UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID

**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS DE MINAS
Y ENERGÍA**

**ESTUDIO TÉCNICO – ECONÓMICO DE LA GASIFICACIÓN
DE ECUADOR**

TESIS DOCTORAL

Luis Miguel Rivera González

Máster en Ingeniería de la Energía por la UPM

Año 2020

DEPARTAMENTO DE ENERGÍA Y COMBUSTIBLES

**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS DE MINAS
Y ENERGÍA**

**ESTUDIO TÉCNICO – ECONÓMICO DE LA GASIFICACIÓN
DE ECUADOR**

Autor: Luis Miguel Rivera González
Máster en Ingeniería de la Energía por la UPM

Director: Luis Felipe Mazadiego Martínez
Doctor Ingeniero de Minas por la UPM

Codirector: David Bolonio Martín
Doctor Ingeniero de Minas por la UPM

Año 2020

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID

(D-15)

Tribunal nombrado por el Magfco. y Excmo. Sr. Rector de la Universidad Politécnica de Madrid, el día de de 20

Presidente: _____

Vocal: _____

Vocal: _____

Vocal: _____

Secretario: _____

Suplente: _____

Suplente: _____

Realizado el acto de defensa y lectura de la Tesis el día..... de..... de 20 ... en la E.T.S.I. /Facultad

EL PRESIDENTE

LOS VOCALES

EL SECRETARIO

DEDICATORIA

A mi esposa Viviana, quien a lo largo de estos años ha sido mi complemento ideal, compañera y amiga incondicional. Sin contar, todo lo que nos queda por vivir y compartir.

A mis padres, Edgar y Sandra, quienes siempre me han deseado lo mejor y han apoyado siempre. Pero sobre todo gracias por su amor y tiempo, lo más valioso para mí.

De manera especial, a mi madre Sandra, quien nunca se rinde, quien me ha enseñado que en la vida nunca se pierde una batalla hasta cuando se da el último aliento, el último respiro. Quien sembró en mí la idea de ser siempre mejor, a quien admiro y a quien eché mucho de menos cuando más me necesitó. No estuve físicamente, pero mi mente y mi corazón, siempre estuvieron.

A mis hermanos, Jessy, Santiago, Juan y Gabriel, por ser mi apoyo, por cuidar de mi madre y por estos últimos años, hacer mi trabajo y cumplir con mi deber.

Con mucho cariño a mis queridos sobrinos.

A mis tíos, Nelson y Aldenizia, a mis primos, Leonardo y André, quienes han estado para apoyarme siempre y demostrarme su cariño incondicional, sentimiento mutuo.

Y a mi abuela Esthela, por haber estado siempre cerca.

A mis cuñados, por todo el apoyo, amor y cariño hacia los míos.

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer de forma particular a mi director D. Luis Felipe Mazadiego, quien durante estos cuatro años ha sabido apoyarme y guiarme para alcanzar y lograr lo que me propuse, desde que salí de mi país, Ecuador. Surgieron días muy complicados, pero fue ahí, cuando Luis, más me apoyó y contribuyó para poder alcanzar la meta principal, por la cual decidí tomar este camino. Además, por haber confiado en mis capacidades, y por haber contribuido a desarrollar mejor, sin lugar a duda, mis competencias profesionales. Sin olvidar que a veces, fue mi consejero personal.

A mi codirector D. David Bolonio Martin, por su ayuda diaria e incondicional, por su vocación de aportar significativamente en mi trabajo, por sus valiosos comentarios e ideas, por apoyarme y demostrarme que todo merecía la pena.

A la Universidad Politécnica de Madrid, por dame la oportunidad de participar en esta etapa de formación académica e investigadora, integral y transversal, estoy seguro que fruto de aquello, me permitirá desarrollar con éxito mi futura carrera profesional, en la que estoy seguro, podré contribuir de forma significativa en la formación de futuros profesionales de alto nivel en mi país.

A la Secretaría Nacional de Ciencia y Tecnología (SENESCYT) y al Instituto de Fomento al Talento Humano (IFTH) por el apoyo económico, por creer en el talento profesional, y por estar convencidos de que simplemente la formación académica y profesional del más alto nivel, nos permitirá avanzar a pasos firmes hacia el desarrollo integral como país y como sociedad.

En este largo pero satisfactorio proceso de formación como doctorando, y hasta llegar a obtener mi título de Doctor, muchas personas han pasado por mi camino y han aportado de alguna forma a constituir el profesional que ahora soy. A todos ellos y ellas muchas gracias por todo el valor que han aportado en mi formación.

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA	I
AGRADECIMIENTOS.....	III
ÍNDICE GENERAL.....	V
ÍNDICE DE FIGURAS	VIII
ÍNDICE DE TABLAS	X
RESUMEN.....	XVI
ABSTRACT	XVIII
1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Justificación del estudio	1
1.2 Objetivos	3
2 FUNDAMENTOS	8
2.1 Política y Planificación Energética	8
2.2 Transición Energética.....	12
2.2.1 Transición energética mundial	13
2.2.2 Transición energética en Ecuador.....	17
2.3 Acuerdos Internacionales de lucha contra el Cambio Climático	21
2.4 Balance Energético Mundial.....	23
2.4.1 Petróleo	27
2.4.2 Gas natural	28
2.4.3 Carbón	30
2.4.4 Energías renovables.....	32
2.4.5 Energía hidráulica y electricidad.....	33
2.5 Balance Energético de Ecuador	34
2.5.1 Energía primaria	34
2.5.2 Energía secundaria	38
2.5.3 Consumo de energía por fuentes y sectores	41

2.6	<i>Campo Amistad - Reservas y Producción de Gas Natural</i>	52
2.7	<i>Sistema de Generación Eléctrico en Ecuador</i>	55
2.7.1	<i>Estructura del sistema</i>	55
2.7.2	<i>Generación de energía eléctrica</i>	56
2.7.3	<i>Demanda de energía eléctrica</i>	57
2.7.4	<i>Consumo de combustibles para generación de energía eléctrica</i>	58
2.8	<i>Sistema de Transporte por Carretera en Ecuador</i>	60
2.8.1	<i>Estructura del sistema</i>	60
2.8.2	<i>Demanda y consumo de energía</i>	62
3	<i>METODOLOGÍA</i>	63
3.1	<i>Software para simulación y análisis de planificación energética</i>	63
3.2	<i>Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) System</i>	64
3.3	<i>LEAP aplicado al sistema de generación eléctrico ecuatoriano</i>	68
3.3.1	<i>Diseño de escenarios</i>	69
3.3.1.1	<i>S1: Business As Usual (BAU)</i>	71
3.3.1.2	<i>S2: Power Generation Master Plan (PWMP)</i>	72
3.3.1.3	<i>S3: Sustainable Power Generation System (SPGS)</i>	73
3.4	<i>LEAP aplicado al sector del transporte por carretera ecuatoriano</i>	75
3.4.1	<i>Diseño de escenarios</i>	81
3.4.1.1	<i>S1: Business As Usual (BAU)</i>	82
3.4.1.2	<i>S2: Energy Optimization and Mitigation (EOM)</i>	82
3.4.1.3	<i>S3: Alternative Fuels (AF)</i>	83
3.4.1.4	<i>S4: Sustainable Mobility (SM)</i>	84
4	<i>RESULTADOS Y DISCUSIÓN</i>	89
4.1	<i>Sistema de generación eléctrico</i>	89
4.1.1	<i>Estimación de la demanda de electricidad neta total</i>	89
4.1.2	<i>Estimación de la potencia total instalada para generación eléctrica</i>	91
4.1.3	<i>Estimación de la generación eléctrica bruta total</i>	93
4.1.4	<i>Estimación del consumo de combustibles para generación eléctrica</i>	95
4.1.5	<i>Estimación del coste de producción de electricidad</i>	99

4.1.6	Estimación de Emisiones.....	100
4.1.6.1	Emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).....	100
4.2	Sistema de transporte por carretera.....	101
4.2.1	Estimación de la demanda energética total	101
4.2.2	Estimación de la demanda de energéticos	102
4.2.3	Estimación del inventario total de vehículos	106
4.2.4	Estimación total del coste de combustibles en el sector.....	107
4.2.5	Estimación de emisiones.....	108
4.2.5.1	Emisiones de gases de efecto invernadero	108
4.2.5.2	Emisiones de NOx and PM ₁₀	109
5	CONCLUSIONES.....	112
6	PROPUESTA DE ESTUDIOS Y LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN	116
7	REFERENCIAS	117
	ANEXOS.....	127

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Tasas de descarbonización para transición energética sostenible.....	16
Figura 2: Sectores de adaptación del cambio climático entre NDC y ODS	18
Figura 3: Línea de tiempo de Acuerdos Internacionales sobre Cambio Climático.....	21
Figura 4: Objetivos de Acuerdos Internacionales sobre Cambio Climático	22
Figura 5: Energéticos: Renovables vs No renovables y Primarios vs Secundarios	24
Figura 6: Producción de energía primaria 2007 – 2017	35
Figura 7: Precio del petróleo – WTI – Crudo Napo – Crudo Oriente (Agosto/2019).....	38
Figura 8: Consumo de energía por fuentes 2007 – 2017.....	41
Figura 9: Consumo de energía por sectores 2007 – 2017	42
Figura 10: Consumo de energía en el sector transporte 2007 – 2017.....	43
Figura 11: Consumo de energía en el sector industrial 2007 – 2017.....	43
Figura 12: Consumo de energía sector residencial 2007 – 2017	44
Figura 13: Consumo de energía en el sector comercial 2007 – 2017	45
Figura 14: Consumo de energía en los sectores agricultura, pesca y minería 2007 – 2017	46
Figura 15: Consumo de energía en el sector de la construcción 2007 – 2017.....	46
Figura 16: Balance energético nacional 2017 (kBEP)	49
Figura 17: Balance energético de combustibles fósiles 2017 (kBEP).....	50
Figura 18: Balance energético de electricidad 2017 (kBEP)	51
Figura 19: Ubicación de plataformas en el Bloque 6 y planta de gas natural en Bajo Alto.....	52
Figura 20: Mapa de bloques petroleros y gasíferos del Ecuador.....	53
Figura 21: Interfaz de usuario del software LEAP system.....	65
Figura 22: Diagrama de procesos en LEAP	65
Figura 23: Módulo de transformación en LEAP.....	66
Figura 24: Escenarios y prospectiva básica en LEAP.....	67
Figura 25: Esquema de la metodología básica en LEAP	67
Figura 26: Diseño de escenarios para el sector de generación eléctrico en LEAP	71
Figura 27: Estructura del sector del transporte por carretera para el modelo LEAP en Ecuador.	77
Figura 28: Diseño de escenarios para el sector del transporte por carretera en LEAP.....	81

Figura 29: Demanda de energía eléctrica total en los escenarios S1, S2 y S3 entre 2018 y 2040	89
Figura 30: Demanda de electricidad por sectores en el escenario S1 entre 2018 y 2040	90
Figura 31: Demanda de electricidad por sectores en el escenario S2 entre 2018 y 2040	90
Figura 32: Demanda de electricidad por sectores en el escenario S3 entre 2018 y 2040	91
Figura 33: Potencia total instalada en los escenarios S1, S2 y S3 entre 2018 y 2040	92
Figura 34: Potencia total instalada por fuentes para el escenario S1 entre 2018 y 2040.....	92
Figura 35: Potencia total instalada por fuentes para el escenario S2 entre 2018 y 2040.....	93
Figura 36: Potencia total instalada por fuentes para el escenario S3 entre 2018 y 2040.....	93
Figura 37: Generación eléctrica bruta por fuentes para el S1 entre 2018 y 2040.....	94
Figura 38: Generación eléctrica bruta por fuentes para el S2 entre 2018 y 2040.....	94
Figura 39: Generación eléctrica bruta por fuentes para el S3 entre 2018 y 2040.....	95
Figura 40: Relación de consumo de combustible y generación eléctrica entre 2018 y 2040	96
Figura 41: Consumo de combustibles para generación eléctrica en el S1 entre 2018 y 2040.....	97
Figura 42: Consumo de combustibles para generación eléctrica en el S2 entre 2018 y 2040.....	97
Figura 43: Consumo de combustibles para generación eléctrica en el S3 entre 2018 y 2040.....	99
Figura 44: Coste medio de producción de electricidad para S1, S2, y S3 entre 2018 y 2040.....	100
Figura 45: Ratio entre las emisiones de CO ₂ eq y la generación eléctrica entre 2018 y 2040.....	101
Figura 46: Demanda de energía en el sector del transporte por carretera entre 2016 y 2035.....	102
Figura 47: Demanda de energéticos por tipo de fuente en BAU entre 2016 y 2035	102
Figura 48: Demanda de energéticos por tipo de fuente en EOM entre 2016 y 2035.....	103
Figura 49: Demanda de energéticos por tipo de fuente en AF entre 2016 y 2035.....	104
Figura 50: Demanda de energéticos por tipo de fuente en SM entre 2016 y 2035.....	105
Figura 51: Inventario total de vehículos para los cuatro escenarios entre 2016 y 2035	106
Figura 52: Coste total acumulado para los cuatro escenarios entre 2016 y 2035	108
Figura 53: Emisiones acumuladas de GEI para los cuatro escenarios entre 2016 y 2035.....	109
Figura 54: Emisiones anuales de NO _x para los cuatro escenarios entre 2016 y 2035	110
Figura 55: Emisiones anuales de PM ₁₀ para los cuatro escenarios entre 2016 y 2035	111

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Consumo de energía primaria mundial (millones BEP).....	25
Tabla 2: Consumo de energía primaria mundial por tipo de energéticos (millones BEP).....	26
Tabla 3: Participación porcentual de la producción mundial de petróleo	27
Tabla 4: Reservas probadas mundiales de petróleo.....	28
Tabla 5: Reservas probadas mundiales de gas natural.....	29
Tabla 6: Producción mundial de gas natural (millones BEP)	30
Tabla 7: Consumo mundial de gas natural (millones BEP).....	30
Tabla 8: Reservas probadas mundiales de carbón	31
Tabla 9: Producción mundial de carbón (millones BEP)	31
Tabla 10: Consumo mundial de carbón (millones BEP)	32
Tabla 11: Consumo mundial de energía de fuentes renovables (millones BEP)	33
Tabla 12: Generación de energía eléctrica mundial por fuentes (TWh)	34
Tabla 13: Producción de energía primaria entre 2007 - 2017 (kBEP).....	35
Tabla 14: Producción diaria promedio de petróleo en Ecuador (septiembre 2019).....	36
Tabla 15: PIB petrolero y no petrolero 2007 - 2017 (millones USD).....	36
Tabla 16: Ingresos del petróleo en el gobierno central 2007 – 2017 (millones USD)	37
Tabla 17: Producción de energía secundaria entre 2007 - 2017 (kBEP).....	38
Tabla 18: Carga y producción en refinerías 2007 – 2017 (kBEP).....	39
Tabla 19: Generación de energía eléctrica 2007 – 2017 (GWh).....	40
Tabla 20: Exportaciones de energía secundaria 2007 – 2017 (kBEP).....	40
Tabla 21: Importación de energía secundaria 2007 – 2017 (kBEP).....	40
Tabla 22: Balance energético total 2007 – 2017 (kBEP).....	41
Tabla 23: Consumo energético per cápita 2007 – 2017 (BEP/habitante)	47
Tabla 24: Oferta y demanda total de gas natural en Ecuador 2007 – 2017 (kBEP)	54
Tabla 25: Potencia nominal instalada para generación eléctrica en 2017 (MW)	56
Tabla 26: Producción de energía eléctrica por fuentes en 2017 (GWh)	56
Tabla 27: Demanda final de energía eléctrica por sectores 2007 – 2017 (GWh).....	57

Índice de Tablas

Tabla 28: Consumo total de combustibles para generación eléctrica 2017 (kBEP)	58
Tabla 29: Consumo de energía de vehículos registrados en Ecuador en 2016 (kBEP)	61
Tabla 30: Herramientas de análisis energéticos aplicadas en varios países	63
Tabla 31: Supuestos y valores base en los escenarios S1, S2, y S3 para el año base 2016 en LEAP.....	74
Tabla 32: Resumen de parámetros de entrada de las centrales eléctricas aplicados en LEAP	74
Tabla 33: Resumen de estrategias y políticas de eficiencia energética aplicadas en LEAP.....	75
Tabla 34: Condiciones particulares para el diseño de escenarios alternativos	75
Tabla 35: Variables utilizadas en LEAP para el año de referencia 2016.....	80
Tabla 36: Participación en ventas para todos los escenarios en LEAP en 2035	86

I. MEMORIA

RESUMEN

El principal objetivo de esta tesis es diseñar un modelo para gasificar el sistema de generación eléctrico y el sistema de transporte por carretera de Ecuador. El propósito es convertir los actuales sistemas basados en el consumo masivo de combustibles derivados de petróleo en otros menos contaminantes, donde se diversifiquen las fuentes de consumo de energía en búsqueda de un desarrollo de sistemas sostenibles, con el ambiente y con la economía del país.

Esta propuesta establece diferentes escenarios para los sistemas de demanda de energía, mediante el análisis de prospectiva energética a largo plazo aplicando políticas de optimización y eficiencia energética.

Para este estudio de prospectiva energética de los sistemas analizados, se ha utilizado la herramienta informática Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system, la cual ha permitido modelar y analizar los distintos escenarios planteados para cada uno de los sectores de demanda de energía.

En ese sentido, para el sistema de generación eléctrico se han considerado todos los sectores socio-económicos del país que demandan electricidad para desarrollar sus actividades diarias, comenzando por los sectores de mayor demanda como el residencial, industrial, comercial hasta los de menor demanda como el sector del transporte. En consecuencia, se han diseñado tres escenarios alternativos con diferente nivel de demanda de electricidad; S1: Business As Usual, que representa un comportamiento tendencial del sistema en los últimos años y que se proyecta hacia el futuro, S2: Power Generation Master Plan, que representa un sistema de transición entre un sistema tendencial y uno sostenible para producción de electricidad, y S3: Sustainable Power Generation System, el cual representa el camino hacia la sostenibilidad por medio de un sistema basado en producción de electricidad con centrales de energía renovable y centrales de ciclo combinado de gas natural como soporte principal. Estos escenarios permiten analizar el comportamiento del sistema de generación eléctrico, desde el punto de vista de oferta y demanda de electricidad, y del consumo de combustibles hasta el año 2040.

Para el sector del transporte por carretera en Ecuador está considerado todo el conjunto de vehículos motorizados del sistema que consumen energía, desde motocicletas y

vehículos livianos hasta vehículos de transporte de pasajeros y carga pesada, es decir todo el parque automotor ecuatoriano. En este caso se han diseñado cuatro escenarios alternativos; S1: Business As Usual que representa un comportamiento tendencial basado en el histórico y se proyecta hacia el futuro, S2: Energy Optimization and Mitigation que implementa políticas de optimización y eficiencia energética en el transporte, S3: Alternative Fuels que partiendo del escenario S1 introduce combustibles alternativos, y S4: Sustainable Mobility que representa la implementación de políticas de eficiencia energética y combustibles alternativos en un sólo escenario (S2 + S3). Estos escenarios permiten simular escenarios de demanda de energía para pasar del actual sistema basado en el consumo de combustibles derivados de petróleo en un sistema que se encamine hacia el consumo de gas natural (GN), licuado y comprimido, gas licuado de petróleo (GLP), biocombustibles y electricidad. Es decir, diseñar un sistema de transporte por carretera sostenible.

Finalmente, para los dos sectores, se ha hecho un análisis de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), y un análisis económico relacionado con el coste energético para cada uno de los escenarios alternativos establecidos. De esta manera, se ha podido realizar un estudio crítico y de forma integral, que permite visualizar ventajas e inconvenientes de potenciales escenarios dentro de la política energética del futuro sistema de generación eléctrico y del sistema de transporte por carretera en el país.

ABSTRACT

The main objective of this doctoral thesis is to design a model to gasify the electricity generation system and the road transport system of Ecuador. The purpose will be to convert current systems based on the mass consumption of petroleum-derived fuels into less frequently used systems, where energy consumption sources are diversified in search of sustainable systems development, with the environment and with the country's economy.

This proposal establishes different scenarios for energy demand systems through long-term energy prospective analysis implementing energy efficiency and optimization policies.

For this study of energy prospective of the analyzed systems, the computer tool Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) has been used, which has allowed to model and analyze the different scenarios raised for each of the energy demand sectors.

Accordingly, for the electricity generation system, all socio-economic electricity demand sectors of the country that develop their daily activities have been considered, starting with the sectors of higher electricity demand such as residential, industrial and commercial to those of lower demand as the transport sector. As a result, three alternative scenarios with different levels of electricity demand have been designed; S1: Business As Usual that represents a trending behavior of the system in recent years and that is projected into the future, S2: Power Generation Master Plan that represents a system of transition between a trend system and a sustainable one for electricity production, and S3: Sustainable Power Generation System which represents the path to sustainability through a system based on electricity production with renewable energy plants and natural gas combined-cycle plants as the main support. These scenarios allow us to analyze the behavior of the electricity generation system, for electricity supply and demand, and fuel consumption until 2040.

