su aporte energético a la matriz eléctrica nacional en contraste con la generación eléctrica actual de estas fuentes energéticas.
- Determinar el aporte energético específico que podría conducir la implementación de la energía geotérmica como alternativa que contribuya a descarbonizar la matriz eléctrica nacional.

A fin de cumplir con los objetivos planteados, a continuación, se realiza una breve descripción de los capítulos que conforman la presente investigación:

- El primer capítulo describe el sistema energético ecuatoriano enfatizando el período 2008 al 2018 y resume la dinámica energética logrando alcanzar una visión general de la oferta, transformación y demanda energética nacional.
- El segundo capítulo describe la evolución y aprovechamiento de los recursos energéticos renovables y no renovables del país con fines de generación eléctrica durante el período del 2008 al 2018 e incluye el potencial estimado con fines de generación eléctrica por fuente.
- En el tercer capítulo describe el portafolio de proyectos del sector eléctrico y se identifica de acuerdo con el tipo de fuente energética, sus impactos ambientales y sociales tanto a escala global y local.
- El cuarto capítulo aborda la situación y perspectivas de la energía geotérmica en el Ecuador, describe los principales prospectos geotérmicos del país enfatizando en el Proyecto Chachimbiro, pionero con la perforación del primer pozo profundo de exploración geotérmica en el país.

Metodología de la investigación

Esta sección detalla el método de recopilación de información y la estructura de la misma para realizar la evaluación general de la matriz energética ecuatoriana mediante el análisis de las fuentes de generación eléctrica renovables y no renovables operativas en el país durante el período 2008 al 2018 con énfasis en la geotermia y otras energías no convencionales que apuntan a descarbonizar la matriz energética nacional.

El desarrollo de esta investigación involucró la revisión y análisis de bases de datos y publicaciones periódicas abiertas al público de instituciones gubernamentales de la rama energética del Ecuador e instituciones intergubernamentales, además de investigaciones académicas relacionadas con el sector energético.

La recopilación de información bibliográfica proviene de investigaciones y estudios realizados por académicos con publicaciones y artículos científicos relacionados con el sector energético de autores como;

- Altamirano, Arregui: situación petrolera.
- Beate, Urquizo, Lloret, Aguilar: energía geotérmica.
- Castro, Fontaine, Larrea: situación y diversificación de la matriz energética.
- Y otros investigadores y académicos relacionados.

Mientras que la información estadística de producción petrolera y generación eléctrica fue recopilada de balances, informes, atlas y planes elaborados y publicados por instituciones públicas encargadas del sector eléctrico nacional como:

- Arconel, Conelec: estadísticas del sector eléctrico.
- ARCH: boletines estadísticos.
- BCE, Petroecuador: series y estadísticas históricas del sector petrolero.
- Celec EP: detalle de centrales eléctricas.
- Cenace: informes anuales de operación.
- CTFE: Factor de emisión del SNI.
- Conelec: Plan maestro de electrificación.
- IPCC: informes sobre cambio climático.
- INER: líneas de investigación de la geotermia.
- MEER, Mernnr: balances y planes nacionales energéticos y de electricidad.
- Y otras instituciones gubernamentales.

La información recopilada permitió; determinar el PIB y el ingreso por venta petrolera, determinar la situación de la matriz energética y eléctrica nacional, análisis de estadísticas de generación eléctrica convencional y no convencional, identificación del

potencial y los impactos ambientales y sociales de las fuentes energéticas renovables y finalmente describir el estado actual de la geotermia como alternativa de energía renovable no convencional para la generación eléctrica nacional.

El trabajo se ha dividido en cuatro secciones; la primera contempla el marco conceptual de la carbonización de la matriz energética nacional, la segunda sección describe la evolución del aprovechamiento energético para la generación eléctrica nacional e incluye el potencial estimado de los recursos fotovoltaico, eólico y biomasa que en conjunto se presentan como alternativas energéticas renovables para cambiar la matriz eléctrica; la tercera sección describe la proyección de la demanda eléctrica nacional y los impactos ambientales por fuente energética y la cuarta sección realiza el detalle de las perspectivas del recurso geotérmico como alternativa energética para la descarbonización de la matriz eléctrica nacional.

Capítulo primero

Marco conceptual de la carbonización de la matriz energética ecuatoriana

Este capítulo permitirá al lector introducirse en el sistema energético ecuatoriano enfatizando el período que comprende del 2008 al 2018. Realiza un resumen estadístico de la dinámica energética mediante la integración de la información hidrocarburífera logrando alcanzar una visión general de la oferta, transformación y demanda energética nacional.

1. La energía

La energía se obtiene de diversas fuentes y se pueden transformar, almacenar y transportar de diferentes maneras. Se denomina fuente primaria a la energía obtenida directamente de los recursos naturales en sus variadas formas, mientras que el resultado de la transformación de la energía obtenida a partir de los recursos presentes en la naturaleza se denomina fuente secundaria (IPCC 2011, 10).

En términos generales, las fuentes de energía se clasifican en renovables; sus reservas se producen indefinidamente, y no renovables; sus reservas se agotan. En las fuentes de energía primaria figuran las no renovables (petróleo, carbón, gas natural), y las renovables (viento, agua, sol, biomasa). A nivel mundial, el consumo de energía secundaria procedente de refinerías de petróleo y centrales de generación eléctrica aumenta continuamente (IPCC 2011, 10-33).

2. El petróleo

El petróleo, también llamado oro negro, es un recurso natural no renovable de múltiples usos y alto poder energético. Es un recurso estratégico que contribuye en gran porcentaje a la energía consumida mundialmente y es considerada por la humanidad como el más importante energético de la historia (Society of Petroleum Engineers 2015, 16).

La calidad del petróleo depende del contenido de azufre y los grados API, siglas del *American Petroleum Institute*. Se denomina amargo o dulce si el petróleo posee alto

o bajo contenido de azufre respectivamente y la gravedad del petróleo determina cuan liviano o pesado es el crudo mediante la prueba de grados API. El petróleo de mejor calidad tendrá mayor gravedad API y menor contenido de azufre, por lo que su precio será mayor pues su refinación no es costosa y se obtienen derivados de buena calidad (Society of Petroleum Engineers 2015, 16).

2.1. La explotación petrolera en el Ecuador

El inicio de la explotación petrolera en el Ecuador data del año 1911. En la Península de Santa Elena, Ancón 1 sería el primer pozo petrolero perforado en la región litoral por la compañía *Anglo Ecuadorian Limited*. Posteriormente, desde los años cuarenta hasta los sesenta se llevarían a cabo intensas campañas de exploración petrolera en la región amazónica, que tras la prospección de varios pozos exploratorios y al encontrarse reservas comprobadas de petróleo, el Consorcio Texaco Gulf perforó el pozo Lago Agrio 1 en el año 1967. Desde 1972 hasta la presente fecha, se explotan a gran escala las reservas de crudo de la cuenca oriental ecuatoriana (Petroecuador 2019, 6-20).

En la región litoral, en el Golfo de Guayaquil, existen considerables reservas de gas, en tanto que en la Península de Santa Elena, las reservas y producción de petróleo son de cantidad marginal, pero de excelente calidad. En la región amazónica, los reservorios hidrocarbúricos comprobados son importantes con campos petroleros que poseen crudo de densidad mediana denominado Oriente y crudo de densidad pesada denominado Napo, convirtiendo al Ecuador en exportador de este recurso tan importante para la economía nacional (Albornoz 2017) (Petroecuador 2019, 19-20).

En la Figura 1, se muestra el mapa de bloques petroleros del Ecuador actualizado al mes de julio del 2018. El color amarillo corresponde a los bloques no asignados por la Secretaría de Hidrocarburos; Petroamazonas EP opera los bloques de color verde lima mientras que las compañías privadas operan en el resto de los bloques petroleros con colores distintos a los previamente descritos.

(Petroecuador 2015, 17-18) (BCE 1990, 24-32). En la Figura 2 se despliega el histórico de producción y exportación petrolera del Ecuador desde 1972 hasta el 2018:

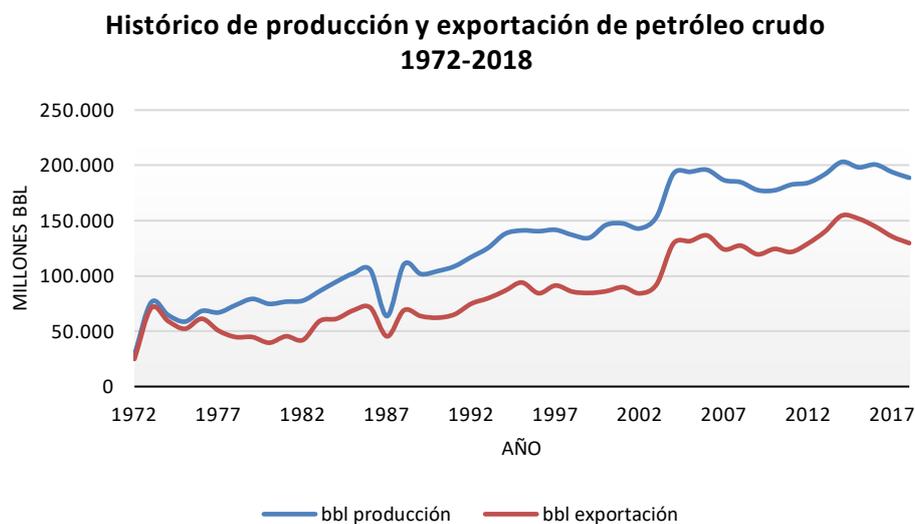


Figura 2. Histórico de producción y exportación de petróleo crudo 1972-2018

Fuente: (BCE 2017)

Elaboración propia

En 1972 se creó la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), organismo que faculta al estado la administración y control por cuenta propia de los recursos hidrocarburíferos del país que hasta 1971, estaban a cargo de empresas transnacionales. Ese mismo año; se incorporan los campos Sacha y Shushufindi y se inaugura el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) con capacidad de transportar 360.000 bpd y longitud de 497 km desde la Amazonía hasta la Terminal de Balao, en Esmeraldas. En 1977 inician las operaciones de la Refinería Esmeraldas con capacidad operativa de 110.000 Bls/día (BCE 1990, 19-23) (Petroecuador 2019, 19-43).

La década de los ochenta se caracteriza por la intensificación de las perforaciones exploratorias e incorporación de nuevos campos de producción petrolera, actividad afectada por el terremoto de 1987 y que paralizó la producción nacional de petróleo durante seis meses debido a la afectación de la infraestructura petrolera. En el mismo año, la Refinería Sushufindi inició operaciones con capacidad de 20.000 Bls/día (BCE 1990, 15) (Petroecuador 2019, 32-124).

En 1989 se conformó la Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador (Petroecuador) que reemplazó a la CEPE y le permitió asumir todas las actividades relacionadas con la exploración, explotación, producción, transporte y comercialización nacional e internacional de petróleo crudo y sus derivados. En el 2007 se crea Petroamazonas EP

que, a partir del 2013 administra la totalidad de la producción petrolera estatal enfocada en la exploración y explotación de crudo, hasta entonces a cargo de Petroecuador, esta última será responsable del transporte, refinación y comercialización de petróleo crudo y derivados. En el 2019, se dispone la fusión de Petroecuador y Petroamazonas a fin de tener una sola entidad petrolera del estado y unificar actividades (Petroecuador 2019, 6) (Registro Oficial del Ecuador 2019, 15).

En el 2003, entra en operación el Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), el segundo oleoducto del Ecuador con capacidad total de transporte de 450.000 bpd y longitud de 485 km desde la terminal Amazonas en Sucumbíos hasta la Terminal Marítima OCP en Esmeraldas, transporta el 30% del crudo nacional. La construcción y operación del OCP permitió al sector energético enfrentar con éxito la crisis del transporte de crudo pesado desde los campos de producción en la Amazonía hasta el puerto de embarque en Esmeraldas, lo que favoreció el aumento de la producción petrolera e inversiones (Altamirano 2007, 29-34).

En la última década, se perforaron la mayor cantidad de pozos en la historia petrolera del Ecuador, 350 en el 2013. Mientras que, a comparación con otros años, en el 2014 la producción de petróleo alcanzó su pico más alto, 203.151 millones de barriles. Cabe destacar que, en el año 2016, se incorporó a la producción nacional de petróleo el campo Tiputini, en el 2018 el campo Tambococha y sin fecha prevista la producción del campo Inshpingo, campos que pertenecen al Bloque 43, llamado también ITT. Están asentados en la provincia de Orellana, en el Parque nacional Yasuní que por su ubicación geográfica requieren de un tratamiento especial por su biodiversidad y su cercanía a la Zona Intangible del Parque Nacional Yasuní (ARCH 2017, 8-15).

Las exportaciones representan una variable fundamental para el desarrollo económico del país y se presentan en dos etapas; la primera se caracterizó por el predominio de tres productos primarios agrícolas que absorbieron el mayor porcentaje de exportaciones no petroleras; banano, cacao y café; mientras que, en la segunda etapa un nuevo producto primario dominaría las exportaciones, petróleo crudo (Pozo 2011, 6).

El aporte importante de la explotación petrolera para la economía pública nacional se remonta a 1972, año en que inicia la producción y exportación de petróleo a gran escala y que, ha significado un buen porcentaje de las exportaciones nacionales totales. La bonanza petrolera se benefició de la política de precios y producción de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), a la que Ecuador se incorporaría por primera

vez en 1973, la abandonaría en 1992, se reincorporaría en el 2007 y se retiraría en el 2020 (BCE 1978, 41-45).

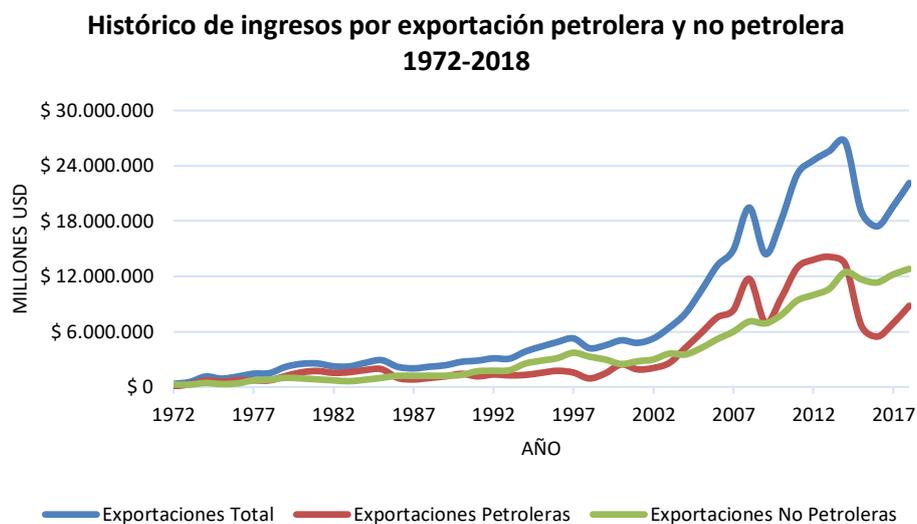


Figura 3. Histórico de ingresos por exportación petrolera y no petrolera 1972-2018

Fuente: (BCE 2017)

Elaboración propia

Respecto a la evolución del precio promedio del barril de petróleo, la comercialización empezó en 1972 a US \$ 2,50, valor que progresivamente aumentaría hasta alcanzar los US \$ 34,73 en 1980, un récord aquella época. En los años ochenta y noventa, Ecuador atravesó una crisis económica debido a factores externos como: la crisis financiera internacional, el pago de la deuda externa, los desastres climáticos (Fenómeno de El Niño 1982 y 1998), los desastres naturales (Terremoto de 1987) y la inestabilidad de los precios internacionales del barril de petróleo. En 1988 desciende a US \$ 9,91, se recuperaría en 1990 a US \$ 19,27 y bajaría nuevamente a US \$ 9,14 en 1998, el precio más bajo de comercialización de petróleo nacional. En la última década, el valor del barril crudo alcanzaría los US \$ 83,96 en 2008, en 2012 llegaría a los US \$ 99,49, el precio más alto de comercialización del petróleo nacional y descendería a \$ 37,17 en 2016.

Posterior al descubrimiento de petróleo en la región amazónica, su producción y venta vaticinaba riqueza y desarrollo al país. El sector hidrocarburífero es considerado estratégico para la economía ecuatoriana pues durante 47 años, el país ha sido exportador neto de petróleo crudo siendo su matriz productiva altamente dependiente de la renta petrolera puesto que representa la principal fuente de ingresos monetarios del país que financia gran parte del presupuesto estatal para el gasto e inversión pública (Larrea 2006, 57) (Petroecuador 2013, 20-23).

El modelo económico ecuatoriano está basado en el extractivismo, actividad que atenta contra la naturaleza y la supervivencia de los pueblos. Por más de medio siglo, Ecuador se ha caracterizado por ser un exportador neto de materias primas. En el caso del petróleo, la exportación de crudo no ha generado valor agregado al producto, Arregui (2005, 58) señala que “este absurdo debe ser trastocado, para convertirnos en un país exportador de productos refinados e industrializados, utilizando este recurso energético insustituible de la manera óptima y responsable”. Para ello, es importante realizar un inventario del remanente de reservas petroleras nacionales, a fin de explotarlo racionalmente y desarrollar de manera adecuada proyectos de industrialización (Arregui 2005, 58) (Fontaine 2002, 105).

La extracción petrolera permitió transformar el desarrollo económico ecuatoriano y también acarrear pasivos ambientales debido a la presencia de fuentes de contaminación no remediadas a nivel nacional, una matriz energética contaminante y limitada en su diversificación que no avizora cambios profundos en su estructura debido, entre otros factores, a distorsiones de mercado como los subsidios estatales a los derivados de petróleo. El país, año tras año, enfrenta incremento en la demanda de energía, uso que no necesariamente es más productivo y eficiente para desarrollar actividades con valor agregado sino al alto consumo de energía para el sector transporte, industrial y residencial (Castro 2011, 10) (Petroecuador 2013, 53-55).

3. Oferta y demanda de energía en el país

La matriz energética expresa el total de la energía demandada y utilizada por fuentes y sectores; es decir, refleja la estructura del sector energético del país. Esta herramienta provee de información para los gobiernos y es un indicador de tendencias estructurales que orienta la toma de decisiones y el desarrollo de políticas públicas (Castro 2011, 17) (Fontaine 2011, 2888-2889).

En la Figura 4 se presenta la evolución de la oferta de energía primaria por fuente para el Ecuador desde el año 1970 hasta el 2013. Como se observa, a partir de 1972 la oferta primaria es dominada por el petróleo, principal energético utilizado para el consumo interno y cuyos excedentes de producción son exportados al mercado internacional, convirtiendo al país en un exportador neto de este recurso no renovable. La oferta primaria incluye también el uso de productos de caña, leña, hidroenergía, gas natural y otras energías primarias.

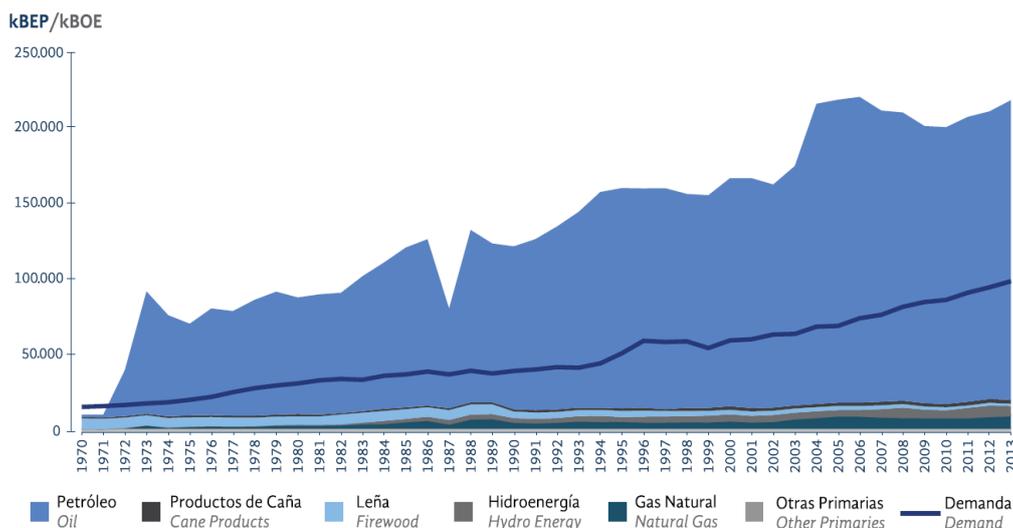


Figura 4. Evolución de la oferta de energía primaria por fuentes 1970-2013

Fuente y elaboración: (Micse 2014)

En el Ecuador, el petróleo constituye la principal fuente de energía primaria, con tendencia al aumento desde el inicio de la explotación petrolera en la Amazonía y el arranque de operaciones del SOTE en 1972. Debido al terremoto de 1987, la infraestructura del SOTE fue afectada con la consecuente paralización de la producción de crudo. Superados los impactos de dicho fenómeno natural, continúa al alza la producción y transporte de crudo nacional, especialmente tras el inicio de operaciones de un segundo oleoducto transnacional para crudos pesados, el OCP en el año 2003.

En la Figura 5 se presenta desde el año 1970 hasta el 2013, la evolución de la demanda sectorial de energía en la que se consideran las fuentes de energía primaria y secundaria que son necesarias. El sector transporte es el principal demandante de energía, seguido del sector industrial mientras que en tercer lugar se encuentra el sector residencial.

La brecha entre la producción secundaria de energía y la creciente demanda se resuelve mediante la importación de derivados de petróleo lo cual permite cubrir la demanda interna de los sectores que mayor demanda registran: transporte, industria y residencial.

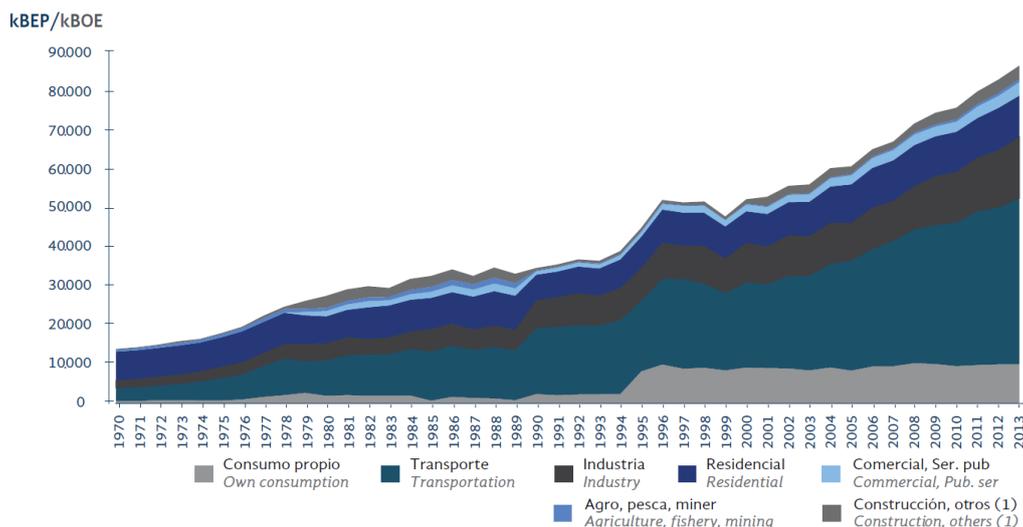


Figura 5. Evolución de consumo de energía por sectores 1970–2013
Fuente y elaboración: (Micse 2014)

En la Figura 6 se presenta la evolución de producción de energía secundaria por fuente desde el año 1970 hasta el 2013. Se observa que, en los últimos años, en los centros de transformación (principalmente refinerías), el energético más producido es el *fuel oil*, le sigue la electricidad, el *diésel oil* y las gasolinas. Hay que destacar que, en la última década, ha incrementado el aporte de las centrales eléctricas en la matriz de producción de energía secundaria.

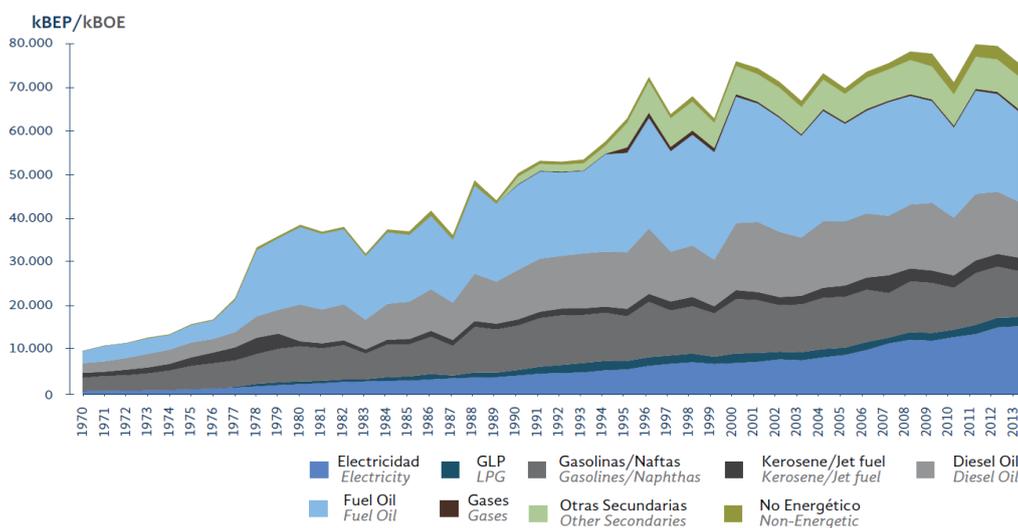


Figura 6. Evolución de la producción de energía secundaria por fuente 1970-2013
Fuente y elaboración: (Micse 2014)

El Balance Energético Nacional año 2018 señala que (Mernnr 2020):

- En el 2008: la oferta primaria de energía fue de 205.381 miles de barriles equivalentes de petróleo, el 60,63% fue destinado con fines de exportación. De la oferta de energía fósil (petróleo y gas natural) corresponde al 94,57% y las

energías renovables (hidroenergía y otras energías renovables) representan apenas el 5,43%.

