

UNIVERSIDAD SAN FRANCISCO DE QUITO

Colegio de Ciencias e Ingeniería

**Análisis de impacto en la matriz energética ecuatoriana según las
proyecciones del CONELEC: Uso de energía renovable y no
renovable**

Juan Sebastián Játiva Espinosa

Jesús Portilla, Ph.D., Director de Tesis

Tesis de grado presentada como requisito para la obtención del título de
Ingeniero Mecánico

Quito, diciembre de 2012

**Universidad San Francisco de Quito
Colegio de Ciencias e Ingeniería “El Politécnico”**

HOJA DE APROBACIÓN DE TESIS

**Análisis de impacto en la matriz energética ecuatoriana según las
proyecciones del CONELEC: Uso de energía renovable y no
renovable**

Juan Sebastián Játiva Espinosa

Jesús Portilla
Director de la Tesis

Alecksey Mosquera
Miembro del Comité de Tesis

René Parra
Miembro del Comité de Tesis

Alfredo Valarezo
Miembro del Comité de Tesis

Santiago Gangotena, PhD
Decano del Colegio de Ciencias
e Ingeniería “El Politécnico”

Quito, diciembre de 2012

© Derechos de Autor

Por medio del presente documento certifico que he leído la Política de Propiedad Intelectual de la Universidad San Francisco de Quito y estoy de acuerdo con su contenido, por lo que los derechos de propiedad intelectual del presente trabajo de investigación quedan sujetos a lo dispuesto en la Política.

Asimismo, autorizo a la USFQ para que realice la digitalización y publicación de este trabajo de investigación en el repositorio virtual, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Firma:

Nombre: Juan Sebastián Játiva Espinosa

C.I.: 1716798440

Fecha: 17 de diciembre de 2012

DEDICATORIA

A mis padres que con mucho esfuerzo, ejemplo y trabajo, son los verdaderos artífices de mis logros. Su guía y dedicación estimulan mis esfuerzos para seguir siempre adelante.

Agradecimientos

A mis padres quienes con su apoyo incondicional me ayudaron en mi formación.

A la Universidad San Francisco de Quito de quien recibí el conocimiento.

A las personas que compartieron la información necesaria para el desarrollo de este documento, de manera especial a funcionarios del CONELEC, CELEC EP, COCA CODO SINCLAIR EP.

Al Ing. Alecksey Mosquera ex ministro de Electricidad y Energía Renovable e Ing. Jesús Portilla, catedrático de la Universidad San Francisco de Quito por el privilegio de haber contado con su guía, conocimiento y paciencia durante la elaboración de este trabajo.

RESUMEN

Para alcanzar una mejora substancial del sector eléctrico ecuatoriano, se deben realizar permanentes evaluaciones críticas y responsables de su funcionamiento y, basándose en esos resultados, se deben efectuar proyecciones a largo plazo para prever la disposición de recursos y llevar adelante nuevos proyectos que equilibren la oferta y la demanda. Este sistema de planificación debe permitir la obtención de resultados reales y certeros, por lo que se necesitan de procedimientos nuevos y versátiles para mejorar los que actualmente se utilizan.

Este trabajo presenta una herramienta tecnológica que permite conocer la verdadera situación de la generación de energía eléctrica del país, introduciendo información real del sector.

Al procesar la información que disponen las entidades gubernamentales del sector, se pueden correr múltiples alternativas para verificar si los planes actuales de expansión satisfacen el crecimiento de la demanda o concluir si es conveniente la introducción de nuevas estrategias. Esta herramienta, permite tener un panorama completo del sector eléctrico, y en base a los resultados efectuar recomendaciones como el mejor uso de energías renovables, cuyo potencial se basa en no estar expuesta a variaciones climáticas y ser amigable con el medio ambiente.

ABSTRACT

To achieve a substantial improvement in the Ecuadorian electric sector, critic and responsible evaluations for their operation should be made permanently and, based on those results, make long-term projections to forecast the resources available and carry out new projects that balance supply and demand. The planning system should allow obtaining real and accurate results so, new and versatile procedures are necessary to improve the currently used.

This work presents a technological tool that allows knowing the true situation of electric power generation in the country, introducing real information.

When processing the information available for government entities in the sector, it is possible to run multiple alternatives to see if current expansion plans meet the growth in demand or whether to conclude the introduction of new strategies. This tool allows a complete overview of the electricity sector and, based on the results, to make recommendations as the best use of renewable energy, whose potential is based on not being exposed to climatic variations and being environmentally friendly.

Contenido

1	Introducción	1
1.1	Problema	1
1.2	Situación Eléctrica del Ecuador.....	2
1.3	Modelamiento del Sector Eléctrico Ecuatoriano	3
1.4	Resultados.....	4
2	Energía	5
2.1	Necesidades energéticas	5
2.2	Energía No Renovable	6
2.2.1	Petróleo	6
2.2.2	Gas Natural	8
2.2.3	Carbón	9
2.2.4	Uranio	10
2.2.5	Reservas Energéticas no Renovables	11
2.3	Energía Renovable.....	13
2.3.1	Biomasa.....	13
2.3.2	Energía hidroeléctrica	14
2.3.3	Energía Solar.....	15
2.3.4	Energía Eólica	16
2.3.5	Energía Oceánica.....	18
2.3.6	Energía Geotérmica	19
2.4	Oferta Energética en América Latina y el Caribe.....	21
2.5	Energía y Ambiente	22
3	Situación del Sector Eléctrico Ecuatoriano	26
3.1	Contexto	26
3.2	Sector Eléctrico del Ecuador	27
3.2.1	Energía hidroeléctrica	27
3.2.2	Energía termoeléctrica e Interconexión con Colombia	28
3.3	Energía Geotérmica en el Ecuador.....	30
3.3.1	Capacidad de Generación.....	31
3.4	Tarifas.....	35
3.5	Demanda Eléctrica y Eficiencia Energética en el Ecuador	36
3.6	Crecimiento de la Demanda.....	37
3.7	Planificación de la Generación Eléctrica.....	40
4	La Generación Eléctrica en el periodo 2012-2021.....	45
4.1	Introducción	45

4.2	Estructura del Sistema Nacional de Generación de Energía Eléctrica.....	46
4.2.1	Demanda.....	47
4.2.2	Oferta de Generación Eléctrica.....	54
4.3	Estado Actual del Sistema Nacional de Generación.....	57
4.4	Proyección de la oferta de generación eléctrica al 2021.....	58
4.4.1	Energía Eléctrica Hidráulica.....	58
4.4.2	Energía Eléctrica Térmica.....	63
4.4.3	Energía Eléctrica Geotérmica.....	63
4.4.4	Energía Eléctrica Eólica.....	63
4.4.5	Energía Eléctrica Solar.....	63
4.4.6	Importación Energética.....	64
4.5	Información para la simulación del Sistema Eléctrico.....	64
4.6	Escenarios de generación eléctrica en el periodo enero 2012 – enero 2022.....	65
4.6.1	Procedimiento.....	65
4.6.2	Escenarios.....	66
5	Costos y Emisiones de CO2 en el periodo 2012 - 2021.....	74
5.1	Introducción.....	74
5.2	Costos Nivelados.....	74
5.2.1	Costos Nivelados de Generación para Enero 2012- Enero 2022.....	76
5.3	Costos Variables.....	78
5.3.1	Centrales Hidroeléctricas, Geotérmicas y Eólicas.....	78
5.3.2	Centrales Termoeléctricas.....	79
5.3.3	Costos Variables de Generación para Enero 2012- Enero 2022.....	80
5.4	Costo Promedio.....	82
5.4.1	Análisis de los Resultados de las simulaciones sobre costos promedios anuales	83
5.5	Costo Total Anual de la Generación Eléctrica.....	84
5.5.1	Análisis de los resultados de las simulaciones sobre costos totales anuales.....	85
5.6	Emisiones de CO2 de las centrales Térmicas.....	85
5.6.1	Emisiones de CO2 por tipo de planta.....	88
5.7	Emisiones de CO2 por la Generación del SNI periodo Enero 2012- Enero 2022.....	89
5.7.1	Valoración de las Emisiones de CO2.....	91
6	Conclusiones y Recomendaciones.....	93
6.1	Conclusiones.....	93
6.2	Recomendaciones.....	96
7	Anexos.....	97
8	Bibliografía.....	147

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Movimiento mundial de comercio petrolero (British Petroleum, 2012)	8
Figura 2.2. Movimiento mundial de comercio de gas (British Petroleum, 2012)	9
Figura 2.3. Producción anual de hidrocarburos (Ecotopia, 2000).	12
Figura 2.4. Capacidad instalada mundial de energía eólica	17
Figura 2.5. Concentración de CO ₂ en la atmósfera (Tester, et al., 2005).....	23
Figura 2.6. Variación de la temperatura global (Tester, et al., 2005)	24
Figura 3.1. Energía Disponible vs Demanda	30
Figura 3.2. Ubicación de las principales áreas de interés Geotérmico (CONELEC, 2008).....	34
Figura 3.3. Consumo Nacional por áreas de concesión en GWh del 2010 (CONELEC, 2012).....	36
Figura 3.4. Demanda: Tipo de Consumidores	37
Figura 3.5. Evolución del Consumo Eléctrico del SNI 1998-2010 (CONELEC, 2012)	37
Figura 3.6. Proyección del consumo facturado 2011-2021 (CONELEC, 2012).	39
Figura 3.7. Proyección de la demanda 2011-2021 (CONELEC, 2012)	40
Figura 3.8. Caudales mensuales de Paute y Daule Peripa (CONELEC, 2012)	41
Figura 3.9. Caudales entre Daule Peripa y Coca Codo Sinclair (CONELEC, 2012)	42
Figura 4.1. Diagrama básico del Sistema Nacional de Generación.	47
Figura 4.2. Evolución del consumo de energía eléctrica facturada por sectores.	48
Figura 4.3. Diagrama básico de la Demanda al SNI.....	49
Figura 4.4. Potencia Máxima (pico) Anual Demandada.	50
Figura 4.5. Factor de Potencia Máxima Demandada Mensual.	51
Figura 4.6. Curva de Factores de Carga Diarios.	52
Figura 4.7. Demanda Horaria de Energía Eléctrica	53
Figura 4.8. Demanda Anual de Energía.....	54
Figura 4.9. Diagrama básico de la oferta energética del Ecuador.....	54
Figura 4.10. Origen de la Generación Eléctrica Nacional (CONELEC, 2012).....	55
Figura 4.11. Producción Hidroeléctrica al 2011	55
Figura 4.12. Generación hidroeléctrica mensual por Planta.....	56
Figura 4.13. Participación de las generadoras en la producción termoeléctrica	57
Figura 4.14. Generación Energética año 2012	58
Figura 4.15. Porcentaje de participación en la producción hidroeléctrica	59
Figura 4.16. Generación Hidroeléctrica por planta	60
Figura 4.17. Generación Hidroeléctrica Acumulada	61
Figura 4.18. Factor de Potencia Hidroeléctrica por Afluente	62
Figura 4.19. Potencia Hidroeléctrica Operativa	62
Figura 4.20. Modelo Dinámico de la Matriz Energética del Ecuador.....	67
Figura 4.21. Proyección de la Demanda y Oferta del CONELEC	68
Figura 4.22. Proyección de la Demanda y la Oferta del CONELEC sin Coca Codo Sinclair.	70
Figura 4.23. Comportamiento del SNI sin Geotérmicas.	71
Figura 4.24. Comportamiento del SNI con Geotérmica Extra.....	72
Figura 5.1. Costos Variables de Generación (CENACE, 2012).	80
Figura 5.2. Costos Variables Máximos de la Energía.....	81
Figura 5.3. Costo Promedio de la Energía.....	82
Figura 5.4. Costo anual de la generación eléctrica.....	84
Figura 5.5. Emisiones de CO ₂ Anuales.....	90
Figura 7.1. Resultado Gráfico de la proyección en Excel	145
Figura 7.2. Proyección de emisiones de CO ₂	146
Figura 7.3. Resultado Gráfico de la Proyección con diagramas de Forrester	146