For the road transport sector in Ecuador, it is considered the whole set of motor vehicles of the system that consumes energy, from motorcycles and light vehicles to passenger transport vehicles and heavy cargo, i.e., the entire Ecuadorian motor park. Four alternative scenarios have been designed in this case; S1: Business As Usual that represents a trending

behavior based on historical and is projected into the future, S2: Energy Optimization and Mitigation that implements policies of optimization and energy efficiency in transport, S3: Alternative Fuels that from the S1 scenario introduces alternative fuels, and S4: Sustainable Mobility that represents the implementation of efficiency energy policies and alternative fuels (S2 + S3). These scenarios allow simulating energy demand scenarios to pass of the current system based on the consume of petroleum fuels into a system that is directed towards the consumption of natural gas (GN), liquefied and compressed, liquefied petroleum gas (LPG), biofuels and electricity. That means, to design a sustainable road transport system.

Finally, for both sectors, an analysis of greenhouse gas (GHG) emissions has been made, and an economic analysis related to the cost of energy for each of the established alternative scenarios. In this way, a critical and comprehensive study has been possible, which allows visualizing the advantages and disadvantages of potential scenarios within the energy policy of the future electricity generation system and the road transport system in the country.

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Justificación del estudio

Globalmente, en países de economías desarrolladas y en vías de desarrollo, es de suma importancia el manejo adecuado y responsable de la energía. El sector de la energía genera grandes impactos positivos como el de ser la fuerza impulsora de todas las operaciones industriales, de transporte y movilidad, residenciales, día a día en una nación, y en consecuencia permite mejorar la calidad de vida de las personas.

Sin embargo, también causa impactos negativos de diferente tipo, por ejemplo, elevados niveles de contaminación atmosférica que provoca calentamiento global y degradación de la calidad de aire que se respira en las ciudades, o hasta conflictos armados entre potentes naciones que buscan hacerse de las diferentes formas de energía en varias regiones del mundo debido a su vital importancia.

En Ecuador, como en todos los países del mundo, la energía influye directamente en todos los sectores de la economía y se manifiesta en la sostenibilidad de la balanza económica y comercial, generando un gran impulso para la industrialización y el desarrollo del país. El consumo de energía primaria o secundaria provoca contaminación a mayor o menor escala en varios sectores de producción y demanda de energía del país dentro de los sectores i) transporte, ii) industrial, iii) residencial, iv) comercial, v) servicio público, etc.

Consecuentemente, con la finalidad de contribuir hacia la construcción de un medio sostenible en todos los ámbitos socio-económicos del país, es imperativo diseñar y desarrollar políticas que incentiven el cuidado ambiental, donde las personas puedan llevar una vida más saludable lejos de la contaminación en todas sus formas, buscando mejorar la calidad del aire que se respira en las ciudades. Para ello es imprescindible disminuir de forma significativa la contaminación atmosférica paulatinamente.

La planificación, ejecución e implementación de políticas energéticas sostenibles, debe ser objetivo principal y responsabilidad del gobierno central, de las autoridades regulatorias, de las empresas ejecutoras públicas y privadas, pero también de todos los ciudadanos.

Debido a la escasez de oferta interna de combustibles derivados de petróleo que no satisfacen la demanda interna, esta podría ser sustituida, al menos parcialmente, por las

reservas probadas de gas natural que fueron encontradas en los últimos años en el país, y que se encuentran en el campo gasífero Amistad, el cual en el apartado 2.6 se detalla.

De esta manera, nace la propuesta inicial de contribuir con ideas técnicamente viables, que deriven fundamentalmente en el cambio de la matriz de consumo de productos derivados de petróleo, principalmente por diésel y gasolinas, para migrarlo por el consumo de gas natural (GN) dentro de los sistemas de generación eléctricos de tipo térmico, y por el consumo de gas natural licuado (GNL), y gas natural comprimido (GNC) y otras fuentes de energía sostenibles dentro del sistema de transporte por carretera en Ecuador.

Por un lado, en el caso de los sistemas de generación eléctrica, el objetivo principal es el de migrar del consumo de residuo de petróleo, crudo de petróleo, y diésel, e introducir gas natural para producir electricidad. Esto será posible por medio de la repotenciación y sustitución de las centrales térmicas de tecnología obsoleta que actualmente se encuentran en operación. Además, incorporar de nuevas centrales de ciclo combinado de gas natural, las cuáles serán el soporte principal de generación eléctrica para las centrales hidroeléctricas del país.

Y, por otro lado, específicamente se busca gasificar parcialmente el sistema de transporte por carretera de todo el parque automotor ecuatoriano, es decir migrar el consumo de diésel y gasolinas por una matriz de consumo de fuentes de energía sostenibles. En este caso, introducir nuevos vehículos o modificar motores de vehículos que están en circulación para que puedan admitir el consumo de gas natural licuado y comprimido, y gas licuado de petróleo y biocombustibles, según sea posible para cada clase y tipo de vehículo. Además, otras interesantes alternativas tecnológicas de movilidad sostenible relacionadas con la incorporación de nuevos vehículos que están demostrado, hasta ahora, ser más eficientes que los vehículos con motores de combustión interna que consumen diésel y gasolina, como los eléctricos y sus variaciones, híbridos, flex-fuel y bi-fuel.

Para ese efecto, mediante el diseño de escenarios y análisis de prospectiva energética en los sistemas de generación eléctrica y del transporte por carretera en Ecuador, se van a crear modelos para gasificar los dos sistemas mediante el uso de la herramienta informática Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system, con la finalidad de crear modelos por medio de una transición energética sostenible para los sistemas.

En los dos casos anteriores, la incorporación del gas natural especialmente, estaría debidamente justificada debido a que favorecería a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y gases contaminantes que degradan la calidad del aire localizada sobre todo en zonas urbanas. Asimismo se contribuiría para cumplir con los acuerdos internacionales firmados por el Ecuador sobre la iniciativa global de la lucha contra la emergencia climática, para lo cual se han establecido los siguientes objetivos.

1.2 Objetivos

Partiendo de la justificación, esta tesis tiene como objetivo principal, diseñar modelos de escenarios para la gasificación del sistema de generación eléctrico y para el sistema de transporte por carretera de Ecuador. Actualmente, el país carece de un eficiente y adecuado parque refinador de petróleo, el cual provoca la importación de productos refinados de petróleo los cuales son costosos para la balanza económica, donde además se comercializan internamente con subsidios ineficaces en el país. Y, sin embargo, el país posee importantes reservas de petróleo y gas natural que fácilmente podrían satisfacer la demanda interna.

Los objetivos específicos considerados para alcanzar el objetivo general son los siguientes:

- ⊕ Analizar la política, planificación y transición energética global, el cual establece el por qué es necesario este estudio, e identificar la problemática global relacionada con el calentamiento global y la gestión adecuada de varias formas de energía.
- ⊕ Analizar la actual situación energética global y del Ecuador, la cual determina el punto de partida para el análisis energético de los sistemas a ser evaluados a nivel local.
- ⊕ Modelar mediante el uso de la herramienta informática LEAP, la gasificación del sistema de generación eléctrico y del sistema de transporte por carretera en Ecuador, el cual se convierte en el núcleo del análisis de esta investigación.
- ⊕ Evaluar el coste económico y analizar las emisiones de los principales gases contaminantes atmosféricos debido al consumo de energéticos.

II. FUNDAMENTOS Y ESTADO DEL ARTE

2 FUNDAMENTOS

2.1 Política y Planificación Energética

La política energética establece las directrices legales entre las cuales la planificación se desenvuelve, y tiene como finalidad cumplir con los objetivos planteados inicialmente por medio de acciones eficientes y eficaces, pensando siempre en suplir las necesidades energéticas de un país para mantener un modelo privilegiado del Estado de bienestar (Segoviano Monterrubio, 2011). De esta manera, debido a la vital importancia que posee la energía, ésta se convierte en un elemento clave a nivel global; la cual desempeña un papel fundamental relacionado con garantizar una mejor calidad de vida de las personas, y en consecuencia de la sociedad (Pelegrý & Ortiz Martínez, 2016).

En este sentido, se pone de manifiesto la planificación y gestión como herramienta principal de la política energética mediante un proceso de transición sostenible a través del tiempo, basado en el aprovechamiento estratégico de las diferentes fuentes de energía primaria renovable y no renovable, y de energía secundaria (Folgado, 2017).

Desde siempre, la energía ha sido un elemento vital e imprescindible para el continuo desarrollo de la humanidad. En la actualidad, no se puede concebir el progreso de un país sin estar ligado directamente con la gestión adecuada de la energía (Álvarez Pelegrý & Menéndez Sánchez, 2017).

De esta manera, se vuelve necesario para cualquier país administrar las diferentes formas de energía de manera adecuada por medio de una planificación integrada con el fin de lograr un desarrollo sostenible (OLADE - Organización Latinoamericana de Energía, 2018).

Sin embargo, no todos los países cuentan con los recursos suficientes para satisfacer sus necesidades internas, en consecuencia, la energía se convierte en un elemento de estrategia ante el reto de la seguridad energética dentro del contexto de la política internacional debido a su importancia intrínseca y a su rol de ser un bien muy apreciado sobre todo por los países de mayor demanda por su función hasta ahora insustituible (Segoviano Monterrubio, 2011).

Es decir, la continua y creciente demanda de recursos energéticos sobre todo de los países más desarrollados del contexto internacional, como los europeos, los Estados Unidos de América y países emergentes como China e India principalmente, en la cual se estima que hacia el año 2040 las necesidades energéticas mundiales aumenten un 30%, es decir crecería un equivalente a la demanda de energía de China e India en relación con la actual demanda mundial de energía (IEA - International Energy Agency, 2018)

Por lo tanto, la implementación de estrategias y políticas públicas sostenibles garantizan un adecuado desarrollo de planificación energética a largo plazo, donde es imprescindible incluir datos cuantitativos y cualitativos para obtener resultados que funcionen como una herramienta eficaz para la toma de decisiones hacia una transición energética efectiva dentro de los diferentes sectores que comprenden la matriz energética de un país (Araujo, Robalino-López, & Tapia, 2019).

Consecuentemente, por un lado, el sistema de generación eléctrico tiene un rol fundamental como motor básico destinado a suplir necesidades elementales de bienestar social y de soporte al crecimiento económico, donde es esencial disponer de seguridad de energía eléctrica a precios razonables, teniendo en cuenta especiales consideraciones ambientales (IEA - Agencia Internacional de Energía, 2015).

De esta manera, se llevan a cabo numerosos estudios relacionados con la planificación de sistemas energéticos, en las que se implementan políticas de optimización y eficiencia energética con la finalidad de reducir el consumo de combustibles fósiles en búsqueda de un desarrollo sostenible (Vidoza & Gallo, 2016), evitando así la pobreza energética que es producto de la mala distribución de recursos energéticos y no por la deficiencia de ellos (Segoviano Monterrubio, 2011).

Desde el año 2007, Latinoamérica ha experimentado un crecimiento promedio del 2.8% en la demanda de electricidad cada año hasta el 2016. Perú y Ecuador han experimentado durante ese periodo, el crecimiento más significativo con un 6.6% y 6.1%, respectivamente (IRENA, 2016). Y todo indica que esa tendencia de crecimiento en la demanda se mantenga. A pesar de esto, el consumo eléctrico per cápita de estos países se encuentra entre los más bajos de la región, junto con Paraguay, Guyana y Bolivia (CIA World Factbook, 2018).

En el caso de Ecuador, un ejemplo de país en desarrollo, gran parte de su economía está basada en la explotación de energía primaria, principalmente de petróleo. Esto ha provocado, que el país tome ventaja de productos derivados de petróleo para generar electricidad en las centrales térmicas, aunque teniendo como fuente principal de generación de electricidad a las centrales hidroeléctricas que se encuentran alrededor del 75% actualmente (Ministry of Electricity and Renewable Energy, 2018).

Por lo tanto, es fundamental evaluar y analizar el comportamiento del futuro sistema de generación eléctrico del país de forma conjunta, considerando sus factores más críticos, en vista de que dentro de este sistema, en el sector residencial los combustibles para generación eléctrica poseen tarifas subsidiadas al igual que la electricidad para el consumidor final, en el cual más del 90% de este sector consume GLP subsidiado para actividades domésticas de cocina y calentamiento de agua (Gould et al., 2018), para lo cual esto debe ser replanteado con gestión de política energética adecuada.

De esta forma, los diferentes análisis deben ajustarse dentro de las políticas internacionales relacionadas con los Objetivos de Desarrollo Sostenible acordados globalmente dentro del Acuerdo de París sobre el cambio climático. Este manifiesta las medidas para garantizar un mejor futuro sostenible para todos, considerando temas de relevancia como lucha contra el cambio climático, degradación ambiental y energía sostenible. Estos objetivos consideran el consumo adecuado de las fuentes de energía para disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero (UN - United Nations, 2015b).

Y, por otro lado, el sector del transporte a nivel internacional tiene especial relevancia en el contexto energético global, el cual en 2016 representó alrededor del 27.8% de la demanda total de energía mundial (IEA - International Energy Agency, 2018), donde el petróleo continúa siendo su principal fuente con un 96% (Álvarez, Bravo, & Menéndez, 2017).

A nivel global, se estima que el consumo final de combustibles líquidos del sector transporte tenga una participación aproximada del 55% para el año 2040, por lo que esa proporción prácticamente se mantendría igual desde el 2015 (BP Energy Economics, 2019). Dentro del consumo en este sector, los combustibles líquidos procedentes del petróleo

tendrían una participación que disminuye del 95% en 2012 al 88% en 2040, debido al aumento del consumo de combustibles alternativos (U.S. Energy Information Administration (EIA), 2018a). Aunque, el gas natural y la electricidad poseen consumos aún muy bajos relacionados con los combustibles líquidos principalmente diésel y gasolinas, aunque son fuentes de energía que tienen previsión de más rápido crecimiento con aproximadamente el triple entre 2015 y 2040. Por ejemplo, el consumo de gas natural para transporte de pasajeros y carga aumentaría casi un 500% en ese mismo periodo (U.S. Energy Information Administration (EIA), 2019).

En varios países de Latinoamérica, desde el año 2000 hasta el año 2012, la demanda de energía en el sector del transporte por carretera ha estado continuamente aumentando con alta intensidad cada año. Por ejemplo, en Paraguay creció un 11%, en Panamá y Bolivia un 5%, en Argentina y en Costa Rica un 4% (CEPAL - Comisión Económica para América Latina y el Caribe, 2016). En Latinoamérica, esta tendencia se ha mantenido relativamente constante, generando un aumento significativo del parque vehicular que está formado principalmente de automóviles, con una media de 3.5% cada año entre el año 2000 y 2012 (IRENA, 2016).

En los países de esta misma región, el sector del transporte tuvo una participación del consumo total de energía desde un 27% para el caso de Nicaragua, hasta un 55% para el caso de Ecuador, en 2012. Dentro de este sector, el transporte por carretera demandó la mayor participación. Representó alrededor del 85% del total, a excepción de Panamá donde el transporte aéreo continúa siendo muy significativo, cercano a un 30% del consumo total de energía en el sector, debido a su condición geográfica (CEPAL - OLADE - BID, 2017).

Los elevados niveles de consumo de combustibles líquidos derivados del petróleo para el transporte por carretera provocan gran preocupación a nivel global, fundamentalmente en países como Estados Unidos y los llamados países emergentes como la India, China, y regiones como la Unión Europea, Latinoamérica, Sudeste Asiático, Europa Oriental, Oriente Medio, y África, que representan la mayor demanda mundial de energía.

La preocupación es general por las consecuencias negativas relacionadas especialmente por cuatro razones principales: 1) La emisión localizada de gases contaminantes que

reducen la calidad del aire que se respira en las ciudades (Hu, Chang, Li, & Qin, 2010); 2) La emisión de GEI que favorecen al calentamiento global, en la cual para 1990 se emitieron alrededor de 20 Gt/año de CO₂eq y 37 Gt/año en 2017, eso significa un incremento promedio de 2.3% por año durante este período (Kay, Noland, & Rodier, 2014); 3) Por las reservas de recursos no renovables en bajada frente a su alta demanda, y 4) Por la limitada generación de energía proveniente de recursos renovables para consumo a nivel mundial (British Petroleum, 2019). Por todas estas razones es indispensable desarrollar y adoptar, a nivel global, políticas firmes y duraderas que contribuyan a combatir directamente estos problemas (Yang, McCollum, McCarthy, & Leighty, 2009).

Finalmente, al igual que el sector de generación eléctrico, el sector del transporte por carretera contribuiría a alcanzar el objetivo firmado en la Contribución Nacional Determinada (NDC por sus siglas en inglés), sobre el Acuerdo de París (UN - United Nations, 2015a). En dicho acuerdo, el Ecuador se compromete a reducir el 9% de las emisiones de CO₂ hasta el 2025 (Ecuadorian Government, 2019).

2.2 Transición Energética

La transición energética establece el cambio de la composición de las distintas fuentes de energía, de la estructura de suministro de energía, del modelo de aprovisionamiento de energía, y de las actividades económicas de un país en un tiempo determinado, generalmente a largo plazo. El objetivo principal de la transición energética es el de migrar de un tipo de fuentes de energía a otras, principalmente de fuentes de energía fósil a fuentes de energía renovable (Pelegrý & Ortiz Martínez, 2016).

Asimismo, la transición energética puede hacer referencia a la inclusión de mecanismos de eficiencia energética que incluyan aspectos de mejora tecnológica en equipos y sistemas, mejora de las propiedades y penetración de nuevos recursos energéticos, comportamientos de uso y consumo de energía con la participación de toda la sociedad, y cambios en la demanda y formas de energía, especialmente con la expansión de la tecnología para energías renovables (Park, Yun, & Jeon, 2013).

Además, para una transición energética global sostenible se establecen las reformas fiscales “verdes” adecuadas en el momento oportuno, mientras se busca dar cumplimiento con los compromisos internacionales sobre cambio climático (Jakob et al., 2019).

2.2.1 Transición energética mundial

A partir de la definición de transición energética, es factible mostrar una breve evolución histórica y situar el desarrollo de la energía hasta la actualidad, con la finalidad de identificar levemente la transición energética global. Esto permitirá comprender cómo la humanidad continúa investigando diferentes formas de energía debido a la necesidad de suplir sus necesidades energéticas y donde simultáneamente se busca combatir el cambio climático generando un desarrollo sostenible, es decir pensando en las mejores condiciones de vida desde el punto de vista climático de las futuras generaciones (Peña Balderrama, Broad, Sevillano, Alejo, & Howells, 2017).

Según evidencia arqueológicas, se estima que hace 1.6 millones de años, el fuego llegó a producirse mediante tres métodos ahora muy bien conocidos; i) frotamiento de un palo con madera seca, producción de energía por fricción, ii) golpeando y raspando dos piedras, una dura con otra rica en hierro, donde se produce energía física por contacto, y iii) fricción entre una cuerda y la madera, parecido al primer método. Luego, hacia el año 790000 A.C aproximadamente, en Israel se descubre por medio de evidencia científica que se pudo hacer y controlar el fuego (Rincón, 2004).

Muchos años después, por el 2000 A.C, los chinos comienzan hacer fuego por medio de la quema del carbón, para calentarse y cocinar. Y por el año 1 D.C, comenzaron a refinar petróleo para producir combustible para lámparas. Además, en el 125 A.C, perforan a 150 m de la superficie, el primer pozo de gas natural conocido, sin embargo, se cree que para el año 900 A.C tenía constancia de la existencia de este gas (Nortegas, 2019).

Posteriormente, los europeos, 200 años más tarde, construyen ruedas para aprovechar y producir energía de los ríos y arroyos. Hacia el año 1000 D.C, los persas, generan energía a partir del primer molino de viento. Durante los siglos XVII y XVIII se produce la primera revolución energética para la civilización, los británicos descubren como producir coque a partir de carbón convirtiéndolo en la fuerza energética más relevante para los siglos XVIII, XIX y para la revolución industrial del siglo XX. En este punto, prácticamente el carbón reemplaza a otros energéticos como la fuente principal de energía (Globedia, 2019).

En la década de 1820 y 1830, el científico británico Michael Faraday (1791 – 1867) descubre la teoría electromagnética de la luz. Consecuencia de sus hallazgos científicos, Faraday

inventó el motor eléctrico, el transformador, el generador eléctrico y la dinamo (Beléndez, 2015).

En agosto de 1859, George Bissell y Edwin Drake perforaron exitosamente el primer pozo específicamente petrolero con intenciones comerciales en Oil Creek, Titusville, Pensilvania. La importancia del conocido como el pozo Drake, radicaba en que generó gran expectativa por sus inversiones para extracción, refinado y comercialización, luego se siguieron perforando más pozos para generar cantidades relevantes con el fin de crear negocios empresariales con fines lucrativos (Owen, 1975).