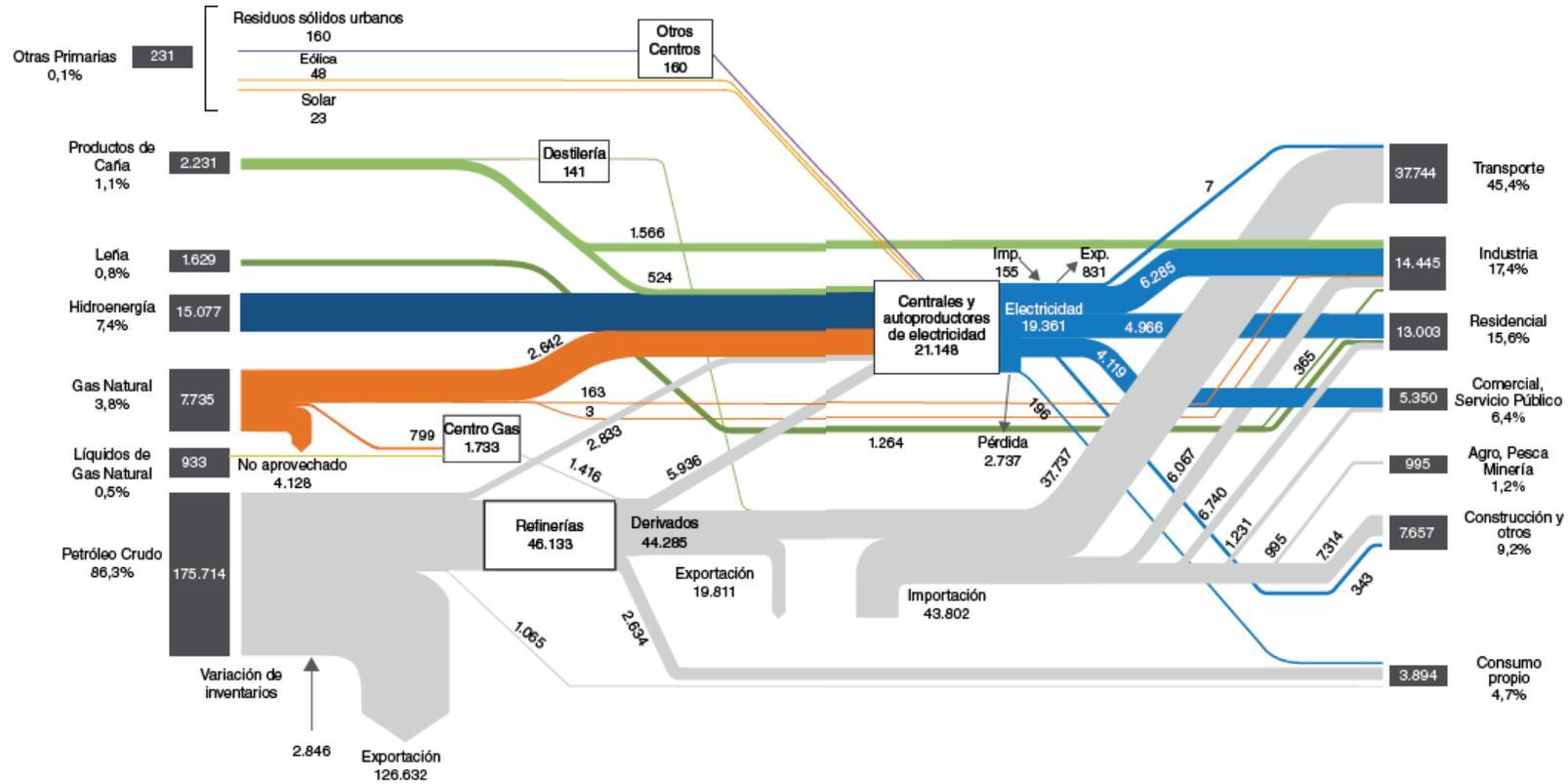
- En el 2018: la oferta primaria de energía fue de 216.022 miles de barriles equivalentes de petróleo, el 60,10% fue exportado. El 92,18% corresponde a la oferta de energía fósil mientras que el 7,82% representan a las energías renovables.

El diagrama de Sankey, señala Díaz (2017, 18) que “son representaciones graficas de las corrientes de energía, las cuales están descritas por medio de vectores con sus respectivas magnitudes, estos diagramas presentan un análisis cualitativo de la distribución energética de un proceso”.

En la Figura 7, se visualiza el diagrama de Sankey del Balance Energético Nacional año 2020 que permite sintetizar de manera gráfica los flujos de energía primaria y secundaria disponible, el uso energético por sector productivo nacional y visualizar la generación eléctrica, tema que será tratado a profundidad en el segundo capítulo.

En el 2020, la producción total de energía primaria fue de 203.551 miles de barriles equivalentes de petróleo que correspondió al 92,50% a la oferta de energía fósil mientras que el 7,50% representan a las energías renovables. La producción de petróleo fue de 175.714 kBEP, el 72,07% se exporto y 46.133 kBEP se cargaron a las refinerías para la obtención de derivados que se complementarán con importaciones, cuyo consumo será principalmente en el sector del transporte, industria y construcción.

La hidroenergía será el principal recurso de producción de energía renovable con 17.077 kBEP que, transformada en centrales y auto productoras, los principales consumidores de electricidad serán; la industria, el residencial y el comercial.



Producción	+	Importación	-	Exportación	+	Variación de inventario	-	No aprovechado	+	Transferencias	-	Búnkers	=	Cferta total	=	Centros de transformación	+	Consumo propio	+	Ajustes	+	Pérdidas	+	Consumo final	=	Demanda total
203.551		43.958		147.274		2.627		4.128		0		2.070	=	96.664	=	9.888		3.895		950		2.737		79.194	=	96.664

Figura 7. Balance Energético Nacional Diagrama Sankey 2020

Fuente y elaboración: (Mernnr 2021)

El modelo económico ecuatoriano está basado principalmente del extractivismo y caracterizado por la exportación de materias primas, principalmente petróleo. Esta actividad permitió transformar el desarrollo económico nacional y también acarrear pasivos ambientales debido a la presencia de fuentes de contaminación no remediadas que atentan contra la naturaleza y la supervivencia de los pueblos.

La matriz energética nacional es contaminante y limitada en su diversificación que no avizora cambios profundos en su estructura. Entre los principales problemas destacan factores como: la explotación irracional de las reservas petroleras, no se ha generado valor agregado al crudo, los subsidios estatales a los derivados de petróleo y la falta de proyectos de industrialización.

Con el pasar de los años, el Ecuador enfrenta incremento en la demanda de energía, uso que no necesariamente es más productivo y eficiente para desarrollar actividades con valor agregado sino al alto consumo de energía en el sector transporte, industria y residencial. Desde la década de los setenta, la oferta primaria es dominada por el petróleo, principal energético utilizado para el consumo interno y cuyos excedentes son exportados. La oferta primaria incluye el uso de productos de caña, leña, hidroenergía, gas natural y otras energías primarias.

En lo que respecta a la producción de energía secundaria por fuente, en los últimos años los centros de transformación, principalmente refinerías, el energético más producido es el *fuel oil*, el *diésel oil* y las gasolinas. Llama la atención el aporte de las centrales eléctricas en la matriz de producción de energía secundaria pues ha incrementado su participación en la última década. La brecha entre la producción secundaria de energía y la creciente demanda se resuelve mediante la importación de derivados de petróleo lo cual permite cubrir la demanda interna de los sectores que mayor demanda registran: transporte, industria y residencial.

Capítulo segundo

La evolución del aprovechamiento energético renovable y no renovable con fines de generación eléctrica en el Ecuador

El presente capítulo describe la evolución de la producción eléctrica nacional mediante fuentes de generación: no renovables; turbomotores, turbogas y motores de combustión interna, renovables convencionales; hidráulica y no convencionales; eólica, fotovoltaica, biomasa y biogás durante el período del 2008 al 2018. Para ello, se expone la potencia nominal, la producción de energía eléctrica y el potencial estimado con fines de generación eléctrica por fuente.

1. La política energética implementada durante la década del 2008 al 2018

A lo largo del mandato presidencial de Rafael Correa (2007-2017), se implementaron políticas que reestructuraron al sector eléctrico nacional. El Conelec diseñó un Plan Maestro de Electrificación (PME), cuya elaboración señala que (2013, 6): “está alineada con la Constitución de la República del Ecuador, lineamientos y objetivos del Plan Nacional para el Buen Vivir, la Agenda Sectorial del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, y la Ley de Régimen del Sector Eléctrico”.

Para lograr la reestructuración del sector eléctrico ecuatoriano durante la presidencia de Rafael Correa, Dulce (2012, 2) señala que:

Mediante la emisión de mandatos, regulaciones y resoluciones se ha implementado un modelo en el que el Estado vuelve a convertirse en el agente responsable de manejar y desarrollar al sector eléctrico. Para cumplir con los diferentes objetivos que se ha trazado el actual gobierno se ha diseñado un Plan Maestro de Electrificación (PME) que busca desarrollar las etapas de generación, transmisión y distribución.

En la década del 2008 al 2018, se identificaron e implementaron medidas beneficiosas para el uso eficiente de energía eléctrica que se detallan en la Figura 8. El Conelec (2013, 30) destaca las siguientes: 1. Cambio de luminarias poco eficientes de usuarios domésticos y alumbrado público. 2. Renovación de electrodomésticos (refrigeradoras, cocinas, calefones, calefacción) y de vehículos, de tecnología obsoleta por otra más eficiente al final de la vida útil de los equipos existentes. 3. Programa de

auditorías energéticas en grandes industrias. 4. Construcción y operación de proyectos de generación de energía hidroeléctrica.

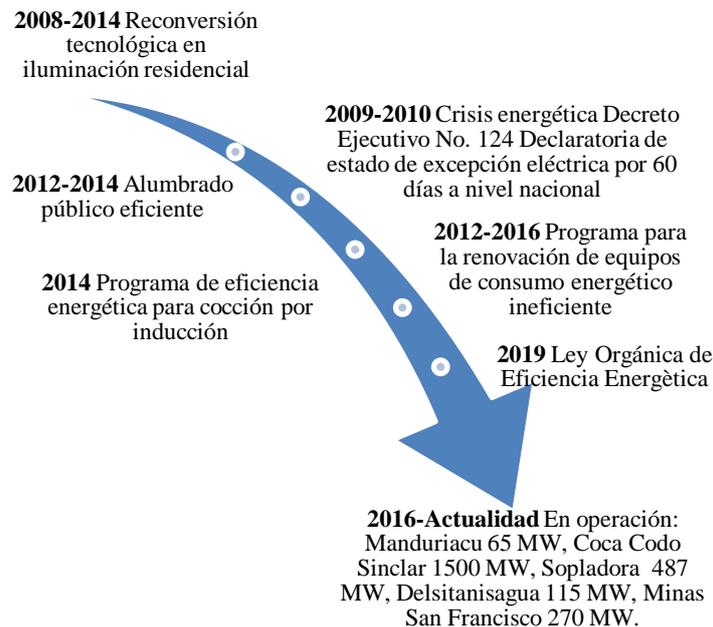


Figura 8. Medidas implementadas para el uso eficiente de la energía 2008-2019

Fuente: (MEER 2017)

Elaboración propia

2. La infraestructura existente

En el año 2018, el país contaba con 317 centrales para la generación eléctrica con una potencia total efectiva de 8.048 MW en capacidad instalada. Se encuentran conectadas al SNI 133 centrales mientras que, 184 centrales no están incorporadas al Sistema Nacional Interconectado (SNI), que son las que proveen electricidad a zonas de difícil acceso como petroleras o el sistema eléctrico Galápagos (Mernnr 2020, 141-143).

En cuanto al tipo de fuente energética aprovechable, 113 centrales utilizaron fuentes de energía renovable que se detallan en la Tabla 1:

Tabla 1

Detalle de centrales con fuentes de energía renovable

Centrales con fuentes de energía renovable		
Tipo de central	Número de centrales	Potencia efectiva (MW)
Hidráulica	71	5.036
Biomasa	3	136
Eólica	3	21
Solar	34	27
Biogás	2	7
Total	113	5.227

Fuente: (Mernnr 2020)

Elaboración propia

En el mismo año, 204 centrales utilizaron fuentes de energía no renovable, que se detallan en la Tabla 2:

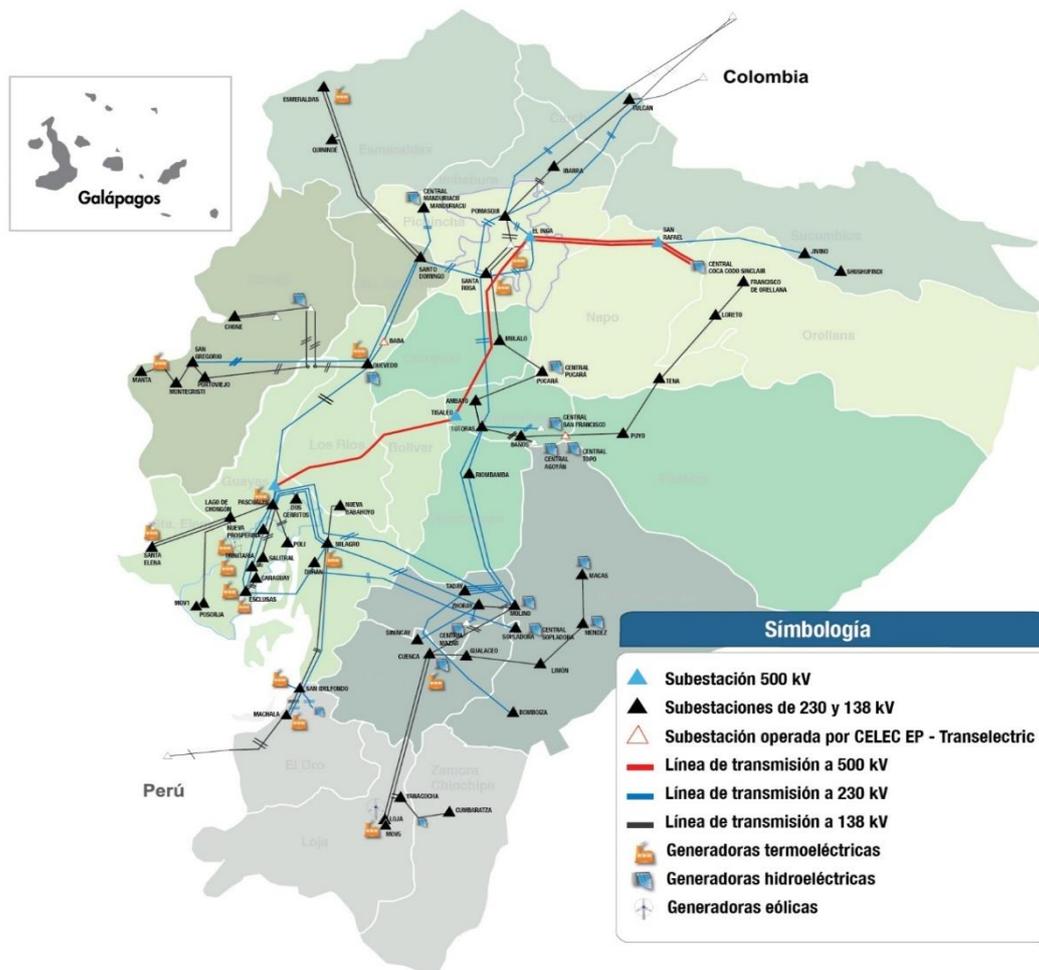
Tabla 2
Detalle de centrales con fuentes de energía no renovable

Centrales con fuentes de energía no renovable		
Tipo de central	Número de centrales	Potencia efectiva (MW)
Motor de combustión Interna	186	1.613
Turbogas	11	776
Turbovapor	7	432
Total	204	2.821

Fuente: (Mernnr 2020)

Elaboración propia

La energía eléctrica producida por las diversas centrales operativas en el país, alimentan al SNI, que es un sistema semejante a una autopista energética que integra todos los elementos del sistema eléctrico conectados entre sí, permitiendo la transferencia de electricidad producida en los centros de generación hacia los centros de consumo, lo que garantiza el abastecimiento de electricidad a nivel nacional.



La línea roja transmite 500 kV, la línea azul transmite 230 kV y la línea negra transmite 138 kV
 Figura 9. Líneas de transmisión del Sistema Nacional Interconectado
 Fuente y elaboración: (Transelectric 2021)

3. Generación eléctrica por fuente

La política energética en el país impulsó durante la década del 2008 al 2018 la generación eléctrica basada en fuentes de energía renovable, tales como centrales hidráulicas (potencial del agua), fotovoltaicas (solar), eólicas (viento), termoeléctricas de biomasa (combustión desechos orgánicos) y biogás (residuos orgánicos); manteniendo la generación a partir de fuentes no renovables, que comprenden centrales térmicas a turbogas, turbovapor y motores de combustión interna, las cuales utilizan combustibles derivados de petróleo (Conelec 2013, 3). Como resultado de este ejercicio, se modificó la composición de la capacidad instalada¹ de generación eléctrica por fuente como se indica a continuación en la Figura 11:

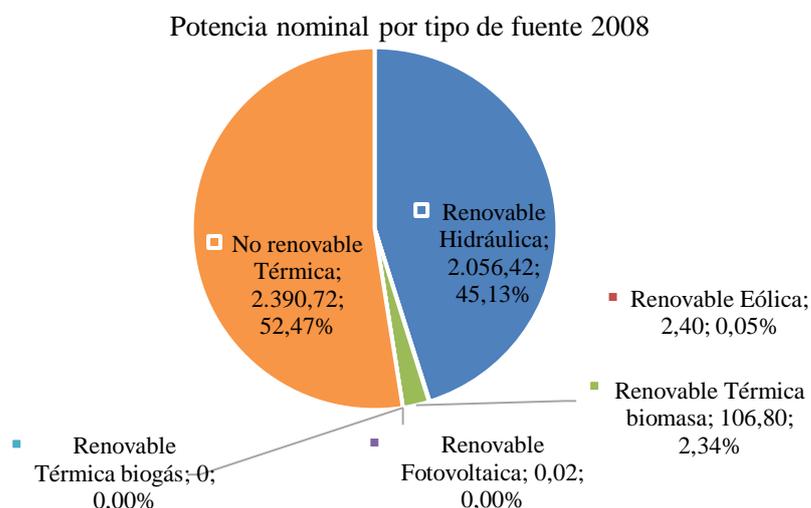


Figura 11. Potencia nominal (MW) por tipo de fuente en 2008
Fuente: (MEER 2017)
Elaboración propia

Como se puede observar en la Figura 11, en el año 2008 la capacidad instalada de Ecuador en potencia eléctrica nominal fue de 4.544 MW (48,75% energía térmica no renovable, 48,91% de energía hidráulica y el 1,70% a las energías renovables no convencionales como la eólica, la fotovoltaica y la biomasa).

¹ Para una central de generación eléctrica, la capacidad nominal hace referencia a la potencia máxima de diseño o dato de placa del equipo de generación, mientras que la capacidad efectiva es el valor de potencia real de generación.

Potencia nominal por tipo de fuente 2018

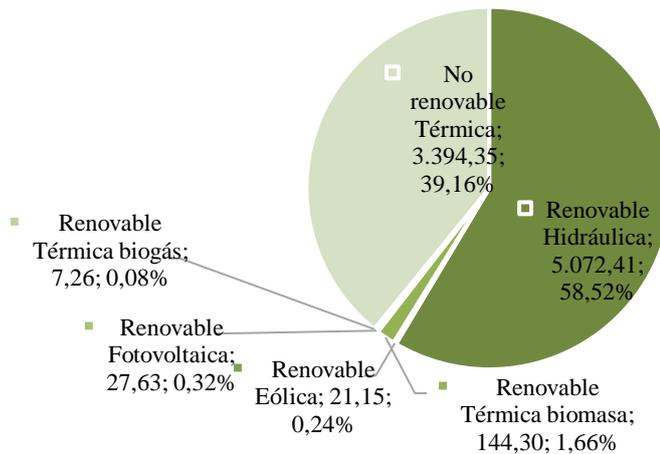


Figura 12. Potencia nominal (MW) por tipo de fuente en 2018

Fuente: (Mernnr 2020)

Elaboración propia

La evidencia del cambio en la capacidad instalada de generación eléctrica se observa en la Figura 12, donde se advierte que para el año 2018, la potencia eléctrica nominal se incrementó a 8.662 MW (39,16% energía térmica no renovable, 58,52% energía hidráulica y el 2,31% a las energías renovables no convencionales como la eólica, la fotovoltaica, el biogás y la biomasa).

Energía eléctrica total producida 2008-2018

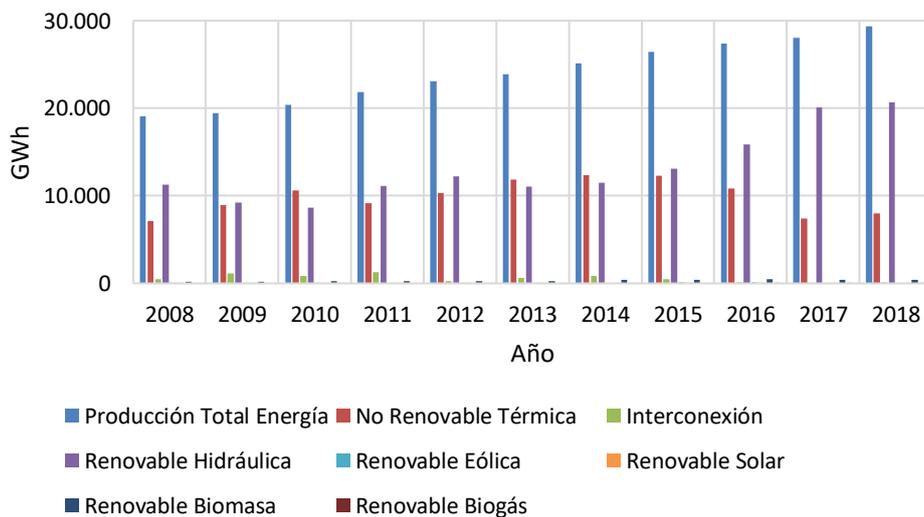


Figura 13. Producción de energía eléctrica total 2008 al 2018

Fuente: (Arconel 2019)

Elaboración propia

En el año 2008 se generaron 19.108 GWh de electricidad, de los cuales 11.293 GWh correspondieron a generación hídrica, 7.104 GWh en generación térmica, 211 GWh

en energías renovables y 500 GWh provinieron de la interconexión con Colombia y Perú. Mientras que, en el año 2018, se generaron 29.349 GWh de electricidad, que corresponde 20.678 GWh en generación hídrica, 8.019 GWh en generación térmica, 546 GWh en generación basada en energías renovables no convencionales y 106 GWh fueron importados de Colombia, como se indica a continuación (Cenace 2019, 3).

3.1. Fuentes de generación de energía eléctrica convencional no renovable

En lo que concierne a la generación térmica, ésta se realiza mediante la utilización de motores de combustión interna, sistemas de turbogas y turbovapor que generan electricidad mediante la quema de derivados de petróleo como *fuel oil*, diésel y gas natural, y por tanto generan emisiones de gases de efecto invernadero. En la Figura 14 se detallan los montos de consumo de combustibles correspondiente al periodo 2007 al 2018 para generación eléctrica.

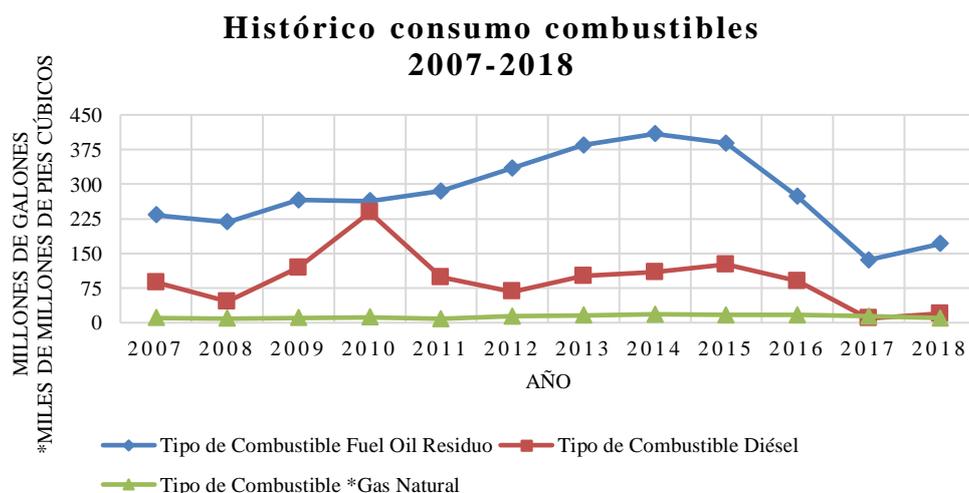


Figura 14. Histórico de consumo de combustibles 2007-2018

Fuente: (Cenace 2019)

Elaboración propia

Como se puede observar, el combustible más utilizado para la generación eléctrica es el *fuel oil*, cuyo mayor consumo fue en el año 2014 con 408,90 MM gal y el menor consumo en 2017 con 135,90 MM gal. El diésel es el segundo tipo de combustible más utilizado, siendo su mayor consumo en el año 2010 con 238,80 MM gal y el menor consumo en 2017 con 9,10 MM gal. Finalmente, el gas natural es el tercer tipo de combustible más utilizado, cuyo mayor y menor consumo corresponden a los años 2014 y 2011 con 18.300 y 8.500 MM de pies cúbicos respectivamente.

3.2. Fuentes de generación de energía eléctrica renovable convencional y no convencional

3.2.1. Hidroelectricidad

Una central hidroeléctrica es una infraestructura que utiliza la energía potencial del agua. Su fuerza acciona turbinas que mueven generadores que transforman la energía mecánica en energía eléctrica, aprovechando el caudal y caída de ríos que tienen un gran cauce de agua (MAE 2007, 11) (Iberdrola 2020, 1).

De acuerdo con el Plan Maestro de Electrificación (PME) 2013–2022, en el país el potencial hidroeléctrico técnica y económicamente aprovechable es de 21.903 MW. El 24,05% está aprovechado y el 75,05% aún falta por aprovechar (Conelec 2013, 160) (Dubrovsky, y otros 2019, 59).

El potencial hidroeléctrico nacional es de uso escaso, tomando en cuenta que en 1987 el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (Inecel) estimó que el potencial hidroeléctrico desarrollable de 145.000 GWh/año (Galárraga 2000, 33). La producción hidroeléctrica del 2018, apenas representa el 14,26% del potencial desarrollable económicamente.

En la Figura 15 se presenta la evolución del potencial hidráulico nominal y efectivo correspondiente al período 2008 hasta el 2018.