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1. Reservas probadas y duración por región (Tester, et al., 2005)	12
Tabla 2.2. Tipos de Plantas de energía geotérmica de acuerdo a las características del yacimiento geotérmico (Tester, et al., 2005).	20
Tabla 2.3. Oferta total de Energía para América Latina y el Caribe (CEPAL, 2010).....	21
Tabla 2.4. Capacidad instalada de generación eléctrica en América Latina (Antmann, et al., 2011)	22
Tabla 3.1. Estructura del Sector Eléctrico Ecuatoriano.	26
Tabla 3.2. Prospectos Geotérmicos identificados en el Ecuador (CONELEC, 2012).	32
Tabla 3.3. Precios de venta a Clientes Regulados (CONELEC, 2012)	35
Tabla 3.4. Crecimiento Anual de la Demanda (CONELEC, 2012)	38
Tabla 3.5. Plan de Expansión de Generación 2012-2021 por tecnología (CONELEC, 2012)	43
Tabla 3.6. Resumen de Proyectos (Ministerio de Sectores Estratégicos, 2012).....	44
Tabla 5.1. Costo nivelado de acuerdo al tipo de energía (CEPAL, 2010).....	75
Tabla 5.2. Costos Nivelados de 8.605,35 GWh.....	77
Tabla 5.3. Costos Nivelados de 595,68GWh.....	77
Tabla 5.4. Costos Nivelados de 3.350,70 GWh.....	78
Tabla 5.5. Costo Variable de Generación Renovable en el Ecuador (CONELEC, 2012)	79
Tabla 5.6. Costos de Combustibles para Generación Eléctrica (Petrocomercial, 2012).....	79
Tabla 5.7. Costo Variable Máximo anual de la Generación Eléctrica.....	81
Tabla 5.8. Costo Promedio Anual	82
Tabla 5.9. Costo Anual de Generación.....	84
Tabla 5.10. Composición Química de los Combustibles utilizados para la generación térmica del Ecuador en porcentaje de masa	86
Tabla 5.11. Gases de escape generados por tipo de combustible.....	87
Tabla 5.12. Emisiones de CO2 por combustible de la planta de Termoesmeraldas.....	88
Tabla 5.13. Emisiones de CO2 anuales.....	89
Tabla 5.14. Valor a que tiene derecho por disminución e CO2	91
Tabla 7.1. Constantes utilizadas en la Proyección en Excel	145

ANALISIS DEL IMPACTO EN LA MATRIZ ENERGETICA DEL ECUADOR AL INSTALARSE PLANTAS DE GENERACION DE ENERGIA GEOTERMICA

CAPÍTULO 1

1 Introducción

1.1 Problema

Hasta el inicio de la revolución industrial en el siglo 18, la humanidad funcionaba utilizando fuentes de energía renovable como biomasa, hidráulica o eólica. Posteriormente, para satisfacer el incremento de la demanda energética, fue necesaria la utilización de grandes cantidades de combustibles fósiles en máquinas capaces de transformarla en energía mecánica (Tester, et al., 2005). Desde esa época hasta la actualidad, la humanidad depende del uso de fuentes de energía no renovable como carbón, petróleo y gas natural (Alexander & Boyle, 2004).

En la actualidad, el 90% de energía generada proviene del consumo de combustibles de origen fósil y el restante de combustibles de origen renovable como biomasa, hidroeléctrica, geotérmica, solar, eólica o mareomotriz (British Petroleum, 2012). En el Ecuador, igualmente existe una alta dependencia del petróleo, aun cuando existe un gran potencial de energía renovable por explotar en generación eléctrica.

La generación de energía con insumos de origen fósil es económica y de fácil extracción, sin embargo presenta varias desventajas pues son no renovables, limitados, sensibles a situaciones políticas internacionales y altamente contaminantes. Además, preocupa la reducción de las reservas ante la posibilidad

de que no puedan abastecer los requerimientos de las generadoras para satisfacer la demanda global, razón por lo que cada vez más grupos consideran de particular importancia el uso y desarrollo de la energía renovable (Alexander & Boyle, 2004).

1.2 Situación Eléctrica del Ecuador

La situación energética del Ecuador no difiere en gran magnitud de la situación energética mundial a tal punto que el 52% de la generación eléctrica del Ecuador proviene de combustibles fósiles. Además, el Sector Eléctrico Ecuatoriano ha demostrado una falta de planificación ya que ha debido sortear innumerables situaciones con muchos problemas, premuras y esfuerzos para lograr cubrir la demanda, no logra una seguridad energética definitiva y no cuenta con una estrategia bien planificada que avizore su desarrollo y sustentabilidad.

La importancia indiscutible del sector eléctrico para todas las actividades, se contradice con la situación caótica del mismo, que en lugar de ser un soporte para la economía nacional es una pesada carga para el Estado. Los problemas son varios: falta de inversión, tarifas que no cubren los costos, subsidios altos, generación térmica cara, ineficiente y contaminante que precisa de combustibles importados, necesidad de importación de electricidad, interminables deudas entre entidades públicas, etc.

Dado que el Ecuador es un país con grandes cantidades de energía renovable explotable como la hidroeléctrica, eólica, geotérmica, solar, con el adecuado incentivo por parte del gobierno, se podría no solamente satisfacer su demanda sino además exportar los excedentes energéticos a los países

límites. Por otro lado, el Ecuador podría diversificar su matriz utilizando las fuentes antes mencionadas con la finalidad de asegurar un suministro permanente de energía y a su vez disminuir el impacto ambiental.

1.3 Modelamiento del Sector Eléctrico Ecuatoriano

Para poder modelar el Sector Eléctrico Ecuatoriano, se procede a describir su estructura y se revisa el marco general del sistema, las metas y proyecciones futuras para contar con un servicio eléctrico eficiente, amigable con el medio ambiente y con costos de generación que beneficien al consumidor final. Para esto, se hace notar la enorme disponibilidad de fuentes de energía renovable que podrían ser mejor utilizadas.

Además se efectúa una revisión de la estructura actual de la demanda identificando por tipo de consumidor final, las proyecciones futuras y el crecimiento de la oferta previstas en los planes de expansión del CONELEC contenidos en el Plan Maestro de Electrificación 2012 a 2021.

A continuación se presenta la herramienta tecnológica desarrollada para la presente tesis que da facilidades para la planificación del sector eléctrico, a través de la cual se pueden simular varios escenarios para analizarlos, comparar entre ellos y definir el más adecuado para la realidad ecuatoriana. Esta herramienta no solo sirve para planificar, sino que además proporciona múltiples opciones para modelar costos y emisiones, para tener un panorama más amplio del sector y evaluar los efectos de los diferentes escenarios de expansión de la generación.

Al finalizar se analizan los resultados que se obtienen del modelo, en cuatro escenarios de expansión de la generación, que se podrían presentar en el

futuro, y finalmente se hace un estudio de impacto de la matriz energética del Ecuador al introducir fuentes renovables de energía, poniendo énfasis en las 2 principales: Hidráulica y Geotérmica.

1.4 Resultados

Producto del análisis de resultados, se demuestra que la planificación de la expansión de la generación es necesaria y concluye que es posible cambiar la matriz energética del Ecuador, por el uso de la energía Geotérmica e Hidráulica que tienen amplio potencial siendo muy conveniente invertir en ese campo.

Se demuestra que al incluir las geotérmicas previstas, el volumen de generación es reducido frente a la magnitud del Sistema Nacional Interconectado, pero es importante para estimular el cambio de la matriz energética.

Este trabajo concluye con la recomendación del uso de herramientas informáticas como el modelo desarrollado en la presente tesis y en la utilización más intensiva de las fuentes de energía disponibles en el Ecuador, todo esto, se sustenta en los resultados obtenidos en las cuatro simulaciones procesadas.

CAPÍTULO 2

2 Energía

Se define como la capacidad para realizar un trabajo y para poder utilizarla es necesario extraerla de fuentes tanto renovables como no renovables y transformarlas en energía útil para las actividades diarias como cocción, calefacción, movilización, iluminación, etc. A continuación se analizan varios indicadores y referencias estadísticas del uso y transformación de energía y su impacto en el medio ambiente.

2.1 Necesidades energéticas

Los países que han desarrollado estructuras modernas y eficientes para la conversión de energía, tienen mejor disponibilidad para su desarrollo, lo que les da gran ventaja frente a los países que no las poseen. Esto se aprecia en los países industrializados como Estados Unidos, Japón y la Unión Europea que han construido infraestructuras grandes y modernas de generación energética, para asegurar un adecuado suministro. La dinámica de la sociedad moderna, requiere tecnología de mayor eficiencia en la generación eléctrica con menores costos de producción. (Tester, et al., 2005)

El consumo energético no es uniforme, pues por ejemplo en 1999 con respecto al promedio por habitante mundial, el ciudadano norteamericano común consumía cerca de cinco veces, el de la Unión Europea y los de la antigua Unión Soviética 2,5 veces, esto quiere decir que el 10% de la población consumía el 40% de la energía mundial generada (Tester, et al., 2005).

Por otro lado, datos recientes indican que más de tres mil millones de personas dependen de la biomasa tradicional para realizar sus tareas diarias, así como mil quinientos millones de personas carecen de electricidad y millones de personas no pueden pagar los servicios energéticos modernos aun cuando estén disponibles (Naciones Unidas, 2010)

El Panel Intergubernamental Sobre Cambio Climático proyectó que al año 2050, la demanda mundial energética se incrementará en un 53% con respecto al 2008 e insistió en que las fuentes energéticas deben ser modificadas. Además, propone un incremento de la energía renovable a más del 27% hasta ese año, mientras que el modelo más optimista predice que el 77% de la energía provendrá de fuentes renovables, con lo que se evitaría el calentamiento global en 2 grados centígrados (Intergovernmental Panel on Climate Change, 2011).

2.2 Energía No Renovable

La energía no renovable la constituyen mayoritariamente los combustibles fósiles creados a partir de la biomasa existente hace millones de años, que mediante procesos químicos han llegado a transformarse en materiales de gran contenido energético, como el carbón, el petróleo y el gas natural.

2.2.1 Petróleo

El petróleo es el combustible fósil más utilizado, genera cerca del 33,07% de la energía mundial lo que lo convierte en el más importante a junio de 2012 (British Petroleum, 2012). Es el combustible de más fácil explotación, mayor flexibilidad de uso y fácil transporte, es una mezcla compleja de hidrocarburos de distinto peso molecular en la que hay pequeñas partes que contienen azufre y

nitrógeno. La composición es variable pudiendo dividirse en parafinas, asfaltos o una mezcla de los dos. En su estado natural se encuentra en fase líquida, aunque en el yacimiento puede estar asociado con hidrocarburos gaseosos. Es el principal insumo para la elaboración de productos derivados de la energía, como son los combustibles líquidos, sustancias químicas para fabricar plásticos, lubricantes, parafinas, brea, asfaltos y casi todos los bienes utilizados actualmente (García, 2011).

El mercado petrolero en su mayor parte se comercializa de forma libre de tal manera que está sujeto a las leyes de la oferta y demanda. Sin embargo, gran parte de su explotación es controlada por estrategias que impone la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y otras circunstancias como los conflictos internacionales que modifican su precio como sucedió durante las crisis de 1973 y 1980 (Tester, et al., 2005). Además, existen grupos antagónicos de productores y de consumidores como Estados Unidos y la Unión Europea frente a países árabes que manejan el mercado de manera muy estratégica, a fin de mantener cantidades de extracción, comercialización y precios a su conveniencia. (Tester, et al., 2005). En la Figura 2.1 se muestran los movimientos comerciales petroleros mundiales en donde se puede observar que los mayores productores son el medio oriente y Rusia mientras que los mayores consumidores son Norteamérica y Asia.