En 1860, Frances Mouchout usa un espejo en el cual refleja la luz solar y crea vapor, de esta manera construye el primer generador de energía solar. En 1892, se usa por primera vez energía geotérmica para calentar edificios en Boise, Idaho. En 1893, Nikola Tesla inventa el sistema de corriente alterna (CA) de generación eléctrica, lo cual es considerado uno de los inventos más importantes de ese siglo.

Entre los años 1870 y 1940 se produce la segunda revolución industrial, el cual desde el punto de vista energético se basó en el consumo de la electricidad y el petróleo como principales fuentes de energías.

Tiempo después, en 1937, se descubre Ghawar, el yacimiento de petróleo más grande del mundo el cual posee una superficie de 8,400 kilómetros cuadrados, ubicado cerca de Dhahran en Arabia Saudita.

A mediados del siglo XX, se construyen las primeras plantas de energía nuclear, una ubicada en Obninsk, antigua URSS y en Shippingport, Pensilvania. Este tipo de planta ha llegado a suplir alrededor del 20% de la demanda eléctrica en EEUU.

Para 1980, los científicos tienen pruebas sobre cambio climático a nivel global, y responsabilizan directamente a la combustión de hidrocarburos. Además, advierten sobre potenciales catástrofes climáticas producto de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Pero no fue sino hasta el año 1990 donde los científicos japoneses Akasaki, Amano y Nakamura, ganadores del premio Nobel de Física 2014, quienes produjeron haces brillantes de luz azul, lo que permitió crear la luz led blanca, desencadenando una

transformación fundamental sobre tecnología de iluminación ya que alrededor de un cuarto del consumo mundial de la electricidad se destina para iluminación (SINC - Servicio de Información y Noticias Científicas, 2014).

Llega el nuevo milenio, año 2000, la demanda mundial de petróleo está en sus máximos históricos, alcanzando una producción global cercana a 80 millones de barriles de petróleo por día (British Petroleum, 2019). Cada vez se va haciendo más complicado obtener crudo debido a la maduración de sus campos y la tecnología utilizada para extraerlo es cada vez más costosa. En este punto, se hacen esfuerzos mayores por parte de los gobiernos de países avanzados para incrementar y desarrollar fuentes de energías renovables, como la eólica y solar, principalmente.

A partir del año 2001, los países comienzan a desarrollar planes estratégicos en los que se incluyen políticas de eficiencia energética, políticas para investigación y desarrollo (I+D) sobre fuentes renovables. Además, se consolida a nivel mundial, la construcción de parques solares y eólicos, permitiendo que los precios de estas tecnologías sean cada vez más asequibles.

Alrededor del año 2010, en varios países y regiones del mundo se prohíbe la fabricación de bombillas incandescentes las cuales son muy ineficientes, produciendo como máximo un 7% de luz y la demás energía desprende calor, estas bombillas comienzan a ser reemplazadas por bombillas ahorradoras y por las de tecnología led blanca.

De esta manera, una vez descrito de forma cronológica, los aspectos más relevantes sobre la evolución histórica de la energía en la tierra, es evidente que las soluciones de la lucha contra el cambio climático van llegando de forma progresiva pero aún los problemas están lejos de terminar. La demanda de energía a nivel mundial continúa sigue siendo alta en relación con la capacidad de oferta de las energías renovables.

Los países en desarrollo como China o India, cada vez demandan más energía sobre todo debido al crecimiento poblacional y económico que han experimentado durante la última década, y donde los recursos fósiles siguen siendo las principales fuentes de abastecimiento. Es por ello que, el mundo experimenta una constante lucha en buscar y desarrollar soluciones inmediatas a su problemática energética, en dirección a solucionar sus problemas de generación de energía limpia y abundante asegurando la

descarbonización por medio de un proceso de transición sostenible y donde se ratifiquen los acuerdos internacionales de lucha contra el cambio climático (Figura 1), es decir revertir el cambio climático, donde se cubra la demanda de energía actual y futura, siempre que la energía sea asequible, segura y al menor precio posible.

Así, la transición energética continúa el camino en búsqueda de un sistema energético global soportado en fuentes de energías sostenibles, con la consideración de que se prevé el agotamiento de reservas de las fuentes de combustible fósil, que provocan grave deterioro al planeta y a la salud de las personas.

Figura 1: Tasas de descarbonización para transición energética sostenible

Fuente: (López. N, 2019)

Todo esto, ha influido para que desde hace varios años se vayan desarrollando diversas investigaciones de relevancia internacional de temas relacionados con: i) Análisis para la reducción de emisiones de gases contaminantes; ii) Penetración de combustibles alternativos; iii) Eficiencia y optimización energética; y iv) Inconvenientes, iniciativas e implicaciones políticas para el sector del transporte por carretera.

Entre las temáticas más destacadas de varios estudios en concreto, están las siguientes: a) Energía para el transporte sostenible por carretera y análisis de la demanda de consumo de energía en el transporte por carretera en China (Chai, Lu, Wang, & Lai, 2016; Hu et al., 2010); b) Consumo de combustibles en transporte por carretera en China y países OECD

(Wang & Lin, 2019); c) Consumo de Energía y previsión de emisión de gases contaminantes en Malaysia (Azam, Othman, Begum, Abdullah, & Nor, 2016); d) Emisiones atmosféricas del transporte por carretera y evaluación de vehículos eléctricos en India (Baidya & Borken-Kleefeld, 2009; Dhar, Pathak, & Shukla, 2017); e) Consumo de combustibles alternativos en Japón y combustibles más limpios en Europa (Bomb, McCormick, Deurwaarder, Kalberger, & Kåberger, 2007; Johnson, 2003); f) Desarrollo de biocombustibles para el mercado automotor en UK y la potencial reducción de emisiones para países en desarrollo (Hammond, Kallu, & McManus, 2008; Liaquat, Kalam, Masjuki, & Jayed, 2010); y g) Reducción de GEI en el transporte por carretera en EEUU y Corea (Hong, Chung, Kim, & Chun, 2016; Kay et al., 2014).

Estas investigaciones tienen diversos enfoques y son un pequeño pero significativo ejemplo donde se manifiesta la necesidad de conocer las implicaciones energéticas y el comportamiento que tiene el sector energético en los diferentes países y regiones.

En general, comparten similares objetivos: i) Estimar la demanda de energía y tipo de combustibles (fósiles y alternativos) para el transporte por carretera; ii) Cuantificar potenciales efectos positivos y negativos respecto a emisiones contaminantes; iii) Analizar los beneficios socio-económicos; y iv) Evaluar las consecuencias que implica la aplicación de diferentes políticas en los diferentes sectores de demanda de energía.

2.2.2 Transición energética en Ecuador

A mediados de los años 90, se crea un marco legal y regulatorio en el sector energético, el cual promovía la libre competencia. Desafortunadamente, con el auge petrolero no se pudo diversificar las fuentes de energía lo cual estancó el desarrollo de energías renovables en el país (MICSE - Coordinating Ministry of Strategic Sectors, 2016).

En consecuencia, el desarrollo de energía limpias en el sector eléctrico sufrió un anclaje debido a que las empresas petroleras promoviendo beneficios propios, incrementaron la dependencia de derivados de petróleo para la producción de energía eléctrica de tipo térmica. Al mismo tiempo, la deficiente planificación energética desencadenó crisis en el sector, obligando a tomar decisiones improvisadas y de emergencia, que terminaron siendo muy costosas para el país.

Desde ese momento de muy limitada planificación hasta la actualidad, se han ido propiciando eventos de crisis energética de diferente índole en el país. Como en el 2006, cuando en algunos meses se alcanzaban niveles de hasta el 6% de reserva en el sector eléctrico. Otro escenario fue el ocurrido entre 1992 y 1996, cuando la escasez de lluvia provocaba apagones en todo el país.

A partir del año 2008 en el país arranca una potente transformación del sistema de generación eléctrico. Se inicia la construcción de varios complejos hidroeléctricos con la finalidad de modificar la matriz de generación eléctrica del país. El mix energético de ese año, pasa de tener una participación del 48% de energías renovables y un 52% no renovables, a un sistema de generación eléctrico que produce un 75.08% de energía renovable y un 24.56% de no renovables a julio del 2019, donde además el Ecuador, pasa de ser un país importador a uno exportador de electricidad (ARCONEL - Electricity Regulation and Control Agency, 2019).

En la Figura 2 se muestran los principales vínculos entre los sectores prioritarios de adaptación al cambio climático, con el objetivo fundamental de adaptación de la NDC de Ecuador y su correspondiente relación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (SDG's por sus siglas en inglés).

Figura 2: Sectores de adaptación del cambio climático entre NDC y ODS

Fuente: Ministerio de Ambiente de Ecuador

Al mismo tiempo, esta transformación del sistema de generación eléctrico contribuye significativamente a cumplir con los objetivos de disminución de emisiones de gases de efecto invernadero del país, los cuales el Ecuador se ha comprometido a disminuir tal y como está establecido en la primera Contribución Determinada Nacional (NDC por sus siglas en inglés) la cual busca establecer y alcanzar los compromisos de lucha contra el cambio climático en la firma del Acuerdo de París (Ecuadorian Government, 2019).

Asimismo, en el sector de hidrocarburos, consecuencia de la Ley de Hidrocarburos de 1978, la cual no contaba con una política energética programática y bien estructurada, el estado ecuatoriano recibía mínimas rentas por la extracción y producción de crudo como resultado de compromisos y contratos comerciales injustos, en los cuales los mayores beneficiarios fueron las empresas petroleras internacionales que operaban en el país. En aquellos contratos se establecía que apenas el 12.5% del volumen total de petróleo producido le correspondía de participación al Estado (Bustamante & Zapata, 2007).

Por otro lado, los adversos acuerdos comerciales a los que llegaron en esa época, no permitían reinvertir ni siquiera en la propia industria. La inversión no alcanzaba ni el 20% de los USD 1,300 millones de lo que se necesitaba para mantener la producción diaria de crudo por encima de los 200 kBEP. Las pérdidas económicas significativas agravaron el problema dentro del parque refinador ecuatoriano, en el que ni siquiera el 50% del crudo producido podía ser refinado en el país. Para ese momento, de los 110 kBEP/día de capacidad de refinación, se refinaban cerca de 95 kBEP de los 200 kBEP producidos, la diferencia era producto de exportación.

Desafortunadamente, no ha sido posible revertir parte de ese escenario, aunque la producción nacional de crudo bordea los 550 kBEP por día, la capacidad de refinación ha crecido levemente durante todo ese tiempo llegando apenas a los 175 kBEP por día; 110 mil de la Refinería Esmeraldas, 45 mil de la Refinería La Libertad y 20 mil de la Refinería Shushufindi. Actualmente, se espera la construcción de una nueva refinería, la que actualmente se encuentra en un proceso de licitación, y que tendría una capacidad de refinación de 300 kBEP de petróleo por día de alta conversión y para calidad de crudo entre 13 y 18 °API (Ministry of Hydrocarbons, 2019).

En este escenario, se vuelve extremadamente necesario la construcción de esta refinería que contribuya significativamente a la producción de productos petrolíferos que permita satisfacer, al menos, la demanda interna del país. En la actualidad, las gasolinas de alto octanaje y el diésel premium son importado para cubrir el 100% de la demanda de todos los sectores económicos y sociales del país, debido a la falta de oferta.

No obstante, el sistema de producción de energías secundarias provenientes del petróleo es obsoleto, caduco, ineficiente y sin indicios claros de que vaya a cambiar a corto plazo. La producción petrolera del país aumenta cada año y más aún con el arranque de la producción de los campos petroleros Ishpingo, Tiputini y Tambococha (ITT o Bloque 43) dentro del Parque Nacional Yasuní.

Las reservas petroleras probadas y certificadas según el Ministerio de Energía y Recursos no Renovables del Ecuador ascienden a 4,800 millones BEP, aunque según un reporte emitido por British Petroleum (BP) existe una estimación de que las reservas superarían los 8,000 millones BEP las cuales aún no han sido probadas (British Petroleum, 2019).

Por lo tanto, surge la necesidad de desarrollar estudios, y promover iniciativas por parte de instituciones públicas del país relacionados con sistemas energéticos sostenibles, exclusivamente para el caso de Ecuador destacan a) Líneas estratégicas de demanda y líneas estratégicas para desarrollo de recursos energéticos (MICSE - Coordinating Ministry of Strategic Sectors, 2017a); b) Oportunidades de evaluación y Eficiencia energética en el transporte terrestre en Ecuador (Corral et al., 2017; MTOP - Ministry of Transport Sectors, 2017); c) Líneas estratégicas de acción en el sector transporte para la mitigación del cambio climático en Ecuador (Guayanlema, Espinoza, Ramirez, & Núñez, 2014; Ministry of Foreign Affairs and Human Mobility, 2014); d) Identificación de necesidades de eficiencia energética (INER - National Institute of Energy Efficiency and Renewable Energies, 2017b); y e) Metodología de Evaluación del Impacto en el Consumo Energético de la Integración de Vehículos Eléctricos (Ríos, 2014).

En general, casi todos los estudios contienen medidas de sostenibilidad energética, sin embargo, el problema es que no son incluyentes entre sí, y muestran diversos resultados independientes aislados unos de otros. Consecuentemente, en esta tesis se han identificado los resultados más significativos sobre estas iniciativas nacionales, con el

objetivo de integrarlos con iniciativas de tendencias internacionales relevantes sobre política energética aplicada a transición energética sostenible, en las que se incluyen características propias para cada escenario y que sean potencialmente viables en Ecuador.

2.3 Acuerdos Internacionales de lucha contra el Cambio Climático

En el año de 1972, se celebra la Cumbre de la Tierra de Estocolmo, una Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Humano (CNUMH). A partir de ahí, en diferentes conferencias anuales se discute de forma global y unánime la necesidad de regular las actividades humanas con el objetivo de establecer las bases más apropiadas para el cuidado del ambiente.

Figura 3: Línea de tiempo de Acuerdos Internacionales sobre Cambio Climático

La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC), que incluye al Protocolo de Kioto de 1997 (Figura 3), el cual fue el primer acuerdo a nivel mundial con objetivos de reducción de emisiones de GEI, es la evolución del Protocolo de Montreal de 1987 el cual representa un instrumento plausible para el diseño de políticas de protección ambiental y lucha contra el cambio climático, aunque con disminuido cumplimiento.

Luego, en la Cumbre de la Tierra de Río de Janeiro de 1992, se introducen conceptos más significativos relacionados con deuda climática y responsabilidad ambiental. En Johannesburgo 2002 y Río de Janeiro 2012, se celebraron dos cumbres sobre cambio

climático, en las cuales se insistió en el cuidado ambiental y se responsabilizó a países desarrollados a reconducir su forma de producción y consumo de energía, debido a las consecuencias que ocasiona en el ambiente. Además, se les encarga la iniciativa de gestionar la política global del planeta debido a su capacidad de movilizar recursos económicos y tecnológicos (Ministry of Foreign Affairs and Human Mobility, 2014).

En diciembre del 2015, se celebró la XXI Conferencia de las Partes (COP 21) de la CMNUCC, donde 195 países adoptaron el Acuerdo de París, en el cual el objetivo principal del acuerdo descrito en el Artículo 2, numeral 1., literal (a), señala el compromiso de mantener la temperatura media global en este siglo “*muy por debajo de los 2° Celsius*” sobre los niveles preindustriales y esforzándose para limitar ese incremento a 1.5° Celsius (Figura 4), teniendo muy claro que esta iniciativa reduciría significativamente el riesgo e impacto del cambio climático, además de alcanzar neutralidad de emisiones entre 2050 y 2100, el cual su ratificación, aplicación y entrada en vigor será en 2020 (United Nations Framework Convention on Climate Change, 2015).

Figura 4: *Objetivos de Acuerdos Internacionales sobre Cambio Climático*

Fuente: *Sánchez D. (El Mundo)*

Posteriormente, en noviembre del 2017 se celebró La Cumbre de Bonn (COP 23), donde se discutieron las bases para el establecimiento de los pormenores técnicos que permitan alcanzar los objetivos del Acuerdo de París (Monitor Deloitte, 2018). Hasta la fecha se han

realizado hasta la conferencia COP24, siendo este el órgano que tomó decisiones supremas de la CMNUCC, el último celebrado fue en diciembre 2018 en Katowice, Polonia.

Finalmente, en la primera quincena de diciembre del 2019 se celebrará la COP 25 en Madrid, donde se espera que se ratifiquen los acuerdos y la cual sea la última reunión previa a la entrada en vigor del Acuerdo de París, en 2020. En esta cumbre, los principales temas a tratar serán la Antártida, los océanos, la biodiversidad, los ecosistemas, la economía circular, las energías renovables y la movilidad eléctrica.

2.4 Balance Energético Mundial

En referencia al balance energético mundial, agencias gubernamentales y no gubernamentales, de la misma forma que empresas del sector de la energía de alcance global, continuamente presentan publicaciones relacionadas con revisiones de datos estadísticos de la energía mundial cada año. Entre los reportes más representativos que se pueden encontrar están los reportes estadísticos energéticos publicados por British Petroleum (BP), la Agencia Internacional de la Energía (IEA por sus siglas en inglés), o la Administración de Información de la Energía de los Estados Unidos de América (EIA por sus siglas en inglés).

Las energías primarias son las fuentes de energía en estado propio que se extraen de los recursos naturales, de manera directa, como es el caso de las energías hidráulica, geotérmica, eólica, solar, o mediante un proceso de prospección, exploración y explotación, como es el caso del petróleo, el gas natural y el carbón, o mediante recolección en algunos casos, como la leña y energías no comerciales. Mientras que, las energías secundarias son diferentes fuentes de energía producidas principalmente a partir de energías primarias en los distintos centros de transformación, con la finalidad de ser consumidas de acuerdo a las tecnologías utilizadas en los diferentes sectores de demanda.

Las distintas formas de energías secundarias pueden clasificarse en electricidad, y de procesos de refino del petróleo. La electricidad se produce en los centros de transformación, específicamente en las distintas centrales de generación eléctrica. Y las provenientes de refinamiento se producen con procesos secundarios adicionales para cada producto y en sus diferentes cortes: gas licuado de petróleo (GLP), gasolinas, diésel,

queroseno (jet fuel), fuelóleo, crudo reducido y no energéticos, con diferentes tipos y calidades. De esta manera, la Figura 5 muestra la relación entre las energías renovables y no renovables, y su correspondencia con los combustibles primarios y secundarios.

La Agencia Internacional de la Energía, Eurostat y British Petroleum, expresan sus balances en la unidad tonelada equivalente de petróleo (TEP¹), mientras que la Administración de Información de la Energía de los Estados Unidos de América lo hacen en unidades del sistema inglés, generalmente en BTU¹.

Figura 5: Energéticos: Renovables vs No renovables y Primarios vs Secundarios

Fuente: Agencia Internacional de Energía

No obstante, las compañías que producen petróleo crudo y gas natural utilizan la unidad de barriles equivalentes de petróleo (BEP¹) para desarrollar balances energéticos como una forma de combinar estas fuentes de energía bajo una misma medida energética equivalente (U.S. Energy Information Administration, 2007).

Generalmente, la medida de volumen del petróleo es el barril, mientras que para el gas natural es el pie cúbico o metro cúbico, pero con la finalidad de proporcionar una

¹ Barril Equivalente de Petróleo (BEP): Es una unidad de energía equivalente a la energía liberada durante la quema de un barril aproximadamente (42 galones estadounidenses) de petróleo crudo, además: 1 BEP = 0.14619 tonelada equivalente de petróleo (TEP) = 5,8 millones BTU de GN = 167 m³(n) GN = 5,900 pcs GN.

comparación energética estandarizada, la industria petrolera decidió que la medida sea el barril equivalente de petróleo o tonelada equivalente de petróleo (Inversiopedia, 2019).

En la Tabla 1, se presentan los datos más relevantes sobre la situación energética mundial en BEP con principal balance en el año 2018.

A nivel global, el consumo energético mundial de energía primaria entre 2007 y 2017 aumentó un 1.5%, mientras que en el último año reportado 2017 – 2018 el incremento fue del 2.9%, es decir pasó de un consumo de 92,166 a 94,836 millones BEP. Dentro de esta participación, los países de mayor consumo son China con el 23.6%, seguida por los EEUU (Estados Unidos de América) con el 16.6%, luego la India con el 5.8% y finalmente Rusia con el 5.2% (British Petroleum, 2019). Estos cuatro países representan más de la mitad del consumo energético de energía primaria² global alcanzando el 51.2%.