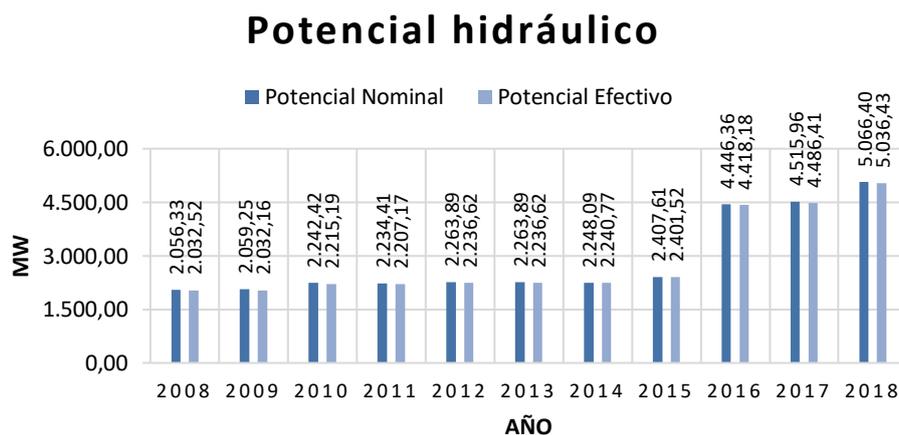


Figura 15. Evolución del potencial hidráulico 2008 al 2018

Fuente: (Arconel 2015) (2019)

Elaboración propia

En el año 2008, las centrales hidroeléctricas generaron 11.293 GWh que correspondió al 59,10% de la generación eléctrica nacional. El país contaba con tres

centrales hidráulicas de tipo embalse con 1.361 MW y 47 centrales de tipo pasada con 695,42 MW en potencia nominal (Conelec 2009, 35).

El 2018, la producción de energía eléctrica en centrales hidráulicas fue de 20.678 GWh que correspondió al 70,71% de la generación eléctrica nacional. El país contaba con 71 centrales hidráulicas; cinco de tipo embalse con 1.598 MW y 66 centrales de tipo pasada con 3.443 MW en potencia efectiva (Arconel 2019, 159-62) (Mernnr 2020, 16).

En la Figura 16 se presenta la energía eléctrica total bruta generada en centrales hidráulicas durante el período 2008 hasta el 2018:

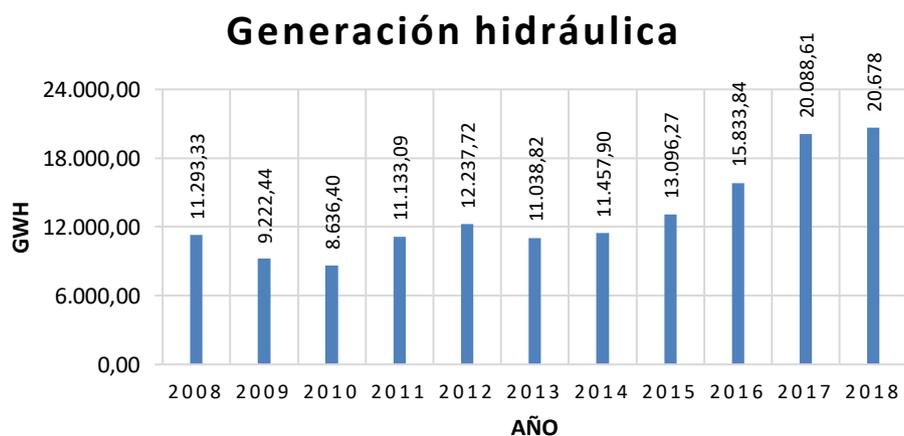


Figura 16. Generación de energía bruta total hidráulica 2008 al 2018

Fuente: (Arconel 2015) (2019)

Elaboración propia

3.2.2. Biomasa

La biomasa es materia orgánica heterogénea de origen y naturaleza diversa, como los residuos agrícolas, forestales y pecuarios, que se aprovechan como fuente energética para generar electricidad a partir de su combustión. Para ello, es importante conocer la cantidad de desechos orgánicos disponibles y su potencial calórico (Arconel 2019, 153) (Instituto Nacional de Preinversión 2014, 3).

El Mernnr (2020, 144) destaca que “si se aprovechara el 50% de los residuos mayoritarios existentes en el país como: palma africana, banano y arroz, con un sistema asociado de almacenamiento; se estima un potencial teórico de aproximadamente 500 MW de generación firme durante todo el año”. El residuo con mayor potencial es la palma africana con 4.857 GWh/año, le sigue el banano con 3.439 GWh/año y el arroz con 1.565 GWh/año. Se estima un potencial de 861 GWh/año. (Valencia 2018, 29).

En la Figura 17 se presenta la evolución del potencial bioenergético nominal y efectivo correspondiente al período 2008 hasta el 2018:

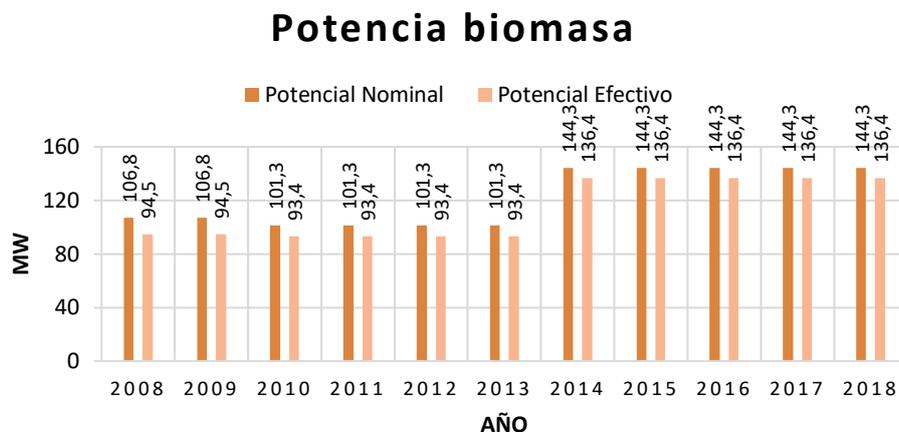


Figura 17. Evolución del potencial de biomasa 2008 al 2018

Fuente: (Arconel 2015) (2019)

Elaboración propia

Con la finalidad de aprovechar y reciclar los residuos orgánicos provenientes del proceso de molienda de la caña de azúcar y durante seis meses al año, los ingenios azucareros Coazucar en Cañar, San Carlos y Valdez en Guayas, implementaron turbogeneradores para la cogeneración eléctrica mediante el uso del bagazo de caña. Del total energía producida, una parte se utiliza en los procesos producción de cada empresa y el resto se entrega a la red del Sistema Nacional Interconectado (Nobis 2015) (Coazucar 2013) (San Carlos 2020) (Valencia 2018, 29).

El año 2008, en energía bruta se generaron 208 GWh² en termoeléctricas de turbovapor que utilizaron 987.837 toneladas de bagazo de caña y correspondió al 1,09% de la generación eléctrica nacional. El país contaba con tres centrales autogeneradoras con 106,80 MW en potencia nominal. El precio medio de energía vendida osciló entre 9,72 a 10,23 USD C/kWh (Conelec 2009, 135-59).

En el 2018, en centrales de turbovapor se generaron 382 GWh³ que utilizaron 1.437.079,48 toneladas de bagazo de caña y respondió al 1,31% de la generación eléctrica nacional. Se mantienen tres centrales con 144,30 MW en potencia nominal y el precio

² En el 2008, 208,33 GWh se generaron a partir del bagazo de caña en los ingenios azucareros del país. 99,76 GWh (San Carlos: 24,72 GWh, Ecodos: 36,05 GWh y Ecoelectric: 38,99 GWh) se entregaron a la red del SNI.

³ En el 2018, 382,44 GWh se generaron en los ingenios azucareros del país a partir del bagazo de caña. Se entregaron 195,19 GWh a la red del SNI (San Carlos: 121,41 GWh, Ecoelectric: 39,10 y Coazucar: 34,68 GWh).

medio de energía vendida oscilo de 0,16 a 9,59 USD ¢/kWh (Arconel 2019, 73-127) (Arconel 2019, 30).

En la Figura 18 se presenta la energía eléctrica total bruta generada en centrales termoeléctricas que quemaron biomasa durante el período 2008 hasta el 2018:

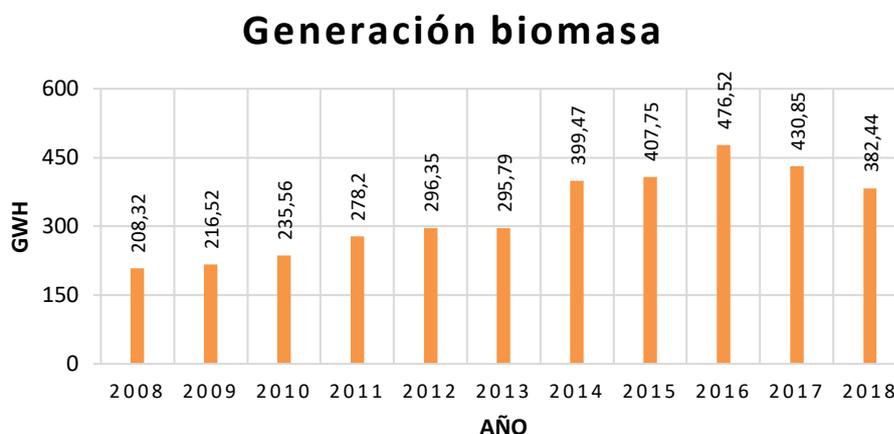


Figura 18. Generación de energía bruta total de biomasa 2008 al 2018

Fuente: (Arconel 2015) (2019)

Elaboración propia

3.2.3. Eólica

La energía eólica utiliza el movimiento de las corrientes de aire, el viento, para mover las aspas del rotor de un aerogenerador que transforma la energía cinética en energía eléctrica. Los parques eólicos se construyen en planicies o grandes llanuras donde el viento es constante y considerable (Arconel 2019, 153) (Iberdrola 2020, 1).

El PME 2013-2022 señala que, en Ecuador, el potencial eólico bruto es de 1.691 MW con una producción media de 2.869 GWh/año. Para ello, considera las zonas con vientos superiores a 7 m/s en promedio anual (Conelec 2013, 144).

En la Figura 19 se presenta la evolución del potencial eólico nominal y efectivo correspondiente al período 2008 hasta el 2018.

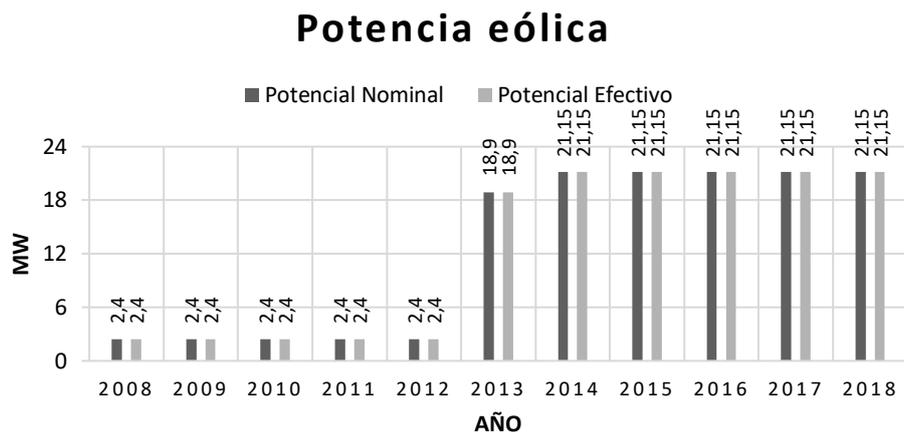


Figura 19. Evolución del potencial eólico 2008 al 2018

Fuente: (Arconel 2015) (2019)

Elaboración propia

En el año 2008, en la provincia de Galápagos, la central Tropezón en potencia nominal alcanzó 2,40 MW, generó 2,68 GWh de energía eléctrica que representó el 0,01% de la generación eléctrica nacional. El precio medio fue de energía vendida fue de 12,82 USD C/kWh (Conelec 2009, 111).

En el año 2018 se produjeron 80,26 GWh que correspondió al 0,27% de la generación eléctrica nacional. El país contaba con tres centrales fotovoltaicas; en la provincia de Galápagos dos y una en Loja que en conjunto alcanzaron en potencia nominal 21,15 MW. El precio medio fue de energía vendida fue de 9,13 USD C/kWh (Arconel 2019, 159-177).

En la Figura 20 se presenta la energía eléctrica total bruta generada en centrales eólicas durante el período 2008 hasta el 2018.

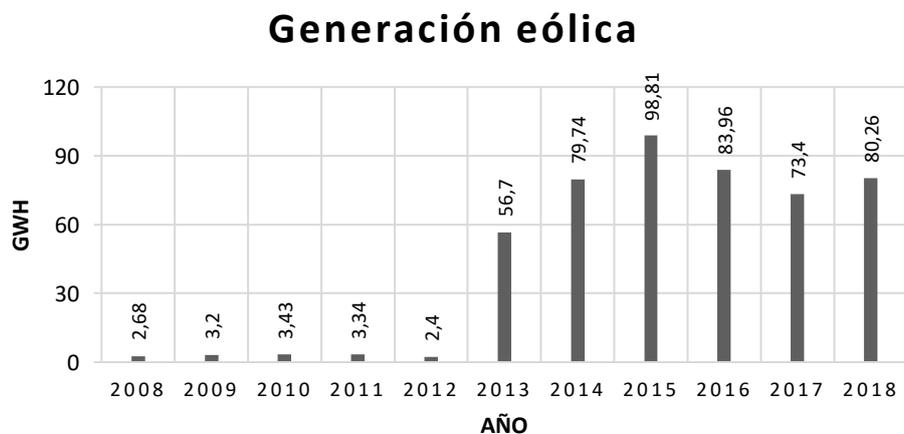


Figura 20. Generación de energía bruta total eólica 2008 al 2018

Fuente: (Arconel 2015) (2019)

Elaboración propia

3.2.4. Biogás

El biogás se utiliza en centrales que generan electricidad a partir de la combustión de gas con alto contenido de metano, procedente de la fermentación controlada de sustratos como el estiércol, los residuos urbanos o agroindustriales (Arconel 2019, 153).

En la Figura 21 se presenta la evolución del potencial biogás nominal y efectivo correspondiente al período 2016 hasta el 2018.

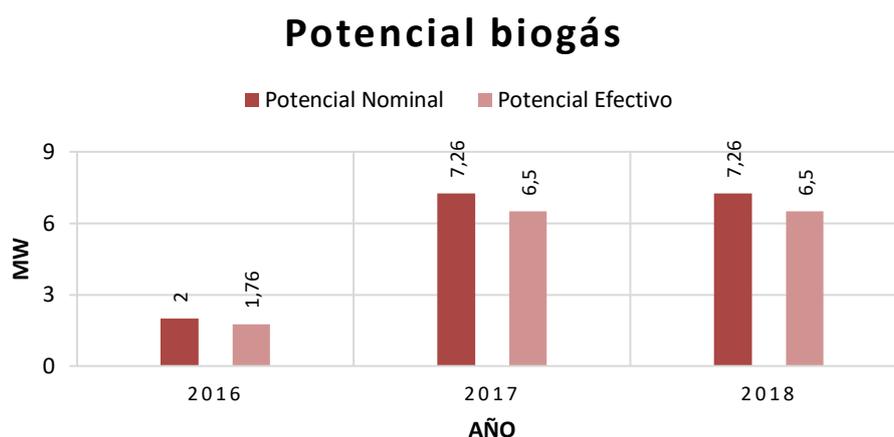


Figura 21. Evolución del potencial de biogás 2016 al 2018

Fuente: (Arconel 2019)

Elaboración propia

En el año 2016, la empresa Gasgreen en el relleno sanitario El Inga, generaría 12,88 GWh de electricidad aprovechando 8'119.299,87 m³ de biogás, representando el 0,05% de la generación eléctrica nacional. La central alcanzó en potencia 2 MW nominal y el precio medio de energía vendida fue de 11,00 USD ¢/kWh

En el año 2018, se produjeron 45,52 GWh procedentes de las centrales El Inga y Pichacay, que en conjunto aprovecharon 26'622.714,15 m³ de gas metano captados en rellenos sanitarios. Su producción correspondió al 0,16% de la generación eléctrica nacional. En potencia se alcanzó 7,26 MW nominal (Arconel 2019, 73-126).

En la Figura 22 se presenta la energía eléctrica total bruta generada en centrales a biogás durante el período 2008 hasta el 2018.

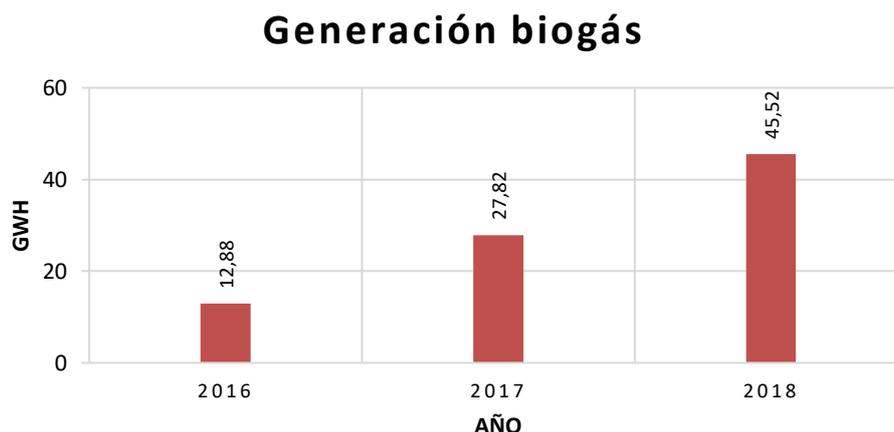


Figura 22. Generación de energía bruta total de biogás 2016 al 2018

Fuente: (Arconel 2019)

Elaboración propia

3.2.5. Fotovoltaica

Corresponde a la generación de electricidad que usa como energía primaria el sol. Se produce en centrales que convierten la radiación solar en electricidad a través de células solares que producen el denominado efecto fotovoltaico (Arconel 2019, 153).

El PME 2013-2022 señala que, en promedio, la insolación directa en Ecuador continental es de 2,543 Wh/m²/día mientras que, el potencial estimado con fines de generación eléctrica es 312 GW (Conelec 2013, 144) (Muñoz, Rojas y Barreto 2018, 64).

En la Figura 23 se presenta la evolución del potencial fotovoltaico nominal y efectivo correspondiente al período 2008 hasta el 2018.

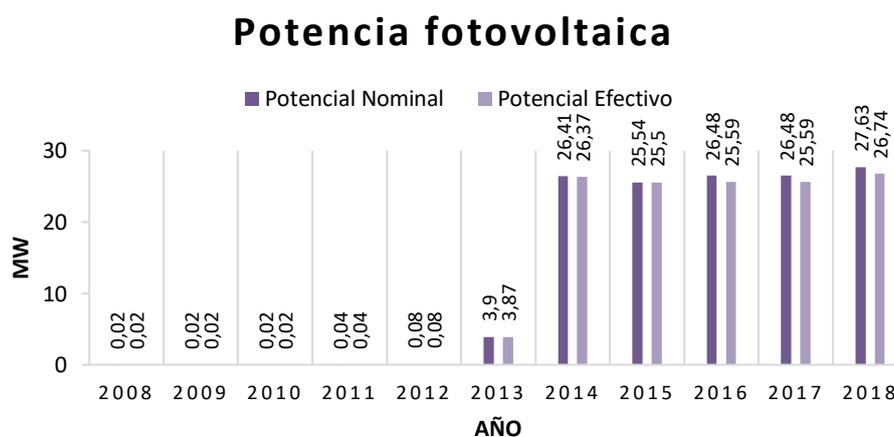


Figura 23. Evolución del potencial fotovoltaico 2008 al 2018

Fuente: (Arconel 2015) (2019)

Elaboración propia

En el 2008 se generaron 0,03 GWh de energía eléctrica y representó el 0,0002% de la generación eléctrica nacional procedente de la central Floreana 2 en la provincia de Galápagos. La central poseía 0,02 MW en potencia nominal (Conelec 2009, 129-31).

Para el 2018 se generaron 38,08 GWh que correspondió al 0,13% de la producción eléctrica nacional. El país contaba con 34 centrales fotovoltaicas en 10 provincias y alcanzaron en potencia nominal 27,63 MW (Arconel 2019, 189-92).

En la Figura 24 se presenta la energía eléctrica total bruta generada en centrales fotovoltaicas durante el período 2008 hasta el 2018.

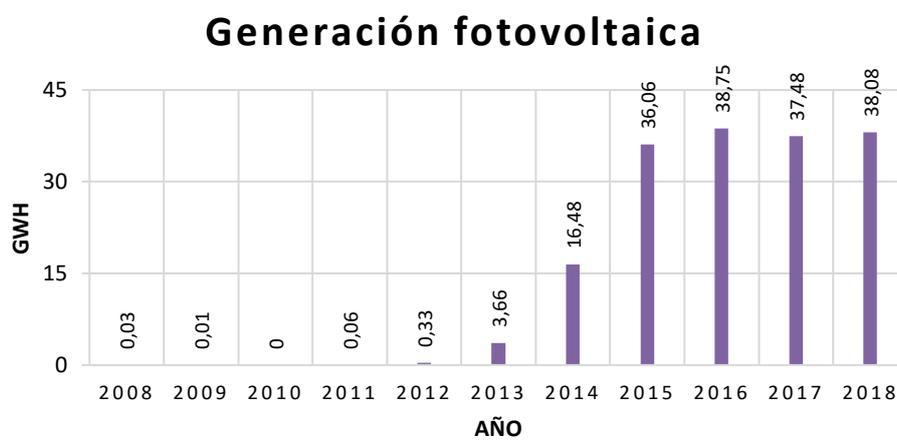


Figura 24. Generación de energía bruta total fotovoltaica 2008 al 2018

Fuente: (Arconel 2015) (2019)

Elaboración propia

4. Factor de emisión de CO₂ del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador

En el año 2010, mediante acuerdo interministerial entre el MAE y el MEER, establecieron la creación de la Comisión Técnica de determinación de Factores de Emisión de Gases de Efecto Invernadero (CTFE) para el sector eléctrico ecuatoriano, entidad responsable de calcular el factor de emisión CO₂ para el SNI con el uso de la “Herramienta para calcular el factor de emisión para un sistema eléctrico v2.2.1” de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CTFE 2014, 6).

La CTFE (2014, 8) detalla que la definición de factor de emisión de CO₂ es “la masa estimada de toneladas de CO₂ emitidas a la atmósfera por cada unidad de MWh de energía eléctrica generada”. Para realizar el cálculo, es necesario identificar los sistemas eléctricos relevantes tanto en la generación, distribución, consumidores e interconexiones internacionales que conforman el SNI. De acuerdo con la conformación del SNI y la data eléctrica disponible, para el cálculo del Factor de Emisión de CO₂, se utiliza el “Método

al Margen de Operación Simple Ajustado” que calcula la emisión CO₂ por unidad de generación eléctrica neta (tCO₂/MWh), método que se utiliza si la combinación de las plantas de bajo costo⁴, representan más del 50% del total de la generación eléctrica.

El factor de emisión es un valor que refleja las emisiones de CO₂ vinculada a la generación eléctrica consumida, es decir, es un indicador de las fuentes de energía sean estas renovables o no, y que producen electricidad. El valor obtenido cuanto más bajo es, representa la mayor contribución de fuentes energéticas renovables o bajas en carbono.

El factor de emisión permite establecer indicadores de sustentabilidad como, por ejemplo, la huella de carbono. Su cálculo es importante en la planificación energética, así como también para la determinación de gases de efecto invernadero (CTFE 2014).

La información que utiliza la CTFE para calcular el Factor de Emisión de CO₂ del SNI la obtienen de las siguientes instituciones gubernamentales (CTFE 2014):

- Conelec: proporciona la cantidad de combustible que han utilizado las unidades de generación que se conectan al SNI.
- Cenace: proporciona la cantidad de energía neta generada por cada unidad de generación que se conecta al SNI.
- Ministerio del Ambiente: suministra la información que le proporciona Petroecuador EP del poder calorífico neto por tipo de combustible.

A continuación, en la Tabla 3 se presentan los resultados de los cálculos obtenidos para el margen de operación del factor de emisión de CO₂ del SNI correspondiente al período 2008 al 2018.

Tabla 3
Factores de emisión correspondientes al período 2008-2018

	2008	2009	2010	2011	2012
Generación Anual (MWh)	16.086,79	16.355,54	17.330,54	18.439,71	19.319,66
EF OM (tCO₂/MWh)	0,7013	0,7310	0,7588	0,6671	0,7108

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Generación Anual (MWh)	20.066,93	21.467,64	22.603,45	22.940,14	23.687,05	24.738,72
EF OM (tCO₂/MWh)	0,6494	0,6624	0,6760	0,6431	0,4867	0,5319

Fuente: (CTFE 2020)

Elaboración propia

⁴ Las plantas de bajo costo son aquellas que generan electricidad a partir de fuentes renovables y están conectadas a la red (CTFE 2014).

De lo más destacado del factor de emisión de CO₂ debido a la generación eléctrica durante el período 2008 al 2018 fue:

- El mayor valor obtenido fue 0,7588 tCO₂/MWh que corresponde al año 2010, coincidente con la época de estiaje y crisis energética en el país.
- El menor valor fue 0,4867 tCO₂/MWh correspondiente al año 2017, coincidente a su vez con el ingreso en operación de varios proyectos bajos en carbono (hidroeléctricas, fotovoltaicas y biogás).

La producción eléctrica nacional utiliza recursos naturales no renovables (combustibles fósiles) y fuentes renovables (hídrica, biomasa, fotovoltaica y biogás). En lo que respecta a la generación mediante combustibles, su combustión genera la emisión de contaminantes a la atmósfera y GEI, cuyo impacto dependerá de su participación en el *mix* eléctrico.

Durante la década del 2008 al 2018, se ha reducido progresivamente el factor de emisión puesto que se cambió e implementó tecnologías más eficientes como el caso de centrales térmicas (Guangopolo II) e incremento la participación de fuentes de generación renovable, las cuales presentan mínimo impacto y bajo riesgo ambiental (proyectos hídricos emblemáticos y ERNC). La reducción de emisiones por generación eléctrica se complementaría debido a que se emprendió programas de ahorro y eficiencia energética (luminarias públicas, cocinas de inducción, por ejemplo).

5. El potencial estimado de los recursos naturales renovables para la generación eléctrica

Ecuador cuenta con un gran potencial de recursos naturales que se pueden aprovechar para la producción de energía eléctrica mediante el uso de fuentes de energía limpias y renovables. Para ello, el país requiere diversificar su matriz energética con fuentes de energía renovable, las cuales reducirán el uso de combustibles fósiles y derivados del petróleo.

Para asegurar el abastecimiento eléctrico nacional y disminuir su generación a base de combustibles fósiles, la matriz energética del Ecuador debe contemplar la incorporación paulatina de centrales no convencionales, las cuales de acuerdo con el Conelec (2013, 4):

Utiliza para su generación recursos energéticos capaces de renovarse ilimitadamente provenientes de: sol (fotovoltaica, solar termoeléctrica), viento (eólicas), agua (pequeñas

centrales hidroeléctricas), interior de la tierra (geotérmicas), biomasa, biogás, olas, mareas, rocas calientes y secas; las mismas, que por su relativo reciente desarrollo y explotación, todavía no han alcanzado un grado de comercialización que les permita competir con las fuentes convencionales, pero que a diferencia de estas últimas, tienen un impacto ambiental muy reducido.