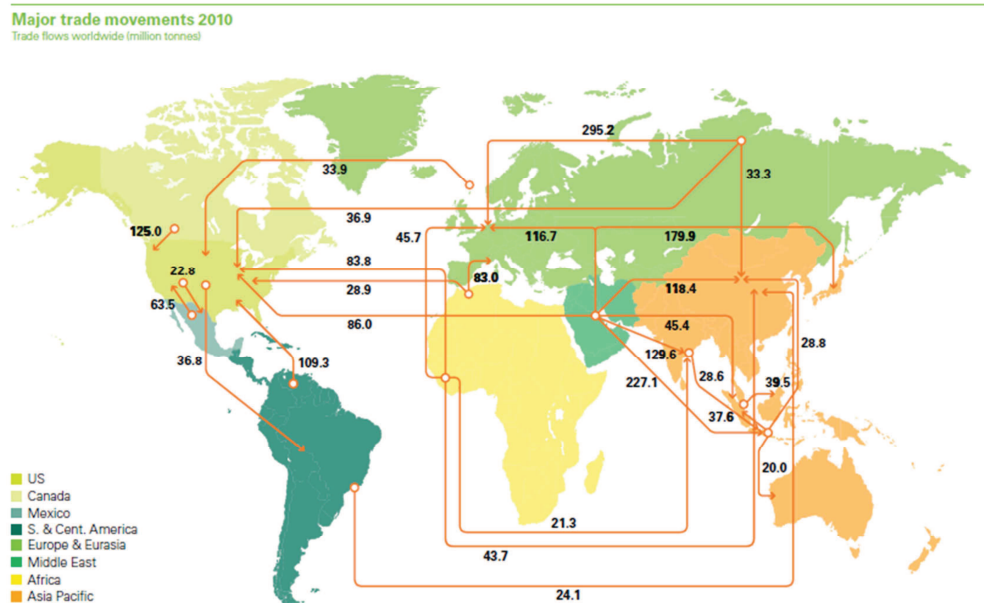


Figura 2.1. Movimiento mundial de comercio petrolero (British Petroleum, 2012)

2.2.2 Gas Natural

Es la mezcla gaseosa de hidrocarburos, principalmente de metano, se produce con el petróleo crudo, en las minas de carbón o zonas de geo presión. (García, 2011). En la actualidad aporta con el 23,67% de la energía mundial (British Petroleum, 2012).

El procesamiento actual del gas natural, en cuanto a producción y consumo es parecida a la del petróleo (tabla 2.1), sin embargo su transporte es más complejo, lo que causa que los precios se eleven diez veces frente al costo que tiene en el pozo de perforación (Tester, et al., 2005).

El gas natural tiene una baja huella de carbón, bajos efectos ambientales y es ampliamente utilizado en equipos estáticos, en la propulsión de medios de transporte público y en unidades generadoras de energía eléctrica. Sin embargo, muchos países tienen una explotación y producción muy limitada, pues los costos

de la red de gasoductos o de su transporte no lo hacen rentable en el mercado, por lo que es quemado en antorchas sin ser aprovechado (Tester, et al., 2005).

En la figura 2.2 se observa que, como en el caso del petróleo, existen grandes movimientos comerciales mundiales de gas observándose que los principales proveedores son Rusia y los países del Medio Oriente

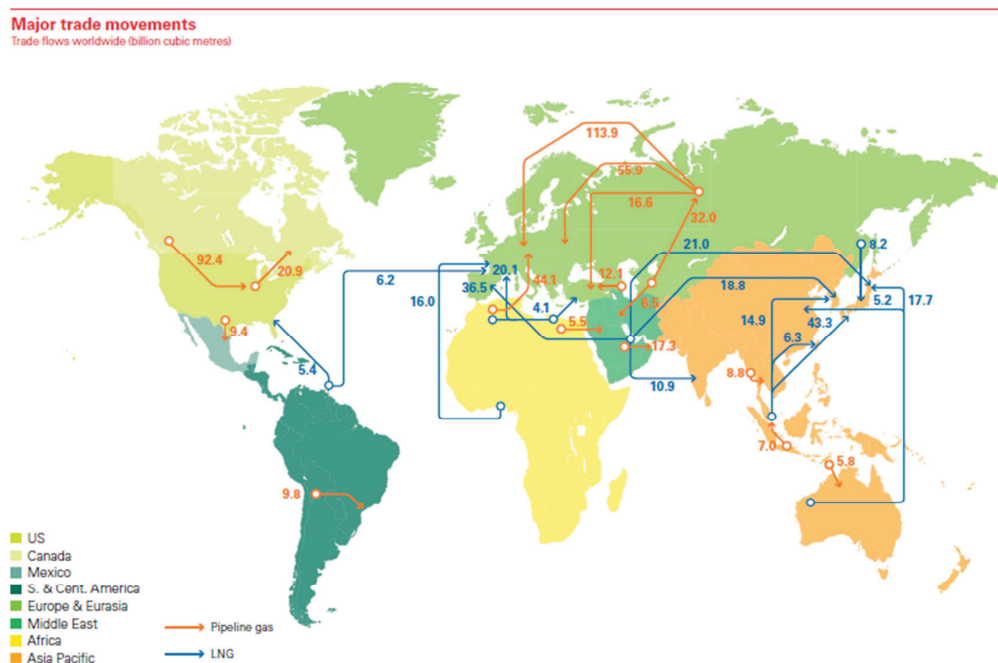


Figura 2.2. Movimiento mundial de comercio de gas (British Petroleum, 2012)

2.2.3 Carbón

Es un mineral combustible sólido que contiene principalmente carbono y pequeñas cantidades de hidrógeno, oxígeno, nitrógeno, azufre y otros elementos producto de la degradación de vegetales durante millones de años (García, 2011).

El carbón es el combustible fósil de mayor huella de carbono y el más contaminante tanto en su explotación como en su consumo, aunque con el uso de

nuevas tecnologías de captación de desechos, algunos países cumplen con regulaciones en cuanto a emisiones. Por su bajo costo, es utilizado mayormente para generar electricidad en países industrializados y en países menos desarrollados para la calefacción o la cocción de alimentos. (Tester, et al., 2005).

El carbón es importante porque sus reservas son abundantes, a diferencia del petróleo, por lo que a nivel mundial se prevé continuar con su producción y mejorar su eficiencia. A junio de 2012, el carbón provee cerca del 30,34% de la energía mundial (British Petroleum, 2012).

2.2.4 Uranio

El Uranio es económico y con suministros abundantes, de fácil transporte, con bajo nivel de radiación penetrante, pero con una alta densidad energética se utiliza para la generación de energía nuclear. Luego de un proceso de purificación y/o enriquecimiento el uranio, se convierte en combustible fisionable que se utiliza en reactores para producir vapor de agua que ingresa a una turbina para generar energía eléctrica (García, 2011) (Tester, et al., 2005).

Debido al lento crecimiento del uso de la energía nuclear, el precio del uranio ha decrecido, por lo que las inversiones en la exploración y explotación del mineral no se han incrementado y se han limitado a unos pocos países (Tester, et al., 2005).

La energía nuclear se encuentra restringida por los riesgos de accidentes nucleares como el de Chernóbil en 1986 y el de Fukushima en 2011, por lo que es comprensible que varios países hayan frenado sus proyectos de nuevas plantas y

que la población mundial las rechace por constituirse en un riesgo cuando se utiliza con fines armamentistas.(Tester, et al., 2005). A junio de 2012, se estima que la producción de energía mundial con este material llegó al 4,88% (British Petroleum, 2012).

2.2.5 Reservas Energéticas no Renovables.

Una de las mayores preocupaciones es la duración de las reservas de los combustibles de origen fósil. Los cálculos predicen que las reservas de carbón durarán 200 años, las de petróleo alrededor de 40, mientras que el gas natural cerca de 60 (Alexander & Boyle, 2004).

En 1956, M. King Hubbert realizó estimaciones de la disponibilidad de los recursos energéticos y predijo los patrones de descubrimiento y agotamiento de los yacimientos petroleros analizando la producción mundial anual.

Estudios basados en esta metodología indican que el pico de la producción petrolera se encuentra entre el 2005 y el 2015 (Figura 2.3) mientras que el de la extracción de gas natural está alrededor del 2030, con lo que la humanidad más que nunca deberá desarrollar las fuentes de energía renovable. (Ecotopia, 2012).

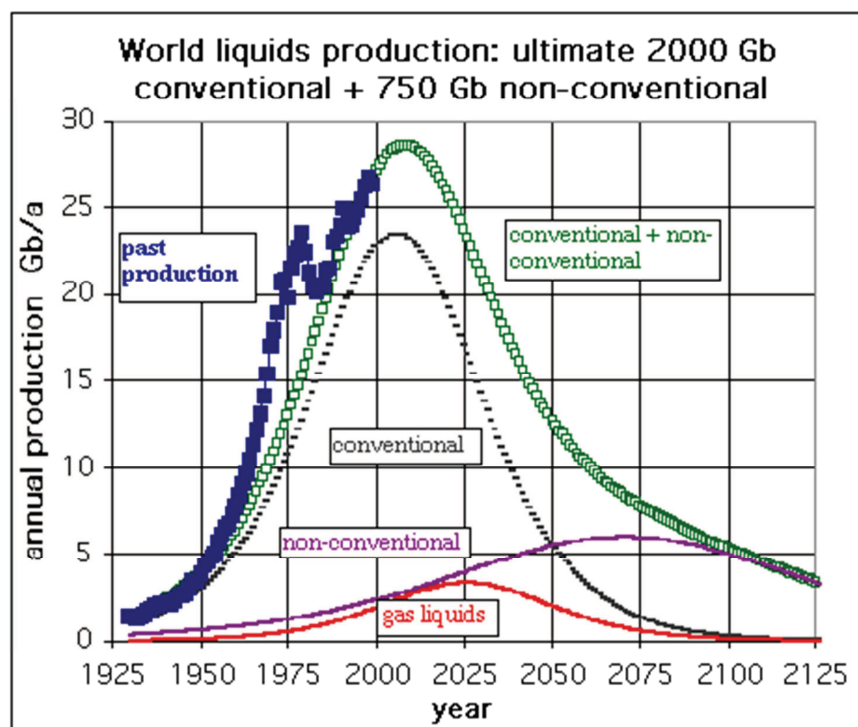


Figura 2.3. Producción anual de hidrocarburos (Ecotopia, 2000).

Las reservas de combustibles fósiles existentes por regiones y su tiempo agotamiento, a la tasa de extracción actual son: (Tabla 2.1).

Recurso	Petróleo		Gas Natural		Carbón	
	Reservas Probadas	Duración	Reservas Probadas	Duración	Reservas Probadas	Duración
Región\Unidades	10 ⁹ barriles	años	10 ¹² SCF	años	10 ⁹ toneladas	años
América del Norte	49,9	10,3	252,4	9,4	257,8	240
Centro y Sudamérica	98,6	42	250,2	68,8	21,8	404
Europa y Eurasia	97,5	17	2155,8	58,9	355,4	306
Oriente Medio	685,6	92	1979,7	>100	1,7	>500
África	77,4	27,3	418,1	88,9	55,3	247
Asia Pacifico	38,7	13,7	445,3	41,8	292,5	126
Mundial	1047,7	40,6	5501,5	60,7	984,5	204

Tabla 2.1. Reservas probadas y duración por región (Tester, et al., 2005)

2.3 Energía Renovable

Se considera como energía renovable a toda fuente de origen natural que pueda ser considerada inagotable, que se origine en corrientes de energía recurrente provenientes de procesos repetitivos o continuos, también se los conoce como flujos de energía que se reponen a la misma velocidad que son utilizados. (Alexander & Boyle, 2004). Las fuentes de energía renovable más utilizadas son la biomasa, hidráulica, solar, eólica, oceánica y geotérmica.

2.3.1 Biomasa

Hasta el siglo 18, la biomasa era el combustible primario más utilizado, por lo que la sobre explotación causó que muchos bosques en Europa y Norteamérica desaparecieran. Sin embargo, los bosques se pueden regenerar y aún hoy para varios países en vías de desarrollo sigue siendo una fuente importante de energía para calefacción y alimentación (Tester, et al., 2005).

La preocupación por la disminución de las reservas de combustibles fósiles han hecho de la biomasa una alternativa, pues se puede utilizar para: generación de vapor, combustibles líquidos, electricidad, gas sintético y combustibles de diferente valor energético de manera sustentable (Tester, et al., 2005).

En la actualidad se utiliza para producir combustibles líquidos como el Etanol, siendo los principales productores Estados Unidos y Brasil y el Biodiesel cuya fabricación es liderada por Alemania. Estos combustibles cubren el 1% del consumo para transporte a nivel mundial. Además, la biomasa puede generar gas metano con biodigestores y puede brindar otros usos que disminuyen el impacto ambiental que causan los desechos orgánicos (Anzil, 2007).