	Tasa de crecimiento por año							Participación	
	2007	2009	2011	2013	2015	2017	2018	2018	2018
EE.UU.	15,829	14,697	15,076	15,103	15,138	15,202	15,736	3.5%	-0.4%
Total Norteamérica	19,176	17,942	18,567	18,674	18,716	18,847	19,371	2.8%	-0.2%
Total S. & Cent. América	3,987	4,064	4,482	4,692	4,756	4,787	4,802	0.3%	1.8%
Total Europa	14,894	14,011	14,212	14,054	13,658	14,022	14,027	*	-0.6%
Rusia	4,604	4,399	4,732	4,688	4,620	4,749	4,930	3.8%	0.3%
Total CIS	5,776	5,541	6,006	5,965	5,936	6,096	6,365	4.4%	0.5%
Total Oriente Medio	4,171	4,609	5,051	5,421	5,771	6,029	6,172	2.4%	3.8%
Total África	2,349	2,544	2,636	2,802	2,942	3,068	3,157	2.9%	2.7%
China	14,704	15,938	18,403	19,887	20,586	21,471	22,391	4.3%	3.9%
India	3,091	3,518	3,908	4,272	4,718	5,131	5,535	7.9%	5.2%
Total Asia Pacífico	28,730	30,224	33,889	36,077	37,454	39,317	40,943	4.1%	3.2%
Total Mundial	79,084	78,936	84,841	87,685	89,232	92,166	94,836	2.9%	1.5%

* menos del 0.05%.

Tabla 1: Consumo de energía primaria mundial (millones BEP)

Dentro del consumo de energía primaria por tipo de combustibles para el 2018, el petróleo continuó siendo la fuente de mayor consumo con 31,889 millones BEP, el cual representó el 33.63% del total mundial. Liderando esta lista de países consumidores de petróleo se encuentra EE.UU. con 6,291 millones BEP, luego China con 4,386 millones BEP, y la India con 1,636 millones BEP. Estos tres países consumieron cerca del 40% de la demanda global de petróleo (Tabla 2).

² En este informe, la energía primaria comprende combustibles comercializados, incluyendo energías renovables modernas usadas para generación eléctrica.

Al petróleo le siguió el carbón, el cual se consumió 25,801 millones BEP representando el 27.20% del total. China demandó poco más de la mitad del total de este energético (50.55%), la India el 11.99% y EEUU el 8.40%, es decir estos tres países consumieron más del 70% del total de carbón a nivel mundial.

El tercer energético primario que más se consumió fue el gas natural con 22,636 millones BEP, representando el 23.87% del total. EEUU lideró el consumo con 21.23% (4,806 millones BEP), seguido por Rusia con el 11.81% (2,673 millones BEP), luego China con el 7.35% (1,664 millones BEP) e Irán con el 5.86% (1,326 millones BEP), seguido por Japón y Canadá con el 3% cada uno (681 millones BEP), de esta manera estos seis países alcanzaron el 52.25% del total de consumo mundial de gas natural.

El consumo de petróleo, carbón y gas natural representaron el 84.70% del consumo total mundial de energías primarias ese año. El consumo de energía hidráulica con el 6.84%, energía nuclear con el 4.41% y las otras renovables con el 4.05% completaron la totalidad de las fuentes de energía primaria que se consumieron globalmente.

Pese a los esfuerzos y compromisos que se hacen por frenar el cambio climático, producto de la quema de combustibles fósiles y consecuente emisión de gases de efecto invernadero, la demanda de estos energéticos no hace más que continuar creciendo. Por una parte, entre 2017 y 2018, el consumo de petróleo aumentó en 377 millones BEP, el de carbón en 367 millones BEP y el de gas natural en 1,146 millones BEP. Mientras que, por la otra, la energía hidráulica, energía nuclear y las otras renovables juntas crecieron en 781 millones BEP.

	Petróleo	Gas Natural	Carbón	Energía Nuclear	Hidroeléctrica	Renovables	Total 2018
EE.UU.	6,291	4,806	2,168	1,315	447	710	15,736
Total Norteamérica	7,610	6,013	2,348	1,491	1,096	813	19,371
Total S. & Cent. América	2,156	990	247	35	1,132	242	4,802
Total Europa	5,075	3,229	2,101	1,451	994	1,178	14,027
Total CIS	1,324	3,416	923	320	379	4	6,365
Total Oriente Medio	2,818	3,253	54	11	24	12	6,172
Total África	1,309	882	694	17	206	49	3,157
China	4,386	1,664	13,042	456	1,861	982	22,391
India	1,635	342	3,093	60	216	188	5,535
Total Asia Pacífico	11,596	4,854	19,435	857	2,660	1,541	40,943
Total Mundial	31,888	22,636	25,801	4,181	6,490	3,839	94,836

Tabla 2: Consumo de energía primaria mundial por tipo de energéticos (millones BEP)

2.4.1 Petróleo

El escenario es diferente desde el punto de vista de producción de petróleo en las regiones y países. La región de Oriente Medio participó con una producción correspondiente a la tercera parte del total mundial lo que implica 9,194 millones BEP, encabezada por Arabia Saudita con alrededor del 38.74% dentro de la región, le sigue Irak con el 15.31%, seguido muy de cerca por Irán con el 14.71%, luego por Emiratos Árabes Unidos con el 12.01%, después está Kuwait con un 9.91% y Catar con un 5.40% (Tabla 3), la diferencia se reparten entre los demás países de su región (British Petroleum, 2019).

Norteamérica, representado por México, Canadá y EEUU, alcanzó una producción de 6893,90 millones BEP, de los cuales el 65.21% fueron aportados por EEUU, seguido por Canadá con el 24.78% y finalmente México con el 10.01% restante.

Los países de la Comunidad de Estados Independientes³ (CIS por sus siglas en inglés o Commonwealth of Independent States), aportaron con 15.80% del total de producción de petróleo, es decir 4,377 millones BEP, lo que significa casi la mitad de la producción de los países de Oriente Medio, liderados por Rusia con cerca del 80% del total de su región. Las demás regiones tienen participaciones menos significativas. África aporta con el 8.7%, Asia Pacífico con el 8.1%, el Centro y Sur de América con el 7.5% y Europa con el 3.6%.

	Tasa de crecimiento anual		Participación
	2018	2007-17	2018
Canadá	8.5%	4.2%	5.7%
México	-6.6%	-4.4%	2.3%
EE.UU.	16.6%	6.5%	15.0%
Total Norteamérica	11.8%	3.8%	23.0%
Total S. & Cent. América	-8.8%	-0.2%	7.5%
Total Europa	-1.1%	-3.7%	3.6%
Rusia	1.6%	1.1%	12.6%
Total CIS	1.9%	1.1%	15.8%
Irán	-6.5%	1.0%	4.9%
Irak	1.8%	7.8%	5.1%
Kuwait	1.4%	1.1%	3.3%
Catar	Menos del 0.05%	3.2%	1.8%
Arabia Saudita	3.4%	1.4%	12.9%
Emiratos Árabes Unidos	0.8%	2.1%	4.0%
Yemen	14.7%	-17.2%	0.1%
Total Oriente Medio	0.8%	2.0%	33.3%
Total África	0.7%	-2.3%	8.7%
Total Asia Pacífico	-2.0%	-0.3%	8.1%
Total Mundial	2.2%	1.0%	100.0%

Tabla 3: Participación porcentual de la producción mundial de petróleo

³ Armenia, Azerbaiyán, Bielorrusia, Kazajistán, Kirguistán, Moldavia, Rusia, Tayikistán, Uzbekistán

Finalmente, fuera del balance energético mundial, la relevancia de algunos datos estadísticos energéticos invita hacer mención de las reservas probadas de petróleo a nivel global (Tabla 4). A final del 2018, las reservas probadas de petróleo alcanzaron los 1,782 x 10⁹ BEP, de los cuales Venezuela posee la mayor reserva con el 17.5%, seguido muy de cerca por Arabia Saudita con el 17.2%, en tercera posición aparece Canadá el 9.7%, Irán e Irak aparecen en la cuarta y quinta posición con el 9% y 8.5% respectivamente. Un poco más alejado aparecen Rusia con el 6.1%, seguido de Kuwait con el 5.9% y los Emiratos Árabes Unidos con el 5.7%. Para cerrar las diez primeras posiciones se encuentran EEUU y Libia con el 3.5% y 2.8% respectivamente. En conclusión, estos diez países representan el 85.9% del total de las reservas mundiales probadas.

miles de millones de barriles	al final de 1998	al final de 2008	al final de 2017	al final de 2018	Participación del total
Canadá	49.8	176.3	168.9	167.8	9.7%
EE.UU.	28.6	28.4	61.2	61.2	3.5%
Total Norteamérica	100.0	216.6	237.8	236.7	13.7%
Venezuela	76.1	172.3	302.8	303.3	17.5%
Total S. & Cent. América	95.6	196.0	324.0	325.1	18.8%
Total Europa	21.4	14.2	13.7	14.3	0.8%
Kazakstán	5.4	30.0	30.0	30.0	1.7%
Rusia	113.1	106.4	106.3	106.2	6.1%
Total CIS	121.1	144.8	144.7	144.7	8.4%
Irán	93.7	137.6	155.6	155.6	9.0%
Irak	112.5	115.0	147.2	147.2	8.5%
Kuwait	96.5	101.5	101.5	101.5	5.9%
Catar	13.5	26.8	25.2	25.2	1.5%
Arabia Saudita	261.5	264.1	296.0	297.7	17.2%
Emiratos Árabes Unidos	97.8	97.8	97.8	97.8	5.7%
Total Oriente Medio	685.2	753.7	834.3	836.1	48.3%
Libia	29.5	44.3	48.4	48.4	2.8%
Nigeria	22.5	37.2	37.5	37.5	2.2%
Total África	77.2	120.4	125.3	125.3	7.2%
China	17.4	21.2	25.9	25.9	1.5%
Total Asia Pacífico	40.8	48.0	47.7	47.6	2.8%
Total Mundial	1,141.2	1,493.8	1,727.5	1,729.7	100.0%
Donde: OECD	124.5	234.0	254.4	254.0	14.7%
Non-OECD	1,016.7	1,259.8	1,473.1	1,475.8	85.3%
OPEC	827.9	1,027.9	1,240.2	1,242.2	71.8%
Non-OPEC	313.3	465.9	487.3	487.5	28.2%
Unión Europea	8.7	5.7	4.9	4.8	0.3%

Tabla 4: Reservas probadas mundiales de petróleo

2.4.2 Gas natural

Haciendo una analogía para el caso del gas natural en 2018, las reservas probadas ascienden a 1,158 millones kBEP. Rusia lidera las reservas globales con el 19.8%, seguido

por Irán con el 16.2%, Catar con el 12.5%, Turkmenistán con el 9.9%, EEUU con el 6%, Venezuela con el 3.2%, seguido muy de cerca China con el 3.1%, por Arabia Saudita y los Emiratos Árabes Unidos con el 3% cada uno, mientras que en la décima posición aparece el primer representante africano, Nigeria con el 2.7%. De esta manera, las diez principales reservas de gas natural abarcan el 79.4% del global (Tabla 5)

trillones de metros cúbicos	al final de 1998	al final del 2008	al final del 2017	al final del 2018	Participación del total
EE.UU.	4.4	6.6	11.9	419.8	6.0%
Total Norteamérica	7.0	8.7	14.1	491.7	7.1%
Venezuela	4.6	5.5	6.3	223.8	3.2%
Total S. & Cent. América	6.8	7.5	8.2	289.0	4.2%
Total Europa	5.6	5.5	3.9	137.1	2.0%
Rusia	33.4	34.0	38.9	1,375.0	19.8%
Turkmenistán	2.5	8.2	19.5	688.1	9.9%
Total CIS	39.2	45.9	62.0	2,217.4	31.9%
Irán	22.8	28.0	31.9	1,127.7	16.2%
Catar	11.3	26.3	24.7	872.1	12.5%
Arabia Saudita	5.8	7.1	5.7	208.1	3.0%
Emiratos Árabes Unidos	5.8	5.9	5.9	209.7	3.0%
Total Oriente Medio	51.5	73.7	75.3	2,666.7	38.4%
Nigeria	3.3	5.0	5.3	188.8	2.7%
Total África	10.3	14.0	14.4	509.6	7.3%
China	1.4	2.7	6.1	214.4	3.1%
Total Asia Pacífico	10.5	15.0	18.2	640.3	9.2%
Total Mundial	130.8	170.2	196.1	6,951.8	100.0%
donde: OECD	13.0	15.7	19.7	686.8	9.9%
Non-OECD	117.7	154.5	176.4	6,265.1	90.1%
Unión Europea	3.5	2.5	1.1	39.6	0.6%

Tabla 5: Reservas probadas mundiales de gas natural

Con relación a la producción mundial de gas natural para ese mismo año, EEUU produjo el 21.5% de total mundial, alcanzando los 4,893 millones BEP, seguido por Rusia con el 17.3% que representa 3,939 millones BEP, luego está Irán con 1,409 millones BEP alcanzando el 6.2%, le sigue Canadá con 1,087 millones BEP que corresponde al 4.8%, y en quinta posición se encuentra Catar con 1,032 millones BEP que equivale al 4.5%. Estos cinco países consiguen producir el 54.3% del total (Tabla 6).

Finalmente, durante el 2018, EEUU lideró el consumo de gas natural alcanzando el 21.2%, es decir prácticamente ha consumido el 100% de toda su producción. Luego se encuentra Rusia con el 11.8% que representa 2,674 millones BEP, le sigue China con 1,665 millones BEP que representa el 7.4%. Irán se ubica en la cuarta posición con un consumo de 1,327 millones BEP lo que significa un 5.9%. Canadá y Japón demandaron 681 millones BEP, es decir un 3% cada uno, muy de cerca se ubicó Arabia Saudita que consumió 660 millones

BEP, demandando un 2.9% del total mundial. Estos siete países fueron quienes más consumo representaron en 2018, alcanzando más de la mitad de la demanda mundial de gas natural, siendo esta del 55.2% (Tabla 7).

	2007	2009	2011	2013	2015	2017	2018	2017-2018	2007-17	Participación 2018
Canadá	1,027.3	911.9	888.5	893.5	945.5	1,044.2	1,086.4	4.0%	0.2%	4.8%
EE.UU.	3,069.4	3,279.3	3,630.9	3,856.4	4,354.0	4,386.1	4,892.0	11.5%	3.6%	21.5%
Total Norteamérica	4,372.3	4,500.5	4,825.8	5,058.5	5,581.4	5,655.4	6,198.1	9.6%	2.6%	27.2%
Total S. & Cent. América	924.8	895.8	965.0	1,022.0	1,047.1	1,060.3	1,039.1	-2.0%	1.4%	4.6%
Total Europa	1,804.9	1,788.6	1,678.8	1,650.5	1,539.0	1,548.2	1,474.3	-4.8%	-1.5%	6.5%
Rusia	3,538.3	3,153.5	3,627.8	3,614.1	3,437.3	3,738.0	3,937.4	5.3%	0.6%	17.3%
Total CIS	4,403.8	3,900.3	4,506.1	4,520.0	4,381.7	4,641.0	4,887.8	5.3%	0.5%	21.5%
Irán	694.1	798.3	888.0	926.5	1,079.5	1,294.9	1,408.5	8.8%	6.4%	6.2%
Catar	384.7	543.6	884.3	989.1	1,029.1	1,013.8	1,032.0	1.8%	10.2%	4.5%
Total Oriente Medio	2,133.0	2,433.6	3,058.1	3,310.5	3,530.5	3,825.0	4,042.0	5.7%	6.0%	17.8%
Total África	1,151.0	1,129.9	1,186.4	1,166.3	1,197.2	1,327.1	1,391.3	4.8%	1.4%	6.1%
Total Asia Pacífico	2,393.9	2,634.3	2,935.1	3,051.8	3,317.8	3,573.0	3,715.5	4.0%	4.1%	16.3%
Total Mundial	17,183.8	17,282.9	19,155.3	19,779.6	20,594.6	21,630.0	22,748.2	5.2%	2.3%	100.0%
donde: OECD	6,304.5	6,441.8	6,719.6	6,971.7	7,481.9	7,795.3	8,366.4	7.3%	2.1%	36.8%
Non-OECD	10,879.3	10,841.1	12,435.7	12,808.0	13,112.7	13,834.7	14,381.8	4.0%	2.4%	63.2%
Unión Europea	1,153.8	1,054.2	965.6	891.1	739.1	704.1	642.5	-8.8%	-4.8%	2.8%

Tabla 6: Producción mundial de gas natural (millones BEP)

	2007	2009	2011	2013	2015	2017	2018	2017-2018	2007-17	Participación 2018
Canadá	535	509	574	613	645	645	681	5.5%	1.9%	3.0%
EE.UU.	3,671	3,632	3,871	4,158	4,373	4,349	4,806	10.5%	1.7%	21.2%
Total Norteamérica	4,541	4,525	4,861	5,229	5,494	5,502	6,013	9.3%	1.9%	26.6%
Total S. & Cent. América	812	781	874	962	1,027	1,015	990	-2.5%	2.3%	4.4%
Total Europa	3,630	3,394	3,412	3,260	2,992	3,296	3,229	-2.1%	-1.0%	14.3%
Rusia	2,522	2,340	2,562	2,499	2,404	2,535	2,673	5.4%	0.1%	11.8%
Total CIS	3,126	2,940	3,232	3,160	3,117	3,231	3,416	5.7%	0.3%	15.1%
Irán	697	793	901	905	1,082	1,235	1,327	7.4%	5.9%	5.9%
Arabia Saudita	416	438	515	559	584	643	659	2.6%	4.4%	2.9%
Total Oriente Medio	1,800	2,042	2,341	2,490	2,813	3,100	3,253	4.9%	5.6%	14.4%
Total África	534	562	631	686	753	828	882	6.6%	4.5%	3.9%
China	418	531	795	1,011	1,145	1,414	1,664	17.7%	13.0%	7.4%
Japón	561	544	659	727	698	688	681	-1.1%	2.1%	3.0%
Total Asia Pacífico	2,784	3,033	3,665	4,032	4,191	4,519	4,854	7.4%	5.0%	21.4%
Total Mundial	17,226	17,278	19,016	19,819	20,387	21,491	22,636	5.3%	2.2%	100.0%
donde: OECD	8,625	8,483	9,024	9,436	9,482	9,817	10,296	4.9%	1.3%	45.5%
Non-OECD	8,601	8,795	9,992	10,383	10,905	11,674	12,341	5.7%	3.1%	54.5%
Unión Europea	2,975	2,850	2,770	2,654	2,462	2,739	2,696	-1.6%	-0.8%	11.9%

Tabla 7: Consumo mundial de gas natural (millones BEP)

2.4.3 Carbón

Continuando con la metodología de análisis de energía primaria, el carbón tiene una importante participación desde el punto de vista de reservas, producción y consumo.

En ese contexto, las reservas probadas del carbón a finales del 2018 alcanzaron los 4,329 x 10⁹ BEP, de los cuales cerca de la cuarta parte (23.7%) pertenecen a EEUU, seguido por Rusia con el 15.2%. Luego se encuentran Australia y China con el 14% y 13.2% respectivamente. En quinta posición está la India con el 9.6%. En conjunto, estos cinco países concentran el 75.7% de todas las reservas de carbón (Tabla 8).

millones de toneladas	Total	Participación del total
EE.UU.	250,219	23.7%
Total Norteamérica	258,012	24.5%
Total S. & Cent. América	14,016	1.3%
Total Europa	134,593	12.8%
Rusia	160,364	15.2%
Total CIS	188,853	17.9%
Total Oriente Medio & África	14,420	1.4%
Australia	147,435	14.0%
China	138,819	13.2%
India	101,363	9.6%
Total Asia Pacífico	444,888	42.2%
Total Mundial	1,054,782	100.0%
donde: OECD	499,718	47.4%
Non-OECD	555,064	52.6%
Unión Europea	75,968	7.2%

Tabla 8: Reservas probadas mundiales de carbón

Para ese mismo año, a pesar de que las reservas de China representan el 13.2% del global, su nivel de producción alcanzó el 46.7% de total mundial (26,791 millones BEP), lo que representan 12,509 millones BEP. Muy de lejos con casi la sexta parte del consumo de China se encuentran EEUU con 2,493 millones BEP, Indonesia con 2,211 millones BEP, India con 2,107 millones BEP, Australia con 2,060 millones BEP y Rusia con 1,506 millones BEP. Estos seis países concentran el 85.5% del total de producción mundial (Tabla 9).