Para diversificar la matriz energética, es muy importante conocer cuál es el potencial energético del país con fines de aprovechamiento para la generación eléctrica. Por ello, se han realizado estudios para identificar recursos renovables para generar energía eléctrica limpia que permita el cambio de la matriz energética altamente dependiente de los combustibles fósiles.

En la Tabla 4, se detallan a modo de resumen los potenciales energéticos viables de acuerdo con su fuente de energía renovable respectiva:

Tabla 4
Potencial de los recursos energéticos estudiados en Ecuador

Recurso	Potencial
Potencial con recursos hidroenergéticos	El potencial técnico y económicamente aprovechable es de 21.903 MW en once cuencas hidrográficas.
Potencial con biomasa	El potencial teórico es de aproximadamente 500 MW de generación permanente identificado en tres sectores con mayor potencial bioenergético en el país: agrícola, pecuaria y forestal.
Potencial con recursos eólicos	El potencial eólico bruto es de 1.691 MW considerando zonas con velocidad de viento en promedio anual mayor a 7 m/s.
Potencial con recursos solares	El potencial estimado con fines de generación eléctrica es de 312 GW con valores promedio de insolación directa en la parte continental de 2.543 Wh/m ² /día
Potencial con recursos geotérmicos	El potencial hipotético de los cuatro proyectos principales es de 952 MWe: Tufiño-Chiles: 138 MW, Chachimbiro 113 MW, Chalupas 283 MW y Chacana 418 MW.

Fuente: (Conelec 2013) (Muñoz, Rojas y Barreto 2018)

Elaboración propia

Durante el período del 2008 al 2018, se incrementó la generación eléctrica basada en fuentes de energía renovable, principalmente centrales hídricas (potencial del agua), fotovoltaicas (solar), eólicas (viento), termoeléctricas de biomasa (combustión desechos orgánicos) y biogás (residuos orgánicos); manteniendo la generación a partir de fuentes no renovables, que comprenden centrales térmicas a turbogas, turbovapor y motores de combustión interna, las cuales utilizan combustibles derivados de petróleo.

En el año 2018 el país contaba con 317 centrales de generación eléctrica; 113 utilizaron fuentes de energía renovable y 204 de energía no renovable. El *mix* energético nacional señala que la generación eléctrica se compuso de la siguiente manera; el 70,71%

hídrica, el 27,42% térmica y en ínfimo porcentaje (1,87%) se generó mediante otras fuentes de energía renovable (eólica, solar, biogás), mientras que, la capacidad instalada de generación eléctrica fue de 8.048 MW, la producción bruta de energía fue de 29.350 GWh/año donde 20.941 GWh proceden de centrales de energía renovable y 8.409 GWh de centrales que utilizan combustibles fósiles.

En cuanto a infraestructura; las líneas de transmisión en el SNI operan con voltajes de 500, 230 y 138 kV permitiendo la transferencia de electricidad producida en los centros de generación hacia los centros de consumo, de tal manera que se garantiza el abastecimiento de electricidad nacional.

El cambio de la matriz eléctrica apunta al uso preferente de fuentes renovables convencionales y no convencionales, los cuales deben complementarse de manera eficiente con las fuentes energéticas no renovables con el fin de disminuir el uso e importación de combustibles y derivados de petróleo.

El país dispone de recursos energéticos naturales los cuales se han considerado para la expansión de la generación eléctrica. Se han identificado los potenciales técnicos y viables según el tipo de fuente de energía y se han clasificado en los siguientes grupos: hídrico, solar, eólico, biomasa y geotérmico.

Capítulo tercero

La proyección de la demanda eléctrica nacional y los impactos ambientales por fuente de energía renovable convencionales, no convencionales y no renovables

En este capítulo se realiza la descripción del portafolio de proyectos eléctricos, los cuales contemplan el aprovechamiento de los recursos energéticos renovables convencionales y no convencionales que pretenden a futuro reemplazar el uso de combustibles fósiles y generar electricidad mediante energías denominadas limpias. Se identifica los impactos ambientales de la producción eléctrica de acuerdo con el tipo de fuente energética; hídrica, solar, eólica y biomasa.

1. La proyección de la demanda y transformación progresiva de la matriz eléctrica nacional

En la Tercera Comunicación Nacional del Ecuador a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático elaborada por el MAE (2017, 164), respecto al cambio de la matriz energética y su transformación señala que “consiste en aumentar de manera óptima y sustentable las fuentes primarias de energía; al mismo tiempo, cambiar las estructuras de consumo en el sector de transporte, residencial, comercial para que su uso sea racional y eficiente”.

El sector energético en la última década ha aprovechado nuevos recursos energéticos que han permitido transformar de manera progresiva la matriz energética nacional. El objetivo es alcanzar una participación superior al 90% en las fuentes renovables para la generación de electricidad que, al momento, utiliza principalmente centrales hídricas, centrales térmicas y en porcentaje marginal centrales no convencionales (MAE 2017, 164-65).

La demanda de energía eléctrica crece año tras año en Ecuador, por ello, el gobierno de turno y sus instituciones sectoriales, con base en el crecimiento y la proyección de demanda, deben asegurar su adecuado abastecimiento cumpliendo con los criterios de “confiabilidad, calidad, economía y menor afectación ambiental” establecidos en el PME 2018-2027 del Mernnr (2020, 138).

El PME 2018-2027, en su capítulo 4, detalla el Plan de Expansión de Generación (PEG) de energía eléctrica, herramienta de planificación energética que se adapta a la dinámica del sistema eléctrico nacional, por ello, debe actualizarse de manera continua. El estudio de la proyección de la demanda 2018-2027 expresa los valores de potencia en bornes de generación (Mernnr 2020, 138-139).

1.1. La proyección del crecimiento de la demanda

Para la proyección de la demanda de energía eléctrica 2018-2027, se consideran tres hipótesis de crecimiento (Mernnr 2020, 139):

- Hipótesis 1 (Tendencial): considera el crecimiento tendencial de demanda. Es la línea base de la proyección.
- Hipótesis 2 (Caso Base): considera; los proyectos de eficiencia energética, la inclusión de cargas de empresas industriales (minera, cementera, siderúrgica, petrolera, transporte, otras) y la conexión del SNI con el Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero (SEIP), los cuales son incorporados a la proyección tendencial de la demanda eléctrica. Está hipótesis optimiza los recursos energéticos de manera integral.
- Hipótesis 3 (Caso Matriz Productiva): considera la Hipótesis 2 sumada la incorporación de industrias básicas: aluminio, cobre, siderúrgicas y papel.

Las hipótesis con las que se realizaron las proyecciones de la demanda eléctrica presentan diferentes exigencias, pues los datos en capacidad de potencia y consumo que se presentan pueden estar sujetos a variaciones hasta que se defina el escenario que se complementará con los respectivos estudios definitivos, que servirán para la toma de decisiones adecuadas (Mernnr 2020, 139-140).

La proyección Caso Base tiene alto grado de certeza en cuanto a la ejecución de las cargas que considera dicho escenario, mientras que la proyección Caso Matriz Productiva depende del cumplimiento en el cambio de la matriz productiva e incorporación de industrias básicas (Mernnr 2020, 140).

Para las tres hipótesis expuestas con anterioridad y con detalle anual para el período 2018 al 2027, se presenta en la Figura 25 la proyección de la demanda máxima de potencia. La demanda máxima de potencia del SNI, para el 2027 la proyección tendencial requerirá 5.500 MW, el Caso Base necesitará 7.000 MW y el Caso Matriz Productiva requerirá 8.500 MW. En esta última proyección se aprecia un despunte a partir

del 2022 pues se espera la incorporación paulatina de industrias básicas que requerirán un aumento en la capacidad de potencia.

Señalar que, en el año 2018, en abril se produjo la demanda máxima de potencia de bornes de generación mientras que en julio ocurrió la demanda mínima; 3.933 MW y 3.578 MW respectivamente (Mernnr 2020, 19).

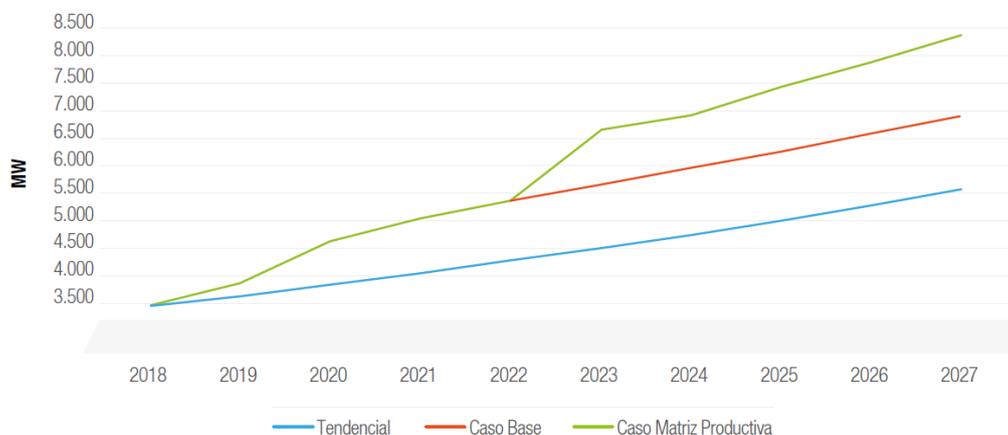


Figura 25. Proyección de la demanda máxima de potencia del SNI 2018-2027
Fuente: (Mernnr 2020)

En la Figura 26 se presenta la proyección de la demanda de energía:

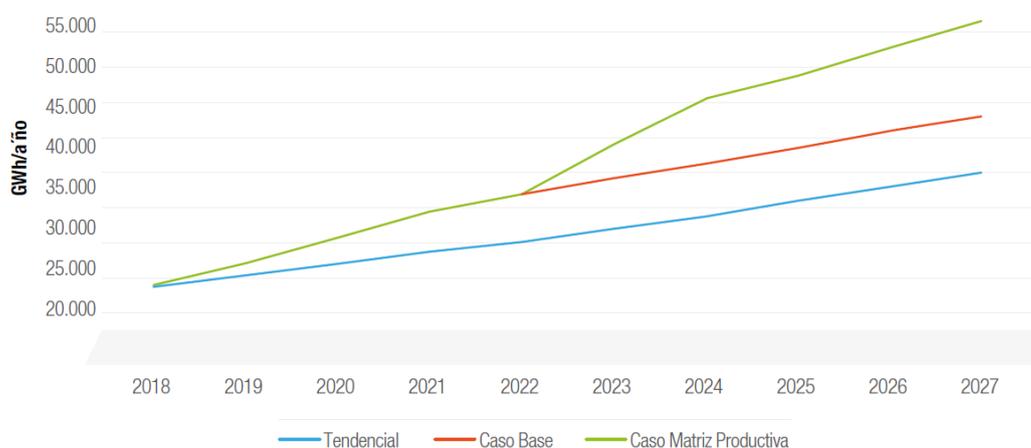


Figura 26. Proyección de la demanda de energía anual del SNI 2018-2027
Fuente: (Mernnr 2020)

El año 2018 para el servicio público el país demandó en energía eléctrica 24.062 GWh (Mernnr 2020, 19) mientras que la proyección de la demanda de energía anual del SNI, establece que para el 2027: la proyección base requerirá 40.000 GWh, el Caso Base necesitará 48.000 GWh y el Caso Matriz Productiva requerirá 63.000 GWh. En esta última proyección se aprecia un despunte a partir del 2022 pues se estima un aumento en la demanda de energía debido a la incorporación paulatina de industrias básicas.

El PEG del PME 2018-2027 no contempla la importación de electricidad pues se espera que el abastecimiento nacional se realice con recursos propios. Se contempla la exportación de energía eléctrica a Colombia y Perú aprovechando las interconexiones existentes: 525 MW y 110 MW respectivamente (Mernnr 2020, 140-41).

2. El Plan de Expansión de la Generación del Sistema Nacional Interconectado

El extinto MEER presentó su portafolio de proyectos para el sector eléctrico ecuatoriano en conjunto con el PME 2016-2025, período en el que se espera desarrollar infraestructura energética a fin de garantizar el abastecimiento de electricidad de acuerdo con la demanda proyectada. Se estima desarrollar aproximadamente 4.700 MW con una inversión de \$ 6.400 millones de dólares (Valencia 2018, 4).

El Plan de Expansión de la Generación 2018-2027 del Sistema Nacional Interconectado contempla:

Para el Caso Base el Mernnr (2020, 149):

Considera la proyección tendencial más la adición de cargas singulares, es decir: demandas industriales vinculadas con la actividad minera, camaroneras, cemento, siderúrgica, transporte, bombeo, sistema petrolero público y privado; proyectos de eficiencia energética, abastecimiento a la ciudad del Conocimiento, obras portuarias e industria molinera.

La Figura 27, expone la secuencia de entrada de proyectos y las curvas de demanda máxima de potencia del SNI proyectado en el PEG correspondiente al período 2018–2027 para el Caso Base. En el año 2018 la demanda de potencia bordea los 4.000 MW e inicio de operaciones de los proyectos hidroeléctricos Delsitanisagua y Normandía con un aporte total de 229,6 MW, mientras que, al finalizar el período de proyección, en el año 2027, la demanda de potencia superaría los 6.000 MW y entrada en operación del Proyecto Hidroeléctrico Santiago I y II con un aporte total de 1.200 MW al SNI. De acuerdo con el PEG, en el año 2022 ingresarían los principales proyectos de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) con un aporte de 500 MW e incluyen: El Aromo (fotovoltaico) y Villonaco II y III (eólico).

Para el Caso Base, el PEG 2018–2027 contempla el ingreso de 4.093,4 MW al SNI disgregadas de la siguiente manera: 2.956,4 MW procedentes de proyectos hidroeléctricos, 587 MW de proyectos térmicos y 550 MW de proyectos de ERNC.

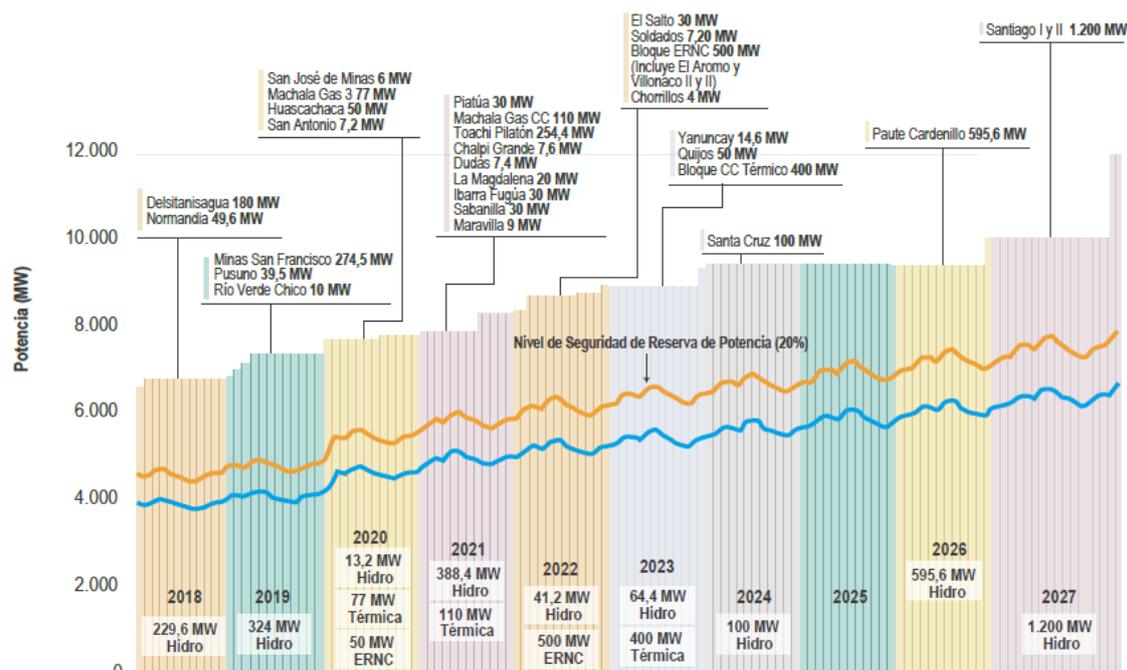


Figura 27. Caso Base. Secuencia de entrada de proyectos SNI 2018-2027
Fuente: (Mernnr 2020)

Para el Caso Matriz Productiva el Mernnr (2020, 149):

Incluye la demanda del Caso Base y las cargas adicionales de las industrias básicas impulsadas por el Gobierno Nacional, tales como: industria del aluminio, petroquímica, industria del cobre, puerto comercial y astilleros.

La Figura 28, expone la secuencia de entrada de proyectos y las curvas de demanda máxima de potencia del SNI proyectado en el PEG correspondiente al período 2018–2027 para el Caso Matriz Productiva. Al igual que en el Caso Base, en el año 2018 la demanda de potencia bordea los 4.000 MW e inicio de operaciones de los proyectos hidroeléctricos Delsitanisagua y Normandía con un aporte total de 229,6 MW. Así mismo, para el año 2027 entraría en operación el Proyecto Hidroeléctrico Santiago I y II con un aporte total de 1.200 MW al SNI, pero habría variación en la demanda de potencia pues esta superaría los 8.000 MW. De acuerdo con el PEG, en el año 2022 y 2023 ingresarían los principales proyectos de ERNC con un aporte de 900 MW e incluyen: El Aromo (fotovoltaico), Villonaco II y III (eólico) y otros proyectos que serán definidos por el Ministerio del ramo energético. Para el año 2026 se prevé el ingreso de 50 MW correspondiente a proyectos geotérmicos.

Para el Caso Matriz Productiva, el PEG 2018–2027 contempla el ingreso de 6.643,4 MW al SNI disgregadas de la siguiente manera: 4.456,4 MW procedentes de proyectos hidroeléctricos, 1.187 MW de proyectos térmicos, 950 MW de proyectos de ERNC y 50 MW de proyectos geotérmicos.

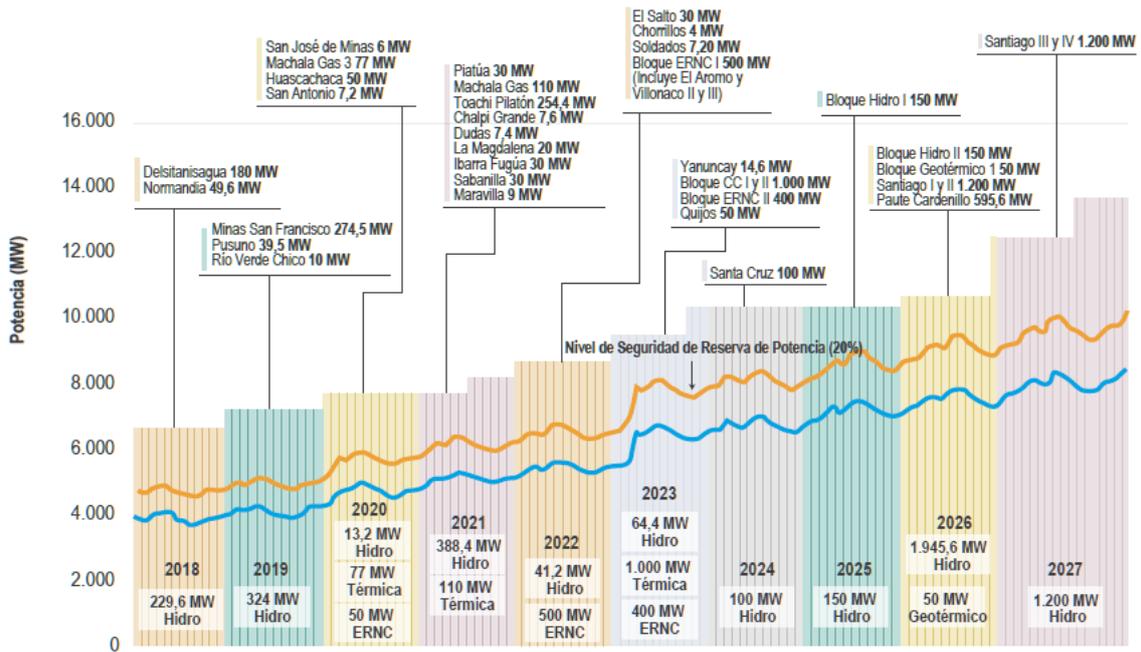


Figura 28. Caso Matriz productiva. Secuencia de entrada de proyectos SNI 2018-2027
Fuente: (Mernnr 2020)

En la Figura 27 y Figura 28 que corresponden al Caso Base y Caso Matriz Productiva del PEG 2018–2027 respectivamente, se detallan para los proyectos de generación eléctrica: el nombre, el año probable de operación, el tipo de central y la potencia nominal (MW). El Mernnr y la Celec EP serán responsables de definir la tecnología, la capacidad y la ubicación de los proyectos de generación eléctrica.

El PEG detalla la entrada de proyectos para el período 2018-2027, obras que permitirán satisfacer la demanda energética del país según la hipótesis de crecimiento sea esta el Caso Base o el Caso Matriz Energética. Estas obras están enfocadas principalmente en las ERNC a fin de aumentar la eficiencia y aprovechar óptimamente los recursos energéticos que dispone el país.

En la Tabla 5 se detalla, en resumen, la proyección de potencia para las ERNC para los escenarios proyectados; Caso Base y Caso Matriz Productiva respectivamente y su comparación con los potenciales de acuerdo con el recurso que utilizan para la generación de electricidad.

Tabla 5

Resumen de potencia nominal instalada y potencia proyectada en PEG 2018-2027

Recurso	Potencial	Potencia nominal instalada 2018	Caso Base	Caso Matriz productiva
Proyectos hidroenergéticos	21.903 MW	5.066 MW	2.956 MW	4.456 MW
Proyectos termoeléctricos	-	3.394 MW	587 MW	1.187 MW
Proyectos eólicos	1691 MW	21 MW	160 MW	160 MW
Proyectos fotovoltaicos	312 GW	28 MW	200 MW	200 MW
Proyectos geotérmicos	952 MW	-	-	50 MW
Proyectos ERNC I y ERNC II *Definir Mernnr y Celec EP	-	-	140 MW	540 MW

Fuente: (Mernnr 2020) (Conelec 2013) (Muñoz, Rojas y Barreto 2018)

Elaboración propia

El PEG 2018–2027 contempla:

- Caso Base: entrada de potencia nominal total de 4.093,4 MW que, respecto al año 2018, representa un incremento de potencia en 47,48%.

En contraste con los potenciales energéticos viables de acuerdo con la fuente energética: el potencial hidráulico incrementaría al 36,63% (aporte del 13,50%), el potencial eólico pasaría del 1,24% al 10,70% (aporte del 9,46%) y el potencial fotovoltaico alcanzaría el 0,07% (aporte del 0,06%). El bloque de ERNC I aportarían 140 MW, pero estos proyectos aún deben definirse por el Mernnr y la Celec EP.

Contempla el incremento de potencia del 17,30% en proyectos termoeléctricos.

- Caso Matriz Productiva: entrada de potencia nominal total de 6.643,4 MW, incrementando en 77,05% de potencia nominal con respecto al 2018.

De acuerdo con los potenciales energéticos viables según la fuente energética: el potencial hidráulico incrementaría al 43,47% (aporte del 20,34%) mientras que, el potencial eólico y fotovoltaico se mantendrían como en el Caso Base. Tanto el bloque de ERNC I y II deben definirse los proyectos por el Mernnr y la Celec EP, y aportarían 540 MW. Contempla el aprovechamiento de 50 MW de energía geotérmica que representa el 5,25% del potencial estimado para este recurso.

Se prevé un incremento del 34,97% de potencia en proyectos termoeléctricos.

3. Las energías renovables convencionales y no convencionales y sus impactos ambientales a escala global y nacional

La autosuficiencia energética ha sido un eje importante en la planificación del desarrollo nacional debido a las mega obras emprendidas en la última década. La construcción y operación de los proyectos de generación eléctrica proveen independencia y eficiencia energética, pero también afectan en lo social y ambiental. Los proyectos energéticos renovables convencionales y no convencionales buscan fomentar el uso de cocinas de inducción eléctrica en el sector residencial, mediante el reemplazo de cocinas a gas licuado de petróleo, además de proveer electricidad a sistemas de transporte público eléctrico como el Metro de Quito y el Tranvía de Cuenca, evitando así la emisión de GEI y el consumo de combustibles fósiles (MEER 2017).

A continuación, se describe en síntesis los impactos ambientales y sociales con el fin de cuestionar el concepto que tiene el país respecto a las denominadas energías limpias y que tienen por objeto cambiar la matriz energética del país.

3.1. La generación hídrica y sus impactos ambientales

Al igual que cualquier tipo de gestión energética, los proyectos hidroeléctricos ocasionan impactos ambientales y sociales sean estos positivos y negativos. En lo que respecta al ámbito social, podría obligar a la reubicación de comunidades asentadas en las inmediaciones de la central, compensaciones a las comunidades situadas aguas abajo por afectación a sus medios de subsistencia, problemas a la salud y conflictos sociales por una inadecuada distribución de servicios e ingresos generados. En cuanto a la afectación ecológica destaca la alteración hidrológica en el transporte de sedimentos y movilidad de peces por la presencia de infraestructura propia de la central (IPCC 2011, 83-84).

Las centrales hidroeléctricas no generan emisiones a la atmósfera o desechos por la quema de combustibles fósiles pero debido a la presencia de embalses se produce descomposición de materia orgánica que emite gases de efecto invernadero (GEI): dióxido de carbono o metano durante las fases de construcción, funcionamiento, mantenimiento y desmantelamiento en cantidades de GEI de hasta 14 gCO₂eq/kWh (IPCC 2011, 83-84).

Complementando lo anterior, en Ecuador el 2013, investigadores de la Espol e INER, realizaron en conjunto un estudio que evaluaba el ciclo de vida de la electricidad

producida en el país durante el período 2008 al 2012. En este estudio analizo la operación de las hidroeléctricas y se identificaron seis indicadores ambientales relevantes Ramírez et al. (2013, 1-6):

- Agotamiento de recursos abióticos: minerales.
- Acidificación: descenso del nivel de pH en el agua.
- Eutrofización: contaminación por el excesivo aporte de nutrientes.
- Calentamiento global: gases de efecto invernadero.
- Agotamiento de la capa de ozono: emisión de sustancias bromadas y cloradas.
- Oxidación fotoquímica: mezcla de óxidos de nitrógeno, hidrocarburos y oxígeno por acción de la radiación solar.

El país al poseer una matriz energética dependiente del petróleo que estima satisfacer la demanda energética al menos 20 años más, durante el Gobierno de Rafael Correa, un eje importante fue promover el cambio de la matriz energética por lo que se ejecutaron importantes inversiones con el fin de expandir la generación hidroeléctrica; se construyeron y entraron en operación seis de ocho grandes proyectos hidroeléctricos denominados emblemáticos que proveerán de energía limpia y renovable al país (Boada, Cabrera y Meza 2018, 93).