La biomasa tiene una densidad energética menor a la de los combustibles fósiles, comparable solamente con el carbón de bajo rango o lignito, en razón que contiene humedad, llegando a valores cercanos al 50% en total. (Tester, et al., 2005).

2.3.2 Energía hidroeléctrica

La energía hidráulica se produce por el aprovechamiento de la energía potencial de un flujo o saltos de agua, por lo que se la califica como energía verde (Anexo 1). Está directamente relacionada con dos características: flujo o caudal y diferencia de altura entre la fuente del líquido y el sitio de la casa de máquinas (Ecuación 2.1)

$$P = \rho ghQ \quad [2.1]$$

Las ventajas de la energía hidroeléctrica son: el alto nivel de eficiencia de conversión (generalmente superior al 80%), la multiplicidad de aplicaciones, la flexibilidad para la generación eléctrica que puede variar entre 10kW hasta 25.000 MW, los bajos costos de operación y mantenimiento y el largo tiempo de vida útil (cerca de 50 años) (Tester, et al., 2005).

Existen dos maneras de utilizar la energía hidroeléctrica: mediante la construcción de represas que almacenan grandes cantidades de agua denominadas centrales de embalse o captando la energía presente en un flujo de agua como un río, que se denominan centrales de filo de agua. (Tester, et al., 2005).

En el Ecuador la energía hidráulica es muy importante, pues la matriz energética depende ampliamente de esta fuente, aprovechando que la hidrología favorece la instalación de plantas que utilizan esta fuerza natural.

En el 2008 la energía hidráulica se utilizó en más de 150 países para generar el 25,15% de la electricidad mundial, siendo los que más utilizan algunos países desarrollados como Suiza, Canadá, Noruega y la región Noroccidental de los Estados Unidos. En los países en vías de desarrollo provee la tercera parte de la electricidad, con un potencial diez veces superior (U.S. Energy Information Administration, 2010).

Actualmente las mayores centrales hidroeléctricas son: Tres Gargantas en China, Grand Coulee en Estados Unidos, Itaipú entre Paraguay y Brasil y Simón Bolívar en Venezuela.

Los efectos negativos ambientales son inferiores a los generados por la producción energética con fuentes no renovables, sin embargo es de anotar que afecta a la vida acuática, inunda grandes áreas lo que causa pérdida de terrenos habitables y productivos y, en cuanto al diseño, la acumulación de sedimentos disminuye la cantidad de agua disponible para la generación (Tester, et al., 2005).

2.3.3 Energía Solar

Es la que puede aprovechar la energía del sol para transformarla en electricidad o energía térmica. Existen varias formas de captar la energía solar que son las siguientes:

- Térmica Activa: Calentamiento con sistemas mecánicos.
- Térmica Pasiva: Calentamiento sin sistemas mecánicos.
- Termoeléctrica: Generación eléctrica mediante concentradores.
- Fotovoltaica: Uso de la luz para generar electricidad.

Los sistemas de calentamiento térmico activo y pasivo utilizan colectores que capturan la energía solar y transfieren la energía térmica a un fluido de trabajo que conserva el calor para posterior utilización, un ejemplo son los calefactores solares de agua.

Un sistema termoeléctrico, utiliza espejos que se encuentran apuntando a un solo receptor que se calienta con los rayos solares para generar electricidad y puede llegar a tener una eficiencia cercana al 12%. Varios ejemplos de este tipo de sistemas son los concentradores parabólicos, la torre de poder o el motor de plato (Tester, et al., 2005).

El sistema fotovoltaico utiliza materiales semiconductores como el silicio monocristalino que con la luz solar genera energía eléctrica. Aunque los paneles solares se inventaron a mediados del siglo XIX, han experimentado un verdadero desarrollo a partir de 1960, por el uso en la carrera espacial. Al inicio, los costos de estos equipos eran muy elevados, pero la investigación ha mejorado la eficiencia y ha disminuido los costos de generación para que se aprovechen en cualquier parte del mundo (Anexo 1). (Tester, et al., 2005).

2.3.4 Energía Eólica

Es la que se obtiene del viento, que se transforma en energía que se utiliza para muchas aplicaciones, incluyendo la generación eléctrica.

Existen varios cientos de miles de molinos de viento operando alrededor del mundo (Anexo 1), muchos de los cuales son utilizados para bombear agua en las zonas rurales y, por su capacidad de generar energía renovable, su utilización es atractiva. (Taylor, 2004).

Para aprovechar la energía eólica, es necesaria la utilización de turbinas cuyos precios han disminuido considerablemente desde 1980 y su tecnología está siendo continuamente mejorada tanto en confiabilidad como en rendimiento. En el año 2011 la capacidad instalada de generación eléctrica con turbinas eólicas era nueve veces superior a la de 2001 existiendo por lo tanto un crecimiento promedio ponderado del 25,67% anual (Figura 2.4) (World Wind Energy Association, 2012)

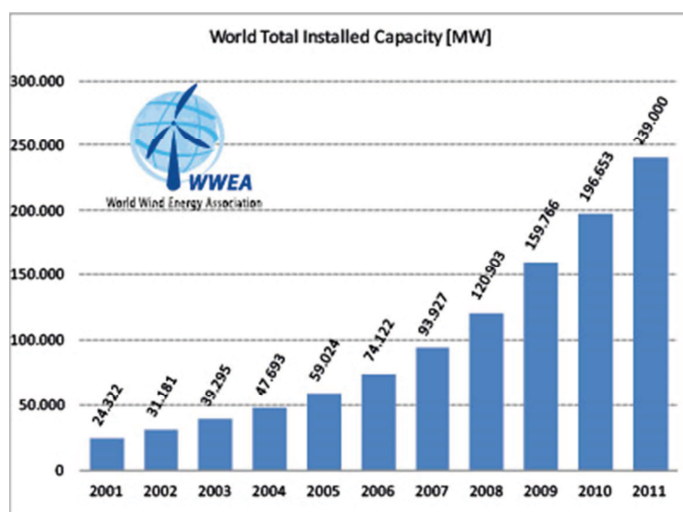


Figura 2.4. Capacidad instalada mundial de energía eólica

Existen turbinas de eje vertical y horizontal con un sinnúmero de variantes en formas y tamaños. Sin embargo, generan inconvenientes como el ruido, interferencia electromagnética, impacto visual y afectación a la fauna aviar (Taylor, 2004).

2.3.5 Energía Oceánica

Es la que se obtiene de las diferentes condiciones que se presentan en los océanos y se clasifican en:

- Olas: Aprovechan la energía cinética y potencial para mover generadores de electricidad.
- Mareomotriz: Aprovechan la energía cinética presente en corrientes marinas o la energía potencial debido a la variación de altura del nivel del mar.
- Gradiente Térmico: Aprovechan las diferencias de temperatura.
- Gradiente Salino: Aprovechan la diferencia de concentración de sal entre el agua de mar y la de río mediante osmosis.

Las olas poseen gran energía, y es por esto que se han diseñado artefactos para aprovecharlas incluyendo, sistemas que funcionan mediante inclinación, agitación, etc. (e.j. Oyster Wave Energy Converter, Powerbuoy, Pelamis Wave Energy Converter, etc.) (Tester, et al., 2005).

La energía mareomotriz es de gran magnitud y es por este motivo que es muy importante considerarla. Sin embargo, no existen muchos lugares alrededor del mundo en donde pueda ser aprovechada (Anexo 2) (Tester, et al., 2005).

La energía de gradiente térmico utiliza la diferencia de temperatura presente entre el agua de la superficie y la del fondo marino para, a través de motores térmicos, generar electricidad (Tester, et al., 2005).

Una planta de gradiente salino funciona cuando una membrana semipermeable separa dos soluciones acuosas con diferente concentración salina, deja pasar el agua que va desde la solución de menor concentración a la de mayor, incrementando la presión que es utilizada para mover un generador eléctrico (Cal Hevia, s.f.).

2.3.6 Energía Geotérmica

La energía geotérmica se obtiene utilizando las altas temperaturas que hay en el interior de la tierra, por factores como el gradiente geotérmico y el calor radiogénico. Los tipos de energía geotérmica son:

- Aguas termales: provenientes del interior de la tierra que fluyen naturalmente.
- Bombas de calor: Sistemas que utilizan el gradiente térmico de la tierra para acondicionar la temperatura de ambientes.
- Centrales térmicas: Utilizadas para transferir la energía térmica proveniente de la tierra hacia un sistema de ciclo Rankine para generar electricidad.

Las aguas termales han sido usadas por las personas desde hace varios siglos atrás para baños y tratamientos medicinales.

Las bombas de calor aprovechan la temperatura constante de la tierra a varios metros de profundidad a pesar de las condiciones meteorológicas externas para acondicionar ambientes.

Las centrales térmicas, para la generación eléctrica, utilizan una tecnología que depende de la naturaleza del recurso, como temperatura, presión, salinidad y contenido de otros gases. En la Tabla 2.2 se muestra el tipo de ciclo geotérmico que se debe utilizar, dependiendo de las características del yacimiento (Brown & Garnish, 2004).

Tipo	Característica
Ciclo Directo	Vapor seco de alta presión
Ciclo de una evaporación instantánea	Alta presión y temperatura
Ciclo binario	Alta presencia de gases no condensables y/o baja temperatura.
Ciclo de doble evaporación instantánea	Muy alta presión y temperatura
Roca Caliente Seca	No hay presencia de líquidos, alta temperatura.

Tabla 2.2. Tipos de Plantas de energía geotérmica de acuerdo a las características del yacimiento geotérmico (Tester, et al., 2005).

Las centrales térmicas que utilizan las fracturas naturales de las rocas que se encuentran a grandes profundidades inyectan agua como fluido geotérmico, lo cual debe ser efectuado con mucha planificación para evitar sismos no controlados como los que se dieron en Suiza en 2006. Los daños causados a las edificaciones fueron de aproximadamente 9 millones de dólares (Glanz, 2009) (Brown & Garnish, 2004).

La generación eléctrica con energía geotérmica ha crecido de manera importante alrededor del mundo sobre todo en los países que se encuentran alrededor del anillo de fuego del Pacífico e Islandia. Japón, Filipinas y México, así como El Salvador y Nicaragua, recientemente han incursionado en el desarrollo de nuevos campos de extracción esto les permite cubrir aproximadamente el

10% de su demanda de energía, constituyéndose en una actividad estratégica para las economías de esas naciones (Brown & Garnish, 2004).

2.4 Oferta Energética en América Latina y el Caribe

La oferta energética en América Latina y el Caribe ha tenido una importante evolución para todas las actividades humanas, incluyendo generación eléctrica, cocción de alimentos y transporte, entre los años 2002 y 2008 como se puede verificar en la tabla 2.3.

Tipo de combustible	Año 2002	Año 2005	Año 2008
RENOVABLES:	25,7%	25,7%	24,7%
Geotérmicas	0,7%	0,4%	0,5%
Hidroeléctricas	14,7%	11,7%	9,2%
Carbón vegetal	0,6%	1,4%	1,4%
Leña industrial	0,2%	0,7%	0,7%
Leña Residencial	4,7%	4,0%	4,0%
Leña Agropecuaria	0,3%	0,3%	0,3%
Residuos de caña	4,1%	5,8%	7,0%
Otras renovables	0,5%	1,2%	1,6%
NO RENOVABLES	74,3%	74,3%	75,3%
Petróleo	40,1%	39,2%	42,1%
Gas natural	28,3%	27,1%	25,6%
Carbón	2,6%	5,2%	4,6%
Leña no sostenible	2,7%	1,7%	1,7%
Nuclear	-----	1,1%	0,8%
Otras no renovables	0,6%	0,1%	0,4%

Tabla 2.3. Oferta total de Energía para América Latina y el Caribe (CEPAL, 2010).

De la tabla anterior, se desprende que en el año 2008, frente al 2005, el uso de energía renovable, disminuyó de 25,7% a 24,7%.