	2007	2009	2011	2013	2015	2017	2018	Tasa de crecimiento 2018	Participación 2007-17	Participación 2018
EE.UU.	3,819.0	3,513.8	3,613.6	3,254.6	2,919.8	2,540.0	2,492.8	-1.9%	-4.0%	9.3%
Total Norteamérica	4,113.1	3,782.1	3,920.3	3,550.8	3,188.1	2,808.2	2,741.0	-2.4%	-3.7%	10.2%
Total S. & Cent. América	381.3	379.0	435.5	442.2	439.2	449.0	412.8	-8.1%	1.6%	1.5%
Total Europa	1,711.9	1,583.7	1,623.5	1,530.3	1,280.7	1,185.1	1,163.1	-1.9%	-3.6%	4.3%
Rusia	981.4	969.4	1,077.8	1,184.1	1,274.8	1,407.7	1,505.9	7.0%	3.7%	5.6%
Total CIS	1,282.4	1,278.9	1,432.5	1,552.2	1,607.9	1,774.8	1,888.0	6.4%	3.3%	7.0%
Total Oriente Medio	7.2	5.1	5.1	4.9	4.9	5.0	5.0	*	-3.6%	*
Total África	960.7	967.9	998.4	1,042.2	1,037.3	1,061.8	1,065.9	0.4%	1.0%	4.0%
Australia	1,553.2	1,660.2	1,676.7	1,954.8	2,090.6	2,045.0	2,059.5	0.7%	2.8%	7.7%
China	9,844.7	10,519.0	12,665.5	12,959.0	12,486.8	11,946.8	12,509.2	4.7%	2.0%	46.7%
India	1,438.8	1,683.0	1,715.6	1,749.2	1,922.1	1,960.0	2,107.0	7.5%	3.1%	7.9%
Indonesia	874.4	1,032.5	1,423.9	1,912.9	1,860.4	1,859.1	2,211.2	18.9%	7.8%	8.3%
Total Asia Pacífico	14,128.2	15,326.2	18,031.5	19,087.1	18,850.1	18,400.2	19,515.1	6.1%	2.7%	72.8%
Total Mundial	22,584.8	23,322.9	26,446.7	27,209.8	26,408.2	25,684.1	26,790.8	4.3%	1.3%	100.0%
donde: OECD	7,019.1	6,677.4	6,823.1	6,670.0	6,325.7	5,810.7	5,742.4	-1.2%	-1.9%	21.4%
Non-OECD	15,565.7	16,645.6	19,623.6	20,539.8	20,082.5	19,873.5	21,048.4	5.9%	2.5%	78.6%

* menos del 0.05%

Tabla 9: Producción mundial de carbón (millones BEP)

Pese a la lucha para revertir los efectos del cambio climático y no continuar aumentando la temperatura de la atmósfera terrestre, entre 2017 y 2018 el consumo de carbón aumentó un 1.4%, donde China demanda más de la mitad (50.5%) del consumo global mundial, que representan 13,042 millones BEP.

Le sigue la India con el 12%, alcanzado los 3,093 millones BEP, luego EEUU demandó 2,168 millones BEP, Japón, Corea del Sur y Rusia con 804 millones BEP, 603 millones BEP, 602 millones BEP, individualmente. Estas seis naciones consumieron cerca del 80% del consumo total de carbón en 2018 (Tabla 10).

								Tasa de crecimiento anual		Participación
	2007	2009	2011	2013	2015	2017	2018	2018	2007-17	2018
EE.UU.	3,725	3,224	3,219	2,954	2,546	2,266	2,168	-4.3%	-4.9%	8.4%
Total Norteamérica	4,010	3,455	3,471	3,183	2,769	2,497	2,348	-6.0%	-4.6%	9.1%
Total S. & Cent. América	178	159	207	237	245	238	247	3.7%	2.9%	1.0%
Total Europa	2,817	2,397	2,612	2,583	2,320	2,158	2,101	-2.7%	-2.6%	8.1%
Rusia	642	630	643	619	630	574	602	4.9%	-1.1%	2.3%
Total CIS	872	859	911	898	889	865	923	6.7%	-0.1%	3.6%
Total Oriente Medio	68	66	70	77	72	56	54	-2.7%	-1.9%	0.2%
Total África	629	691	673	665	668	668	694	3.9%	0.6%	2.7%
China	10,836	11,531	13,022	13,468	13,091	12,931	13,042	0.9%	1.8%	50.5%
India	1,642	1,921	2,084	2,413	2,704	2,845	3,093	8.7%	5.7%	12.0%
Japón	805	695	750	829	816	820	804	-2.1%	0.2%	3.1%
Corea del Sur	408	469	572	558	584	589	603	2.4%	3.7%	2.3%
Total Asia Pacífico	15,053	15,975	17,928	18,808	18,817	18,953	19,435	2.5%	2.3%	75.3%
Total Mundial	23,627	23,602	25,872	26,450	25,780	25,434	25,801	1.4%	0.7%	100.0%
donde: OECD	8,020	7,044	7,338	7,094	6,532	6,107	5,891	-3.5%	-2.7%	22.8%
Non-OECD	15,607	16,558	18,535	19,357	19,248	19,327	19,910	3.0%	2.2%	77.2%
Unión Europea	2,240	1,831	1,971	1,968	1,788	1,602	1,521	-5.1%	-3.3%	5.9%

Tabla 10: Consumo mundial de carbón (millones BEP)

2.4.4 Energías renovables

En este punto entran en escenario las energías de fuentes solar, geotérmica, biomasa y de residuos orgánicos, las cuales tuvieron un consumo de 3,839 millones BEP, alcanzando un 14.5% de crecimiento en 2018 respecto al 2017. China lideró el consumo de este tipo de energía con un poco más de la cuarta parte del total, el cual demandó 982 millones BEP. Le sigue EEUU con el 18.5% que representa 708 millones BEP.

En tercer lugar, aparece Alemania con un consumo de 324 millones BEP. Le siguen la India con 188 millones BEP, Japón con 174 millones BEP, Reino Unido con 163 millones BEP y Brasil con 161 millones BEP. En ese año estas siete naciones en conjunto consumieron el 70% de energías renovables disponibles. Finalmente, los biocombustibles alcanzaron 652

millones BEP, creciendo de media un 9% anual desde el 2007, y un 9.7% entre 2017 y 2018 (Tabla 11).

								Tasa anual de crecimiento		Participación
	2007	2009	2011	2013	2015	2017	2018	2018	2007-17	2018
EE.UU.	170	232	312	412	489	647	710	9.8%	14.3%	18.5%
Total Norteamérica	202	269	359	477	572	741	813	9.6%	13.9%	21.2%
Brasil	29	37	54	73	110	146	162	10.6%	17.6%	4.2%
Total S. & Cent. América	47	60	82	112	164	216	242	12.2%	16.4%	6.3%
Alemania	104	118	165	200	263	304	324	6.6%	11.3%	8.4%
Reino Unido	23	31	46	75	119	145	163	13.1%	20.4%	4.3%
Total Europa	323	418	587	784	968	1,110	1,178	6.1%	13.1%	30.7%
Total CIS	1	1	1	1	2	3	4	24.0%	14.9%	0.1%
Total Oriente Medio	0	1	1	2	5	9	12	34.2%	42.1%	0.3%
Total África	6	8	11	14	30	42	49	18.5%	20.4%	1.3%
China	24	75	156	289	439	762	982	28.8%	41.4%	25.6%
India	30	43	65	87	101	148	188	26.9%	17.5%	4.9%
Japón	42	41	48	64	106	153	174	13.5%	13.7%	4.5%
Total Asia Pacífico	153	228	351	542	780	1,233	1,541	25.0%	23.2%	40.2%
Total Mundial	733	985	1,393	1,932	2,521	3,353	3,839	14.5%	16.4%	100.0%
donde: OECD	591	757	1,030	1,367	1,702	2,081	2,260	8.6%	13.4%	58.9%
Non-OECD	142	228	363	565	819	1,272	1,579	24.1%	24.5%	41.1%
Unión Europea	313	404	566	752	923	1,042	1,092	4.8%	12.8%	28.4%

Tabla 11: Consumo mundial de energía de fuentes renovables (millones BEP)

2.4.5 Energía hidráulica y electricidad

Globalmente, la generación eléctrica bruta fue de 15,656 millones BEP en 2018, en el cual el carbón fue el energético predominante alcanzando el 38% de media desde hace 20 años. El gas natural fue el segundo energético que más contribuyó para producir electricidad con una participación del 23.2%. La participación del petróleo y la energía nuclear ha ido disminuyendo considerablemente.

Las energías renovables contribuyeron con el 9.3% de total, creciendo desde el 3% reportado en 2007. El crudo de petróleo ha pasado de tener una cuota de generación del 12% al 3% en los últimos 20 años. La energía hidroeléctrica toma posición luego del carbón y el gas natural con el 15.8%.

Por su parte la energía nuclear ha descendido un 6% pasando de 16.2% a 10.2% en ese mismo periodo. A nivel regional, en las últimas dos décadas Europa lidera la penetración en generación eléctrica con energías renovables alcanzando el 18.7%, seguido por Sudamérica y Centroamérica con un 12%. Norteamérica roza el 10% (Tabla 12) (British Petroleum, 2019).

	Petróleo	Gas Natural	Carbón	Energía Nuclear	Hidroeléctricas	Renovables	Otros	Total 2018
Total Norteamérica	66.3	1,833.9	1,334.3	963.2	708.4	525.2	16.0	5,447.3
Total S. & Cent. América	90.2	227.9	76.5	22.5	731.3	156.3	0.5	1,305.3
Total Europa	56.0	731.3	862.7	937.5	642.1	761.1	86.6	4,077.3
Total CIS	13.7	686.1	259.0	206.6	244.8	2.5	4.7	1,417.4
Total Oriente Medio	310.9	878.5	21.3	7.0	15.2	7.4	0.1	1,240.4
Total África	77.6	339.3	255.9	11.1	132.8	31.9	5.1	853.7
Total Asia Pacífico	188.0	1,485.8	7,290.8	553.6	1,718.5	996.0	40.9	12,273.6
Total Mundial (TWh)	802.8	6,182.8	10,100.5	2,701.4	4,193.1	2,480.4	153.8	26,614.8
Total Mundial (%)	3.0%	23.2%	38.0%	10.2%	15.8%	9.3%	0.6%	100.0%
donde: OECD	188.2	3,194.0	2,881.1	1,971.4	1,419.8	1,460.3	118.9	11,233.6
Non-OECD	614.6	2,988.8	7,219.4	730.1	2,773.3	1,020.1	34.9	15,381.2
Unión Europea	52.5	619.7	655.2	827.4	344.8	705.5	77.1	3,282.2

Tabla 12: Generación de energía eléctrica mundial por fuentes (TWh)

2.5 Balance Energético de Ecuador

Para describir el estado energético de la información más actualizada de Ecuador, se acude al Balance Energético Nacional 2017 (BEN 2017) (MEER - Ministry of electricity and renewable energy, 2018a). Este documento recopila información estadística que proporcionaron y avalaron instituciones oficiales del país como la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), el Banco Central del Ecuador (BCE) y el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INEC), y fue entregada al Instituto Nacional de Energías Renovables (INER) para su diseño, producción, análisis, evaluación y difusión.

2.5.1 Energía primaria

La energía primaria puede ser consumida directamente sin pasar por un proceso de transformación. La producción total de energía primaria en Ecuador al 2017 alcanzó los 222,612 kBEP (MEER - Ministry of electricity and renewable energy, 2018a). Dentro de la oferta energética primaria, el petróleo representa el 87.64%, éste a su vez se divide en producto de exportación con 134,307 kBEP es decir el 68.84%, y el resto se distribuye directamente para procesamiento de derivados de petróleo a las refinerías del país. Adicionalmente, se produce un total de 10,567 kBEP de gas natural que corresponde a un 4.77% del total de producción de energía primaria. En la Figura 6 se pueden observar los diferentes niveles de producción de energía primaria para varios años, donde claramente destaca el petróleo como su principal fuente.

Figura 6: Producción de energía primaria 2007 – 2017

Por tanto, la energía de origen fósil representa el 92.41% del total de la producción de energía primaria producida en el país, el resto corresponde a otras fuentes de energía como la hidráulica con 5.62%, productos de caña con 1.1%, leña con el 0.8%, y la producción restante proviene de otros tipos de energías renovables como solar y eólica.

En la Tabla 13 se indican los datos más significativos relacionados con el histórico de producción de energía primaria en Ecuador entre los años 2007 y 2017, donde claramente destaca la producción de petróleo para todos los años sobre los demás tipos de energía primaria. La producción promedio de petróleo ha sido aproximadamente de 190 kBEP (miles de barriles equivalentes de petróleo) por año entre 2007 y 2017.

FUENTES	2007	2009	2011	2013	2015	2016	2017	Variación (%) 2017/2016
Petróleo	186,948	175,496	180,619	191,335	198,527	201,012	194,218	-3.50
Gas natural	9,436	8,447	8,413	9,746	10,029	11,505	10,567	-8.88
Hidráulica	5,600	7,150	8,562	8,555	10,143	9,811	12,447	21.18
Leña	2,532	2,321	2,195	2,011	1,865	1,824	1,786	-2.13
Productos de caña	2,544	2,883	3,196	3,340	4,374	2,156	2,427	11.17
Otras primarias	0.61	1.99	2.11	37.40	84.00	124.76	166.50	25.07
TOTAL PRIMARIA	207,061	196,299	202,987	215,025	225,022	226,433	221,612	-2.18

Tabla 13: Producción de energía primaria entre 2007 - 2017 (kBEP)

La variación del total de producción de energía primaria entre los años 2016 y 2017 disminuyó un 2,18%. La energía hidráulica presenta un crecimiento significativo del 21.18% respecto al 2016, el petróleo muestra una baja significativa del 3.5% lo que representa un valor cercano a los 6,800 kBEP.

Finalmente, la producción de gas natural disminuyó un 8.88%, pasando de 11,505 kBEP a 10,567 kBEP entre 2016 y 2017. Este es un dato bastante interesante para posteriores

análisis respecto al estudio que se plantea sobre gasificación del sistema de generación eléctrico ecuatoriano y el sistema de transporte por carretera en el país.

Por otra parte, en el informe de septiembre del 2019 (Tabla 14), la producción nacional de crudo alcanzó los 565.73 kBEP/día (549,040 barriles de petróleo por día) (ARCH - Hydrocarbons Regulation and Control Agency, 2019a), de los cuales el 78.2% corresponde a la empresa estatal Petroamazonas EP y el 21.8% a compañías petroleras privadas.

En el mismo informe, la producción de gas natural libre es de aproximadamente 5,317 BEP/día (30 millones de pies cúbicos estándar por día) (ARCH - Hydrocarbons Regulation and Control Agency, 2019b), esto corresponde únicamente a la producción del campo gasífero Amistad, el cual es el único yacimiento de gas natural libre en el país.

OPERADORA	Producción (barriles/día)
Petroamazonas EP	436,628
Sipec	21,351
Agip	10,445
Repsol YPF	17,961
Andes Petroleum	32,511
Petrooriental	10,801
Petrobell	2,732
Consorcio Petrosud – Petroriva	3,870
Consorcio Palanda – Yuca Sur	3,361
Consorcio Pegaso – Campo Puma	121
Consorcio Gente Oil	2,891
Orion Energy	5,330
Pacifpetrol	1,036
TOTAL NACIONAL	549,040

Tabla 14: Producción diaria promedio de petróleo en Ecuador (septiembre 2019)

Actualmente, la economía ecuatoriana depende principalmente de los ingresos fiscales y del petróleo. Es decir, está dentro de los escenarios variables del mercado internacional energético, del cual dependen sus precios. Para el año 2017, el producto interno bruto real (PIB real) de Ecuador fue de USD 70,410 millones, de los cuales USD 7,323 millones correspondieron al PIB petrolero (Petroamazonas EP, 2019), el cual presentó una disminución del 2.37% respecto al 2016 (Tabla 15).

SECTOR	2007	2009	2011	2013	2015	2016	2017	Variación (%) 2017/2016
PIB PETROLERO	6,751	6,829	6,925	7,166	7,248	7,501	7,323	-2.37
Extracción de petróleo, gas natural y actividades relacionadas	5,824	5,780	5,930	6,505	6,747	6,878	6,689	-2.75
Refinación de Petróleo	927	1,050	995	661	501	624	634	1.60
PIB NO PETROLERO	41,760	45,522	51,508	57,248	60,369	58,870	61,120	-3.82
PIB TOTAL	51,008	54,558	60,925	67,081	69,805	68,625	70,410	2.60

Tabla 15: PIB petrolero y no petrolero 2007 - 2017 (millones USD)

La participación petrolera es la segunda más alta, se encuentra por delante del sector comercial (USD 7,228 millones), y detrás del sector manufacturero (USD 8,189 millones), el cual no incluye el sector de refinación de petróleo.

Para los años 2015 y 2016 prácticamente no existieron ingresos provenientes por exportaciones petroleras. Esto fue debido a la fuerte caída del precio del petróleo. Los ingresos por la venta de petróleo básicamente alcanzaron para pagar por los servicios de las operaciones relacionadas en la cadena de valor para la producción de crudo a empresas petroleras. El Ecuador de hoy es un país principalmente exportador de energía primaria. En el año 2017, los ingresos provenientes de exportaciones de petróleo dentro del Presupuesto General del Estado representaron el 18.14%, es decir, alrededor de USD 4,665 millones (Tabla 16) (Petroamazonas EP, 2019).

DESCRIPCIÓN	2007	2009	2011	2013	2015	2016	2017	Variación (%) 2017/2016
Petroleros	1,764.3	2,298.2	5,971.4	4,676.8	6,009.8	4,219.3	4,664.9	10.56
Por exportaciones	1,764.3	2,298.2	5,971.4	4,676.8	6,009.8	4,219.3	4,664.9	10.56
No Petroleros	6,725.9	9,284.8	11,227.0	15,723.2	22,129.9	19,764.7	21,056.3	6.53
TOTAL INGRESOS	8,490.2	11,582.9	17,198.4	20,400.0	28,139.7	23,984.0	25,721.2	7.24

Tabla 16: Ingresos del petróleo en el gobierno central 2007 – 2017 (millones USD)

Por lo tanto, las exportaciones de energía primaria principalmente de petróleo, son buenas como ingreso para el presupuesto general del Estado, pero sigue siendo perjudicial en la estabilidad económica, sobre todo por las fluctuaciones del precio del crudo provocadas por influencia de políticas internacionales y por la sobreoferta en el mercado internacional debido a la práctica de potentes y novedosas técnicas de producción de petróleo y gas como es la fractura hidráulica (fracking). La participación petrolera y sus derivados representaron más del 50% del total de los ingresos por exportaciones realizadas por el Ecuador en 2017 (Petroamazonas EP, 2019), aproximadamente USD 13,068 millones.

Entre junio y diciembre de 2014, los precios del petróleo han experimentado la tercera mayor depreciación semestral de los últimos 24 años poniendo fin a tres años de estabilidad y de precios altos desde junio del 2011 a junio del 2014, con una media situada en torno a los USD 105 por barril WTI.

En marzo del 2017, los precios de los dos tipos de crudo que se producen en Ecuador, Oriente y Napo fluctuaron entre USD 39 y USD 43 el barril. Para el mes agosto del 2019, el precio promedio de estos crudos fueron de USD 56.59 y 51.72 respectivamente

(Petroecuador EP, 2019). Finalmente, en el mismo periodo, el crudo WTI promedió un precio de USD 54.85 (Figura 7). Por otra parte, los principales compradores de crudo fueron Estados Unidos de América con 56.16%, luego Chile con 15.57%, Perú con 14.76%. Menores cuantías recibieron China, Panamá y Japón con 5.31%, 4.13% y 3.03%, y finalmente India con 0.89% y Colombia con el restante 0.15% (Banco Central del Ecuador, 2017).

Figura 7: Precio del petróleo – WTI – Crudo Napo – Crudo Oriente (Agosto/2019)

2.5.2 Energía secundaria

En 2017, la producción de energía secundaria en conjunto sumó 77,112 kBEP (MEER - Ministry of electricity and renewable energy, 2018a), la electricidad corresponde al 22.52%, recursos no energéticos y otras secundarias (crudo reducido) representan el 10.91%, la diferencia del total de la energía secundaria producida corresponde a productos energéticos obtenidos de refinerías y representan el 66.57%. El global de producción de energía secundaria aumentó 1.17% entre 2016 y 2017, y el total promedio de producción entre 2007 y 2017 fue de 71,432 kBEP (Tabla 17).

PRODUCTO	2007	2009	2011	2013	2015	2016	2017	Variación (%) 2017/2016
Electricidad	10,749	11,324	12,737	14,421	16,079	16,924	17,369	2.56
GLP	1,214	1,644	1,947	1,912	1,146	2,055	2,088	1.58
Gasolinas	9,449	10,593	10,977	9,740	7,440	11,996	11,348	-5.71
Queroseno	2,739	2,631	2,689	2,861	2,650	2,593	2,984	13.10
Diésel	12,575	14,334	14,066	11,813	10,812	14,112	14,076	-0.26
Fuelóleo	24,145	21,601	21,940	19,120	16,959	19,980	20,638	3.19
Gases	318	365	408	512	702	291	188	-54.79
Otras secundarias	6,664	7,017	6,808	6,968	7,069	6,544	6,721	2.63
No energético	1,289	2,703	2,631	2,782	1,936	1,717	1,699	-1.06
TOTAL SECUNDARIAS	69,141	72,212	74,202	70,130	64,793	76,212	77,111	1.17

Tabla 17: Producción de energía secundaria entre 2007 - 2017 (kBEP)

De los 194,218 kBEP de petróleo producidos durante el 2017, la cantidad que ingresó a refinerías fue de 60,790 kBEP (31.29%), representando una capacidad de refinamiento promedio 166.55 kBEP/día, esta cifra corresponde a un aumento de 1,567 kBEP respecto al 2016 (Tabla 18). Sin embargo, debido a la deficiencia del parque refinador ecuatoriano 133,428 kBEP no pasaron por ningún centro de transformación y fueron destinados para exportación.