En la Tabla 6 se detallan los proyectos hidroeléctricos emblemáticos:

Tabla 6
Proyectos hidroeléctricos emblemáticos del Ecuador

Proyecto	Ubicación	Potencia (MW)	Estado 2018
Coca Codo Sinclair	Napo, Sucumbíos	1500	Operativa
Sopladora	Azuay, Morona Santiago	487	Operativa
Delsitanisagua	Zamora Chinchipe	180	Operativa
Mazar-Dudas	Cañar	21	Operativa
Manduriacu	Pichincha	65	Operativa
Minas San Francisco	Azuay, El Oro	275	Operativa
Toachi Pilatón	Pichincha, Santo Domingo de los Tsáchilas, Cotopaxi	254	En construcción
Quijos	Napo	50	En construcción

Fuente: (Celec EP 2015)

Elaboración propia

En el portafolio de proyectos para el sector eléctrico ecuatoriano 2016-2025, el bloque de proyectos de centrales hidroeléctricas contempla un potencial de 4.336 MW y requerirá una inversión de US \$ 5.280 millones de dólares que se detallan a continuación (Valencia 2018, 4):

- Proyecto Río Zamora-Santiago: el potencial energético aproximado es de 3.600 MW con una inversión de US \$ 3.800 millones de dólares.
- Proyecto Paute-Cardenillo: el potencial energético aproximado es de 596 MW y una inversión de US \$ 1.200 millones de dólares.
- Proyectos de pequeñas y medianas centrales hidroeléctricas contempla un potencial de 140 MW con una inversión de US \$ 280 millones de dólares.

3.1.1. Coca Codo Sinclair: la erosión regresiva del río Coca

El uso y la oferta de los recursos hídricos para generar electricidad ha incrementado de manera considerable en la última década. Por ejemplo, Coca Codo Sinclair constituye el proyecto eléctrico más importante del país, pues es la central hidroeléctrica más grande que se ha construido en Ecuador con una potencia de 1.500 MW, está en riesgo debido a que los márgenes del río Coca presentan avance en el fenómeno natural denominado erosión regresiva, erosión que desencadena un río aguas arriba, y que avanza a un ritmo acelerado pues está a 7,9 km de la presa de captación de agua del CCS (Primicias 2021).

El 2020, el país enfrentó un tema ambiental muy complicado, la erosión del río Coca que desencadenó en qué; el 2 de febrero desapareciera la Cascada San Rafael, el 7 de abril se rompieran los oleoductos que contaminan el agua del río Coca derramando más de 15.000 barriles de petróleo que afectarían a las comunidades indígenas, el derrumbe de carreteras y puentes, además de amenazar la operatividad a futuro de la hidroeléctrica CCS (Mongabay 2020)

La operación de CCS estaría relacionada indirectamente con el colapso de San Rafael y el fenómeno de erosión regresiva en el río Coca que provocó la rotura de los oleoductos OCP, SOTE y el Poliducto Shushufindi, lo que revela el impacto de construir en zonas de alto riesgo geológico. Este derrame contaminó al río Coca y al río Napo y afectó a 27.000 pobladores indígenas 120.000 habitantes de las riveras. La presa de captación del CCS está ubicada en el río Coca, cuenta con un sistema de desarenadores que retiran los sedimentos a fin de no afectar el funcionamiento de la hidroeléctrica, misma que no está asentada en el río, que se complementa con las declaraciones de Emilio Cobo, Coordinador del Programa de Agua de la UICN para América del Sur recopiladas en Mongabay (2020):

Cuando un río pierde los sedimentos, el agua aumenta su capacidad erosiva, un efecto que se llama aguas hambrientas afirma Cobo y añade que esto podría haber jugado un papel importante en la aceleración del proceso erosivo y en el socavamiento del lecho del río. Todos los ríos llevan sedimentos erosionados de los suelos y rocas sobre los que pasas. Todas las represas y embalses atrapan parte de este sedimento, especialmente los materiales pesados, y así privan al río aguas debajo de su carga normal de sedimentos. Los grandes embalses y represas típicamente atraparán más del 90%, y a veces casi el 100%, del sedimento entrante. Se dice que el agua clara debajo de una presa está “hambrienta”: buscará recuperar su carga de sedimentos erosionando el lecho y las orillas del río”.

La central CCS cuenta con capacidad instalada de 1.500 MW, un factor de planta de aproximadamente el 60%, requiere un caudal aproximado de 200 m³/s y cuenta con un embalse con capacidad de almacenamiento de 800.000 m³. Desde que inició operaciones hasta la fecha, no ha operado al 100%. Esto se debe a que su embalse no almacena la cantidad de agua suficiente para que opere a toda capacidad, por lo tanto, no genera electricidad las 24 horas al día y que su producción energética represente el 30% de la demanda eléctrica nacional. Normalmente CCS aporta 1.100 MW de potencia al SNI en horas de la tarde cuando hay mayor consumo nacional (Primicias 2021) (Celec EP 2015).

Ante el riesgo de colapso de la infraestructura de captación de agua de la central CCS, la demanda nacional de electricidad se abastecería con termoeléctricas y el resto de hidroeléctricas con las que cuenta el estado (Primicias 2021).

La construcción de la central CCS fue con diseños y estudios antiguos que no informan de manera clara y precisa qué implicaciones a corto y largo plazo puede tener. El fenómeno erosivo del río Coca y desaparición de la cascada de San Rafael, no se pueden atribuir de manera directa a la construcción de la CCS, pero al ser procesos poco comunes y a la intervención humana, coincidentemente el proceso se acelera después de unos años de inaugurada la represa de la central.

3.1.2. Piatúa: la defensa del río

El Proyecto Hidroeléctrico Piatúa, a cargo de la compañía Genefran S.A. proyectaba 30 MW de potencia y aportaría una producción energética estimada de 172,12 GWh/año y debe su nombre al río Piatúa, del cual buscaba aprovechar sus aguas. Se asienta en la parroquia Santa Clara, límite provincial de Napo y Pastaza (Arconel 2019).

En el 2014, la comunidad Kichwa del cantón Santa Clara, en la provincia de Pastaza alzo su voz de protesta en contra de la construcción de una hidroeléctrica sobre el río Piatúa. Para el 2016, el conflicto aumentaría tensiones debido a que el estudio de

impacto ambiental contiene errores y omisiones mientras que, la autorización de aprovechamiento de uso del agua pretendía utilizar el 90% del caudal del río Piatúa. Así también, las comunidades perjudicadas denunciaron que la empresa hizo sesiones de socialización selectiva y que no se les informó respecto a la construcción de la hidroeléctrica. A finales de año en audiencia pública se recogerían firmas para respaldar la defensa del río Piatúa (Observatorio de conflictos socioambientales del Ecuador 2019).

En el 2018, las comunidades kichwas exigieron la salida de Genefran de sus territorios. Para mayo del 2019, se presentó una demanda de acción de protección al río Piatúa de las afectaciones que podría causar la hidroeléctrica a la naturaleza y sus derechos colectivos. En junio de ese mismo año, un juez de la Unidad Judicial de Pastaza negó la acción de protección alegando que no existía vulneración de derechos, dos meses más tarde sería detenido este juez por el delito de cohecho. Finalmente, el 05 de septiembre, se dictamina que queda sin efecto la primera instancia y se ordena; paralizar la ejecución del proyecto, retiro de la autorización de uso y aprovechamiento del caudal por violación a los derechos de la naturaleza, revocamiento de la licencia ambiental, la reparación integral de las víctimas y emisión de disculpas públicas (Arconel 2021) (Mongabay 2019) (Observatorio de conflictos socioambientales del Ecuador 2019).

El caso de Piatúa, a pesar de ser una buena noticia para las comunidades kichwa, demuestra los escandalosos actos de corrupción de la justicia ecuatoriana, la afectación a la naturaleza debido a la ligereza con la que se aprueban los permisos ambientales y los de aprovechamiento de recursos naturales y la invisibilización de los pueblos indígenas. Los proyectos de cualquier índole, deben hacerse respetando a la naturaleza y sus derechos, que son distintos a los derechos ambientales y los derechos de las comunidades del área de influencia.

3.2. La generación renovable no convencional y sus impactos ambientales

Los proyectos hidroeléctricos se complementan con el desarrollo de proyectos que generan energía renovable no convencional. En referencia a la generación eléctrica del 2018, el aporte de las centrales no convencionales fue del 1,87% con respecto a la producción bruta total de energía eléctrica distribuidos de la siguiente manera: biomasa 1,31%, eólica 0,27%, biogás 0,16% y fotovoltaica 0,13%.

3.2.1. Energía de biomasa y biocombustibles

En el portafolio de proyectos para el sector eléctrico ecuatoriano 2016-2025, en lo que corresponde a bioenergéticos, busca desarrollar el uso de los recursos con mayor potencial energético: 4.857 GWh/año de la palma africana, 3.439 GWh/año del banano y 1.565 GWh/año del arroz. El Proyecto Cero combustibles fósiles en las Galápagos busca generar 5 GWh/año de biocombustibles (piñón) (Valencia 2018, 5-26).

La producción eléctrica mediante bioenergéticos involucra aspectos importantes como la biodiversidad, la escasez y la calidad del agua. Pero el impacto más importante corresponde a la gestión del uso de suelo en la producción de biomasa y biocombustibles para la obtención de energía, pues está ligada al abastecimiento de alimentos y a la producción agrícola. La modificación del uso de tierra existente da lugar a la modificación de las reservas de carbono debido al incremento del uso de la tierra para la producción de biomasa (IPCC 2011, 50-52).

El país debería aprovechar y utilizar adecuadamente los residuos agrícolas (bagazo de caña, palma africana, banano y arroz) durante todo el año y subproductos de las industrias agrarias y forestales, debido a que no ocasionan efectos en el cambio de uso de tierra. Además, es necesario mejorar la utilización de agua en los cultivos agrícolas.

3.2.2. Energía fotovoltaica

En el portafolio de proyectos para el sector eléctrico ecuatoriano 2016-2025, en lo que corresponde a los proyectos renovables no convencionales destaca el proyecto Fotovoltaico El Aromo. Este proyecto de energía solar tendrá una capacidad en potencia de 200 MW, estará asentado en la provincia de Manabí y ocupará 2,9 km² del terreno que se despejó para la fallida construcción de la Refinería del Pacífico (Valencia 2018, 5-26).

La producción eléctrica mediante energía solar no genera subproductos sólidos, líquidos o gaseosos, pero pueden tener otros impactos sobre la tierra, el agua, el aire y los ecosistemas en su línea de producción, puesto que se utilizan productos tóxicos, explosivos y corrosivos, y que su presencia y cantidad, va a depender del tipo de célula que se utilice en los módulos fotovoltaicos. En cuanto a los impactos ambientales sobre los recursos naturales, las granjas solares utilizan grandes espacios de tierra para la producción eléctrica a gran escala, el suelo no presenta efectos adversos pero el espacio requerido no permite utilizar la tierra con otros fines. En cuanto al uso de agua, salvo para

limpiar los paneles y tener buen rendimiento, los sistemas solares no requieren agua. El paisaje también se ve afectado debido a la presencia de los paneles solares (IPCC 2011, 66-67).

Los sistemas solares que no están conectados directamente a la red, requieren el uso de baterías para almacenar energía. Estos dispositivos contienen metales como el litio y en áreas donde se lleva a cabo la explotación industrial de este mineral, genera impactos ambientales y sociales severos, véase el ejemplo del desierto de Atacama en Chile, pues representa una seria amenaza en la transformación de paisaje y la escasez de agua, además de generar en las comunidades afectadas, conflictos sociales por la irregularidad en los procesos de socialización y regularización estatal (Mongabay 2019).

3.2.3. Energía eólica

En el portafolio de proyectos para el sector eléctrico ecuatoriano del PME 2016-2025, se detallan los proyectos eólicos: García Moreno (Carchi), Salinas Fase 2 (Imbabura), El Arenal (Bolívar), Membrillo, Chinchas y Villonaco II y III (Loja) (Valencia 2018, 5-26).

Al igual que cualquier actividad industrial, de acuerdo a las características del emplazamiento para la generación eólica, será la magnitud de afectación al ambiente y al bienestar de las personas, por lo que se han establecido requisitos por parte de gobiernos locales y nacionales para el emplazamiento de centrales de este tipo. El impacto ecológico de las centrales eólicas construidas y puestas en operación sea en tierra o aguas adentro, afecta a la flora y fauna, especialmente hasta que las especies identifiquen el peligro y cambien sus rutas. En tierra se presentan frecuentes colisiones de aves y modificaciones al hábitat de las especies biológicas mientras que aguas adentro, hay implicaciones tanto para la vida marina y la pesca. Otros impactos propios de la generación eólica son; el ruido y vibraciones, las alteraciones físicas al paisaje debido al tamaño de las turbinas y efectos sobre el valor de las tierras y propiedades (IPCC 2011, 99-100).

3.2.3.1. La fiebre de la balsa en la Amazonía ecuatoriana

La madera de balsa (*Ochroma pyramidale*) crece en la selva subtropical del Ecuador. En la cuenca baja del río Guayas debido a sus condiciones geográficas y climáticas, hacen que la madera sea de excelente calidad, es por ello que gran parte de las

empresas que se dedican a la extracción de balsa se asientan en la Costa, aunque en los últimos años se expandió a la Amazonía y está causando problemas a las comunidades asentadas en esta región y los bosques nativos que están siendo deforestados para sembrar esta madera (El Comercio 2021).

La madera de balsa al presentar características de durabilidad, flexibilidad y ligereza es muy requerida en diversos sectores industriales, y recientemente en el sector energético, específicamente para la fabricación de las aspas de molinos de vientos para la generación de electricidad. En el 2020 se aceleró la demanda de esta madera debido a que el gobierno de China empezó a estimular con beneficios fiscales a sus fábricas para que migren del modelo tradicional basado en carbón hacia el uso de energías renovables. Este impulso que ha dado China a las energías limpias encierra una paradoja, pues debido al interés desmesurado por la madera de balsa, ha arrasado con los árboles que crecen de forma natural en los márgenes del río Pastaza y sus afluentes, causando estragos en el ecosistema amazónico mientras que los comuneros indígenas, dueños de esos territorios, viven en condiciones precarias a pesar de que se cotiza bien en el mercado esta madera (Aguilar 2021).

3.3. La generación térmica y sus impactos ambientales

La generación termoeléctrica se realiza mediante la combustión controlada de un combustible que puede ser *fuel oil*, gas o diésel en un motor. El principal impacto ambiental de la generación térmica es la emisión de gases contaminantes a la atmósfera que inciden en el calentamiento global y afectación en la salud de los seres vivos: material particulado (PM₁₀), dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x) y monóxido de carbono (CO). Durante su operación y mantenimiento generan desechos sólidos peligrosos como: lodos con hidrocarburos y de sedimentación, líquidos oleosos, hollín y ceniza de chimeneas. Además, genera ruido que afecta directamente en las áreas de influencia (Marcel 2016, 1-4).

La Celec EP para mantener disponibles las unidades de generación térmica realiza anualmente trabajos programados de mantenimiento preventivo para mantener operativo el parque termoeléctrico durante la temporada de estiaje (de noviembre a marzo) pues las centrales hidroeléctricas debido a la reducción de los caudales de ríos y embalses, disminuyen su producción eléctrica en esos meses. De esta manera se evita lo sucedido en el país a finales del 2009 e inicios del 2010, período en el que se enfrentó una crisis

energética debido a un severo estiaje en el austro del país, donde se ubicaba la mayor central hidroeléctrica en potencia nominal de aquella época, lo que ocasionaría la toma de medidas emergentes como cortes de energía eléctrica. En estos casos, entra en operación las centrales térmicas menor costosas; gas, *fuel oil* y diésel, combustible más caro e importación de energía de Colombia y Perú (Solano 2013, 15) (Primicias 2021).

En el último lustro, el ingreso de las centrales hidroeléctricas ha permitido que el gasto de combustible para el parque termoeléctrico disminuyera un 67% al pasar de 247,4 a 81,4 millones de dólares. Así mismo, se redujo el consumo de combustible en un 88% de diésel y 93% de gas natural. En el 2021, el riesgo que deje de operar el CCS amenaza una nueva alza en el consumo de combustibles fósiles para la producción eléctrica (Primicias 2021).

La Celec EP opera 21 centrales térmicas que tienen una capacidad instalada de 1.403 MW, pero disponen una potencia de 849,9 MW. Su producción representa el 8,76% de la demanda eléctrica nacional. De las 21 centrales del parque termoeléctrico, sólo cinco operan al 100% mientras que los 16 restantes presentan problemas tanto operativos, así como también de infraestructura, por ejemplo; deficiencia tecnológica, operación costosa, algunas operan al 50% de capacidad y otras están obsoletas (Primicias 2021).

Ante el fenómeno de erosión regresiva en las márgenes del río Coca y los posibles daños en las obras de captación del CCS, la Celec EP con una inversión próxima a los 80 millones de dólares prevé para mayo del 2022 recuperar 426,44 MW de potencia en once centrales termoeléctricas inactivas a fin de garantizar el suministro eléctrico ante el hipotético caso del cese de operaciones de la central CCS. Las unidades de generación que serán intervenidas pertenecen dos a Termoesmeraldas, cinco a Electroguayas, tres a Termomanabí y una a Termogas Machala. (Celec EP 2021).

Capítulo cuarto

El recurso geotérmico como alternativa para la descarbonización eléctrica en el país

El presente capítulo realiza una integración de la información referente a los estudios técnicos abiertos al público y que han sido elaborados por instituciones gubernamentales y notables investigadores respecto al desarrollo de proyectos geotérmicos con potencial para la generación eléctrica nacional. Se describe el avance y estado de los estudios geo científicos de los principales prospectos para la generación eléctrica a base de la geotermia.

1. La geotermia

Etimológicamente, geotermia es el calor (therme) de la tierra (geo); es decir, es el calor que se genera y almacena en el interior de la Tierra y se transfiere hacia la superficie. Las cadenas volcánicas son lugares apropiados para aprovechar el calor de las rocas pues estas se encuentran a elevadas temperaturas que, calientan el agua que infiltra el subsuelo y se manifiesta en la superficie en termales que generan agua caliente y vapor (Marzolf 2014, 7) (Aguilera y Peláez 2015, 384)

Marzolf (2014, 7), señala que el recurso geotérmico se puede aprovechar para:

- Baños medicinales
- Calefacción
- Turismo y recreación
- Procesos productivos
- Generación eléctrica

Un sistema geotérmico es una concentración de calor terrestre de carácter natural presente en algunas zonas favorables de la corteza terrestre donde es posible la extracción de fluidos geotérmicos con la tecnología actual. En un sistema geotérmico, el calor terrestre se debe encontrar lo suficientemente concentrado para ser considerado como un recurso energético (Aguilera y Peláez 2015, 385).

El modelo conceptual de un sistema geotérmico consta de cinco elementos que coexisten tanto en lugar y tiempo. Se describe a continuación estos elementos de acuerdo con Marzolf (2014, 11-12):

- Fuente de calor: puede ser; roca caliente, cámara o gas magmático con temperaturas superiores a 600°C y se encuentran a profundidad mayor a 2 km.
- Reservorio geotérmico: corresponde a rocas permeables en las que circula el fluido geotérmico a profundidades económicamente explotables. Se denomina también como yacimiento geotérmico.
- Sistema de suministro de agua: son fallas en las rocas que permiten que el reservorio geotérmico se recargue con el agua que se infiltra el subsuelo. Este flujo reemplaza a los fluidos que escapan del reservorio.
- Capa sello: estrato impermeable que cubre al reservorio, lo contiene y evita la pérdida de agua y vapor.
- Fluido geotérmico: es el agua en fase líquida, vapor o combinada presente en el reservorio geotérmico y que aflora en la superficie terrestre de manera natural. Normalmente estos fluidos contienen sustancias químicas: cloruros, dióxido de carbono, sulfatos y sales minerales.

Se denomina recurso geotérmico a la energía calórica que puede ser extraída de manera razonable, en un tiempo determinado, a costos competitivos respecto a otro tipo de energía. Los sistemas geotérmicos se clasifican de acuerdo con su capacidad de absorber o ceder energía, se conoce como entalpía y representa la temperatura de los fluidos geotérmicos (Aguilera y Peláez 2015, 385) (Marzolf 2014, 12).

A continuación, en la Tabla 7, la clasificación de los tres tipos de entalpía:

Tabla 7
Clasificación de los fluidos geotérmicos

Clase del sistema	Muffler & Cataldi (1978)	Hochstein (1990)	Benderitter & Cormy (1990)	Haene. Rybach & Stegena (1998)
Baja entalpía. (agua termal)	< 90 ° C	< 125 ° C	< 100 ° C	< 150 ° C
Media entalpía. (Vapor y agua)	90 a 150 ° C	125 a 225 ° C	100 a 200 ° C	NA
Alta entalpía. (dominado por vapor seco)	> 150 ° C	> 225 ° C	> 200 ° C	> 150 ° C

Fuente: (Marzolf 2014)

Elaboración: Propia

Para el aprovechamiento del recurso geotérmico, Marzolf (2014, 15) señala que:

Los fluidos geotérmicos se pueden utilizar para generar energía eléctrica mediante la utilización de motores o turbinas a vapor en un ciclo termodinámico denominado Rankine, el cual se explica por la capacidad del vapor de expandirse y contraerse por el cambio de temperatura y su condensación. La inyección del vapor en la turbina ejerce fuerza sobre sus álabes o sobre los pistones de un motor, produciendo el movimiento de su eje para transmitir fuerza y movimiento a un generador eléctrico.

De acuerdo con el régimen que predomina en la transferencia de calor, los sistemas geotérmicos se clasifican en sistemas hidrotermales convectivos y sistemas conductivos de rocas calientes, los cuales se detallan a continuación (Aguilera y Peláez 2015, 386-87):

- Los sistemas hidrotermales convectivos se encuentran en las rocas fracturadas con alta permeabilidad, localizados a niveles omeos de la corteza terrestre (500 a 3.000 m). Estos son de dos clases;
 - Sistema hidrotermal de vapor dominante: se caracteriza por la coexistencia de agua líquida y vapor, que son controladas por la presión. Es el más eficiente para la generación eléctrica, aunque su ocurrencia es rara. La temperatura del reservorio oscila entre 240 a 350°C con una presión de 2 a 36 MPa.
 - Sistema de líquido dominante: es el más común de los sistemas hidrotermales. En el agua líquida aparecen burbujas de vapor que, dependiendo de la temperatura y presión, alcanzan mayor o menor volumen. La temperatura en el reservorio ronda hasta los 250°C con presión baja, de 0,5 a 1,0 MPa.
- Los sistemas conductivos de rocas secas calientes están presentes en ambientes de elevada temperatura, pero su permeabilidad es escasa. Su aprovechamiento aún es experimental, pues en EUA se extrajo de rocas impermeables y secas, vapor a 234°C a una profundidad de 4.000 m a través de fracturas creadas artificialmente.

Para la producción de energía eléctrica mediante el uso del recurso geotérmico, la tecnología a utilizar dependerá de dos factores: nivel térmico disponible y el tipo de fluido disponible en el reservorio. Los factores señalados definirán el proceso, la configuración y funcionamiento de una planta geotermoeléctricas (Aguilera y Peláez 2015, 390).

Para la generación de energía eléctrica a partir del uso de recursos geotérmicos utiliza las siguientes tecnologías (Marzolf 2014, 15):

- Flash: denominada abierta o de vapor directo. Se utilizan para fluidos geotérmicos con temperaturas superiores a 200°C. Los fluidos geotérmicos se separan en vapor y agua, el primero pasa a una turbina que mueve el generador eléctrico para

posteriormente pasar a un condensador y retornar al reservorio mediante un pozo de reinyección.

- Binaria: conocida como ciclo cerrado. Se utilizan para fluidos geotérmicos con temperaturas inferiores a 200°C. Los fluidos geotérmicos calientan un compuesto orgánico (con bajo punto de ebullición y alta presión de vapor a bajas temperaturas) por medio de un intercambiador de calor. El vapor del compuesto orgánico pasa a una turbina que mueve el generador eléctrico para posteriormente pasar a un condensador y retornar al reservorio mediante un pozo de reinyección.

De la presión y temperatura de los fluidos geotérmicos, depende el uso de las diferentes turbinas de vapor, las cuales se diferencian por su capacidad y eficiencia. Se detallan a continuación (Marzolf 2014, 15-17):

- Turbinas de contrapresión: el vapor a la salida de la turbina está a una presión superior a la atmosférica. El vapor es fácil de transportar y se puede utilizar en otros procesos.
- Turbinas de condensación: el vapor a la salida de la turbina ingresa a un intercambiador de calor donde se condensa, genera vacío y un empuje adicional a la turbina. El vapor condensado se reinyecta al campo geotérmico mientras que, una vez utilizados, los fluidos geotérmicos se pueden utilizar en otros fines comerciales: turismo, piscicultura y agricultura.
- Turbina de una o varias etapas: el uso de una o varias turbinas dependerá de la temperatura y presión del fluido geotérmico.
 - Turbina de una etapa: el vapor que sale de la turbina pasa al condensador para posteriormente ser reinyectada al pozo.
 - Turbinas de varias etapas: el vapor sale de una sección de la turbina que trabaja a alta presión e ingresa a otra que opera con vapor de menor presión. El vapor al perder capacidad de trabajo se descarga en el condensador para su posterior reinyección al pozo.

El desarrollo de un proyecto geotérmico requiere de varias etapas, como cualquier otro proyecto energético, pero con una característica significativa, hasta la ejecución de la fase de factibilidad, donde se realizan perforaciones exploratorias y evaluación del yacimiento, no es posible comprobar si el recurso geotérmico existe en calidad y cantidad aprovechable (Marzolf 2014, 39).

Durante el desarrollo de un proyecto geotérmico, señala Marzolf (2014, 39) que:

Los estudios técnicos previos a la perforación exploratoria son fundamentales, puesto que se requiere la mayor cantidad posible de información geológica, geofísica, geoquímica e hidrogeológica que permita la construcción de un Modelo Conceptual del Sistema Geotérmico, que se acerque más a la realidad, lo cual aumenta la probabilidad de éxito en la exploración. Sin embargo, sólo la perforación exploratoria y la evaluación del yacimiento pueden confirmar la existencia del recurso geotérmico.