La capacidad instalada para generar energía eléctrica en América Latina y el Caribe es la siguiente: (Tabla 2.4)

REGION	Capacidad en MW	
	2005	2009
Región Mercosur	143.666	166.965
Térmica	45.301	44.702
Hidráulica	95.340	119.238
Nuclear	3.025	3.025
Geotérmica y otras renovables		
Región Andina	47.204	50.471
Térmica	18.749	19.184
Hidráulica	28.655	31.287
Geotérmica y otras renovables		-
Región Centro, Norte y Caribe	55.594	75.068
Térmica	38.356	44.304
Hidráulica	14.415	15.839
Nuclear	1.354	1.365
Geotérmica y otros renovables	1.458	1.560
TOTAL	246.664	292.504

Tabla 2.4. Capacidad instalada de generación eléctrica en América Latina (Antmann, et al., 2011)

América Latina representa el 9% de la población mundial, y consume el 6% de la producción de electricidad. Se puede apreciar que la mayor parte de la generación proviene de centrales hidroeléctricas con el 56,88%, mientras que la Geotérmica y otras renovables apenas es de 5,33% (Tabla 2.4) (Antmann, et al., 2011).

2.5 Energía y Ambiente

La contaminación es uno de los problemas ambientales más graves que afecta al planeta. Desde 1750 la concentración de dióxido de carbono (CO₂) tuvo un incremento considerable y se ha acelerado a partir de 1880 (Figura 2.5), lo que ha originado el aumento de la temperatura promedio de la atmósfera terrestre (Figura 2.6).

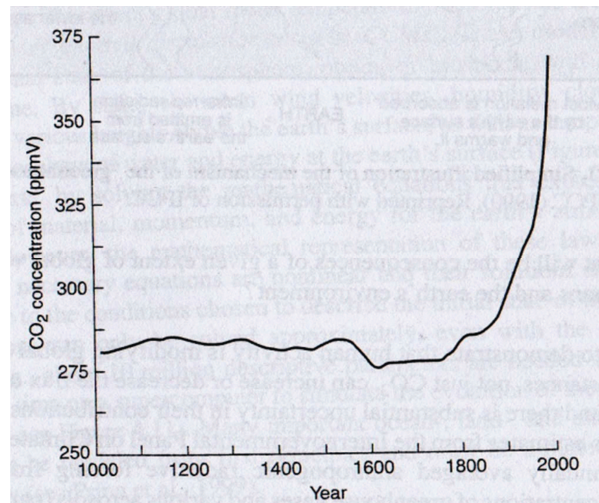


Figura 2.5. Concentración de CO₂ en la atmósfera (Tester, et al., 2005)

Recientes estudios han confirmado que la temperatura de la Tierra ha aumentado en aproximadamente 0,6 grados centígrados en el transcurso del último siglo, y se pronostica que podría calentarse 4 grados Centígrados más durante el Siglo XXI si no reducimos las emisiones causadas por los combustibles fósiles (BUN-CA y E&CO, s.f.).

La causa del calentamiento es el CO₂ y otros gases de efecto invernadero que se generan durante el proceso de extracción, manipulación, procesamiento y combustión. Además, se producen otras emisiones que contaminan al medio ambiente como son los hidrocarburos no combustionados, las impurezas de los combustibles o productos químicos generados mediante la combustión. Hay químicos que se presentan con mucha frecuencia (azufre, nitrógeno, etc.) que causan enfermedades y otros efectos atmosféricos (Tester, et al., 2005).

El efecto invernadero tendrá repercusiones trascendentales en el medio ambiente. Los niveles del mar aumentarán inundando las áreas costeras, las olas de calor serán más frecuentes y más intensas, las sequías y los incendios

forestales ocurrirán más a menudo, los mosquitos portadores de enfermedades se multiplicarán y se empujará a especies a la extinción (Natural Resources Defense Council, 2008).

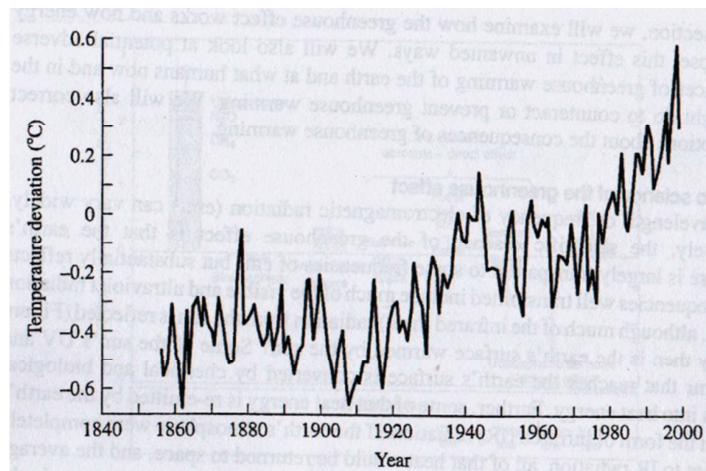


Figura 2.6. Variación de la temperatura global (Tester, et al., 2005)

El protocolo de Kioto sobre cambio climático entró en vigencia en el 2005 por iniciativa de las Naciones Unidas, fija objetivos obligatorios respecto a las emisiones de gases de efecto invernadero, e indica que todos los países suscriptores deben, en el periodo comprendido entre 2008 y 2012, reducir sus emisiones en un porcentaje no menor al 5% de lo que emitían en 1990 (Naciones Unidas Sobre el Cambio Climático, 1997).

En septiembre de 2009 se propuso el cumplimiento de un paquete de medidas hasta el 2020, para afrontar el problema de cambio climático con respecto a las cifras de 1990 (Comisión Europea, 2009), que son:

- Contribución europea de entre 2.000 a 15.000 millones de euros al año hasta el 2020 para financiar la lucha contra el calentamiento global en países en desarrollo.

- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20%.
- Ahorrar el 20% del consumo de energía.
- Cubrir el 10% del transporte con biocombustibles.
- Promover energías renovables hasta el 20%.

La XVI Conferencia sobre cambio climático celebrada en Cancún en 2010 resolvió lo siguiente (Naciones Unidas, 2010):

- Creación de un fondo verde de 100 000 millones de dólares hasta el 2020.
- Reducción para el año 2020 las emisiones de gases de efecto invernadero entre 25% y 40% respecto de 1990.
- Compromiso para que el calentamiento no exceda de 2 grados centígrados.
- Frenar, detener y revertir las pérdidas forestales y el carbono en los suelos.

CAPÍTULO 3

3 Situación del Sector Eléctrico Ecuatoriano

3.1 Contexto

En el presente capítulo se analiza la situación del Sector Eléctrico Ecuatoriano con el fin de conocer su funcionamiento y estado actual. En la tabla 3.1 se muestra la estructura de dicho sector para conocer sus componentes.

ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO
El Consejo Nacional de Electricidad CONELEC
El Centro Nacional de Energía, CENACE
Las empresas concesionarias de Generación
La empresa eléctrica concesionaria de transmisión
Las empresas eléctricas concesionarias de distribución y comercialización.

Tabla 3.1. Estructura del Sector Eléctrico Ecuatoriano.

El CONELEC es el titular del Sector Eléctrico y sólo él puede concesionar o delegar el servicio en las fases de generación, transmisión, distribución, y comercialización (Escobar Muñoz MSc., 2009). Es la entidad encargada de la regulación, control y planificación del Sector Eléctrico.

El CENACE es una corporación civil cuyos miembros son todas las empresas de generación, transmisión, distribución y los grandes consumidores. Se encarga del manejo técnico y económico de la energía eléctrica.

La Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC S.A. se conformó con la fusión de las Compañías de Generación Hidroeléctrica Paute Hidropaute S.A., Hidroeléctrica Agoyán S.A., Termoeléctrica Esmeraldas Termoesmeraldas S.A., Termoeléctrica Guayas Electroguayas S.A., Termoeléctrica Pichincha

Termopichincha S.A., y la Compañía de Transmisiones Eléctrica Transelectric S.A.

3.2 Sector Eléctrico del Ecuador

A diciembre de 2010 el sector eléctrico ecuatoriano estuvo conformado de la siguiente manera:

- 6 Unidades de Negocio de generación de CELEC EP,
- 6 Generadoras,
- 1 Unidad de Transmisión (TRANSELECTRIC),
- 26 Auto generadores,
- 20 Distribuidoras: 9 Empresas Eléctricas, 1 Unidad de Guayaquil, y 10 regionales de CNEL, y,
- 4 Grandes Consumidores.

A febrero de 2012, se contaba con una potencia efectiva nacional de 4.862,40 MW. La energía hidroeléctrica aporta el 46,12%, la energía termoeléctrica el 51,90% y la energía renovable no convencional con el 1,97% (CONELEC, 2012). Adicionalmente, en el Sistema Nacional Interconectado (SNI) existen interconexiones con Colombia y Perú, de 635 MW efectivos.

3.2.1 Energía hidroeléctrica

El potencial de recursos hídricos del Ecuador es de 73.390 MW, en términos de factibilidad técnica económica, estimándose un potencial aprovechable de 21.520 MW. De este potencial el 90% se encuentra en las estribaciones amazónicas, y el 10% restante en el litoral o Pacífico. Del total se ha utilizado 2.242,70 MW equivalente al 10% (CONELEC, 2012)

Las principales centrales hidroeléctricas instaladas actualmente están ubicadas en la vertiente amazónica, donde la época lluviosa es entre abril y septiembre y el periodo de estiaje entre octubre y marzo de cada año. De acuerdo

al CONELEC, las centrales que se encuentran en la cuenca del Pacífico son importantes por la complementariedad hídrica, aunque en el último trimestre ambas se encuentran en estiaje.

Las Generadoras Hidroeléctricas más relevantes en servicio son:

- Hidropaute, 1.100 MW,
- Hidroagoyán S.A. 156 MW.
- Pucará, 73 MW
- Hidroeléctrica Marcel Laniado, 213 MW, 1999.
- Hidroeléctrica San Francisco, 230 MW, 2007.
- Hidroeléctrica Paute Mazar, 170 MW, 2010.
- Hidroeléctrica Ocaña, 26 MW, 2012.

Las centrales que están en construcción son:

- Baba, 42 MW, 2012.
- Mazar Dudas, 21 MW, 2014.
- Toachi Pilatón, 253 MW, 2015
- Sopladora, 480,8 MW, 2015.
- Delsi Tanisagua, 116 MW, 2015
- Coca Codo Sinclair 1500 MW, 2016.

3.2.2 Energía termoeléctrica e Interconexión con Colombia

Las centrales termoeléctricas satisfacen la demanda que la generación hidroeléctrica no puede cubrir.

La generación Termoeléctrica es variable y depende de varios factores, como: los períodos de mantenimiento programados o no, disponibilidad de combustibles, vida útil de los equipos, etc. Al 2008 la gran mayoría de motores de combustión interna tenían más de 20 años de instalados, razón por la cual sus rendimientos y factores de planta eran bajos y los costos variables altos.

Desde 1997 las principales incorporaciones y las que se instalarán hasta el 2014 son las siguientes (CONELEC, 2012):

- Turbina de gas que opera con nafta, Victoria II de 102 MW, 2000.
- Turbina de gas natural, Bajo Alto 1 de 130 MW, 2002.
- Motores de combustión interna en barcas, Termoguyas, 150 MW, 2006.
- Pascuales, de diesel, 132 MW, 2010.
- Quevedo, bunker, 102 MW, 2011.
- Santa Elena, bunker 90,1 MW, 2011.
- Jaramijó, bunker, 149 MW 2012.
- Jivino, bunker, 45 MW, 2012
- Santa Elena III, bunker 42 MW.
- Guangopolo, bunker, 50 MW.
- Machala gas, gas natural, 100 MW 2014.
- Esmeraldas II, bunker, 96 MW 2014.

En los dos últimos meses del 2009 y el primero de 2010 la producción energética fue insuficiente para cubrir la demanda (Figura 3.1), por lo que se tomaron medidas urgentes como:

- Racionamiento
- Administración temporal de la central térmica Power Barge II
- Importaciones desde Colombia y Perú
- Arrendamiento y adquisición de nuevas centrales que utilizan diesel
- Postergación de mantenimientos de las centrales ,
- Restricción de alumbrado público,
- Reducción obligatoria del consumo en entidades publicas,
- Utilización de generadores de emergencia de los usuarios.