PRODUCTO	2007	2009	2011	2013	2015	2016	2017	Variación (%) 2017/2016
Petróleo*	-61,115.2	- 63,371.9	- 63,445.4	- 57,558.7	- 48,578.0	- 59,223.0	- 60,790.0	2.58
GLP	873.7	1,124.3	1,365.2	1,122.4	363.0	1,261.0	1,277.0	1.25
Gasolinas	9,183.0	10,234.2	10,615.3	9,244.7	6,945.0	11,396.0	10,751.0	-6.00
Queroseno	2,738.7	2,631.2	2,688.8	2,861.2	2,650.0	2,593.0	2,984.0	13.10
Diésel	12,574.9	14,333.6	14,065.7	11,813.4	10,812.0	14,112.0	14,076.0	-0.26
Fuelóleo	24,144.9	21,601.5	21,940.4	19,120.0	16,959.0	19,980.0	20,638.0	3.19
Crudo reducido	6,664.3	7,016.6	6,808.2	6,967.9	6,971.0	6,364.0	6,384.0	0.31
Gases	12.3	26.5	33.6	30.5	19.0	14.0	15.0	6.67
No energético	1,288.6	2,703.0	2,630.8	2,781.7	1,936.0	1,717.0	1,699.0	-1.06

*El signo negativo muestra la cantidad de BEP que ingresan a refinerías. Los productos se muestran con signo positivo.

Tabla 18: Carga y producción en refinerías 2007 – 2017 (kBEP)

Para finales del 2017, la refinería de Esmeraldas procesó el 66.41%, el equivalente a 40,519 kBEP del total de petróleo refinado. El resto fue procesado por las refinerías de La Libertad con una carga del 20.42%, Amazonas con un 12.82% y otras con 0.35%. El fuelóleo fue el principal producto derivado que se produjo (33.95%), seguido por el diésel (23.16%) y las gasolinas (17.68%) principalmente.

Es importante indicar que el actual gobierno se encuentra en fase de estudio para una licitación relacionada con la construcción de una refinería de alta conversión que tendría una capacidad de procesamiento de aproximadamente 300 kBEP/día (Ministry of Hydrocarbons, 2019), los cuales se sumarán a los 170 kBEP actuales (BCE - Central Bank of Ecuador, 2018). Con esto se espera que los combustibles más demandados, diésel y gasolinas, sean de producción nacional.

De esta manera se intentaría ir reduciendo progresivamente la dependencia del consumo de combustibles líquidos provenientes del petróleo principalmente de diésel y gasolinas, productos que el país importa en gran proporción provocado por su deficiente parque refinador que no satisface la demanda interna de acuerdo con el “Reporte Estadístico de Hidrocarburos 2016” (ARCH - Hydrocarbons Regulation and Control Agency, 2017).

Por otra parte, en 2017 la oferta de electricidad (Tabla 19) se incrementó en 2.33% respecto al 2016, la cual significó una producción de 16,812 kBEP (28,051 GWh). En ese año, la estructura de generación fue 71.66% hidráulica, 26.31% térmica y 2.03% de otras fuentes renovables correspondiente a eólica, solar y biomasa, además hubo una interconexión con Colombia que representó un 0.07% de la oferta nacional total.

	FUENTE	2007	2009	2011	2013	2015	2016	2017	Participación (%) 2017
	Hidráulica	8,789	9,225	11,133	11,039	13096	15834	20089	71.66
	Térmica	8,328	8,819	9,129	11,865	12311	10868	7375	26.29
OTRAS RENOVABLES	Biomasa	219	217	278	296	408	477	431	1.54
	Biogás	0	0	0	0	0	13	28	0.10
	Eólica	1	3	3	57	99	84	73	0.26
	Solar	0	0	0	4	36	39	37	0.13
	Total	220	220	282	356	543	612	570	
	Interconexión	861	1,121	1,295	662	512	82	19	0.07
	TOTAL	18,198	19,385	21,839	23,923	26462	27396	28051	100

Tabla 19: Generación de energía eléctrica 2007 – 2017 (GWh)

Respecto de las exportaciones de energías secundarias en 2017 (Tabla 20), el fuelóleo lideró las exportaciones con 15,909 kBEP, seguido por el crudo reducido con 5,686 kBEP, los cuales experimentaron un aumento del 33.48% y del 10.47% en sus exportaciones en relación al año previo, respectivamente. En ese mismo periodo, la exportación de electricidad disminuyó en 118 kBEP, pasando de 249 kBEP a 131 kBEP. Para el caso de las exportaciones de las gasolinas, diésel y queroseno sus exportaciones fueron nulas en 2017.

PRODUCTO	2007	2009	2011	2013	2015	2016	2017	Variación (%) 2017/2016
Electricidad	24	13	9	18	29	249	131	- 47.39
Gasolinas	1,116	1,311	669	1,228	162	466	-	-100.00
Queroseno	-	-	-	-	-	-	-	0.00
Diésel	744	-	-	-	-	-	-	0.00
Fuelóleo	13,556	11,187	11,126	5,974	3,805	11,919	15,909	33.48
Crudo reducido	6,648	6,061	6,006	6,180	5,529	5,147	5,686	10.47
TOTAL	22,088	18,572	17,811	13,400	9,525	17,781	21,726	22.19

Tabla 20: Exportaciones de energía secundaria 2007 – 2017 (kBEP)

Ecuador no importa energía primaria, sin embargo, la importación de energía secundaria sumó 43,597 kBEP al 2017, es decir un 2.95% más respecto al 2016 (Tabla 21).

PRODUCTO	2007	2009	2011	2013	2015	2016	2017	Variación (%) 2017/2016
Electricidad	534	695	803	411	317	51	11	-78.43
GLP	6,499	6,083	6,522	6,409	7,247	6,625	6,627	0.03
Gasolinas	6,928	8,355	11,250	14,275	17,389	14,310	14,661	2.45
Queroseno	-	78	-	77	202	-	-	0.00
Diésel	11,845	14,460	15,089	20,841	23,720	18,078	17,887	-1.06
Fuelóleo	3,207	2,312	3,663	2,157	1,963	3,283	4,411	34.36
TOTAL	29,012	31,982	37,327	44,169	50,838	42,347	43,597	2.95

Tabla 21: Importación de energía secundaria 2007 – 2017 (kBEP)

Del total de energía secundaria importada, la mayor representación fue del diésel con una participación del 41.03% y las gasolinas con el 33.63%. En el caso del GLP, las importaciones representaron el 15.20% y para el fuelóleo el 10.12% del total, respectivamente. Por último, la electricidad y el queroseno tuvieron una demanda en la importación prácticamente nula. La balanza energética total (Tabla 22), exportaciones menos importaciones, contabilizó un superávit de 111,711 kBEP al 2017, presentando una disminución del 4.94% de la balanza neta (exportaciones menos importaciones).

DESCRIPCIÓN	2007	2009	2011	2013	2015	2016	2017	Variación (%) 2017/2016
Exportaciones	144,163	135,546	138,297	151,495	160,143	159,859	155,329	-2.83
Importaciones	29,012	31,982	37,327	44,169	50,839	42,347	43,618	2.91
TOTAL NETO	115,151	103,564	100,970	107,326	109,304	117,512	111,711	-4.94

Tabla 22: Balance energético total 2007 – 2017 (kBEP)

2.5.3 Consumo de energía por fuentes y sectores

En lo concerniente al consumo de energía en todas sus formas, existen dos vertientes de consumo: i) las del propio sector energético y la de los distintos sectores de demanda, tanto para uso energético como no energético.

El consumo total de energía por tipo de fuentes fue de 90,230 kBEP para el 2017 (Figura 8), de los cuales los consumos más significativos respecto de las otras fuentes se concentra el diésel con 32.42%, seguido por las gasolinas con 29.48%, la electricidad con 16.73%, el GLP con 9.10% y el fuelóleo con 3.61%. Estos cinco energéticos representan más del 90% del consumo total.

Figura 8: Consumo de energía por fuentes 2007 – 2017

Los dos energéticos más demandados son principalmente utilizados en transporte e industria, y el GLP son principales fuentes utilizadas en el sector residencial.

El sector que más energía consumió fue el del transporte con 45,097 kBEP, alcanzando un 49.98% del total del consumo energético nacional, luego aparece el sector industrial con el 14.24%, seguido muy de cerca por el sector residencial con el 13.49%, luego con alrededor del 9% se encuentra el sector construcción, finalmente el sector comercial demandó un 7.88%, los sectores agricultura, pesca y minería 1.04%. Se incluye el consumo propio del sistema con un 4.42%. (Figura 9).

Figura 9: Consumo de energía por sectores 2007 – 2017

Dentro del consumo en el sector transporte que representó casi la mitad del total de consumo de energía en 2017 (Figura 10), los combustibles más demandados fueron el diésel con 52.82% y gasolinas con 45.50%, esto debido a que todo el transporte pesado de carga, casi todos los autobuses a nivel nacional y el transporte de mercancías consumen diésel, mientras que casi todo el uso de las gasolinas es utilizado para el transporte privado y público de vehículos livianos.

Los demás energéticos tuvieron participaciones bastante menores, siendo el queroseno que alcanzó una demanda del 1.36%, los demás tuvieron una demanda casi inexistente alcanzando apenas el 0.28% del total.

Figura 10: Consumo de energía en el sector transporte 2007 - 2017

En el sector industrial el consumo para el año 2017 fue cercano a 12,852 kBEP, de los cuales 2,366 kBEP correspondieron a energía primaria y 10,486 kBEP a energías secundarias (Figura 11).

El consumo predominante es la electricidad con un 45.65%, seguido por el diésel con el 17.99%, que es utilizado principalmente para la mayoría de procesos térmicos industriales y por su precio subsidiado el cual se encuentra alrededor de USD 1 por galón americano (3,785 litros) de diésel, también tiene una significativa participación el consumo del fuelóleo con 12.25%.

Figura 11: Consumo de energía en el sector industrial 2007 - 2017

En 2017, dentro del sector residencial, que corresponde al consumo en los hogares urbanos y rurales del país, el mayor consumo energético fue el de GLP con el 50.98%, destinado especialmente para cocción y calentamiento de agua. Luego la electricidad con una

participación muy significativa del 37.14% (Figura 12). Estas dos fuentes de energía secundaria son las que más se consumieron ese año debido a que son productos subsidiados por parte del estado ecuatoriano hacia las familias.

En el caso del GLP, se prevé que para el año 2020 en adelante se vaya reduciendo dicho subsidio progresivamente debido al reciente ingreso en operación de varias centrales hidroeléctricas que actualmente se encuentran en fase final de construcción y otras que ya han entrado en operación (Ponce-Jara, Castro, Pelaez-Samaniego, Espinoza-Abad, & Ruiz, 2018). En el caso de la leña, este energético tiene un rol muy representativo para usos de cocción en zonas rurales, el cual alcanza un representativo 11.84%, sin embargo se espera que este disminuya progresivamente a mínimos históricos debido a la penetración de cocinas de inducción (MICSE - Coordinating Ministry of Strategic Sectors, 2016).

Para posteriores años se espera que la matriz de consumo en el sector residencial siga cambiando debido a la penetración medidas de política energética de importantes planes de reducción de consumo de GLP y aumento de consumo de electricidad. Entre los planes a ser implementados destacan: i) la penetración de hasta 3.5 millones de cocinas de inducción y sustituir a las cocinas que funcionan con GLP, por medio del programa de cocción eficiente hasta el 2020, y ii) la penetración de calentadores de agua eléctricos en el sector residencial por las calderas que actualmente funcionan con GLP (Gould et al., 2018).

Figura 12: Consumo de energía sector residencial 2007 – 2017

El total de consumo de energía final en el sector residencial para el 2017, representó 12,174 kBEP, esto significa casi cuatro veces menos que el consumo del sector transporte (45,097

kBEP). Esto contrasta con lo que sucede en países de diferente situación geográfica y de desarrollo, en donde fruto de las exigencias del clima y debido la cantidad de artefactos en los hogares como calefacción y aire acondicionado, el sector residencial equipara o supera al sector transporte.

En el sector comercial el total de energía que se consumió en 2017 fue de 7,075 kBEP (Figura 13). En este sector están incluidos servicios y administración pública, alumbrado público y todas las instalaciones de las fuerzas armadas, las actividades comerciales y de servicio de carácter privado, los consumos energéticos de administraciones del estado, instituciones y empresas de servicio público como en las de educación y salud.

Dentro de este sector, la electricidad fue el de mayor representación alcanzando un 59.52%, la cual en su mayoría se emplea para iluminación. El otro energético que significó una importante demanda fue el diésel superando el 32% del total. El GLP y el fuelóleo juntos apenas superan el 8.47% debido a que su consumo en este sector tiene pocas aplicaciones.

Figura 13: Consumo de energía en el sector comercial 2007 – 2017

Dentro de los sectores agricultura, pesca y minería, comprenden los consumos de energía relacionados con toda la actividad agropecuaria, silvicultura y la pesca. Incluye además todos los consumos de energía de las actividades extractivas e industriales vinculadas a la minería, el cual está limitado al consumo de GLP y gasolinas los cuales su demanda fue pequeña y cercana a 950 kBEP en 2017 (Figura 14). Sin embargo, se espera que, para los

próximos años, esta demanda aumente significativamente en el sector de la minería debido a la explotación de varios proyectos estratégicos.

Entre los más representativos están i) San Carlos Panantza (Ag, Au, Cu, Mo), ii) Río Blanco (Ag, Au), iii) Loma Larga (Ag, Au, Cu), iv) Mirador (Ag, Au, Cu) y Fruta del Norte (Ag, Au) (Ministry of Mining, 2018).

Figura 14: Consumo de energía en los sectores agricultura, pesca y minería 2007 – 2017

En el sector construcción, consumo propio y otros (Figura 15) se incluyen el consumo energético de las actividades de la construcción y eventualmente otros sectores menores no incluidos en los anteriores. El consumo propio es energía utilizada por el sector energético para su funcionamiento en las etapas de producción, transformación, transporte, distribución y almacenamiento de electricidad.

Figura 15: Consumo de energía en el sector de la construcción 2007 – 2017

Dentro de este sector los productos más demandados son las gasolinas alcanzando 63.25% en 2017, el consumo propio representó el 21.04%. Luego, seguidos muy de lejos están el GLP con el 7.38% y el queroseno con el 5.26%.

En 2017, el consumo de energía por habitante representó un aumento del 3.11% (Tabla 23), el cual corresponde a una media de 5,15 BEP por habitante. El sector que más consumo representa es el transporte con más de la mitad de toda la demanda alcanzando el 52.23% y en constante crecimiento, seguido por el sector industrial y residencial con el 14.95% y 14.17% respectivamente. Por otra parte, los sectores construcción y comercial presentan valores cercanos al 9% y 10% individualmente.

Sector	2007	2009	2011	2013	2015	2016	2017	Variación (%) 2017/2016	Participación (%) 2017
Transporte	1.77	1.78	2.14	2.29	2.50	2.57	2.69	4.46	52.23
Industrial	0.73	0.79	0.82	0.92	0.90	0.76	0.77	1.30	14.95
Residencial	0.71	0.73	0.71	0.73	0.74	0.73	0.73	-	14.17
Comercial, servicio público	0.34	0.35	0.36	0.40	0.42	0.42	0.42	-	8.16
Agro, pesca, minería	0.05	0.06	0.07	0.07	0.07	0.05	0.06	16.67	1.17
Construcción, otros	0.68	0.90	0.68	0.68	0.50	0.46	0.48	4.17	9.32
TOTAL	4.28	4.61	4.78	5.09	5.13	4.99	5.15	3.11	100.00

Tabla 23: Consumo energético per cápita 2007 – 2017 (BEP/habitante)

Resumiendo, sobre la última actualización del balance energético nacional correspondiente al año 2017, los aspectos más relevantes son los siguientes:

- ⊕ La producción de energía primaria en Ecuador fue de 221,612 kBEP, de las cuales se exportaron 155,329 kBEP, cabe indicar que Ecuador no importa energía primaria de ningún tipo. El petróleo producido fue de 194,218 kBEP, de los cuales 133,602 kBEP (68.79%) fueron destinados para exportación y el resto 60,616 kBEP (31.21%) fueron enviados a refinerías para producción de derivados.
- ⊕ Se produjeron en total 10,567 kBEP de gas natural, de los cuales solamente 6,371.6 kBEP fueron aprovechados, los 4,195.7 kBEP restantes de gas natural no aprovechados de deben a razones técnicas y a la deficiente o inexistente infraestructura para su aprovechamiento. Teniendo en cuenta que una importante cantidad de ese gas es asociado a la producción petrolera, con alrededor del 72%. Esta significativa cantidad de gas natural puede ser aprovechada para ser introducida en los sistemas de generación eléctrico para la producción de electricidad y en el sistema de transporte por carretera del país. Es decir, incentivar

el aprovechamiento eficiente de estos recursos energéticos que el país produce y que representarían un ahorro significativo para la economía del país.

- ⊕ Las energías secundarias producidas fueron alrededor de 77,112 kBEP y las importadas alcanzaron 43,597 kBEP, destinado para consumo interno, aunque por temas de distribución y situación geográfica se exportaron cerca de 21,726 kBEP. Entre 2016 y 2017, existió un incremento del 2.45% en la importación de gasolinas pasando de 14,310 kBEP a 14,661 kBEP, y para el caso del diésel hubo disminución en la importación del 1.06%, pasando de 18,078 kBEP a 17,887 kBEP.

La Figura 16 muestra el Balance Energético Nacional de Ecuador del 2017. Por un lado, en esta figura aparecen la producción de energía, más la importación, menos la exportación, más una variación de inventario y menos recursos energéticos no aprovechados, todo esto se traduce en obtener la oferta total de energía. Mientras que, por el otro lado, aparece la energía que va hacia los centros de transformación, a la que se suma el consumo propio o autoconsumo de los sistemas, además de las pérdidas totales, más los respectivos ajustes, por lo que se obtiene la demanda total de energía.

De manera análoga, la Figura 17 muestra el Balance de combustibles fósiles para el año 2017, partiendo de la producción de petróleo y gas natural hasta el consumo energético final. Dentro de la producción de petróleo, se observa la cantidad que se exporta, y la que va a refinerías, además se presenta un flujo de la producción de gas asociado. Dentro de la producción de gas natural se indica la cantidad que prácticamente va directo al cliente final. Luego siguiendo esta cadena, está claramente identificado la cantidad producida de derivados de petróleo los cuales finalmente pasarán al consumidor final.

Finalmente, la Figura 18 indica Balance de Energía Eléctrica. En ésta se indican las fuentes de energía con sus respectivas aportaciones para producir electricidad. Posteriormente a esta energía se añaden las importaciones y se restan las exportaciones de electricidad. Además, se incluyen las pérdidas de energía eléctrica en transmisión y distribución, el autoconsumo para servicio público, y a la que se suma la autoproducción, esto permite obtener la cantidad total que llega a los diferentes sectores de consumo. De esta manera, se establece que todos estos balances trabajando de forma conjunta, representan el Balance Energético Nacional para el año 2017.

Figura 16: Balance energético nacional 2017 (kBEP)

Fuente: Ministry of Electricity and Renewable Energy, 2018

Figura 17: Balance energético de combustibles fósiles 2017 (kBEP)

Fuente: Ministry of Electricity and Renewable Energy, 2018; Ministry of Hydrocarbons, 2019

Figura 18: Balance energético de electricidad 2017 (kBEP)

Fuente: ARCONEL - Electricity Regulation and Control Agency, 2018

2.6 Campo Amistad - Reservas y Producción de Gas Natural

Es un campo de gas natural operado por Petroamazonas EP que se encuentra ubicado aguas adentro (offshore) en el Océano Pacífico en el Golfo de Guayaquil, a 65 km de Puerto Bolívar, y aproximadamente a unos 72 km de la planta de tratamiento de gas natural; en las proximidades de la población de Bajo Alto (Figura 19).

Figura 19: Ubicación de plataformas en el Bloque 6 y planta de gas natural en Bajo Alto

Estudios mostraron que el gas del campo Amistad está constituido con un 98,6% de metano por lo que puede ser considerado de origen biogénico (Petroecuador EP, 2018). Con el fin de desarrollar el campo Amistad se realizó la instalación de tres plataformas satélites para perforación de los pozos Amistad A10, A11, A12. La producción de gas de los pozos es direccionada a la plataforma Amistad A mediante línea submarina de 10.16 cm (4").