El desarrollo de un proyecto geotérmico requiere de las fases que se detallan a continuación:

Tabla 8
Fases para el desarrollo de un proyecto geotérmico

Fase	Objetivo	Actividades
Fase 1. Reconocimiento	<ul style="list-style-type: none"> - Establecer las zonas con potencial geotérmico. - Delimitar las áreas para los estudios técnicos y ambientales de prefactibilidad. - Planear los estudios de prefactibilidad. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Identificación de zonas potenciales. 2. Análisis de viabilidad preliminar de un desarrollo geotérmico. 3. Análisis de restricciones ambientales. 4. Planeación de la ejecución de los estudios de prefactibilidad. 5. Solicitud de permisos de estudios.
Fase 2. Prefactibilidad	<ul style="list-style-type: none"> - Determinar la potencial existencia del recurso geotérmico, la posible localización de la fuente de calor y el reservorio (Modelo Geotérmico Conceptual). - Establecer la viabilidad técnica y ambiental del desarrollo de un campo geotérmico. 	<ol style="list-style-type: none"> 6. Estudios de geología, geofísica, geoquímica e hidrogeología. 7. Gradiente térmico. 8. Elaboración de modelos geotérmicos. 9. Selección de sitios de perforación. 10. Diseño de perforaciones exploratorias. 11. Elaboración del EIA para exploración y uso del recurso. 12. Trámite de la licencia ambiental para exploración y uso del recurso.
Fase 3. Factibilidad	<ul style="list-style-type: none"> - Localizar y arribar al reservorio, obtener fluidos y evaluar la calidad y cantidad disponible del recurso para generar electricidad. - Realizar análisis de viabilidad técnica, económica y ambiental del proyecto geotérmico. - Realizar los diseños requeridos y planear el desarrollo del campo geotérmico y la planta de generación. 	<ol style="list-style-type: none"> 13. Perforaciones exploratorias. 14. Evaluación del yacimiento. 15. Análisis de viabilidad técnica y económica del desarrollo de un proyecto geotérmico. 16. Diseño de la planta y planeación del desarrollo del campo. 17. Ejecución del PMA para las perforaciones exploratorias. 18. Realización de los estudios ambientales complementarios para el desarrollo del campo, construcción y operación de la planta de generación. 19. Trámite de la modificación de licencia ambiental para el desarrollo del campo, construcción y operación de la planta.
Fase 4. Desarrollo del campo, construcción de la planta y puesta en operación	<ul style="list-style-type: none"> - Desarrollo del campo geotérmico con criterios de sostenibilidad. - Puesta en operación de la planta y el campo geotérmico. 	<ol style="list-style-type: none"> 20. Perforación de pozos: de producción y de reinyección. 21. Construcción de la planta y obras asociadas (líneas de conducción de agua y vapor, vías de acceso, subestación, línea de conexión). 22. Ejecución del PMA para cada actividad de desarrollo del campo.

		23. Alistamiento y pruebas de la planta y el campo. 24. Puesta en operación comercial. 25. Ejecución del PMA para la operación de la planta y el campo geotérmico.
--	--	--

Fuente: (Marzolf 2014)

Elaboración propia

Los programas de exploración geotérmica se llevan a cabo de manera secuencial. A continuación, se detallan brevemente cada fase para el desarrollo de proyectos geotérmicos (Marzolf 2014, 39-62):

- La Fase 1. Reconocimiento debe tomar a consideración variables importantes que podrían afectar el desarrollo del proyecto: zonas con restricciones ambientales que podrían limitar el desarrollo del proyecto, el acceso a la zona e infraestructura para la posible interconexión, la información compilada debe establecer la viabilidad del desarrollo del proyecto geotérmico.
- La Fase 2. Prefactibilidad inicia con la exploración de búsqueda del recurso con el fin de obtener información que permitirá la construcción del Modelo Geotérmico Conceptual. Incluye actividades de levantamiento cartográfico, estudios técnicos básicos, elaboración del modelo geotérmico conceptual y selección de los sitios para la perforación exploratoria.
- La Fase 3. Factibilidad es muy importante pues su objetivo principal es comprobar la existencia del recurso geotérmico y evaluar su viabilidad técnica, económica y ambiental para desarrollar el proyecto geotérmico.
- La Fase 4. Construcción y operación es similar a cualquier otro proyecto energético, pero con la peculiaridad que debe tener en cuenta que los campos magnéticos sean dinámicos y requieren de seguimiento permanente durante su operación.

A continuación, se presenta un resumen gráfico de la fase para el desarrollo de un proyecto geotérmico:

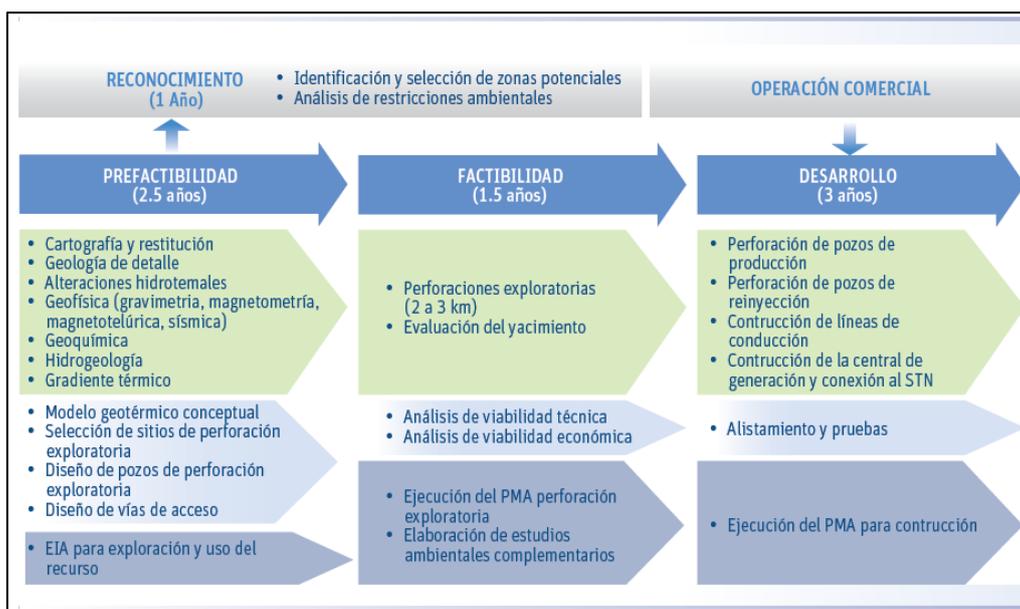


Figura 29. Resumen de fases para el desarrollo de proyectos geotérmicos
Fuente: (Marzolf 2014)

A continuación, se detallan las ventajas y desventajas ambientales del uso de la energía geotérmica con fines de generación eléctrica:

Tabla 9
Ventajas y desventajas ambientales de la energía geotérmica

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> - Es una fuente energética limpia ya que no genera desechos y no emite gases derivados de su uso. - La energía geotérmica es de carácter renovable debido a que su existencia es prácticamente ilimitada. - Los cambios de clima no afectan esta fuente de energía como si ocurre con otras fuentes de energía. - Localización puntual de la fuente evitando la instalación de grandes reservorios de agua. - El espacio requerido por la planta es normalmente pequeño. - Es un tipo de energía de generación continua y no requiere almacenamiento, como por ejemplo con baterías. 	<ul style="list-style-type: none"> - Puede resultar costosa la inversión inicial si la fuente térmica es muy profunda o la zona donde está la fuente es difícil acceder o distante. - Existe el riesgo de emisión de gases contaminantes y/o tóxicos de origen magmático (sulfuro de hidrógeno). - La planta de generación puede afectar al paisaje local, aunque también ocurre con otras fuentes de energía.

Fuente: (Aguilera y Peláez 2015)

Elaboración propia

En cuanto a las desventajas, una de las barreras para el desarrollo de los recursos geotérmicos responde a que, para los inversionistas, los proyectos geotérmicos son de alto costo de inversión y de largo ciclo para el desarrollo del proyecto. En promedio;

- la fase exploratoria típica, de 1,5 a 3 km de profundidad de los pozos, su perforación puede ascender hasta 3.000 USD/m costando esta fase entre 7 hasta 24 millones USD.

- en la fase de construcción, los costos de inversión bordean los 4 millones USD/MW.

Para mitigar las desventajas de la energía geotérmica, en cuanto a la emisión de gases contaminantes y tóxicos es necesario realizar tratamientos específicos como plantas de reducción de sulfuro de hidrógeno o utilizar bacterias capaces de producir hidrógeno desde las emisiones producidas. En cuanto al coste inicial, a pesar de tener el potencial de ahorrar dinero a largo plazo, la construcción de una central geotérmica puede ser prohibitivo, por ello, este obstáculo podría superarse si los gobiernos le apuestan a la geotermia, como el caso de Islandia (Energy Efficiency 2020) (ThinkGeoEnergy 2018).

En cuanto a los beneficios de la energía geotérmica que, al ser de naturaleza renovable, está exenta del uso de combustibles fósiles. Proporciona energía estable con costos competitivos, en promedio, las plantas de tamaño mediano, de 50 MW, los costos de generación oscilan entre los 0,04 y 0,10 €/kWh. El desarrollo de la energía geotérmica permite diversificar las fuentes de suministro de energía eléctrica reduciendo el riesgo de alza en los precios por el aumento continuo de los costos de los combustibles.

Los proyectos geotérmicos se dividen en una serie de fases, cada una, con riesgos específicos como se muestra a continuación:

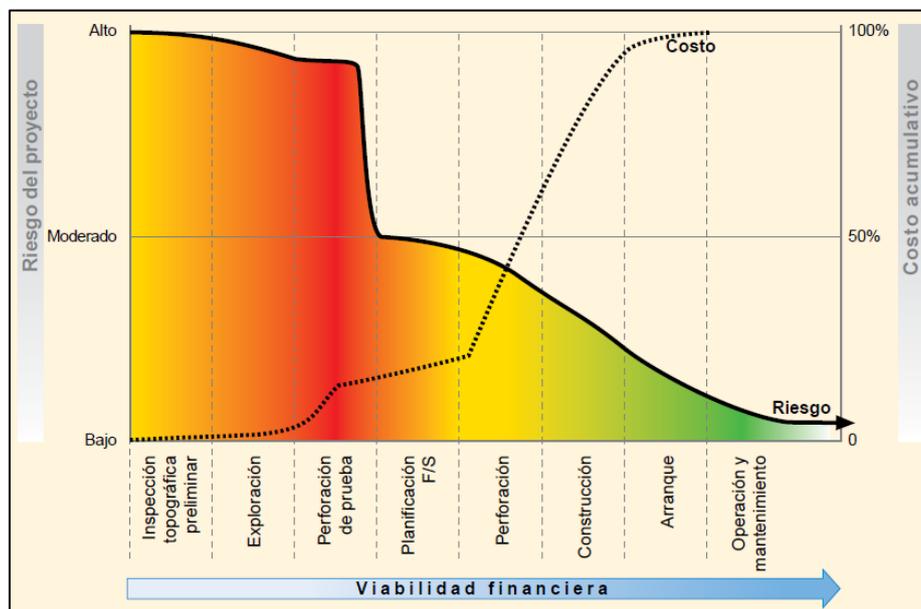


Figura 30. Costo del proyecto y perfil de riesgos en las diversas fases de desarrollo de los proyectos geotérmicos
Fuente: (Esmap 2012)

2. Situación y perspectivas de la energía geotérmica en Ecuador

Por su ubicación geográfica, tanto la parte continental e insular del Ecuador poseen un elevado potencial geotérmico que, al no existir centrales para la generación eléctrica en el país que aprovechen el recurso geotérmico, su uso se ha limitado a 5,16 MWt en balnearios y piscinas termales (Beate, Urquizo y Lloret 2020, 1).

Ecuador posee diversos recursos energéticos renovables, incluyendo a la geotermia, cuyo aprovechamiento contribuiría a disminuir el uso de combustibles fósiles. En el país, la exploración geotérmica es después de la energía hidráulica, el recurso energético renovable más estudiado, aunque de manera discontinuada. Desde el año 1978 hasta 1992, el ex Instituto Ecuatoriano de Electrificación (Inecel) en conjunto con la Organización Latinoamericana de Energía (Olade) y con el asesoramiento de otras instituciones internacionales, iniciaron los estudios para el reconocimiento y exploración geotérmica, que principalmente se llevaron a cabo en la región Sierra. En 1979 desarrollaron el “Estudio de Reconocimiento Geotérmico Nacional de la República del Ecuador”. En 1993, el Inecel por falta de recursos dan por terminado la investigación a los proyectos geotérmicos (Aguilera y Peláez 2015, 393).

En 1996, se expide la Ley del Régimen del Sector Eléctrico, norma en la que señala que el estado debe fomentar el uso de recursos energéticos renovables y renovables no convencionales, incluye la geotermia. Pese a ello, hasta el 2007 se abandonan los estudios geotérmicos en el país hasta que, en el 2008, el Mandato 15 señala que el estado debe destinar los recursos que sean necesarios para invertir en sectores estratégicos, en este caso, la energía en todas sus formas. En el 2010 el MEER elaboraría el Plan de aprovechamiento geotérmico delegando a la Celec EP el desarrollo de los principales prospectos: Chacana, Chachimbiro, Chalpatán y Binacional Tufiño-Chiles, ejecutándose en el 2011 y 2012 los estudios de prefactibilidad inicial de estos prospectos (Alcuenet 2014, 14-15).

Aguilera & Peláez (2015, 393) señalan que el desarrollo del “Estudio de reconocimiento geotérmico de la República del Ecuador” llevado a cabo por el ex Inecel y la Olade, tenía como objetivo principal “diversificar la oferta de recursos naturales aptos para la generación eléctrica y reducir el uso de combustibles derivados del petróleo”. Resultado de este estudio, se conformaron dos grupos de áreas de interés geotérmico en el callejón interandino con distinto grado de prioridad:

- Grupo A (primera prioridad puesto que posee sistemas geotérmicos económicamente explotables) comprende las siguientes áreas: Tufiño, Imbabura-Cayambe y Chalupas.
- Grupo B (segunda prioridad debido a que indicios geotérmicos no son completos) comprende las áreas de: Ilaló, Chimborazo y Cuenca.

Con el pasar de varios años de investigación y que en ninguna de las áreas se realizó estudios de factibilidad, misma que es indispensable para estimar el potencial geotérmico aprovechable para la generación eléctrica. Por ello, el ex Inecel para suplir esta necesidad, mediante los estudios preliminares y la data disponible de los prospectos, se estimó en los años noventa, un potencial geotérmico aprovechable de 534 MWe, valores obtenidos de la evaluación preliminar del potencial de los prospectos; Tufiño con 139 MWe, Chalupas con 282 MWe y Chachimbiro con 113 MWe (Aguilera y Peláez 2015, 395).

Los autores Aguilera & Peláez (2015, 396) respecto a los estudios geotérmicos llevados a cabo en Ecuador, concluyen que:

Se observa que después que han transcurrido 35 años desde cuando INECEL realizó la primera evaluación preliminar de los recursos geotérmicos aptos para la generación eléctrica, en ninguna de las áreas prospectivamente interesantes se ha logrado pasar a la Fase de Factibilidad y, por consiguiente, se continúa solamente vislumbrando la existencia del recurso, básicamente en las mismas áreas identificadas, en 1979, por el Estudio de Reconocimiento Geotérmico Nacional.



Figura 31. Mapa de áreas de interés geotérmico en Ecuador
Fuente: (Aguilera y Peláez 2015)

En Ecuador, desde el año 2010 se han retomado estudios para completar la etapa de prefactibilidad con la exploración profunda de un pozo en los 11 prospectos de interés geotérmico a fin de aprovechar este recurso para la generación eléctrica. Chachimbiro es un prospecto prioritario pues se llevó con éxito, la perforación exploratoria de un pozo profundo, mientras que, están listos para iniciar la fase de perforación exploratoria profunda tres prospectos de alta temperatura; Tufiño-Chiles, Chacana-Jamanco, Chacana-Cachiyacu, y uno de baja temperatura; Chalpatán, El resto de prospectos; Chalupas, Guapán, Chimborazo, Chacana-Oyacachi, Baños de Cuenca y Alcedo, requieren financiamiento para completar los estudios de prefactibilidad y exploración de pozos profundos (Beate, Urquizo y Lloret 2020, 1).

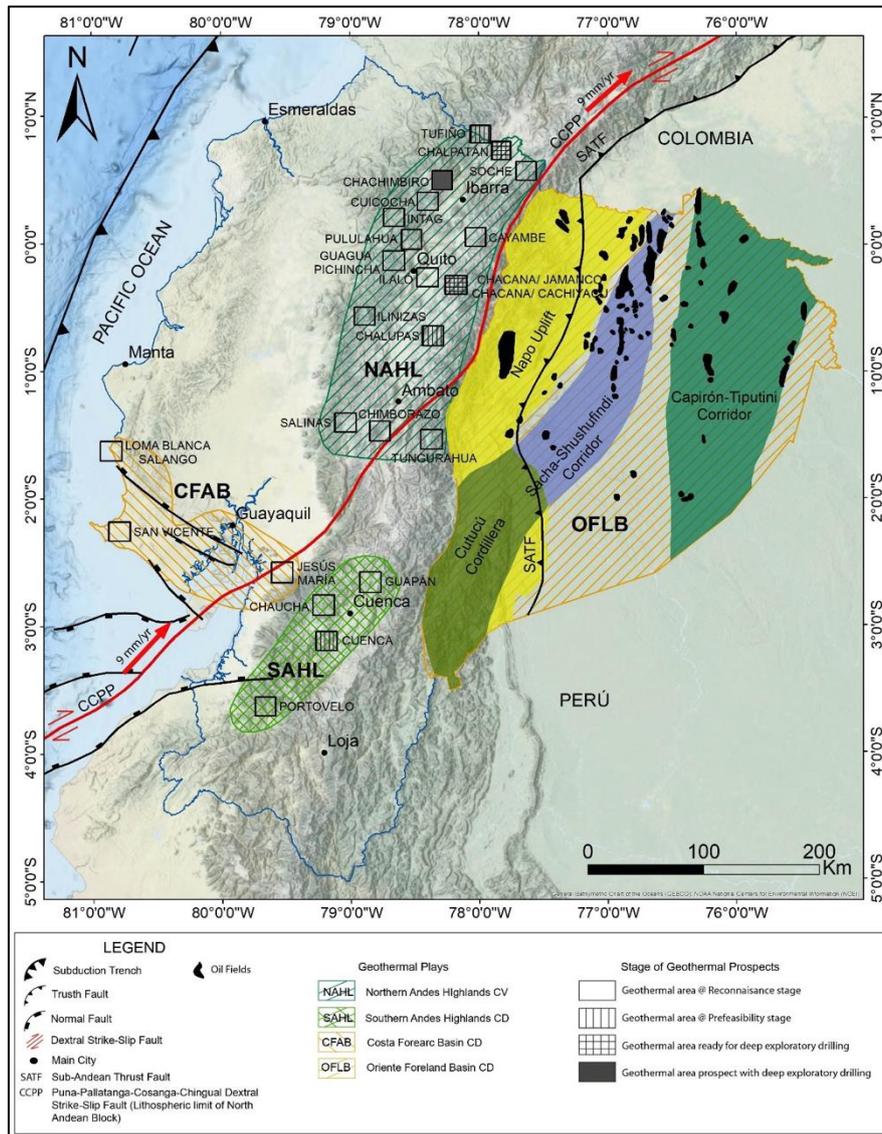


Figura 32. Mapa de ubicación y etapa de exploración de los prospectos geotérmicos en Ecuador
Fuente: (Beate, Urquiza y Lloret 2020)

3. Principales proyectos geotérmicos en el Ecuador

Los autores Lloret, Asimbaya e Ibarra (2015, 12), con respecto al potencial geotérmico nacional señalan que:

El potencial total geotérmico del país se estima entre 1700 y 8.000 MWe teniendo en cuenta el hecho de que el país está atravesado por más de 40 volcanes activos. La capacidad total instalada de energía geotérmica para usos directos en 2014 fue de 5,16 MWt y hasta la fecha no existe alguna experiencia exitosa en el aprovechamiento del recurso debido al desconocimiento de la tecnología, escasez de personal técnico ecuatoriano especializado, decisión política, marco regulatorio y fuentes de financiamiento para inversiones de riesgo.

Lo expuesto previamente, se complementa con lo expuesto por Aguilera & Peláez (2015, 401):

Si es que se toma en cuenta que la geotermia se caracteriza por ser una industria muy especializada, una de las limitaciones que podrían encontrarse para la explotación de la energía geotérmica en el Ecuador es la limitada disponibilidad de talento humano. Los estudios de reconocimiento, pre-factibilidad y factibilidad demandan conocimientos que requieren ser impulsados en el país, especialmente en geotermia, ciencias de la tierra, geofísica, geoquímica, geoquímica isotópica, análisis químicos de aguas y gases, perforaciones, pruebas de producción, planeamiento estratégico, aspectos normativos, etc. En el ámbito financiero, no existen hasta ahora, reales manifestaciones de interés por invertir en este sector, por lo que no se vislumbra un uso inmediato de esta fuente importante de energía en el país.

En el portafolio de proyectos para el sector eléctrico ecuatoriano del PME 2016-2025, se detalla que los geotérmicos estiman desarrollar 150 MW y una inversión de \$ 600 millones de dólares (Valencia 2018, 4). En lo que respecta al potencial geotérmico hipotético del Ecuador, la Celec EP se encuentra estudiando varios sitios potenciales, entre los que destaca cuatro proyectos principales con un potencial geotérmico hipotético de 952 MWe:

Tabla 10
Detalle de las cuatro principales áreas geotérmicas del Ecuador

No.	Prospecto	Tipo (temperatura alta o baja)	Fase	Marco geológico	Probable temperatura reservorio (°C)	Potencial estimado (MWe)
1	Tufiño-Chiles	Alta	Prefactibilidad	Estrato volcán Andesita-Dacita	250	138
2	Chachimbiro	Alta	Prefactibilidad	Complejo de domos dacíticos	200	113
3	Chalupas	Alta	Prefactibilidad	Caldera riolítica de colapso	n.d.	283
4	Chacana	Alta	Prefactibilidad	Caldera riolítica con domos y flujos dacíticos-andesíticos	250	418

Fuente: (INER 2014)

Elaboración propia.

A continuación, el detalle de los prospectos de alta entalpía:

3.1. Proyecto Geotérmico Chachimbiro

El proyecto se ubica a 17 km al noreste de la ciudad de Ibarra, cantón Urcuqui, provincia de Imbabura. Se asienta en el flanco oriental de la cordillera occidental de los Andes, dominada por los volcanes Cotacachi y Yanahurcu, con una elevación desde los

3.000 a 4.944 msnm (Aguilera y Peláez, VIII. Estado de la exploración de la energía geotérmica en Ecuador 2015, 397-398).

En el 2012, la Celec EP en conjunto con la Consultora Servicios y Remediación S.A. (SYR), realizan el Estudio de Prefactibilidad Inicial del Proyecto Geotérmico Chachimbiro, que comprendió actividades de geología, geoquímica y geofísica, cuyos resultados, de acuerdo con Aguilera y Peláez (2015, 398), concluyeron en lo siguiente:

Chachimbiro es un prospecto riesgoso, con una probabilidad estimada de éxito en la exploración, de alrededor del 32%, para el caso un recurso de temperatura moderada a alta, señalando que la temperatura y la permeabilidad del reservorio serían los principales. No obstante, el estudio recomienda continuar con perforaciones exploratorias que incluyan un pozo relativamente superficial y barato (alrededor de 4,5 millones de USD) para probar si es que existe viabilidad de un recurso de moderada a alta temperatura. El pozo sería de diámetro reducido (Slim hole) con una profundidad de 1.500 m, para comprobar la existencia, o no, de temperaturas económicas (mayores a 200°C) y, secundariamente, permeabilidad.

En caso de que el sistema hidrotermal sea económicamente aprovechable, con una temperatura moderada de 225 a 235°C, este prospecto podría alojar un reservorio de tipo geotérmico de tamaño pequeño a moderado con una capacidad del recurso de 13 a 178 MWe con un promedio de 81 MWe (Lloret, Asimbaya y Ibarra 2015, 15).

Con el financiamiento no reembolsable y la cooperación técnica de la Agencia de Cooperación Internacional del Japón (JICA por sus siglas en inglés) a la Celec EP, desde el segundo trimestre del 2016 hasta el primer trimestre del 2018, se realizaron estudios complementarios, en el que incluye el primer pozo exploratorio denominado PEC1, en noviembre del 2017, lo que marcará un hito en la historia del Ecuador pues Chachimbiro sería el proyecto pionero en el país con la perforación del primer pozo profundo de exploración geotérmica (Beate, Urquizo y Lloret, Geothermal Country Update of Ecuador: 2015-2020 2020, 1).

El PEC1 es un pozo de orificio delgado con un diámetro de 6-1/8", se ubica a 3.537,71 m.s.n.m. con una profundidad de 1978 m y la temperatura máxima en el reservorio alcanza los 235°C (Beate, Urquizo y Lloret, Geothermal Country Update of Ecuador: 2015-2020 2020, 5).

Para una segunda etapa, se prevé perforar 5 pozos adicionales e instalar una unidad de boca de pozo de 5 MWe, ambas serán licitadas por la Celec EP y reguladas por JICA, que, también por medio de esta agencia, se financiaría un préstamo a nivel gubernamental de alrededor de 65 millones de dólares. Si los resultados son positivos, se prevé construir una central eléctrica de 50 MW, para en un futuro cercano, ver generar electricidad en

Chachimbiro (Beate, Urquiza y Lloret, Geothermal Country Update of Ecuador: 2015-2020 2020, 7).

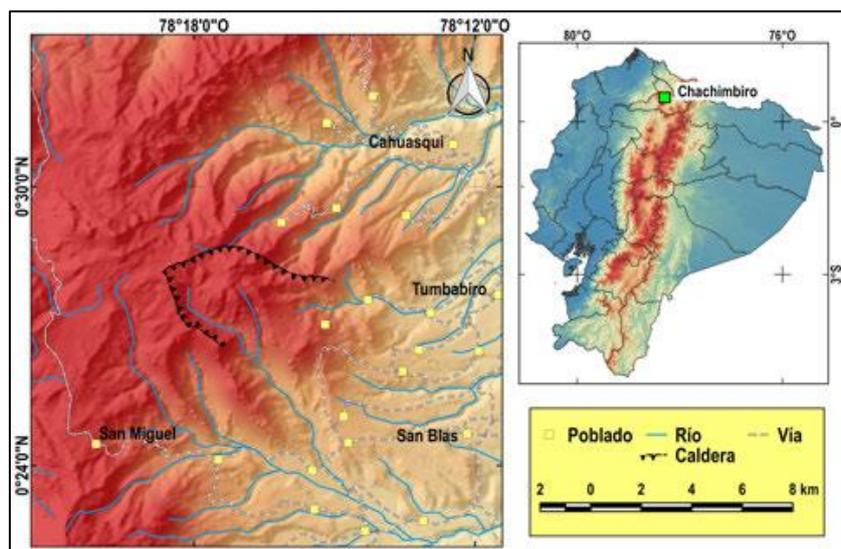


Figura 33. Mapa de ubicación del proyecto geotérmico Chachimbiro
Fuente: (Lloret, Asimbaya y Ibarra 2015)

3.2. Proyecto Geotérmico Binacional Tufiño–Chiles

El proyecto se ubica a 35 km al oeste de la ciudad de Tulcán. Está área de interés geotérmico de aproximadamente 14 km² con una elevación comprendida entre los 3.120 y 3.580 m.s.n.m, se asienta en el flanco oriental de la Cordillera Occidental de los Andes, en las cercanías a los volcanes Chiles y Cerro Negro, cumbres que están separadas por la línea fronteriza entre Colombia y Ecuador dividiendo el área de interés en dos mitades (Aguilera y Peláez 2015, 396-97).