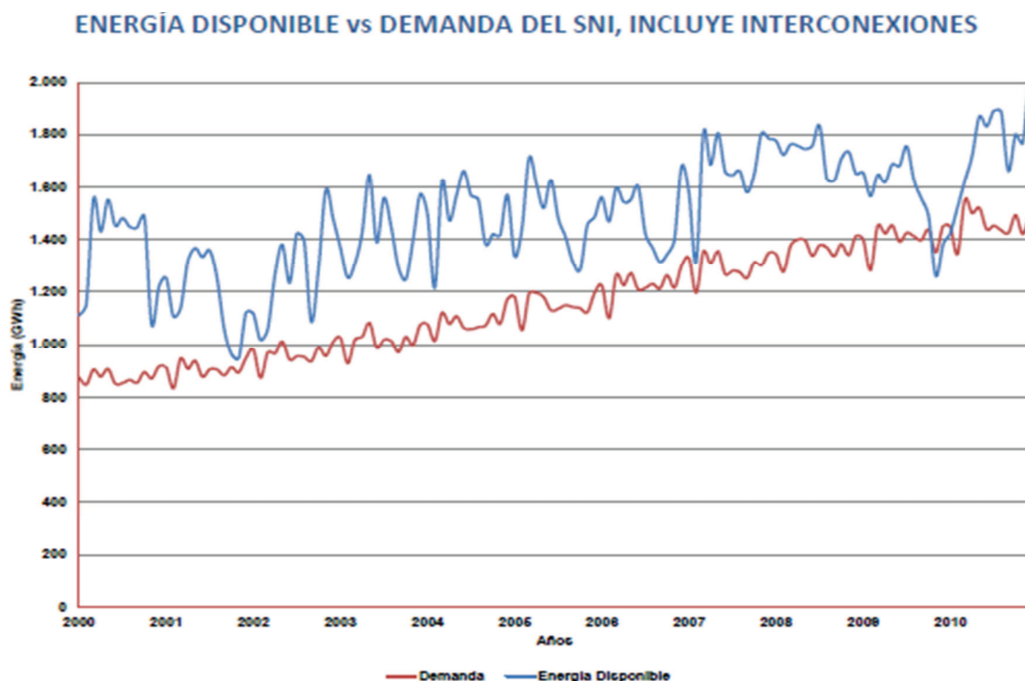


Figura 3.1. Energía Disponible vs Demanda

En 2008 se completó la línea de interconexión con Colombia de 525 MW y en enero de 2005 con Perú de 110 MW para operaciones eventuales de emergencia, como importar o exportar electricidad.

3.3 Energía Geotérmica en el Ecuador

Sustentar la expansión futura de la generación eléctrica exclusivamente en generación hidroeléctrica y termoeléctrica tiene riesgos, siendo una de las razones que dan importancia a la diversificación de la matriz energética a través de la utilización de otras fuentes de energía.

En 1978 el INECEL emprendió un programa de investigación y exploración de recursos para la generación eléctrica y la primera fase fue de reconocimiento nacional del recurso geotérmico. Una vez identificados, INECEL desarrolló los estudios de prefactibilidad de los proyectos Tufiño-Chiles, Chachimbiro y

Chalupas. En razón de que el primero está ubicado en la frontera con Colombia, se constituyó en un proyecto binacional cuyos estudios duraron tres años y medio, pero no se llegó a efectuar ninguna perforación (CONELEC, 2008).

En 1994 se realizó un levantamiento magneto-telúrico de 40 estaciones del prospecto Tufiño-Chiles confirmándose la existencia del potencial geotérmico de alta entalpía, pero los resultados obtenidos hasta ese momento no fueron suficientes para definir el recurso. Actualmente el CONELEC ha reactivado la información de los diferentes estudios realizados por INECEL y está actualizándolos (CONELEC, 2008).

3.3.1 Capacidad de Generación

El potencial geotérmico identificado se estima en 952 MW, aunque se estima que alcance los 3.000 MW aun cuando existen criterios teóricos de que puede llegar a 6.500 MW (Beate, 2012). El potencial volcánico continental ecuatoriano está conformado por 54 volcanes, de los cuales 20 se consideran activos.

A nivel de país se han definido las áreas con miras a producir electricidad y eventualmente, para usos térmicos (Tabla 3.2).

No.	Prospecto	tipo	fase	Cota de posibles sitios de perforación (msnm)	Marco Geológico	Probable Temperatura en el reservorio (° C)	Potencial estimado (Hipotético - Mwe)
1	Tufiño - Chiles	Alta temperatura	Etapa de Prefactibilidad	3800 - 4200	Estrato volcán Adesita - Dacita	250	138
2	Chachimbiro	Alta temperatura	Etapa de Prefactibilidad	3500	Complejo de domos Dacíticos	200	113
3	Chalupas	Alta temperatura	Etapa de Prefactibilidad	3600	Caldera riolítica de colapso	n.d.	283
4	Chacana	Alta temperatura	Etapa de Prefactibilidad	3700 - 4000	Caldera riolítica con domos y flujos dacíticos - andesíticos	250	418
5	Chimborazo	Alta temperatura	Etapa de Reconocimiento	3500 - 4000	Estrato volcán Adesita - Dacita	160	n.d.
6	Baños de Cuenca	Alta temperatura	Etapa de Reconocimiento	3000	Porfidos dacíticos en caldera andesítica	200	n.d.
7	Alcedo (Galápagos)	Alta temperatura	Etapa de Reconocimiento	500	Excudo volcán basáltico con erupciones riolíticas	n.d.	n.d.
8	Guapán	Alta temperatura	Etapa de Reconocimiento	2600	Cuenca sedimentaria del Mioceno medio	n.d.	n.d.
9	Chalpatán (Podría generar energía con una planta de ciclo binario)	Baja Temperatura	Etapa de Reconocimiento	3400	Caldero P110 - Q de colapso andesítica - riolítica	n.d.	n.d.
10	Ilaló	Baja Temperatura	Etapa de Prefactibilidad	2500	Cuenca volcanoclástica epiclástica intramontana	n.d.	n.d.
11	Salinas de Bolívar	Baja Temperatura	Etapa de Reconocimiento	2700 - 3200	Secuencia volcánica Terciaria tardía con pórfidos dacíticos	n.d.	n.d.
12	San Vicente	Baja Temperatura	Etapa de Reconocimiento	100	Cuenca sedimentaria del Mioceno	n.d.	n.d.
13	Portovelo	Baja Temperatura	Etapa de Reconocimiento	400	Secuencia volcánica del Mioceno medio y porfidos andesíticos dioríticos	n.d.	n.d.
14	Cuicocha	n.d.	Indicios vulcanológicos	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
15	Cayambe	n.d.	Indicios vulcanológicos	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
16	Pululahua	n.d.	Indicios vulcanológicos	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
17	Guagua Pichincha	n.d.	Indicios vulcanológicos	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
18	Tungurahua	n.d.	Indicios vulcanológicos	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
19	Imbabura	n.d.	Indicios vulcanológicos	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
20	Mojanda	n.d.	Indicios vulcanológicos	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
21	Iguán	n.d.	Indicios vulcanológicos	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
22	Soche	n.d.	Indicios vulcanológicos	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
23	Reventador	n.d.	Indicios vulcanológicos	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

Tabla 3.2. Prospectos Geotérmicos identificados en el Ecuador (CONLEC, 2012).

En la tabla 3.2 se observa que solamente existen cuatro proyectos en etapa de prefactibilidad en los que se conoce el potencial estimado. El potencial

de Chalupas fue descubierto en 1979 por el INECEL y es el proyecto que presenta mayor avance, ya que existen modelos geotérmicos exactos del área.

En el 2011 CELEC EP ha retomado los estudios de los siguientes proyectos geotérmicos:

- Chachimbiro: Modelo geotérmico conceptual y Plan para perforaciones exploratorias para febrero 2012 (Prefactibilidad inicial),
- Chacana: Modelo geotérmico conceptual y Plan para perforaciones exploratorias para mayo 2012 (Prefactibilidad inicial),
- Binacional Tufiño – Chiles – Cerro Negro: Etapa de prefactibilidad para diciembre 2013 (Prefactibilidad),
- Chalpatán: Modelo geotérmico conceptual y Plan para perforaciones exploratorias para diciembre 2012 (Prefactibilidad inicial).

En la figura 3.2 se observa la ubicación de las principales áreas de interés geotérmico del Ecuador.

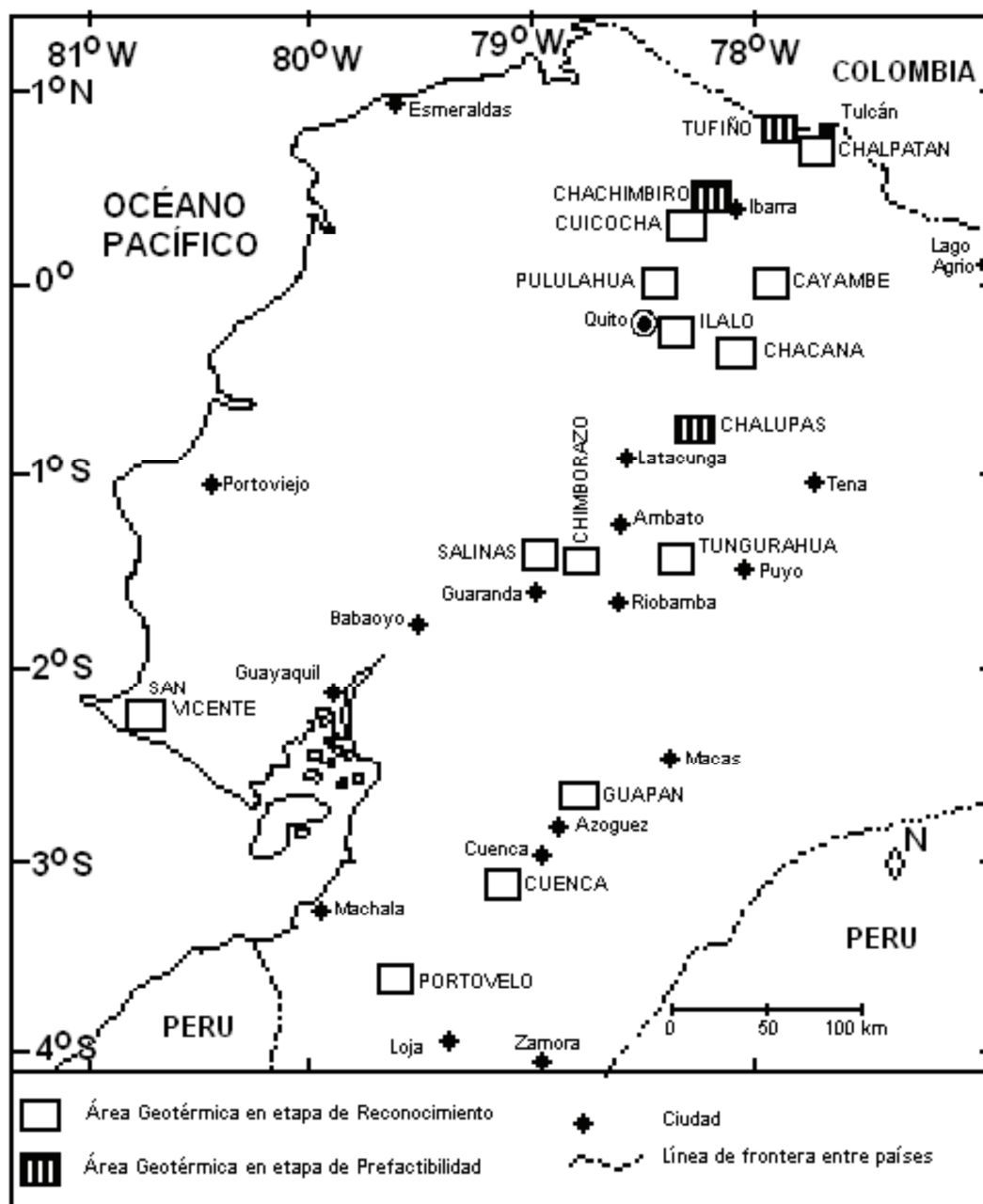


Figura 3.2. Ubicación de las principales áreas de interés Geotérmico (CONELEC, 2008)

Se esperaba que la planta de Chalupas entre en línea en el 2014 con una inversión de 175 millones de dólares a un costo de 3500 USD/kW de acuerdo al Perfil del Proyecto, con una capacidad de 50MW para el aprovechamiento del recurso de 30 a 50 años (CONELEC, 2008), sin embargo, en el Plan Maestro de

Electrificación (PME) 2012 - 2021 consta el ingreso de la planta Tufiño-Chiles de 50MW en el 2017 y un Proyecto “Geotérmico 1” de 30 MW en el 2019, lo que evidencia un retraso en la implementación del Proyecto Chalupas y la prioridad que ha tomado el Proyecto Tufiño-Chiles.