El Campo Amistad pertenece al Bloque 6 de los bloques petroleros y gasíferos del Ecuador (Figura 20), tiene una profundidad que oscila entre 40 y 45 m, posee un área de aproximadamente 17 km². Está definido como un anticlinal de 11 km de largo con dirección norte-sur y unos 3.7 km de ancho, con una zona de producción que tiene un espesor neto de unos 37 m, aproximadamente.

Figura 20: Mapa de bloques petroleros y gasíferos del Ecuador
Fuente: ARCH - Hydrocarbons Regulation and Control Agency, 2015

El Campo Amistad inició su producción en octubre del 2003, tiene 17 pozos perforados y en la actualidad tiene 4 pozos en producción. A finales del 2017, este campo había acumulado una producción histórica de 34,835 kBEP (196,523 millones de pies cúbicos estándar). En 2017 la producción total de gas natural fue de 9,578 kBEP, la cual representó una disminución del 9.52% respecto al 2016. Sin embargo, apenas 5,381 kBEP de gas natural fueron aprovechados (Ministry of Electricity and Renewable Energy, 2018).

La producción total de gas natural asociado consecuencia de la producción petrolera representa el 71.11% del total (Tabla 24). La cantidad de energía no aprovechada se puede argumentar a razones técnicas y/o económicas o por falta de valorización del recurso, quizá debido a que sólo representa alrededor del 5% del total de producción de energía primaria. El 12 de septiembre del 2019, los cuatro pozos produjeron 5,081 BEP/día (30 millones pcs/día). Aunque el campo tiene una capacidad de producción de 15.75 kBEP/día (93 millones pcs/día) en sus tres plataformas (Petroecuador EP, 2018), es decir en la actualidad se encuentra a la tercera parte de su capacidad máxima de producción.

Respecto de las reversas de gas natural en el Campo Amistad, por un lado, estudios recientes han estimado que existen alrededor de 287,931 kBEP (1.7 Trillones de pies cúbicos estándar), las cuales representarían las reservas necesarias para gasificar diferentes sistemas de demanda de energía en el país. Por ejemplo, el proyecto de optimización para generación eléctrica en el cual se fomenta el consumo de gas natural asociado a la producción petrolera (Petroecuador EP, 2018). Al mismo tiempo se desarrollan nuevos proyectos de exploración de campos de gas natural.

DESCRIPCIÓN	2007	2009	2011	2013	2015	2016	2017	Variación (%) 2017/2016
PRODUCCIÓN* (1) = (a) + (b)	8,889	8,449	8,415	9,748	10,031	10,489	9,578	-9.52
Libre (a)	1,794	1,800	1,473	3,100	2,972	3,156	2,767	-14.05
Asociado (b)	7,095	6,648	6,943	6,648	7,059	7,333	6,811	-7.68
NO APROVECHADO (2) = (1) - (3) - (4) - (5)	4,740	4,072	4,072	3,327	4,664	4,696	4,196	-11.90
OFERTA TOTAL (1) - (2)	4,149	4,376	4,343	6,421	5,367	5,794	5,381	-7.66
Centrales eléctricas	1,766	1,770	1,435	2,745	2,812	2,735	2,380	-14.92
Auto productores	1,346	1,296	1,564	1,636	1,544	1,699	1,605	-5.84
Centro de gas	1,024	1,297	1,328	1,761	869	959	1,023	6.26
TRANSFORMACIÓN TOTAL (3)	4,136	4,363	4,327	6,142	5,225	5,393	5,008	-7.68
Ajuste (4)	13	13	11	44	0	0	6	
Industria	0	0	4	235	140	398	364	-9.36
Residencial	0	0	0	0	2	3	3	-
Consumo final (5)	0	0	4	235	142	401	367	-9.28
DEMANDA TOTAL (3) + (4) + (5)	4,149	4,376	4,343	6,421	5,367	5,794	5,381	-7.67

* No están incluidos los líquidos de gas natural que son desaprovechados

Tabla 24: Oferta y demanda total de gas natural en Ecuador 2007 – 2017 (kBEP)

2.7 Sistema de Generación Eléctrico en Ecuador

2.7.1 Estructura del sistema

En Ecuador, como en todos los países del mundo, la energía cumple un papel importante siendo un factor de desarrollo económico y de bienestar. La mejora continua y la eficiencia del sector eléctrico es fundamental para un buen funcionamiento de las actuales y futuras actividades productivas del país.

Por lo tanto, es imprescindible conocer el estado actual del sistema de generación eléctrico. De esta manera, las centrales de generación eléctrica en Ecuador están divididas en dos grandes grupos: a) Las renovables, que corresponden a fuentes de energía como la eólica, biomasa, solar, biogás e hidráulica, ésta última la más importante por su capacidad instalada y de próxima expansión y b) Las no renovables, que son centrales térmicas que consumen hidrocarburos y corresponden a fuentes tipo a turbogas, turbovapor y motores de combustión interna.

En la Tabla 25 se muestra la potencia total nominal de los tres tipos de empresas que pertenecen a los grupos renovables y no renovables, donde todas estas empresas son de exclusivo control estatal: a) Las generadoras, que poseen título habilitante y permiso de explotación económica de una o varias centrales de generación eléctrica de cualquier tipo y que entrega su producción total o parcial en uno o varios puntos en el Sistema Nacional de Transmisión (SNT), en un sistema aislado o en una red de distribución. b) Las Distribuidoras, que poseen título habilitante y que por mandato expreso de la ley asume la obligación de prestar servicio público de energía eléctrica a los clientes finales, dentro de su área de prestación de servicio, y c) Las Autogeneradoras, las cuales se dedican a una actividad productiva o comercial, cuya generación eléctrica se destina al consumo propio y de producirse excedentes, estos normalmente son puestos a disposición al servicio público (ARCONEL - Electricity Regulation and Control Agency, 2016).

Luego de un potente plan de construcción para generación eléctrica en el país, la capacidad instalada aumentó desde el año 2007, pasando de 4,478 MW a 6,005 MW en el 2015. Para finales del año 2017, el sector eléctrico ecuatoriano aumentó su capacidad de generación, en la cual la potencia nominal instalada de fuentes no renovables 3,321 MW, de los cuales

500 MW fueron de la central térmica “Machala Power”, la única central eléctrica que consume gas natural en el país.

Tipo de Empresa	RENOVABLES					NO RENOVBLES			TOTAL
	Hidroeléctrica	Eólica	Biomasa Turbovapor	Solar Fotovoltaica	Biogás MCI	MCI	Térmica Turbogas	Turbovapor	
Generador	4,193.27	16.50	-	24.46	7.26	814.53	612.53	411.50	6,080.05 (75.66%)
Distribuidor	142.16	4.65	-	2.02	-	59.06	208.07	34.74	450.69 (5.61%)
Autogenerador	180.53	-	144.30	-	-	1,063.90	101.25	15.63	1,505.60 (18.73%)
TOTAL	4,515.96 (56.20%)	21.15 (0.26%)	144.30 (1.80%)	26.48 (0.33%)	7.26 (0.09%)	1,937.48 (24.11%)	921.85 (11.47%)	461.87 (5.74%)	8036.34 (100%)

Tabla 25: Potencia nominal instalada para generación eléctrica en 2017 (MW)

Mientras que la potencia nominal instalada de fuentes renovables fue de 4,715 MW, de esta forma se alcanzó una instalación de potencia total de 8,036 MW, de los cuales 4,516 MW fueron de centrales hidroeléctricas, esta potencia se alcanzó especialmente por la puesta en marcha de ocho proyectos hidroeléctricos, dos de los más grandes fueron Sopladora de 487 MW y el más importante Coca Codo Sinclair de 1,500 MW (Ponce-Jara et al., 2018).

Las otras energías renovables (eólica, solar, biomasa y biogás) alcanzaron una capacidad instalada de 199 MW. Como consecuencia del plan de expansión del sistema de generación eléctrico, la potencia de fuentes renovables sobrepasó a la potencia de fuentes no renovables, partiendo del 50.59% en 2005 y alcanzando el 58.68% en 2017. Donde además se espera que ese porcentaje siga aumentando.

2.7.2 Generación de energía eléctrica

En 2007, el total de generación eléctrica bruta (GEB) fue de 17,337 GWh, mientras que alcanzó los 28,033 GWh en 2017 (Tabla 26), lo que significa un crecimiento de 61.69% en diez años, para todo el sistema de generación eléctrico del país.

Tipo de Empresa	Tipo de fuentes						TOTAL
	Hidroeléctrica	Eólica	Biomasa	Solar	Biogás	Térmica	
Generador	1,8380.96	67.19	0.00	34.24	27.82	3,674.71	22,184.93 (79.14%)
Distribuidor	625.98	6.21	0.00	3.24	0.00	70.27	705.69 (2.52%)
Autogenerador	1,081.67	0.00	430.85	0.00	0.00	3629.76	5,142.28 (18.34%)
TOTAL	20,088.61 (71.66%)	73.40 (0.26%)	430.85 (1.54%)	37.48 (0.13%)	27.82 (0.10%)	7,374.74 (26.31%)	28,032.9 (100%)

Tabla 26: Producción de energía eléctrica por fuentes en 2017 (GWh)

Sin embargo, como ocurre en este tipo de sistemas, el total de la GEB no estuvo disponible para servicio público debido a diferentes factores como i) autoconsumo en sistemas

auxiliares que correspondió al 1.53% de la GEB, ii) autoconsumo de electricidad que demandan las empresas relacionadas con actividades de exploración y producción de recursos fósiles que alcanzaron el 13.28% de la GEB, iii) pérdidas en transmisión y distribución que correspondió al 12.43% de la GEB, y iv) exportación de electricidad que es adecuada porque producen beneficios económicos y debido a su ubicación geográfica.

Cabe indicar que la cobertura de demanda eléctrica se ha incrementado de forma significativa en los últimos años, con el 92.9% en 2006 al 99.5% en 2017 (ARCONEL - Electricity Regulation and Control Agency, 2017; MEER - Ministry of electricity and renewable energy, 2018a).

2.7.3 Demanda de energía eléctrica

Para 2017, la demanda total de energía eléctrica fue de 28,033 GWh, y por lo tanto el consumo eléctrico bruto per cápita correspondió a 1,671 kWh, el cual se incrementó levemente un 1.68% respecto del 2016 (MEER - Ministry of electricity and renewable energy, 2018a). De esta forma la Tabla 27 muestra el total de la demanda de electricidad neta, es decir la que llega directamente a los sectores de demanda, el cual se incrementó significativamente de 10,940 GWh en 2007 a 20,204 GWh en 2017, alcanzando un incremento del 84.68%, por lo que el consumo eléctrico per cápita neto fue de 1,204 kWh.

Entre 2016 y 2017, la demanda de energía eléctrica aumentó un 7.09%, el cual pasó de 18,867 GWh a 20,204 GWh, este aumento se debió principalmente a la expansión del sector industrial (MICSE - Coordinating Ministry of Strategic Sectors, 2017b).

SECTOR	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Residencial	4,095.19 (37.43%)	4,384.86 (36.53%)	4,672.28 (35.37%)	5,114.18 (36.33%)	5,350.95 (35.09%)	5,628.67 (34.80%)	5,881.39 (34.45%)	6,364.00 (35.39%)	6,927.71 (36.45%)	7,104.85 (37.66%)	7,297.97 (36.12%)
Comercial	2,204.74 (20.15%)	2,367.52 (19.73%)	2,527.84 (19.13%)	2,672.01 (18.98%)	2,955.49 (19.38%)	3,209.14 (19.84%)	3,485.54 (20.42%)	3,785.72 (21.05%)	3,981.06 (20.95%)	3,838.26 (20.34%)	3,843.88 (19.03%)
Industrial	1,782.05 (16.29%)	2,063.69 (17.19%)	3,675.60 (27.82%)	4,110.20 (29.20%)	4,480.50 (29.38%)	4,685.93 (28.97%)	4,684.27 (27.44%)	4,974.56 (27.66%)	4,972.67 (26.16%)	4,778.08 (25.32%)	5,699.62 (28.21%)
Alumbrado público	765.46 (7.00%)	806.40 (6.72%)	819.57 (6.20%)	812.03 (5.77%)	882.97 (5.79%)	913.08 (5.65%)	963.73 (5.64%)	1,023.34 (5.69%)	1,081.32 (5.69%)	1,127.10 (5.97%)	1,213.75 (6.00%)
Otros**	2,092.58 (19.13%)	2,379.34 (19.82%)	1,516.25 (11.48%)	1,368.19 (9.72%)	1,578.89 (10.35%)	1,738.07 (10.75%)	2,057.56 (12.05%)	1,835.26 (10.21%)	2,043.15 (10.75%)	2,019.10 (10.70%)	2,149.01 (10.64%)
TOTAL	10,940*	12,002*	13,212	14,077	15,249	16,175	17,072	17,983	19,006	18,867	20,204

* Energía fue entregada a grandes consumidores en subtransmisión: 397.81 GWh in 2007 and 264.70 GWh in 2008.

** Clientes inusuales, asistencia social, bombeo de agua, entidades oficiales, centros deportivos, y vehículos eléctricos.

Tabla 27: Demanda final de energía eléctrica por sectores 2007 – 2017 (GWh)

2.7.4 Consumo de combustibles para generación de energía eléctrica

Para la generación de energía eléctrica, las centrales térmicas consumen productos refinados de petróleo como fuente de energía. La Tabla 28 muestra la demanda de combustibles para generación eléctrica de los diferentes tipos de empresa en el año 2017, donde alrededor del 40% del total de ese consumo de combustibles está formado por fuelóleo y diésel. En el caso del gas natural alcanza el 24.62%, de los cuales el 59.71% proviene de la producción de gas libre que proviene del Campo Amistad, y el otro 40.29% corresponde al autoconsumo de gas asociado a la producción de en la industria petrolera del país.

Tipo de Empresa	Fuelóleo	Diésel	Gas natural	Residuo de petróleo	Crudo de petróleo	Propano (GLP)	Biomasa	Biogás	TOTAL
Generadoras	3,082.86	385.30	2,141.19	408.55	-	-	-	61.42	6,078.46 (41.74%)
Distribuidoras	82.35	41.79	-	-	-	-	-	-	124.14 (0.85%)
Autogeneradoras	117.24	2,020.19	1444.74	233.65	2,360.28	107.32	2,077.10		8,360.52 (57.41%)
TOTAL	3,282.45 (22.54%)	2,447.28 (16.80%)	3,585.93 (24.62%)	642.20 (4.41%)	2,360.28 (16.21%)	107.32 (0.74%)	2,077.10 (14.26%)	61.42 (0.42%)	14,564 (100%)

Tabla 28: Consumo total de combustibles para generación eléctrica 2017 (kBEP)

En 2017, el consumo de fuelóleo, diésel y otros combustibles derivados de petróleo representaron el 60.70% del total del consumo de combustibles para generación eléctrica en el país. Sin embargo, gran cantidad de ese consumo corresponde a productos importados, de esta manera se importó diésel en 17,887 kBEP, la cual representó el 61.15% del consumo total de combustibles en 2017, de estos 2,447 kBEP fueron destinados para generación eléctrica, (MEER - Ministry of electricity and renewable energy, 2018a).

Actualmente, la importación de diésel para el país es necesariamente obligatoria debido a la reducida capacidad del parque refinador ecuatoriano. La producción de derivados no satisface la demanda interna en todos los sectores económicos del país, especialmente para el transporte. Este escenario convierte a todos los derivados, especialmente al diésel y gasolina en productos de precios vulnerables debido a las fluctuaciones del precio del petróleo en el mercado internacional.

Sin embargo, una alternativa potencialmente viable es incrementar el consumo de gas natural, con la explotación de las reservas probadas del Campo Amistad, con la finalidad de reducir el consumo de derivados de petróleo, los cuales resultan siendo costosos para

el país y además producto de los procesos de combustión se producen gases que contribuyen negativamente con el calentamiento global.

Finalmente, un plan nacional para generación, transporte y distribución de energía eléctrica, necesita y debe cubrir toda la demanda de los diferentes sectores, pero además debe promover las energías renovables para convertir el sistema en uno sostenible. En este sentido, el nuevo sistema de producción de electricidad ha sido diseñado en base a fuentes sostenibles, principalmente de energía hidráulica, teniendo como referencia base el potencial hídrico teórico que tiene el país con alrededor de 90,976 MW (CONELEC - National Electricity Council, 2013a).

Justamente, entre 2013 y 2018, dieciséis proyectos hidroeléctricos han sido desarrollados, alcanzando una potencia nominal de 2,877 MW. Además, ha sido necesario rehabilitar centrales térmicas antiguas y obsoletas, en vista de que son importantes para contribuir a cubrir la demanda total del sistema y ser reserva de todas las centrales renovables, en un escenario de escases de agua, que no permitiría tener almacenado agua en los embalses.

Respecto a la expansión de centrales térmicas, sólo la central térmica “Machala Power” es una central de ciclo combinado que consume gas natural (CONELEC - National Electricity Council, 2013b). El gas natural que se necesita para operar esta central térmica proviene del Campo Amistad, conocido también como Bloque 6.

Una vez determinado que las reservas probadas de gas natural son completamente correctas, estas reservas del Campo Amistad servirían para sustituir el consumo de diésel, fuelóleo, residuo y crudo de petróleo para generación eléctrica, las cuales correspondieron a 8,732 kBEP en 2017. Y para el futuro se podría consumir este gas que correspondería al hueco térmico que dispone este energético para generar electricidad.

2.8 Sistema de Transporte por Carretera en Ecuador

2.8.1 Estructura del sistema

En la actualidad, en el país circulan alrededor de 2.1 millones de vehículos motorizados (INEC - National Institute of Statistics and Census of Ecuador, 2018b), lo que representa 120 vehículos por cada 1,000 habitantes.

De acuerdo al “Anuario de Estadística de Transporte 2016” (INEC - National Institute of Statistics and Census of Ecuador, 2017) publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INEC por su acrónimo en español), se encuentran registrados 2,061,309 vehículos en el sector del transporte por carretera a nivel nacional, desde vehículos de carga pesada hasta motocicletas.

En la Tabla 29 se muestran las unidades matriculadas que corresponden a las clases de vehículos, el tipo de combustible que consumen y la cantidad total de energía consumida en el año 2016.

Dentro de esta clasificación de vehículos motorizados, los de mayor representación dentro del parque automotor son los automóviles con un 31.11%, motocicletas con 23.18%, seguidos por las camionetas y todoterreno con 19.58% y 15.67% respectivamente. Luego, con participaciones más pequeñas son los camiones con 4.80%, las furgonetas de carga con 2%, las furgonetas de pasajeros y los autobuses con 1.17% y 1.14% respectivamente. Inmediatamente están las volquetas con 0.57%, los remolques de carga con 0.47%, los tanqueros con 0.11%, y finalmente vehículos de otras clases con un 0.20%.

Respecto a las ventas de vehículos en el año 2016, según la Asociación de Empresas Automotrices del Ecuador (AEADE) se vendieron la totalidad de 137,768 vehículos motorizados, de los cuales correspondieron a 121,301 a vehículos de pasajeros y 16,467 vehículos de carga, repartidos entre todas las clases de vehículos (AEADE - Asociación de Empresas Automotrices del Ecuador, 2017a).

VEHÍCULOS REGISTRADOS (unidades)							CONSUMO DE ENERGÉTICOS (kBEP)					
CLASE	Diésel	Gasolina	Híbrido (Gasolina)	Eléctrico	GLP	TOTAL	Diésel	Gasolina	Bioetanol	Electricidad	GLP	TOTAL
PASAJERO												
Automóvil	1,774	631,349	2,993	46	5,134	641,296	17.29	6,060.39	2.26	0.07	49.18	6,129
Todoterreno	7,325	313,112	2,451	54	56	322,998	82.61	3,566.92	3.44	0.10	0.29	3,653
Autobús	23,056	380	-	96	-	23,532	2,701.01	42.04	-	5.78	-	2,749
Furgoneta	645	23,388	1	1	6	24,041	18.49	804.50	-	0.01	0.09	823
Motocicleta	115	477,733	4	21	45	477,918	0.16	736.54	-	0.01	0.05	737
CARGA												
Camioneta	83,016	320,331	115	13	65	403,540	1,651.89	7,293.40	-	0.06	0.63	8,946
Furgoneta	20,284	20,976	1	3	4	41,268	442.10	545.45	-	0.02	0.04	988
Remolque	9,694	54	-	1	-	9,749	892.21	5.01	-	0.03	-	897
Camión	94,822	4,078	-	2	4	98,906	13,042.10	588.61	-	0.10	0.20	1,3631
Volqueta	11,500	220	-	-	-	11,720	937.32	18.68	-	-	-	956
Tanquero	2,178	50	-	-	-	2,228	259.04	5.75	-	-	-	265
OTRA CLASE												
Otra Clase	3,649	464	-	-	-	4,113	21.90	2.82	-	-	-	25
	258,058	1,792,135	5,565	237	5,314	2,061,309	20,066.12	19,670.11	5.70	6.18	50.48	39,798.59

Tabla 29: Consumo de energía de vehículos registrados en Ecuador en 2016 (kBEP)

Fuente: Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INEC - National Institute of Statistics and Census of Ecuador, 2017)

2.8.2 Demanda y consumo de energía

De acuerdo al Balance Energético Nacional 2017 respecto al año 2016 (MEER - Ministry of electricity and renewable energy, 2018a), el sector del transporte es el de mayor demanda de energía, el cual tuvo una participación de 29,314 kBEP en 2007 (42.60%) y creció hasta 44,284 kBEP en 2016, que representó el 48.80% del total de energía demandada.