En el 2010, se suscribió un acuerdo binacional entre los ministerios del ramo energético de los gobiernos de Ecuador y Colombia con el objetivo de estudiar y desarrollar un proyecto para generar energía eléctrica que aproveche el recurso geotérmico identificado en la frontera de ambos países. En el 2011, se designó a la Celec EP de Ecuador e Isagen de Colombia, siendo esta última la entidad que administre el convenio firmado por ambas partes, además de realizar los estudios y desarrollo del proyecto. En el 2012 se crea un fondo común con participación en partes iguales entre ambos países (INER 2014, 9-10).

El proyecto se encuentra en etapa de estudios geofísicos de prefactibilidad e incluye: estudios geológicos, geoquímicos, hidrogeológicos, geofísicos, diseño de los pozos de exploración, infraestructura y estudio de impacto ambiental. Se ha llevado a

cabo un sondeo de diámetro reducido denominado PGT-1 de 554,30 m de profundidad. La presencia de un reservorio geotérmico con potencial energético aprovechable se debe a que existen manifestaciones de fuentes termales en Tufiño y Aguas Hediondas con temperaturas de 26 a 53°C y en las cercanías del volcán Chiles los geotermómetros determinan temperaturas de equilibrio que superan los 100°C con incremento hasta los 220°C (Aguilera y Peláez 2015, 396-97).

Detalle de hallazgos (Lloret, Asimbaya y Ibarra 2015, 13):

- Temperatura en el reservorio de 230°C.
- Datos magneto telúricos confirman la presencia de recursos de alta temperatura.

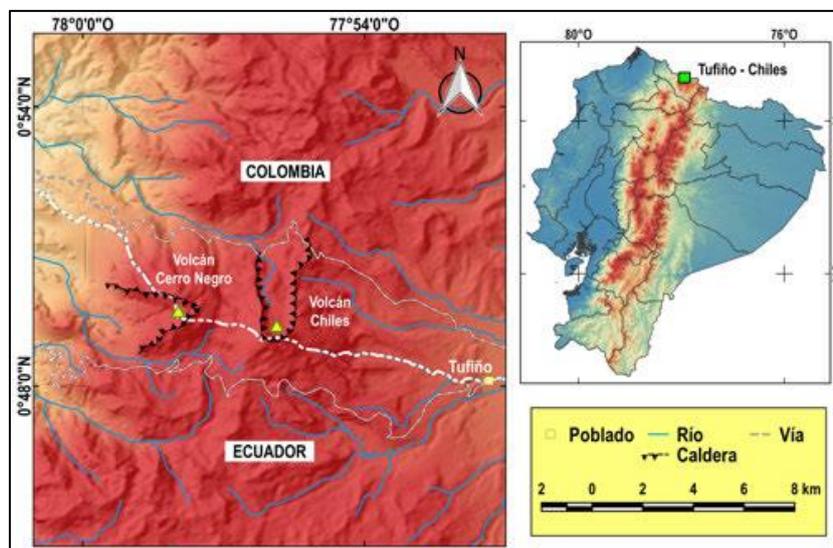


Figura 34. Mapa de ubicación de Proyecto Geotérmico Binacional Tufiño-Chiles
Fuente: (Lloret, Asimbaya y Ibarra 2015)

3.3. Proyecto Geotérmico Chacana

El proyecto se ubica a 60 km al este de la ciudad de Quito, en el límite provincial de Pichincha y Napo. La mayor parte de la superficie que conforma el proyecto se asienta en la provincia de Napo, y dentro de las reservas ecológicas Antisana y Cayambe-Coca (Aguilera y Peláez 2015, 400-01).

De acuerdo con Aguilera y Peláez (2015, 400), señalan que:

El interés geotérmico del área inició en 2009, a raíz del “Estudio de Reconocimiento Avanzado de Prospectos Geotérmicos Tufiño, Chachimbiro, Chalupas y Chacana”, realizado por la entonces empresa Electroguayas, a través de servicios de consultoría (Celec-UNEG 2009) que evaluó un potencial de 418 MW, con la posibilidad de que llegue a 1.482 MW, asumiendo que la caldera es una gigantesca unidad magmática, capaz de generar una idéntica anomalía del flujo de calor.

Desde julio del 2011 hasta abril del 2012, la Celec EP y la Consultora SYR, realizaron el Estudio de Prefactibilidad Inicial del Proyecto Geotérmico Chacana que integraron estudios de geología, geoquímica y geofísica. Además, contempla en un futuro próximo la perforación de pozos exploratorios de 900 m de profundidad en Jamanco y Cachiyacu (Lloret, Asimbaya y Ibarra 2015, 14).

Detalle de hallazgos (Lloret, Asimbaya y Ibarra 2015, 14) (INER 2014, 10):

- Modelo geotérmico preliminar: al noreste de la caldera de Chacana se encuentra el prospecto geotérmico Oyacachi con un potencial estimado de 104 MWe.
- Modelo geotérmico conceptual: al sur de la caldera de Chacana se encuentran cuatro áreas de interés geotérmico:
 - Jamanco se estima una extensión media superficial del reservorio de 0,87 km² y 13 MWe de potencia media estimada.
 - Cachiyacu se estima que la extensión del reservorio es de 2,6 km² con 39 MWe de potencia estimada.
 - Plaza de Armas sin información preliminar.
 - Chimbarco sin información preliminar.

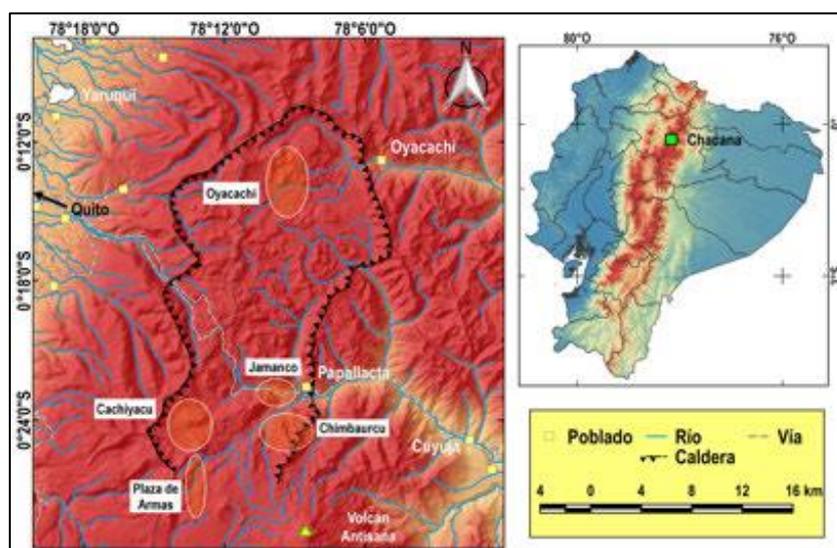


Figura 35. Mapa de ubicación del Proyecto Geotérmico Chacana
Fuente: (Lloret, Asimbaya y Ibarra 2015)

3.4. Prospecto Geotérmico Chalupas

El proyecto se ubica a 35 km al noreste de la ciudad de Latacunga, en la Cordillera Real. A una elevación de 3.600 msnm, una caldera colapsada de 208 km² es el elemento

morfológico más importante de este prospecto. Su topografía es irregular, aunque el fondo de la caldera es relativamente plano (Aguilera y Peláez 2015, 398-99).

Los rasgos volcánicos de esta área indican la presencia de una cámara magmática y su correspondiente anomalía de flujo de calor. Las manifestaciones termales del prospecto poseen una temperatura media de 26 a 37°C (Aguilera y Peláez 2015, 399).

Producto de las investigaciones realizadas, se mantiene de carácter preliminar, un esbozo del modelo geotérmico, el cual incorpora varias hipótesis cuya comprobación, requiere que se explore el subsuelo del prospecto. Se estima que el reservorio se encuentra a una profundidad de 1.900 m (Aguilera y Peláez 2015, 399-400).

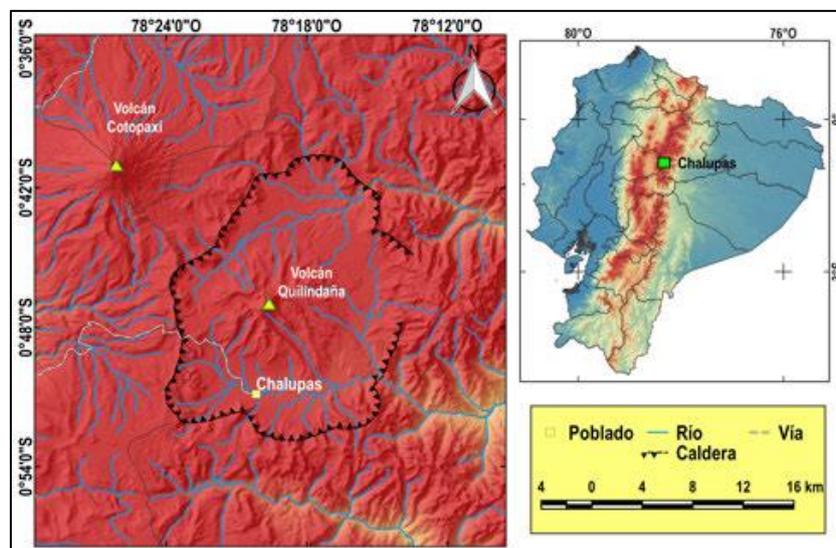


Figura 36. Mapa de ubicación del Proyecto Geotérmico Chalupas
Fuente: (Lloret, Asimbaya y Ibarra 2015)

A continuación, el detalle de los prospectos de prospectos de media-baja entalpía:

3.5. Proyecto Geotérmico Chalpatán

La caldera del proyecto se ubica a 20 km al sureste de la ciudad de Tulcán con una superficie aproximada de 130 km² (INER 2014, 12).

En cuanto a investigaciones relevantes, en el 2013, la Celec EP y la Consultora CGS e INP, realizaron el Estudio de Prefactibilidad del Modelo Geotérmico Integral de la Caldera del Chalpatán. Se detallan a continuación los hallazgos encontrados de este prospecto: la temperatura del recurso se estima < 120°C, un volumen estimado de 1.850 hm³ de agua caliente y se estima una energía total de 483.889 GWh (Lloret, Asimbaya y Ibarra 2015, 17).

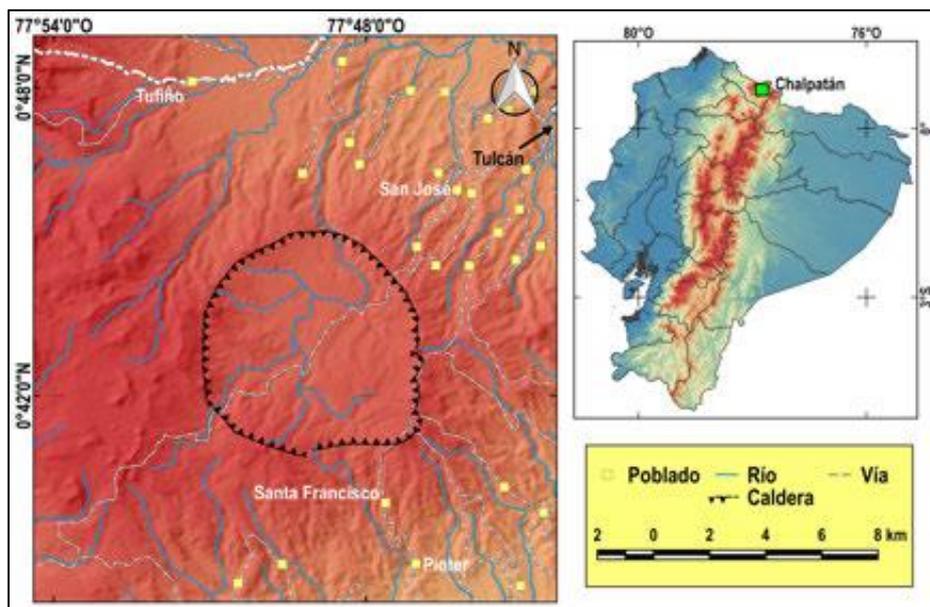


Figura 37. Mapa de ubicación del Proyecto Geotérmico Chalpatán
Fuente: (Lloret, Asimbaya y Ibarra 2015)

3.6. Proyecto Geotérmico Baños de Cuenca

El prospecto se ubica a 8 km al suroeste de la ciudad de Cuenca (INER 2014, 11).

En cuanto a investigaciones relevantes, en el 2014, el INER incluyó este prospecto en el Plan para Líneas de Investigación para el Desarrollo de la Geotermia. Se detalla el hallazgo encontrado de este prospecto: la temperatura de equilibrio se encuentra entre 80 a 140°C. Un análisis de gases confirma una temperatura máxima de 200°C en profundidad que para investigaciones futuras de debe definir la viabilidad de perforación y aprovechamiento del recurso (Lloret, Asimbaya y Ibarra 2015, 18).

3.7. Proyecto Geotérmico Ilaló

El prospecto se ubica a 25 km al sureste de Quito e involucra tres áreas: Tumbaco-Cumbaya, Sangolqui-El Tingo y La Merced-Ilaló (Lloret, Asimbaya y Ibarra 2015, 19).

En cuanto a los hallazgos encontrados en este prospecto se determinó: una temperatura estimada del recurso de 85 a 105°C y un caudal probable de 150 m³/h. El calor directo de las vertientes del Ilaló se utiliza en varios complejos turísticos aledaños a Quito: Jamanco, Ilaló, Cunuyacu, El Tingo y áreas de El Tambo y Cachiycu representando una capacidad instalada de 1,35 MWt (INER 2014, 12-13).

Los prospectos de media a baja entalpia, a nivel mundial, representan aproximadamente el 90%. En Ecuador, la mayoría de los prospectos poseen poca o ninguna información, por lo tanto, su potencial es desconocido. A continuación, se detallan los prospectos identificados:

Tabla 11
Proyectos de baja temperatura en Ecuador

Nombre del prospecto	Ubicación	Temperatura estimada del reservorio (°C)	Trabajos complementarios sugeridos
Chimborazo	A 35 km de las ciudades de Ambato, Guaranda y Riobamba.	140 (en el reservorio)	Permiso ambiental. Estudios geológicos. Campaña de análisis geoquímicos de aguas y gases. Campaña geofísica. Pozos de gradiente.
Oyacachi	Provincia de Napo: las poblaciones cercanas son Oyacachi a 10 km y Cangahua a 18 km.	150 (en el reservorio)	Permiso ambiental. Estudios geológicos con énfasis en mapeo, dataciones y estructuras. Campaña geofísica. Elaboración del modelo geotérmico conceptual.
Salinas de Bolívar	A 15 km al noreste de Guaranda.	< 25 (en superficie)	Estudios de reconocimiento.
Cuicocha	A 45 km al suroeste de Ibarra.	25 (en superficie)	Estudios de reconocimiento.
Tungurahua	A 30 km al sureste de Ambato en el límite provincial de Tungurahua y Chimborazo.	40 a 55 (en superficie)	Estudios de reconocimiento.
San Vicente	A 100 km al oeste de Guayaquil, en Santa Elena.	30 a 43 (en superficie)	Estudios de reconocimiento.
Portovelo	A 150 km al sur de Guayaquil, en el distrito minero de Zaruma-Portovelo.	57 (en superficie)	Estudios de reconocimiento.
Cuicocha, Cayambe, Pululahua, Guagua Pichincha, Tungurahua, Imbabura, Mojanda, Inguán, Soche y Reventador	A lo largo del callejón interandino.	Se conoce la existencia de vertientes de agua caliente y gas, pero en sitios de difícil acceso.	Solo poseen indicios vulcanológicos y necesitan estudios de reconocimiento.

Fuente: (INER 2014) (Lloret, Asimbaya y Ibarra 2015)

Elaboración propia

A continuación, se despliega en la Figura 38, el mapa de las zonas de interés geotérmico en el país:

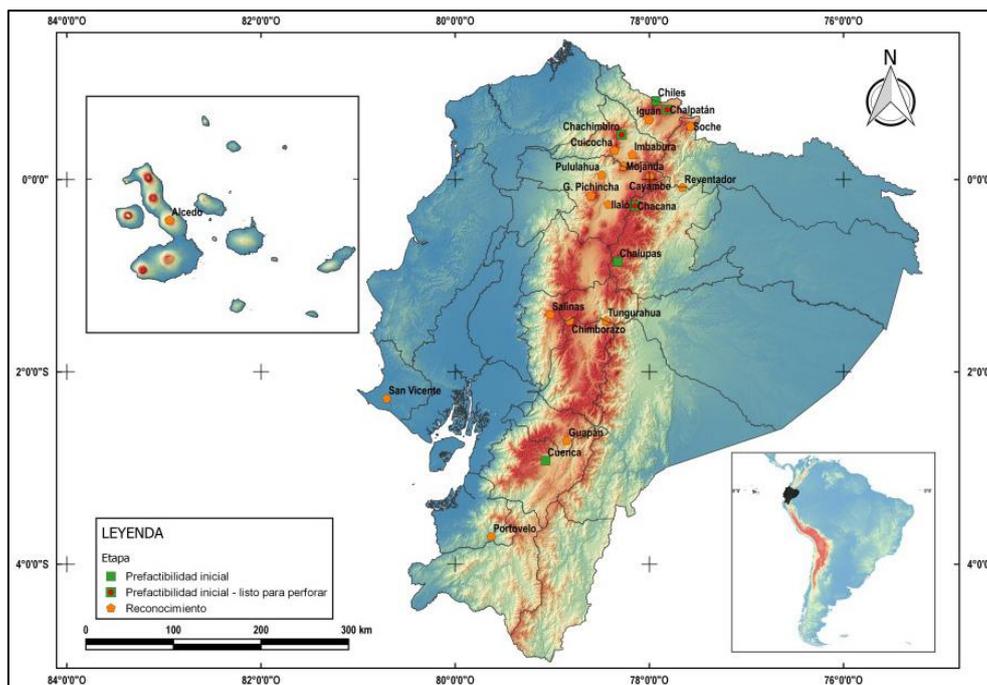


Figura 38. Mapa de las zonas de interés geotérmico en Ecuador

Fuente: (Lloret, Asimbaya y Ibarra 2015)

4. Consideraciones para el desarrollo de la energía geotérmica en Ecuador

A continuación, Aguilera & Peláez (2015, 401-03) detallan los resultados de un estudio realizado por Cepal en el año 2000 respecto a los problemas estructurales que han impedido el aprovechamiento de los recursos geotérmicos del Ecuador:

1. No existe un marco regulatorio
2. Falta de fuentes de financiamiento
3. Falta de experiencias exitosas en fases de exploración
4. Constantes cambios en las políticas sectoriales
5. Visión incompleta de las posibilidades de aprovechamiento
6. Fuentes de información técnica desactualizada
7. Escasez de talento humano

A pesar de que se han identificado las principales barreras que dificultan el desarrollo y aprovechamiento de los recursos geotérmicos en Ecuador, principalmente; el marco regulatorio, las fuentes de financiamiento y la escasez de talento humano, permanecen invariables y no se vislumbra estrategia alguna que, permita resolverlos a fin de explotar estos recursos a escala industrial y que ayudarán a cambiar la matriz energética (Aguilera 2010, 40).

Debido a la excesiva prolongación en las exploraciones superficiales en las áreas de interés geotérmico ya identificadas, la discontinuidad de los estudios, el bajo interés gubernamental para esta fuente de energía y desconocimiento de la existencia de recursos de alta entalpía, han provocado que se continúen postergando de manera indefinida el desarrollo nacional de los recursos geotérmicos en Ecuador (Aguilera y Peláez 2015, 402-03).

Para impedir que los problemas estructurales que han impedido el aprovechamiento de los recursos geotérmicos del Ecuador son necesarias tomar las siguientes medidas, el autor Aguilera (2010, 40-45) propone:

- Expedir un marco regulatorio específico para el aprovechamiento geotérmico e instituir una autoridad geotérmica nacional y la creación de una empresa de capital público o mixta.
- Financiar inversiones de riesgo mediante un plan de financiamiento e inversiones.
- Desarrollo de campos geotérmicos en el Ecuador a través de un programa de perforaciones profundas para la explotación de los recursos geotérmicos.

Los autores Beate y Salgado (2010, 1-12) complementan con las siguientes soluciones:

- Complementar la base de datos existente con el fin de generar información geotérmica de calidad a nivel nacional.
- La investigación debe realizarse por instituciones y universidades que manejen información geológica y cuenten con carreras de geología respectivamente, a fin de capacitar y preparar al personal local. Esto complementado a la contratación de un grupo local o foráneo experto en el tema geotérmico.
- Compromiso del gobierno central para: implementar soluciones energéticas, promulgar la elaboración de una ley geotérmica y gestión de capital de riesgo.

4.1. Comparativa de costos de inversión por fuente de generación

A continuación, se realiza una descripción de los costos estimados de inversión unitarios (USD/kW) referenciales por fuente de generación energética. De acuerdo al Estudio de determinación de costos por tecnología de generación” desarrollado por Inodú de Chile en el que se detallan los costos típicos de inversión para las diferentes tecnologías de generación e incluyen costos de; exploración, equipos y conexión al sistema (CNE 2020, 30-31):

Tabla 12
Costo de inversión referencial y precio de compra por fuente de generación energética

Tipo de central	Costo inversión (USD/kW)	Precio compra (CUSD/kWh)
Eólica	1.492	9,39
Fotovoltaica	993	52,04
Biomasa	3.801	9,67
Biogás	1.144	9,67
Hidroeléctrica	3.923	5,00
Geotermia	6.822	9,28

Fuente: (CNE 2020) (Conelec 2015)
Elaboración propia

En la Tabla 12 se observa que la tecnología fotovoltaica presenta el costo más bajo de inversión con 993 USD/kW mientras que la energía geotérmica alcanza el valor de 6.822 USD/kW, la más costosa. Así mismo, se detalla el promedio de los precios (CUSD/kWh) que reconoce el Conelec por la energía medida en el punto de entrega. El precio de compra más costosa es la fotovoltaica hasta 52,04 CUSD/kWh mientras que la hidroelectricidad es la menos costosa, en promedio 5,00 CUSD/kWh.

Se observa que el Conelec establece el precio de compra para la generación geotérmica que oscila en promedio 9,28 CUSD/kWh, pero una limitante en cuanto a su aprovechamiento es el costo de inversión que es costosa. En el portafolio de proyectos para el sector eléctrico, se estima invertir \$ 600 millones de dólares en el desarrollo de 150 MW, es decir, el 15,75% del potencial hipotético geotérmico. En una comparativa con la generación hídrica, esta requerirá una inversión de \$ 5.280 millones de dólares para desarrollar 4.336 MW, lo que representa con respecto a la energía geotérmica, una inversión nueve veces mayor por cerca de 30 veces más de megavatios.

Las centrales de energía geotérmica ofrecen una producción constante de electricidad obtenida del calor de la tierra, por ello, el cambio climático no influye de manera apreciable en su eficacia de generación, pero una barrera para su desarrollo son los altos costos de inversión. A diferencia, por ejemplo, de centrales hídricas que son infraestructuras muy susceptibles a los impactos del cambio climático, principalmente por la disponibilidad de recursos hídricos que alterarían su capacidad de operación, por ejemplo, la reducción de los caudales de ríos debido al cambio en los patrones de precipitación.

Conclusiones

El Ecuador posee un enorme potencial energético renovable aún no aprovechado pero que, debido al paulatino agotamiento de las reservas petroleras, diversificar la matriz energética es urgente. Durante la década del 2008 al 2018, el estado invirtió para expandir el aprovechamiento de fuentes energéticas renovables como la energía hídrica, eólica, solar y biogás, y el primer pozo profundo de exploración geotérmica en Chachimbiro.

La política de expansión energética se enfocó en el aprovechamiento de los recursos hídricos y en porcentaje marginal el desarrollo de ERNC y la repotenciación del parque térmico. En parte, esta política fue acertada debido a que el estado está desarrollando nuevas fuentes energéticas, pero no integra estrategias para manejar adecuadamente las cuencas hidrográficas, planes para la reducción de la deforestación asociados al sector energético y estrategias de conservación de la biodiversidad.

El Ecuador gracias a la venta de petróleo ha podido generar riqueza y desarrollo, pero así mismo también ha generado degradación en la naturaleza y ha afectado la supervivencia de los pueblos indígenas en la Amazonía e incluso se ve afectado por la variabilidad de los precios internacionales de venta crudo. Por ello, y por el inminente fin próximo de las reservas petroleras es necesario apostar por otras fuentes energéticas y evitar la alta dependencia hidroeléctrica pues la crisis energética del 2010 develó su vulnerabilidad a la disminución de caudales y períodos prolongados de estiaje.

Durante la década del 2008 al 2018, el país apunto a disminuir el uso de combustibles fósiles e incrementar la participación de proyectos de generación eléctrica basada en fuentes renovables, las centrales hidráulicas pasaron de 50 a 71, las fotovoltaicas de una a 34, las eólicas de una a tres, las de biomasa se mantuvieron en tres y las de biogás en dos.

En cuanto a capacidad instalada y términos energéticos en el país, en el 2008 la potencia eléctrica nominal fue de 4.544 MW que correspondió el 48.75% a térmica y el 48,91% a hidráulica y se generaron 9.108 GWh de electricidad mientras que, el año 2018 se generaron 29.349 GWh e incrementó la potencia nominal a 8.662 MW siendo el 39,16% térmica, el 58,52% hidráulica y el 2,31% ERNC. En ese año la demanda máxima de potencia fue de 3.933 MW, es decir, la capacidad que tuvo el Ecuador para producir

electricidad supero a la demanda de este recurso subutilizando en 54,58% la potencia eléctrica instalada, poco más del doble de lo requerido.

El Ecuador al contar con un gran potencial de recursos naturales que se pueden aprovechar para la producción de energía eléctrica, fácilmente podría diversificar su matriz eléctrica con fuentes de energía renovable, las cuales reducirán el uso y el alza continua en los precios de los combustibles fósiles y la alta dependencia a la generación hídrica, lo que permitirá al país ahorrar en la importación de combustibles e invertir más en programas sociales como la salud, educación y ambiente. Pero también es necesario una implementación apropiada de estas tecnologías y la aplicación de medidas correctas de control social y ambiental.