3.4 Tarifas

El consumo per cápita por habitante del Ecuador es de 984 kWh/año y sitúa al país entre los de menor consumo por habitante de América Latina.

Las tarifas no cubrían los costos de generación, es así que entre octubre de 1999 y mayo de 2000 se fijó en USD 0,025 por kWh, cuando el costo era de USD 0,0824 por kWh.

En febrero de 2009 se aplicó una tarifa de USD 0,0824 por kWh, cuando el costo era de USD 0,0823 por kWh, constituyéndose en el único periodo en que las tarifas cubrían los costos de generación.

Para el 2011 el CONELEC aprobó el análisis de costos, que establece que el costo promedio es USD 0,0892 por kWh y la tarifa media de USD 0,0793 por kWh. Esta información se ha utilizado para calcular los precios de venta a los clientes regulados (Tabla 3.3).

Tarifa al Consumidor Final	USD/kWh
Residencial	0,0922
Comercial	0,0785
Industrial	0,0653

Tabla 3.3. Precios de venta a Clientes Regulados (CONELEC, 2012)

3.5 Demanda Eléctrica y Eficiencia Energética en el Ecuador

Según el CONELEC al 2010 las mayores distribuidoras que consumen el 52% de la generación eran, con el 23,50% la Empresa Eléctrica Quito y con el 27,71% la Eléctrica de Guayaquil (Figura 3.3).

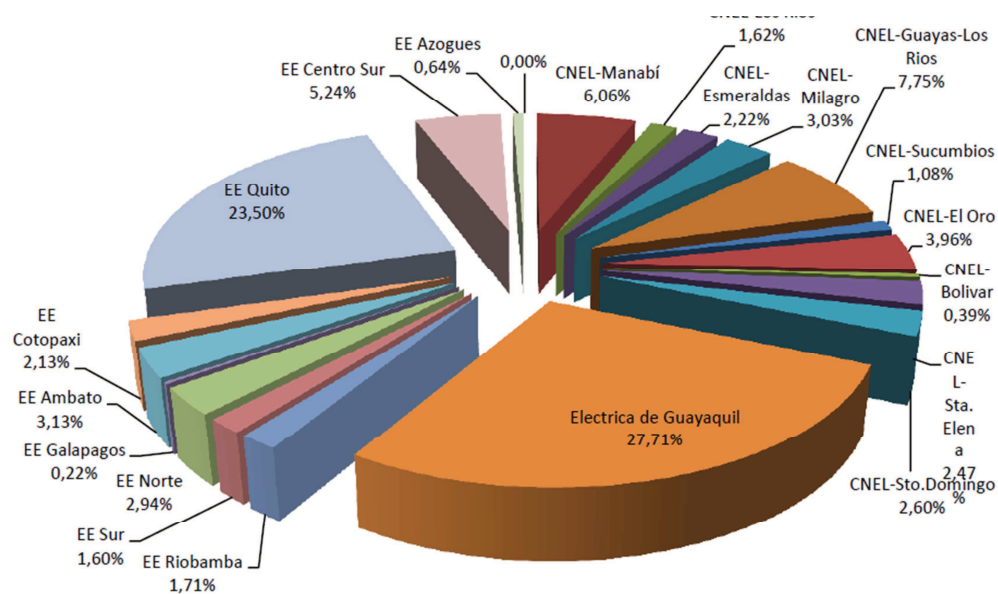


Figura 3.3. Consumo Nacional por áreas de concesión en GWh del 2010 (CONELEC, 2012)

Por sectores, el residencial consume 35%, el industrial 32%, el comercial 19%, alumbrado publico 6% y otros con el 8% (CONELEC, 2012).

El consumo en el sector residencial en el 2011 fue cerca del 35% del total de la energía eléctrica y se destinó entre el 60% y 50% a refrigeración de alimentos, la iluminación entre el 20 y 17%, y en la sierra aún se utiliza en el calentamiento de agua (Figura 3.4).

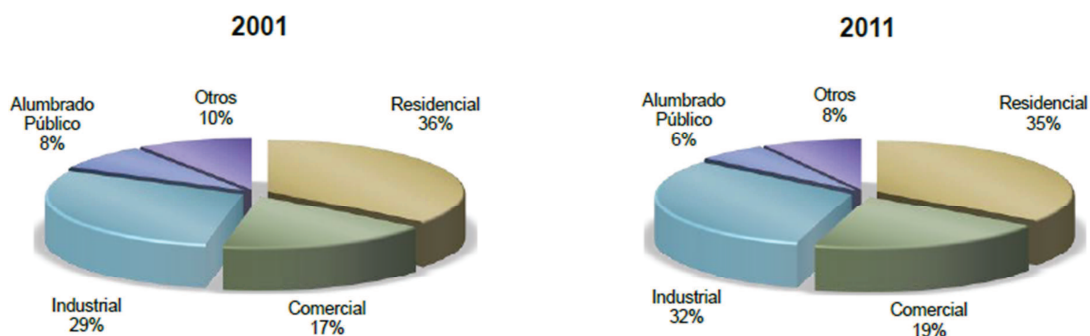


Figura 3.4. Demanda: Tipo de Consumidores

3.6 Crecimiento de la Demanda

La demanda de energía entre el 2001 y el 2010, ha presentado un crecimiento promedio anual de 6,3%, equivalente a 6000 GWh (Figura 3.5).

EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (SNI)

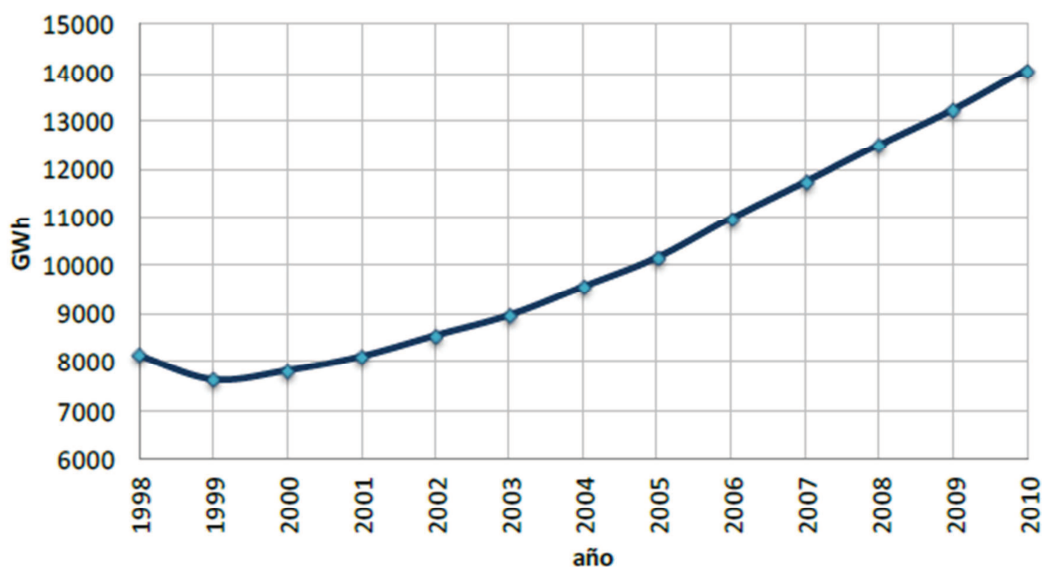


Figura 3.5. Evolución del Consumo Eléctrico del SNI 1998-2010 (CONELEC, 2012)

En cuanto a la proyección de la demanda, el CONELEC utiliza cuatro alternativas de cálculo que varían desde las más optimistas hasta las más reales

(Tabla 3.4), concluyendo que el crecimiento anual promedio hasta el año 2021 será de:

Hipótesis	Crecimiento Anual
Primera	4,5%
Segunda	6,5%
Tercera	7,1%
Cuarta	6,8%

Tabla 3.4. Crecimiento Anual de la Demanda (CONELEC, 2012)

La primera hipótesis presenta una línea base de proyección que considera el control de las pérdidas no técnicas de energía y los programas de remplazo de focos por ahorradores.

La segunda hipótesis incluye la línea base de proyección y se le ha agregado cargas especiales de tipo industrial.

La tercera hipótesis toma en cuenta la segunda hipótesis e incorpora la sustitución de la cocción y calentamiento de agua con gas licuado de petróleo por electricidad.

La cuarta y última hipótesis analiza todos los factores tomados en cuenta en la tercera hipótesis y le agrega los proyectos de eficiencia energética que lleva adelante el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

De las hipótesis señaladas, el CONELEC considera que la tercera se ajusta a las expectativas mediatas y a largo plazo y es la que utiliza para planificar a futuro la expansión de la generación y transmisión. En este escenario, la proyección del consumo de energía eléctrica facturada a clientes finales tendrá un

crecimiento anual promedio al 2021 del 8,2%, necesitando 33.015 GWh, que es 2,19 veces la energía facturada en el 2011 (Figura 3.6).

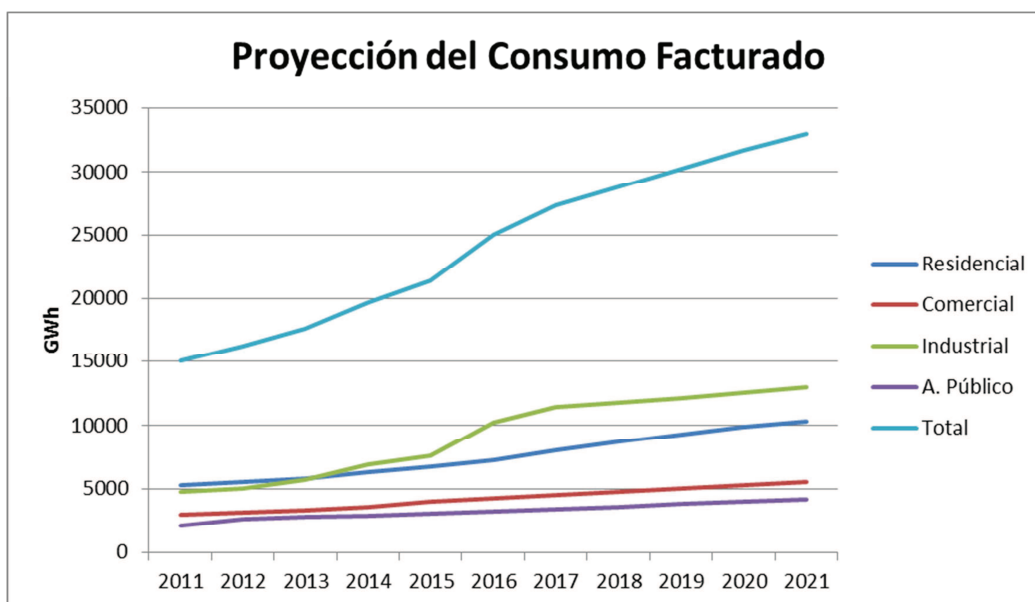


Figura 3.6. Proyección del consumo facturado 2011-2021 (CONELEC, 2012).

Las proyecciones de energía para la hipótesis 3 indican que la demanda del 2011 en bornes de generación que era de 18645 GWh, llegará a 37.299 GWh en el 2021 es decir incrementará en un 100,05%. Además, la potencia necesaria para satisfacer la demanda en el 2011 que era de 3.026,97 MW, deberá incrementarse a 6.044 MW, es decir en el 99,67%. La diferencia porcentual se da porque se estima reducir las pérdidas de generación y comercialización del 14,73% en el 2010 al 5,5% en el 2011 (figura 3.7).