El potencial energético fotovoltaico, supera cerca de 15 veces al potencial hidroeléctrico del país, pero a pesar de disponer un alto potencial energético, su desarrollo aún es incipiente mientras que, el potencial eólico, biomasa y geotérmico, a pesar de que desarrollen completamente sus potenciales, estas fuentes por sí solas no pueden suplir la demanda eléctrica nacional, por lo que su aprovechamiento es complementario.

El uso del recurso geotérmico está limitado a 5,16 MWt en balnearios y piscinas termales y se prevé en la Hipótesis 3 de la proyección de la demanda de energía eléctrica correspondiente al período 2018 al 2027, aprovechar 50 de 952 MWe de potencial hipotético geotérmico determinado por la Celec EP.

Se destaca el Proyecto Geotérmico Chachimbiro, el cual constituye un prospecto prioritario pues en el 2017, se realizó con éxito la perforación del primer pozo profundo de exploración geotérmica con profundidad de 1978 m. La temperatura máxima en el reservorio alcanzo los 235°C.

En cuanto a las ventajas de la energía geotérmica destacan; fuente energética limpia y renovable, no genera desechos, no es vulnerable a los impactos del cambio climático, la localización de la fuente es puntual, el espacio requerido por la planta es reducido, y es permanente por lo no requiere de almacenamiento (en baterías como la energía solar por ejemplo), mientras que en desventajas señalar que; la inversión inicial es costosa si la fuente térmica es profunda, posible emisión de gases contaminantes presentes en el fluido geotérmico y afectación al paisaje por la presencia de la central.

Pero también existen barreras que dificultan el desarrollo y aprovechamiento de las ERNC como; la poca información disponible a nivel local, los aranceles de importación de equipos, la infraestructura para su posible interconexión, las fuentes de financiamiento y la escasez de talento humano calificado.

Lista de referencias

- Aguilar, Daniela. *De la selva a la China: La fiebre balseira que pagó 22 centavos de dólar por árbol*. 19 de Marzo de 2021. <https://www.lahistoria.ec/noticias-destacadas/delaselvaalachina/> (último acceso: 19 de Septiembre de 2021).
- Aguilera, Eduardo. *Geotermia en el Ecuador: Una hoja de ruta para su desarrollo sustentable*. Primera Conferencia Nacional de Energía Geotérmica en el Ecuador. Ibarra: Cepal, 6 de julio de 2010.
- Aguilera, Eduardo, y Manuel Peláez. *VIII. Estado de la exploración de la energía geotérmica en Ecuador*. Energías renovables en el Ecuador, 2015: 384-402.
- Albornoz, Vicente. *El diferencial del crudo*. El Comercio, 17 de septiembre de 2017.
- Alcuenet. *Estado actual de la Geotermia en Ecuador y Colombia*. Latin America, Caribbean and European Union Network on Research and Innovation. 2014. <http://alcuenet.eu/dms-files.php?action=doc&id=686> (último acceso: 08 de noviembre de 2020).
- Altamirano, Gladys. *Análisis económico de la producción petrolera transportada por el Oleoducto de Crudos Pesados (OCP)*. Escuela Politécnica Nacional. 2007. <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/558/1/CD-1067.pdf> (último acceso: 20 de octubre de 2019).
- ARCH. *Boletín estadístico 2016. Actividad Hidrocarburífera*. Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. 2017. https://www.controlhidrocarburos.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/02/BOLET%c3%8dN-ESTAD%c3%8dSTICO-2016_11.pdf (último acceso: 20 de junio de 2020).
- Arconel. *Disculpas públicas al pueblo originario Kichwa de Santa Clara en la provincia de Pastaza*. 3 de Febrero de 2021. <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/disculpas-publicas-al-pueblo-originario-kichwa-de-santaclara-en-la-provincia-de-pastaza/> (último acceso: 17 de Septiembre de 2021).
- . *Estadística anual y multianual del sector eléctrico ecuatoriano 2018*. Agencia de Regulación y Control de Electricidad. 2019. <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp->

- content/uploads/downloads/2019/08/Estad%C3%ADsticaAnualMultianual2018.pdf (último acceso: 23 de febrero de 2020).
- . *Estadística Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2005-2014*. Agencia de Regulación y Control de Electricidad. 2015. <https://www.regulacioneolica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/11/MultianualSectorElectricoEcuatoriano2005-2014A.pdf> (último acceso: 17 de mayo de 2020).
 - . *Proyecto Hidroeléctrico Piatúa*. 12 de Febrero de 2019. <https://www.regulacioneolica.gob.ec/proyecto-hidroelectrico-coca-codo-sinclair/> (último acceso: 17 de Septiembre de 2021).
 - . *Mapa del sector eléctrico ecuatoriano 2018*. Enero de 2020. chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/viewer.html?pdfurl=https%3A%2F%2Fwww.recursosyenergia.gob.ec%2Fwp-content%2Fuploads%2F2020%2F01%2FMAPAS.pdf&clen=7979111&chunk=true (último acceso: 9 de Septiembre de 2021).
- Arregui, Napoleón. *Análisis de la situación del sector petrolero en el Ecuador*. La Tendencia, 2005: 55-58.
- Barragán, Edgar, Esteban Zalamea, Julio Terrados, y Pablo Vanegas. *Factores que influyen en la selección de energías renovables en la ciudad*. EURE Santiago. Enero de 2019. https://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0250-71612019000100259&lang=pt (último acceso: 23 de Septiembre de 2021).
- BCE. *Evolución histórica del comercio exterior ecuatoriano (1950 - 1975)*. Banco Central del Ecuador. 1978. <https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/Hidrocarburos/ActPet80.pdf>.
- . *La actividad petrolera en el Ecuador en la década de los 80*. Banco Central del Ecuador. 1990. <https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/Hidrocarburos/ActPet80.pdf> (último acceso: 15 de octubre de 2019).
 - . *Noventa años del Banco Central del Ecuador. Series estadísticas históricas 1927 - 2017*. Banco Central del Ecuador. 2017. <https://contenido.bce.fin.ec/documentos/PublicacionesNotas/Catalogo/Anuario/80anos/90%20ANIOS.pdf> (último acceso: 01 de octubre de 2019).

- Beate, Bernardo, Matilde Urquiza, y Andrés Lloret. *Geothermal Country Update of Ecuador: 2015-2020*. World Geothermal Congress. Reykjavik, 2020. 1-13.
- Beate, Bernardo, y Rodney Salgado. *Geothermal Country Update for Ecuador, 2005 - 2010*. Proceedings World Geothermal Congress 2010. Bali: International Geothermal Association, 25 de abril de 2010.
- BID. *Capturando el potencial geotérmico en América Latina y el Caribe*. 2020. <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Capturando-el-potencial-geotermico-en-America-Latina-y-El-Caribe-Una-perspectiva-del-camino-a-seguir.pdf> (último acceso: 23 de Septiembre de 2021).
- . *Geotermia: una fuente sostenible de energía*. 2014. <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Geotermia-Una-fuente-sostenible-de-energ%C3%ADa.pdf> (último acceso: 23 de Septiembre de 2021).
- Boada, Mauricio, Claudia Cabrera, y Elizabeth Meza. *Modelo de adopción de energías renovables en Uruguay y su comparación con Ecuador y Colombia*. Enerlac, Revista de Energía de Latinoamérica y el Caribe, 2018: 92-135.
- Castro, Miguel. *Hacia una matriz energética diversificada en Ecuador*. Quito: Centro Ecuatoriano de Derecho Ambiental, 2011.
- Celec EP. *CELEC EP recuperará 426.44 MW de potencia térmica hasta el 2022*. 26 de Agosto de 2021. <https://www.celec.gob.ec/index.php/sala-de-prensa/noticias/1356-celec-ep-recuperara-426-44-mw-de-potencia-termica-hasta-el-2022?fbclid=IwAR0ny8-dP-wGfHbdWOgtpLl0zVmdKu9F44aX3u8AWLlo7f-wnIgsgcOGYz0> (último acceso: 12 de Septiembre de 2021).
- . *Central Coca Codo Sinclair*. 7 de Septiembre de 2015. <https://www.celec.gob.ec/cocacodosinclair/index.php/2015-09-07-17-45-09/footers/coca-codo-sinclair2/2015-09-08-16-11-39/obra-de-captacion-2> (último acceso: 17 de Septiembre de 2021).
- . *Unidades de Negocio*. 2015. <https://www.celec.gob.ec/> (último acceso: 20 de septiembre de 2020).
- Cenace. *Informe Anual 2018*. Operador Nacional de Electricidad. 2019. http://www.cenace.org.ec/index.php?option=com_phocadownload&view=category&id=6:phocatinfanuales&Itemid=50 (último acceso: 10 de mayo de 2020).

- . *Plan operativo anual 2018*. Corporación Nacional de Electricidad. 2019. http://www.cenace.org.ec/index.php?option=com_phocadownload&view=category&id=62:informes-anales&Itemid=50 (último acceso: 26 de marzo de 2020).
- CNE. *Informe de costos de tecnologías de generación*. Costos de tecnologías de generación. Marzo de 2020. <chrome-extension://efaidnbmnnnibpajpcglclefindmkaj/viewer.html?pdfurl=https%3A%2F%2Fwww.cne.cl%2Fwp-content%2Fuploads%2F2020%2F03%2FICTG-Marzo-2020.pdf&clen=668749&chunk=true> (último acceso: 22 de Septiembre de 2021).
- Coazucar. *La Troncal*. 2013. http://www.coazucar.com/esp/latroncal_historia.html (último acceso: 11 de septiembre de 2020).
- Conelec. *Estadística del sector eléctrico ecuatoriano año 2008*. Agencia de Regulación y Control de Electricidad. 2009. <https://www.regulacioneolica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/12/Estad%3ADstica-Sector-El%3A9ctrico-Ecuadoriano-2008.pdf> (último acceso: 26 de marzo de 2020).
- . *La participación de los generadores de energía eléctrica producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales*. Agencia de Regulación y Control de Electricidad. 2013. http://www.regulacioneolica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/10/Codificaci%3AB3n-Regulacion-001_13-Energias-Renovables_.pdf (último acceso: 29 de agosto de 2020).
- . *Plan maestro de electrificación 2013 - 2022*. Agencia de Regulación y Control de Electricidad. 2013. <https://www.regulacioneolica.gob.ec/plan-maestro-de-electrificacion-2013-2022/> (último acceso: 13 de diciembre de 2019).
- . *Plan Maestro de Electrificación 2013 – 2022*. Consejo Nacional de Electricidad. 2013. <https://www.regulacioneolica.gob.ec/plan-maestro-de-electrificacion-2013-2022/> (último acceso: 10 de febrero de 2020).
- . *Precios de la energía producida con recursos energéticos renovables no convencionales*. Regulación Conelec No. 009/06. Diciembre de 2015. <chrome-extension://efaidnbmnnnibpajpcglclefindmkaj/viewer.html?pdfurl=https%3A%2F%2Fwww.regulacioneolica.gob.ec%2Fwp-content%2Fuploads%2Fdownloads%2F2015%2F12%2FCONELEC-PreciosRenovables4.pdf&clen=148489&chunk=true> (último acceso: 22 de Septiembre de 2021).

- CTFE. *Factor de emisión de CO2 del Sistema Nacional Interconectado*. Cenace. 2020. http://www.cenace.org.ec/index.php?option=com_phocadownload&view=category&id=68:factor-de-emision-de-co2-del-s.n.i.&Itemid=1 (último acceso: 13 de diciembre de 2020).
- . *Factor de emisión de CO2 del Sistema Nacional Interconectado 2013*. Comisión Técnica de determinación de Factores de Emisión de Gases de efecto invernadero. 2014. <https://www.ambiente.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2014/03/Factor-de-emisi%C3%B3n-2013-PUBLICADO.pdf> (último acceso: 15 de octubre de 2019).
- . *Factor de emisión de CO2 del Sistema Nacional Interconectado de Ecuador Informe 2019*. Comisión Técnica de determinación de Factores de Emisión de Gases de efecto invernadero. 2020. http://www.cenace.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2020/11/factor_de_emisi%C3%B3n_de_co2_2019.pdf (último acceso: 13 de diciembre de 2020).
- Dubrovsky, Hilda, Nicolás Di Sbroiavacca, Gustavo Nadal, y Rubén Contreras. *Rol y perspectivas del sector eléctrico en la transformación energética de América Latina*. Cepal. 2019. https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/44594/1/S1801056_es.pdf (último acceso: 10 de junio de 2020).
- Dulce, Francisco. *Análisis de la sostenibilidad de la política energética implementada en el Gobierno del economista Rafael Correa*. Pontificia Universidad Católica del Ecuador. Diciembre de 2012. <chrome-extension://efaidnbmninnibpcajpcglclefindmkaj/viewer.html?pdfurl=http%3A%2F%2Frepositorio.puce.edu.ec%2Fbitstream%2Fhandle%2F22000%2F6807%2F7.36.001203.pdf%3Fsequence%3D4%26isAllowed%3Dy&cLen=1469217> (último acceso: 10 de Septiembre de 2021).
- El Comercio. *La tala de madera tipo balsa crece en el Ecuador para sostener los proyectos energéticos renovables de China*. 11 de Marzo de 2021. <https://www.elcomercio.com/tendencias/ambiente/energia-china-tala-ilegal-ecuador.html> (último acceso: 18 de Septiembre de 2021).
- Energy Efficiency. *Las posibilidades y limitaciones de la energía geotérmica*. 2 de Marzo de 2020. <https://ee-ip.org/es/article/las-posibilidades-y-limitaciones-de-la-energia-geotermica-1716> (último acceso: 24 de Septiembre de 2021).

- Esmap. *Manual de geotermia: cómo planificar y financiar la generación de electricidad*. Informe técnico 002/12, Washington D.C.: Banco Mundial, 2012.
- Fontaine, Guillaume. *Sobre bonanzas y dependencia. Petróleo y enfermedad holandesa en el Ecuador*. Íconos, 2002: 102-110.
- Fontaine, Guillaume. *The effects of governance modes on the energy matrix of Andean countries*. Energy Policy (Energy Policy 39: 2888–2898.), 2011: 2888–2898.
- Galárraga, Remigio. *Informe nacional sobre la gestión del agua en el Ecuador*. Cepal. 2000.
<https://www.cepal.org/samtac/noticias/documentosdetrabajo/6/23346/InEc00100.23346.pdf> (último acceso: 10 de mayo de 2020).
- Iberdrola. *¿Cómo se transforma el viento en energía?* 2020.
<https://www.iberdrola.com/medio-ambiente/energia-eolica> (último acceso: 11 de septiembre de 2020).
- . *Qué es la energía hidroeléctrica*. 2020. <https://www.iberdrola.com/medio-ambiente/que-es-energia-hidroelectrica> (último acceso: 02 de julio de 2020).
- INER. *Proyecto 17: Plan de líneas de investigación para el desarrollo de la geotermia*. Plan estructurado para la aplicación de las líneas de investigación para el desarrollo geotérmico del Ecuador. 2014. https://www.geoenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2020/02/plan_estructurado_para_la_aplicacion_de_las_lineas_de_investigacion_para_el_desarrollo_geotermico_del_ecuador.pdf (último acceso: 14 de diciembre de 2020).
- Instituto Nacional de Preinversión. *Atlas bionergético del Ecuador*. Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. 2014.
http://www.mediafire.com/file/17dz5lbnwloiea6/ATLAS_BIOENERGETICO_DEL_ECUADOR.zip/file (último acceso: 29 de agosto de 2020).
- IPCC. *Informe especial sobre fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático*. Intergovernmental Panel Climate Change. 2011.
https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/srren_report_es-1.pdf (último acceso: 10 de septiembre de 2020).
- Larrea, Carlos. *Petróleo y estrategias de desarrollo en el Ecuador: 1972-2005*. Petróleo y desarrollo sostenible en el Ecuador, 2006: 57-68.
- Lloret, Andrés, Danilo Asimbaya, y Danilo Ibarra. *Plan para líneas de investigación para el desarrollo de la geotermia*. Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables. Quito, Marzo de 2015.

- MAE. *Expídense Normas Técnicas Ambientales para la Prevención y Control de la Contaminación Ambiental para los Sectores de Infraestructura: Eléctrico, Telecomunicaciones y Transporte (Puertos y Aeropuertos)*. Ministerio del Ambiente. 2007. https://www.gob.ec/sites/default/files/regulations/2018-09/Documento_Normas-ambientales-Sectores-Elctrico-Telecomunicaciones-Transporte.pdf (último acceso: 15 de febrero de 2020).
- . *Tercera Comunicación Nacional del Ecuador sobre Cambio Climático*. Ministerio del Ambiente y Agua. 2017. <https://www.ambiente.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2017/10/TERCERA-COMUNICACION-BAJA-septiembre-20171-ilovepdf-compressed1.pdf> (último acceso: 10 de junio de 2020).
- Marcel, Oscar. *La producción termoeléctrica y su impacto ambiental en la zona de influencia, Guayaquil*. Repositorio Universidad de Guayaquil. 22 de Febrero de 2016. [chrome-extension://efaidnbmnnnibpajpcgleclefindmkaj/viewer.html?pdfurl=http%3A%2F%2Frepositorio.ug.edu.ec%2Fbitstream%2Fredug%2F12028%2F1%2FExamenn%2520Complexivo%2520Estudio%2520de%2520Caso%2520Econ%2520%2520Oscar%2520Marcel.pdf&clen=501932](https://repositorio.ug.edu.ec/bitstream/fredug/12028/1/2/Examenn%20Complexivo%20Estudio%20de%20Caso%20Econ%20%20Oscar%20Marcel.pdf&clen=501932) (último acceso: 19 de Septiembre de 2021).
- Marzolf, Natacha. *Emprendimiento de la energía geotérmica en Colombia*. Banco Interamericano de Desarrollo. 2014. <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Emprendimiento-de-la-energ%C3%ADa-geot%C3%A9rmica-en-Colombia.pdf> (último acceso: 08 de noviembre de 2020).
- MEER. *Balance energético 2017*. Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. 2017. https://issuu.com/revistavirtualmrrnr/docs/balance_energe_tico_nacional_estadistica_2016 (último acceso: 05 de febrero de 2020).
- . *Plan Nacional de Eficiencia Energética 2016 - 2035*. Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. 2017. https://www.cnelep.gob.ec/wp-content/uploads/2017/09/1.PLAN_NACIONAL_EFICIENCIA_ENERGETICA_maqueta-final-digital.pdf (último acceso: 01 de diciembre de 2019).
- Mernnr. *Balance energético nacional 2018*. Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables. 2020. <https://www.recursoyenergia.gob.ec/wp->

- content/uploads/2020/03/Balance-Energe%CC%81tico-Nacional-2018.pdf (último acceso: 01 de septiembre de 2020).
- . *Balance energético nacional 2020*. Agosto de 2021. chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/viewer.html?pdfurl=https%3A%2F%2Fwww.recursosyenergia.gob.ec%2Fwp-content%2Fuploads%2F2021%2F09%2FBalance-Energe%25CC%2581tico-Nacional-2020-Web.pdf&cflen=4940863&chunk=true (último acceso: 8 de Septiembre de 2021).
- . *Plan Maestro de Electricidad 2018 – 2027*. Ministro de Energía y Recursos Naturales No Renovables. 2020. <https://www.cnelep.gob.ec/wp-content/uploads/2020/01/Plan-Maestro-de-Electricidad-2018-2027.pdf> (último acceso: 25 de septiembre de 2020).
- Micse. *Balance Energético Nacional 2014*. Ministerio Coordinador de Sectores Estretégicos. 2014. <https://190.152.52.4:5001/fsdownload/kSVyPzVaJ/balances> (último acceso: 23 de noviembre de 2019).
- Mongabay. *Ecuador: gobierno reconoce que la erosión de la cascada San Rafael podría afectar la hidroeléctrica Coca Codo Sinclair*. 14 de Julio de 2020. <https://es.mongabay.com/2020/07/erosion-rio-coca-ecuador-hidroelectrica-coca-codo-sinclair/> (último acceso: 16 de Septiembre de 2021).
- . *Ecuador: justicia falla a favor de indígenas kichwa y su defensa del río Piatúa*. 11 de Septiembre de 2019. <https://es.mongabay.com/2019/09/hidroelectrica-en-pastaza-ecuador-rio-piatua-indigenas-kichwa/> (último acceso: 2021 de Septiembre de 2021).
- . *El precio ambiental de la fiebre del litio en Argentina, Bolivia y Chile. 11 de Abril de 2019*. <https://es.mongabay.com/2019/04/litio-chile-argentina-bolivia/> (último acceso: 18 de Septiembre de 2021).
- . *San Rafael: ¿Cómo la cascada más alta de Ecuador desapareció repentinamente el 2 de febrero?* 18 de Febrero de 2020. <https://es.mongabay.com/2020/02/cascada-san-rafael-desaparecio-en-ecuador/> (último acceso: 16 de Septiembre de 2021).
- Muñoz, Jorge, Marco Rojas, y Carlos Barreto. *Incentivo a la generación distribuida en el Ecuador*. Ingenius, 2018: 60-68.
- Nobis. *Ecoelectric*. 2015. <https://www.consorcionobis.com.ec/unidad-agroindustrial> (último acceso: 11 de septiembre de 2020).

- Observatorio de conflictos socioambientales del Ecuador. *Línea de Tiempo Piatúa*. 25 de Julio de 2019. <http://www.observatoriosocioambiental.info/2019/07/25/linea-de-tiempo-piatua/> (último acceso: 17 de Septiembre de 2021).
- Petroecuador. *40 años construyendo el desarrollo del país. Informe estadístico 1972 - 2012*. EP Petroecuador. 2015. <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/03/40-A%C3%B1os-Construyendo-el-Desarrollo-del-Pa%C3%ADs.pdf> (último acceso: 13 de diciembre de 2019).
- . *45 años al servicio del país. Informe estadístico 1972-2017*. EP Petroecuador. 2019. <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/03/INFORME-ESTAD%C3%8DSTICO-1972-2017-45-A%C3%91OS.pdf> (último acceso: 13 de enero de 2020).
- . *El petróleo en el Ecuador la nueva era*. EP Petroecuador. 2013. <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/03/El-Petr%C3%B3leo-en-el-Ecuador-La-Nueva-Era.pdf> (último acceso: 13 de diciembre de 2019).
- . *Informe estadístico 1972 - 2017*. EP Petroecuador. 2019. <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/03/INFORME-ESTAD%C3%8DSTICO-1972-2017-45-A%C3%91OS.pdf> (último acceso: 14 de enero de 2020).
- Pinzón, Daniel Felipe Díaz. *Evaluación energética de escenarios de operación a partir de diagramas de Sankey para la planta de deshidratación de crudo en la estación Jaguar del Bloque Caracara*. Bogotá: Fundación Universidad de América, 2017.
- Pozo, Paola. *El comercio exterior: Análisis histórico cualitativo y cuantitativo de las exportaciones de los productos tradicionales del Ecuador en los últimos cinco años*. Universidad de Cuenca. 2011. <https://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/1193/1/tad1043.pdf> (último acceso: 26 de marzo de 2020).
- Primicias. *Celec tiene un plan en caso de daños graves en Coca Codo*. 31 de Mayo de 2021. <https://www.primicias.ec/noticias/economia/celec-plan-captacion-coca-codo/> (último acceso: 12 de Septiembre de 2021).
- . *Celec tiene un plan en caso de daños graves en Coca Codo*. 1 de Junio de 2021. <https://www.primicias.ec/noticias/economia/celec-plan-captacion-coca-codo/> (último acceso: 17 de Septiembre de 2021).

- . *Ecuador vuelve la mirada a las termoeléctricas por problemas en Coca Codo*. 10 de Julio de 2021. <https://www.primicias.ec/noticias/economia/combustible-generacion-electrica-coca-codo/> (último acceso: 17 de Septiembre de 2021).
- . *Retraso en parte de los estudios para posible reubicación de captación de agua de Coca Codo*. 13 de Septiembre de 2021. <https://www.primicias.ec/noticias/economia/celec-captacion-agua-coca-codo/> (último acceso: 16 de Septiembre de 2021).
- Ramírez, Ángel, Andrea Boero, Ana Melendres, Francisco Izurieta, Sebastián Espinoza, y Jorge Duque. *Desarrollo de una evaluación de ciclo de vida de la electricidad*. "Innovation in Engineering, Technology and Education for Competitiveness and Prosperity. Cancún: LACCEI, 2013. 1-6.
- Registro Oficial del Ecuador. *Registro Oficial Órgano del Gobierno del Ecuador*. Registro Oficial No. 483. Miércoles 08 de mayo de 2019. 08 de Mayo de 2019. <https://www.derechoecuador.com/registro-oficial/2019/05/registro-oficial-no483-miercoles-08-de-mayo-de-2019-suplemento> (último acceso: 4 de Septiembre de 2021).
- San Carlos. *Cogeneración de energía eléctrica*. 2020. <http://www.sancarlos.com.ec/modelo-de-produccion-sostenible/cogeneracion-de-energia-electrica/> (último acceso: 11 de septiembre de 2020).
- Secretaría de Hidrocarburos. *Mapa de bloques petroleros del Ecuador*. Secretaría de Hidrocarburos. 2018. http://www.historico.secretariahidrocarburos.gob.ec/wp-content/uploads/2018/08/1.Mapa-Bloques_Actualizado-Julio2018.jpg (último acceso: 13 de diciembre de 2019).
- Society of Petroleum Engineers. *Petróleo y gas natural*. energy4me. 2015. https://www.energy4me.org/media/filer_public/bc/17/bc17b43a-302b-49db-be7c-3b1fe3f2829e/spanish_web.pdf (último acceso: 14 de octubre de 2019).
- Solano, Grace. *Factibilidad de venta de bonos de carbono (CERs) a través de generación de energía limpia utilizando MDL (Mecanismos de Desarrollo Limpia) en el Proyecto Hidroeléctrico El Tigre a ser construido por la empresa HEQ EP del GADPP*. Repositorio UIDE. Septiembre de 2013. <chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/viewer.html?pdfurl=https%3A%2F%2Frepositorio.uide.edu.ec%2Fbitstream%2F37000%2F32%2F1%2FT-UIDE-43.pdf&clen=2560826> (último acceso: 13 de Septiembre de 2021).

- ThinkGeoEnergy. *¿Reducir la emisión de sulfuro de hidrógeno de las operaciones geotérmicas a través de bacterias?* 7 de Mayo de 2018. <https://www.piensageotermia.com/reducir-la-emision-de-sulfuro-de-hidrogeno-de-las-operaciones-geotermicas-a-traves-de-bacterias/> (último acceso: 24 de Septiembre de 2021).
- Transelectric. *Celec EP - Transelectric.* 2021. <https://www.celec.gob.ec/transelectric/index.php/mapa-del-sistema-nacional-de-transmision> (último acceso: 28 de Agosto de 2021).
- Valencia, Marco. *Proyectos de energías renovables no convencionales.* Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. 2018. http://historico.energia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/07/Invest_Energias-renovables-vf-PDF-28.03.2018.pdf (último acceso: 05 de julio de 2020).