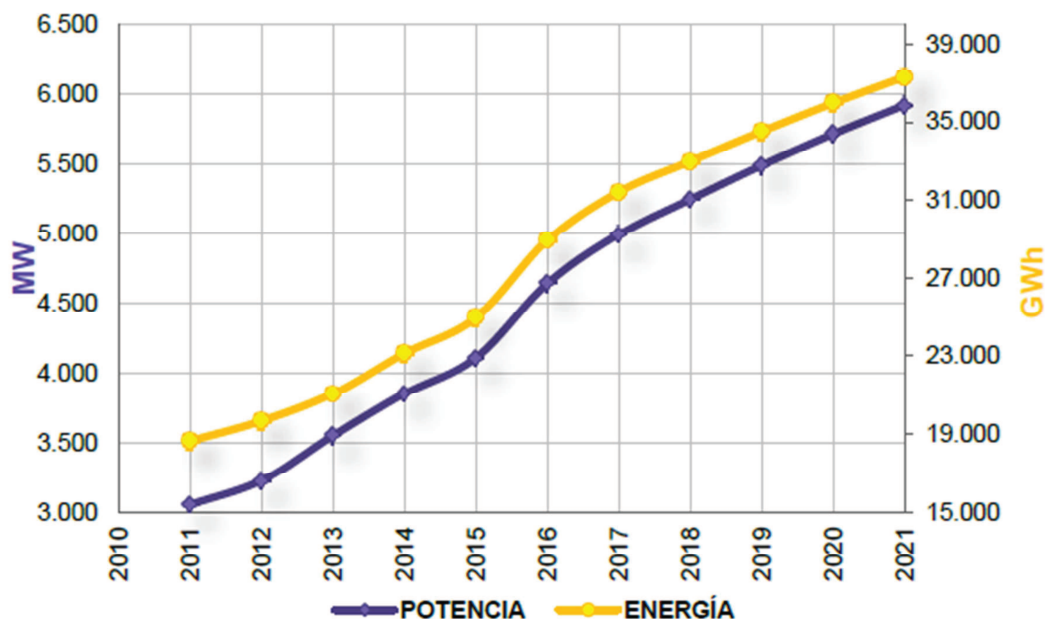


Figura 3.7. Proyección de la demanda 2011-2021 (CONELEC, 2012)

3.7 Planificación de la Generación Eléctrica

El volumen de generación eléctrica, está condicionado a la demanda de potencia y de energía que es lo que define las necesidades de expansión de las diferentes etapas. Se trata de mantener capacidad instalada que con una reserva no menor al 10% permita cumplir con los márgenes máximos de demanda.

Dado que la energía eléctrica es un producto de difícil manejo, los niveles de expansión deben realizarse con la mayor certeza, y debe generarse de acuerdo al nivel de consumo de cada hora, debiendo disponer de una reserva de generación (por lo general térmica) que entre en funcionamiento en los momentos de mayor consumo o cuando existe una eventualidad en las generadoras hidroeléctricas (fallas técnicas, reparaciones, estiajes etc.). La oferta debe manejarse con responsabilidad para lo cual se necesitan estrategias e

información precisa, pues tampoco es aconsejable mantener un equipo de reserva excesivo ya que tienen costos.

Para solventar la demanda, el PME 2012-2021 considera las siguientes soluciones:

Reafirma que el Ecuador tiene dos vertientes, una en el océano Pacífico y otra en el Río Amazonas. Las centrales hidroeléctricas más grandes están ubicadas en la vertiente Amazónica con el 88,18% de la capacidad de generación hidroeléctrica actual, siendo la época lluviosa de abril a septiembre. El análisis de la complementariedad hidrológica de las vertientes del Pacífico y del Amazonas se observan en las figuras 3.8 y 3.9 (CONELEC, 2012).

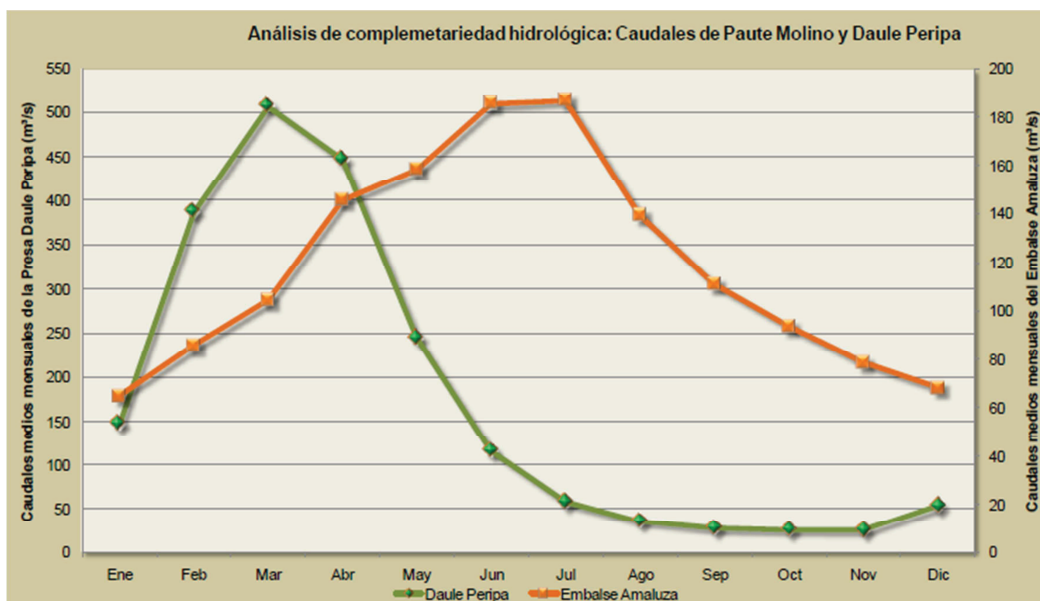


Figura 3.8. Caudales mensuales de Paute y Daule Peripa (CONELEC, 2012)

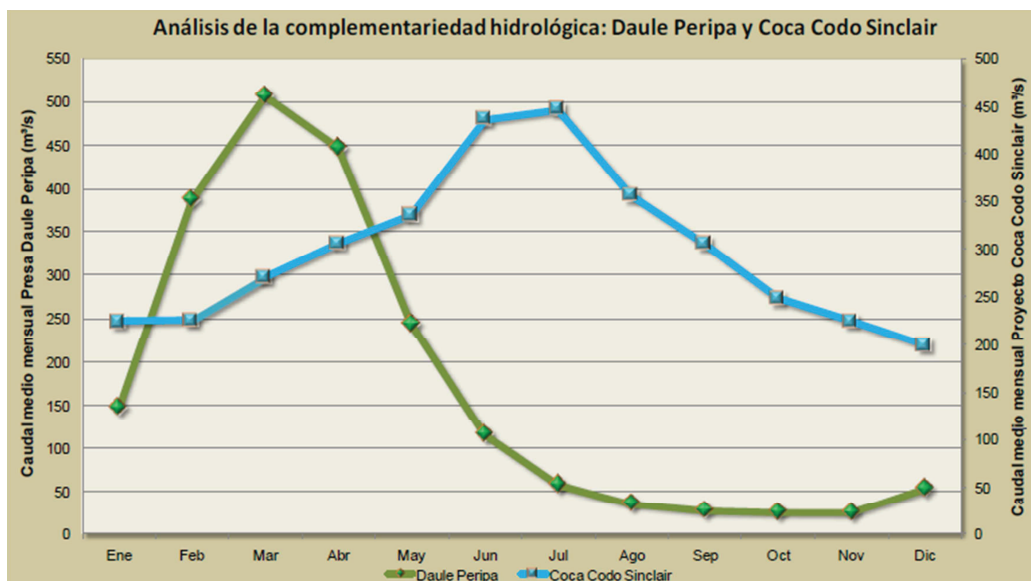


Figura 3.9. Caudales entre Daule Peripa y Coca Codo Sinclair (CONELEC, 2012)

De las figuras anteriores, se aprecia el comportamiento mensual del caudal medio de las principales centrales hidroeléctricas ubicadas en el Amazonas que son Mazar y Coca Codo Sinclair frente a Daule Peripa, ubicada en del Pacifico, notándose una situación crítica en la segunda vertiente ya que en temporada seca sus caudales son muy bajos. Además, a pesar de disponer de similares cantidades de caudales en épocas lluviosas, la Central Coca Codo Sinclair generará 1.500 MW, la Central de Paute 1.075 MW, ambas ubicadas en la cuenca del Amazonas y Daule Peripa del Pacifico apenas 261 MW.

En términos generales, el PME propone la instalación de 612 MW de generación térmica que utilice fuel oil y gas natural, 3064 MW en centrales hidroeléctricas, tres centrales eólicas de 46,5 MW y dos proyectos geotérmicos de 50 y 30 MW para el 2017 y 2019, respectivamente (Tabla 3.5)

Año	Hidroeléctrica MW	Térmica MW	Eólica MW	Geotérmica MW
2012	69	236	15,5	
2013	33,1	180		
2014	58,8	196		
2015	1097			
2016	1776			
2017			30	50
2018	30			
2019				30
2020				
2021				
Total	3063,9	612	47	80

Tabla 3.5. Plan de Expansión de Generación 2012-2021 por tecnología (CONELEC, 2012)

En el Catálogo de Inversiones del Ministerio de Sectores Estratégicos (Tabla 3.6), detalla los Proyectos Estratégicos 2012 en el que se explica que para incrementar la cobertura eléctrica, asegurar la confiabilidad y calidad del suministro se requiere el financiamiento y construcción varios proyectos, incluyendo cuatro geotérmicos.

NOMBRE	LOCALIZACIÓN - PROVINCIA	TIPO DE PROYECTO	FECHA INICIO DE CONSTRUCCIÓN (Estimada)	MONTO DE INVERSIÓN	MONTO ESTIMADO DE TONELADA EQUIVALENTE DE CO2 (MDL)
La Merced de Jondachi	Napo	Hidroeléctrico	Enero 2013	\$ 38'270.000	67.510 tCo ²
Baeza	Napo	Hidroeléctrico	Octubre 2013	\$ 89'900.000	176.560 tCo ²
Angamarca Sinde	Cotopaxi	Hidroeléctrico	Marzo 2013	\$ 51'900.000	101.210 tCo ²
Tortugo	Pichincha, Imbabura	Hidroeléctrico	Febrero 2013	\$ 375'000.000	479.910 tCo ²
Chespi	Pichincha, Imbabura	Hidroeléctrico	Abril 2013	\$ 755'000.000	1'112.200 tCo ²
Chontal	Pichincha, Imbabura	Hidroeléctrico	Agosto 2012	\$ 425'800.000	575.230 tCo ²
Chirapi	Pichincha, Imbabura	Hidroeléctrico	Agosto 2012	\$ 362'400.000	538.530 tCo ²
Río Zamora	Morona Santiago	Hidroeléctrico	Enero 2015	\$ 2.760'000.000	4'092.900 tCo ²
Cardenillo	Morona Santiago	Hidroeléctrico	Enero 2014	\$ 507'000.000	1'279.000 tCo ²
Chacana	Napo	Geotérmico	Enero 2015	\$ 185'000.000	254.800 tCo ²
Chachimbiro	Imbabura	Geotérmico	Enero 2015	\$ 162'500.000	254.800 tCo ²
Chalpatán	Carchi	Geotérmico	Enero 2015	\$ 175'000.000	254.800 tCo ²
Tufiño - Chiles - Cerro Negro	Carchi - Nariño	Geotérmico	Enero 2015	\$ 150'000.000	254.800 tCo ²
PlanRep 2012	Todo el Ecuador	Distribución	2012	\$ 126'495.000	-----
PMD 2012	Todo el Ecuador	Distribución	2012	\$ 348'424.050	-----
Sistema de transmisión Línea de 500 kV	Sucumbíos, Pichincha, Los Ríos, Guayas and Azuay.	Distribución	Enero 2013	\$ 450'000.000	-----
TOTAL				\$ 6.962'689.050	

Tabla 3.6. Resumen de Proyectos (Ministerio de Sectores Estratégicos, 2012)