Respecto al total de consumo de energía en el transporte para ese año, los del sector terrestre por carretera, corresponden al de mayor consumo con el 89.87% de toda la demanda es decir 39,798.6 kBEP, en el cual los combustibles líquidos derivados del petróleo para esos vehículos son los combustibles más demandados, como las gasolinas con 19,670.11 kBEP y el diésel con 20,066.12 kBEP que representan el 49.42% y el 50.42% respectivamente, es decir el 99.84% del total de la demanda de combustibles en el 2016.

Con una demanda mucho menos significativa se encuentran el GLP con 50.48 kBEP, el bioetanol con 5.51 kBEP y la electricidad con 6.18 kBEP, lo que sumados representan cerca del 0.16% del total. Dentro del consumo de energéticos del sector, los vehículos de mayor demanda son los de carga pesada con 39.57%, seguidos por vehículos ligeros con 26.44%, luego de carga liviana con 24.96%, los de pasajeros con 8.97% y de otro tipo con 0.06%.

En este sentido, los energéticos más demandados para el transporte por carreteras son diésel y gasolinas. En mucha menor cantidad están: el GLP, bioetanol (E5) y electricidad. Por lo tanto, los principales combustibles que se buscaría introducir con mayor medida en el sector de la automoción son: el bioetanol (E10), el biodiesel (B10), el GNL, el GNC, el GLP y la electricidad (MEER - Ministry of electricity and renewable energy, 2015).

Consecuente con lo anterior, el diseño de una nueva matriz de consumo de energéticos encaminaría a dar cumplimiento con los Artículos 15 y 413 de la Constitución de la República del Ecuador (Ecuadorian State, 2008), sobre el uso de tecnologías ambientalmente limpias, energías alternativas y eficiencia energética.

Los Artículos 15 y 413 fomentan y promueven dos ejes principales: (i) Eficiencia y ahorro energético, y (ii) Cambio de modelo de oferta de combustibles que estimule la diversificación de la demanda.

3 METODOLOGÍA

3.1 Software para simulación y análisis de planificación energética

Dentro de la planificación energética, existe un gran abanico de herramientas computacionales relacionadas con prospectiva energética. Connolly, *et al* (2010), realizaron una revisión completa sobre estas herramientas para analizar la integración de energías renovables en varios sistemas de energía. En su artículo, los autores analizaron 37 herramientas de las 68 consideradas inicialmente, en las cuales se identificaron fortalezas y debilidades, donde se concluyeron características interesantes (Tabla 30).

Primero, identificaron un rango amplio de opciones disponibles en términos de las regiones que analizan, las tecnologías a ser consideradas y los objetivos que desean cumplir. Luego, concluyeron que no existe una aplicación “ideal” debido a que cada una tiene características especiales dependiendo de lo que se desea analizar puntualmente, por ejemplo, para estimación de demanda de electricidad a largo plazo en el sector eléctrico.

Posteriormente, dentro de cada sector el alcance de estudio puede ser diferente dependiendo de las características propias de cada herramienta y del incremento de las opciones que tenga dentro de cada sistema energético. Finalmente, concluyen que todas las aplicaciones analizadas tienen su potencial y características que las hacen más o menos aptas en función de los objetivos específicos de la región o sector que se desean analizar.

Modelado informático	Enfoque del estudio	País
ENPEP BALANCE	Opciones para sistemas de generación eléctrico en Argentina	Argentina
	Previsión para energía y ambiente en Turquía	Turquía
	Previsión de emisiones de GEI a largo plazo	Grecia
	Futuro energético sostenible	India
LEAP	Planificación energética sostenible	Creta
	Estructura integrada para soporte a la planificación eléctrica	Portugal
	Escenarios energéticos para el futuro para sistemas de producción de electricidad	Grecia
	Planificación de recursos integrados para sistemas energéticos	Irán
	Escenarios alternativos a largo plazo y sus implicaciones en el sector eléctrico	Panamá
	Estrategias para el desarrollo de sistemas energéticos verdes	Mongolia
MESSAGE	Evaluación del rol de la energía nuclear y otras opciones de generación eléctrica	Indonesia
	Oferta y demanda energética, y análisis ambiental	India
	Estrategias de desarrollo para oferta energética a largo plazo	Siria
	Desarrollo del sector energético para 2010 - 2050	Malasia
	Estrategia a largo plazo para generación eléctrica - Análisis de costo y huella de carbono	Malasia
	Modelado de opciones de oferta energética para generación eléctrica	Tanzania
MARKAL/TIMES	Desarrollo energético sostenible futuro de China	China
	Recursos energéticos renovables, evaluaciones tecnológicas y marco político	Nigeria
	Clasificación y selección de alternativas de expansión de energía	Sudáfrica
	Vías energéticas de bajo carbón	Taiwán
	Evaluación de estrategias de oferta energética futura para el sector energético	EAU

Tabla 30: Herramientas de análisis energéticos aplicadas en varios países

En vista de que, el objetivo de este estudio es diseñar y analizar escenarios de prospectiva energética a largo plazo año a año, en el sector eléctrico y el sector de transporte por carretera en Ecuador, se consideró el software Long-range Energy Alternatives Planning system como una herramienta adecuada por su potente alcance y las características técnicas que ofrece.

3.2 Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) System

El sistema Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP), es una herramienta de software integrada, ampliamente utilizada por organizaciones gubernamentales y no gubernamentales, universidades, centros de investigación, académicos, empresas públicas y privadas, entre otras; para el análisis de prospectiva energética y evaluación para la mitigación del cambio climático.

Su principal característica es la de permitir el análisis de los distintos escenarios supuestos, basado en un conjunto de hipótesis coherentes, relacionadas con la estructura de producción y el consumo de energía, y las distintas fuentes de donde se obtiene, la cual permitiría cubrir la demanda energética de todos los sectores de la economía de potenciales escenarios de medio a largo plazo (Stockholm Environment Institute, 2017).

El software LEAP posee una interfaz intuitiva, que presenta diferentes módulos ordenados de forma jerárquica de modo que permite desarrollar análisis de prospectiva y planificación energética a largo plazo, de forma eficiente. Además, permite introducir datos desde diferentes recursos de energía primaria y secundaria, simular procesos de transformación de energía y demanda de los diferentes sectores, siempre partiendo de datos históricos estadísticos vinculados con datos demográficos y macroeconómicos del sector analizado.

La Figura 21 muestra la interfaz principal para el análisis dentro de LEAP, la cual permite interactuar de forma sencilla dentro del estudio que se planteó realizar.

Figura 21: Interfaz de usuario del software LEAP system

Fuente: LEAP system (SEI - Stockholm Environment Institute, 2005)

Los escenarios en LEAP, representan de forma detallada cómo la energía es obtenida, producida, convertida, consumida y sus efectos en una zona de estudio determinada (N. Di Sbroiavacca, 2013). Dichos escenarios se organizan en módulos de forma jerárquica, y son apoyados por un conjunto de supuestos de tipo macroeconómico y demográfico, que dan una configuración particular a cada escenario alternativo establecido (Figura 22).

Figura 22: Diagrama de procesos en LEAP

Fuente: Stockholm Environment Institute (SEI - Stockholm Environment Institute, 2005)

En el modelo LEAP, se pueden crear tantos escenarios como el usuario necesite analizar, debido a que no está definida una teoría específica para crear un número exacto de escenarios, que son analizados detalladamente en cada módulo de demanda (Figura 23).

En este contexto, la cantidad de escenarios a introducir para su correspondiente análisis simboliza potenciales estados de prospectiva energética propuestos por el usuario y que considera pertinente estimar y analizar en determinado sector de una país o región (Rivera-González, Bolonio, Mazadiego, & Valencia-Chapi, 2019).

Figura 23: Módulo de transformación en LEAP

Fuente: Stockholm Environment Institute (SEI - Stockholm Environment Institute, 2005)

De esta forma existen dos tipos de modelos de escenarios:

- i) Tendencial o referencial, el cual en base a datos estadísticos históricos y actuales del estado del sistema T_0 , demográficos y macroeconómicos, se realiza una proyección del comportamiento de un sector o sistema desde el punto de vista energético y analiza los potenciales efectos proyectados en futuro tiempo horizonte determinado T_H , y
- ii) Alternativos, los cuales son potenciales escenarios energéticos de un sector o sistema diseñados por los gestores de política energética con la finalidad de escenificar posibles futuros comportamientos del sistema (Figura 24), el cual permite analizar las diferentes alternativas de proyección energética que en determinado momento pudieran adoptarse (Heaps, 2016).

Figura 24: Escenarios y perspectiva básica en LEAP

Fuente: N. Di Sbroiavacca (N. Di Sbroiavacca, 2013)

LEAP realiza cálculos específicos donde se obtienen salidas de datos que permiten tomar decisiones sobre planificación energética desde el punto de vista técnico y socio-económico, los cuales son afectados por las diferentes variables causadas por el fluctuante comportamiento de los actores del mercado internacional de la energía (Figura 25).

Figura 25: Esquema de la metodología básica en LEAP

Fuente: N. Di Sbroiavacca (N. Di Sbroiavacca, 2013)

Dentro de este modelo es posible obtener resultados de prospectiva de oferta y demanda de energéticos, influencia sobre los recursos primarios y secundarios, impacto ambiental, estimación de balances energéticos, impacto de medidas de optimización y mitigación en función de las diferentes políticas energéticas aplicadas trabajando individualmente o simultáneamente, con presentación de resultados en periodos anuales de corto a largo plazo.

De esta manera supondría representar la coherencia entre la oferta y la demanda de los productores y consumidores de energía, en búsqueda de una solución más óptima, clara y eficiente. Seguidamente, se examinan los resultados de prospectiva energética de un escenario creado previamente, el cual permite analizar las implicaciones de una o varias políticas energéticas adoptadas hacia dicho escenario, partiendo desde cambios administrativos de la gestión de la energía, hasta cambios de pequeña a gran escala en la infraestructura física del sistema, con el único objetivo de proporcionar energía al cliente final, de forma segura y económicamente asequible.

Asimismo, como consecuencia del análisis de la estimación de resultados, se producen efectos cuyos resultados positivos pueden contribuir a reducir la emisión de gases de efecto invernadero (GEI); principalmente, CO₂ y metano, principales responsables del cambio climático.

Finalmente, este modelo incluye una potente base de datos que permite la configuración de unidades energéticas de varios sistemas lo que facilita obtener resultados en diferentes unidades para un análisis más óptimo.

3.3 LEAP aplicado al sistema de generación eléctrico ecuatoriano

En este estudio se hace especial énfasis en introducir el consumo masivo de gas natural en el sistema de generación eléctrico con la finalidad de transformar progresivamente la matriz de generación eléctrica hacia un sistema más sostenible, en el cual se sustituye el consumo de combustibles derivados de petróleo por sistemas de ciclo combinado de gas natural (CCGN) para generación eléctrica (Anexo 1).

El modelo utilizado para el análisis de demanda de energía eléctrica por sectores está representado simultáneamente por el total de consumo de energía y está definido por la ecuación siguiente:

$$EC_i = \sum AL_i(t) \times TE_i(t) \quad (1)$$

Donde EC_i representa el consumo total de energía para un sector específico i , AL_i es el nivel de actividad en tanto por ciento (%) de la actividad socio – económica del sector i , donde la energía es demandada en el tiempo t en años, y TE_i es consumo total de energía final anualmente en GWh del sector i , en el tiempo t en años. Luego, el resultado del total de energía consumida en el país se obtiene de la suma de los resultados de cada sector de demanda.

De acuerdo al análisis para contaminación atmosférica, el método utilizado es por unidad de energía consumida para cada fuente de combustible, basado en la tecnología TED (Technology and Environmental Database). TED incluye factores emisión de contaminantes propuestos por el IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) de la Naciones Unidas (Hong et al., 2016), donde los factores de las emisiones contaminantes están clasificadas por defecto de acuerdo con la demanda de energía por sectores de un sistema (Heaps, 2016). Las emisiones de contaminantes PE han sido analizadas mediante la ecuación siguiente:

$$PE = \sum EC_{ij}(t) \times EF_{jk}(t) \quad (2)$$

Donde, EC_{ij} es el consumo total de energía del sector i bajo el tipo de energético j , y EF_{jk} es factor de emisión del tipo de contaminante k bajo el tipo de energético j , en el tiempo t en años (N. Di Sbroiavacca, 2013).

3.3.1 Diseño de escenarios

Se utilizó el sistema LEAP para analizar a largo plazo la oferta de electricidad y previsión de demanda nacional para el periodo 2018 – 2040. La información estadística se obtuvo del i) Balance Energético 2017 (MEER - Ministry of electricity and renewable energy, 2018a), ii) el reporte Estadístico Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2017 (ARCONEL - Electricity Regulation and Control Agency, 2017), iii) el reporte del Plan Maestro de Electricidad 2016 – 2025 (MEER - Ministry of electricity and renewable energy, 2017a), y

iv) el Plan Nacional de Eficiencia Energética 2016 – 2035 (MEER - Ministry of electricity and renewable energy, 2017b). Así mismo, se utilizaron datos relacionados con el crecimiento poblacional y macroeconómico (INEC - National Institute of Statistics and Census of Ecuador, 2018a), los cuales han sido utilizados como datos de entrada para el año base o año de referencia.

Adicionalmente, ha sido incluida información relevante para los datos de entrada de dos artículos publicados previamente, en los cuales Ponce-Jara et al. (2018) realizaron una revisión completa del sistema eléctrico ecuatoriano entre 2007 – 2017, discutiendo sobre diferentes políticas energéticas y su impacto en la economía del país, y por otra parte, en el que Pinzón (2018) estudió la dinámica entre el consumo de energía y crecimiento económico, donde el Ecuador busca asegurar un desarrollo sostenible en función de la demanda y la dependencia de los productos derivados del petróleo y sus subsidios.

Para esta propuesta, haciendo uso de la herramienta LEAP, tres potenciales escenarios alternativos han sido diseñados y analizados, y son los siguientes:

- S1: Business As Usual (BAU), que viene a ser un escenario tendencial, es decir proyecta el comportamiento histórico del sistema hacia un horizonte determinado, en este caso 2040.
- S2: Power Generation Master Plan (PGMP), que representa un sistema de planificación estatal, que implica una transición entre un sistema tendencial y uno sostenible para producción de electricidad, y
- S3: Sustainable Power Generation System (SPGS), que representa un escenario diseñado para alcanzar la sostenibilidad, por medio de un sistema de generación eléctrica con centrales de energía renovable, y centrales de ciclo combinado de gas natural como soporte principal para las centrales hidroeléctricas.

En este sentido, los escenarios S2 y S3, estarían compuestos principalmente por centrales hidroeléctricas, otras renovables (eólica, solar, biomasa y biogás) y centrales de ciclo combinado a gas natural (CCGN). Al mismo tiempo que se van cerrando las centrales térmicas que consumen combustibles derivados de petróleo (diésel, fuelóleo, residuo y crudo de petróleo).

Los escenarios S2 y S3, presentan un comportamiento diferente desde el punto de vista de demanda nacional de electricidad por sectores, y por ende un comportamiento distinto en la demanda de combustibles para generación eléctrica (Figura 26). Esto permitirá observar el comportamiento del sistema con diferentes niveles de demanda de energía eléctrica.

El crecimiento de la demanda para cada escenario ha sido diseñado intencionadamente diferente atribuido al comportamiento del consumo eléctrico per cápita de los últimos años. En ese sentido, la demanda del escenario S3 será mayor que la del escenario S2, y la demanda de este último será mayor que la del escenario S1. Esta forma de diseño permite simular diferentes niveles de demanda con el objetivo de identificar y evaluar la configuración y comportamiento del futuro sistema de generación eléctrica.

Figura 26: Diseño de escenarios para el sector de generación eléctrica en LEAP

Además, para los tres escenarios propuestos, se realiza un análisis de emisiones de gases contaminantes en unidades de CO₂ equivalente (CO₂eq) a través de TED, y un análisis de coste de producción de electricidad, los cuales LEAP admite.

3.3.1.1 S1: Business As Usual (BAU)

Adicional a lo expuesto anteriormente, para el diseño de este escenario se ha tomado en cuenta el comportamiento del sistema de generación eléctrico ecuatoriano durante 2007 y 2017, el cual permitirá describir una tendencia que se podría mantener con leves fluctuaciones para los próximos años si no se aplican medidas de política energética.

Además, por un lado, las centrales térmicas de generación eléctrica que terminan su vida útil serán reemplazadas por centrales del mismo tipo, es decir que en términos generales consumen el mismo tipo de combustible. Y, por otro lado, la nueva demanda de electricidad será cubierta por centrales hidroeléctricas y térmicas, mientras que las

centrales eléctricas renovables y de ciclo combinado de gas natural seguirán la tendencia de los últimos años, es decir, prácticamente tendrán una participación mínima en la producción de energía eléctrica.

3.3.1.2 S2: Power Generation Master Plan (PWMP)

En principio, este escenario considera la propuesta sobre planificación oficial del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) y del Ministerio de Electricidad y Energías Renovables (MEER - Ministry of electricity and renewable energy, 2017a), quienes continúa en la ejecución del “Plan Maestro de Electrificación 2016 – 2025”.

En esta planificación está previsto que para el año 2019 ingresen en operación nuevas centrales de generación eléctrica, de las cuales cinco son hidroeléctricas: Dué (49,7 MW), Mazar – Dudas (21 MW), Chorrillos (3,96 MW), Toachi – Pilatón (253 MW), Minas – San Francisco (276 MW) y otras dos i) Machala gas 3ra unidad (70 MW) que consumirá gas natural y ii) Machala gas ciclo combinado I (100 MW).

Además, está planificado que para el año 2020 ingresen en operación once nuevas centrales de generación eléctrica, de las cuales ocho son hidroeléctricas: Delsitanisagua (116 MW), Tigre (80 MW), San José de Minas (5,95 MW), Quijos (50 MW), Soldados Minas Yanucay (27,80 MW), Sabanilla (30 MW), La Merced de Jondachi (18,70 MW) y Santa Cruz (129 MW).

Para el año 2021, está previsto ingresen en operación nuevas centrales de tipo térmicas: sólo en Guayas se instalarán (150 MW), una central de gas natural Ciclo Simple I (250 MW) y una de gas Ciclo Combinado I (125 MW).

Para el año 2022, se espera que entren en operación dos centrales hidroeléctricas: Chontal – Chirapi (351 MW) y Paute – Cardenillo (564 MW) y otros proyectos para generación eléctrica por medio de energías renovables no convencionales (200 MW).

Para este escenario, se dará prioridad a las instalaciones de generación hidroeléctrica. Dentro de la nueva demanda de potencia eléctrica, la potencia instalada de las centrales térmicas permanece igual hasta el 2040.

Además, aquellas centrales térmicas que terminan su vida útil serán reemplazadas por centrales del mismo tipo, en las cuales estas centrales entrarán en operación para cubrir la demanda de electricidad en horas pico o cuando las centrales de otro tipo no puedan cubrir la demanda debido a cualquier circunstancia.

Finalmente, se hace una consideración especial en incluir para la potencia instalada el proyecto hidroeléctrico Santiago de 3,600 MW en el año 2030, que actualmente se encuentra en estudios finales para construcción definitiva (MEER - Ministry of electricity and renewable energy, 2018b).

3.3.1.3 S3: Sustainable Power Generation System (SPGS)

En este escenario, las decisiones más relevantes han sido tomadas con la finalidad de renovar el actual sistema de generación eléctrico que consume productos provenientes de petróleo, por un sistema sostenible formado por centrales de generación hidroeléctrica, renovables y de ciclo combinado que consumen gas natural.

Análogo al escenario S2, decisiones relacionadas con política energética han sido consideradas al igual que el “Plan Maestro de Electrificación 2016 – 2025”. Adicionalmente, el proyecto hidroeléctrico Santiago de 3,600 MW, pero con la condición de que inicie sus operaciones en 2025.

Además, las centrales térmicas de generación eléctrica actualmente en operación continúan su vida útil de operación hasta su clausura. Y no se instalarán nuevas centrales que consumen el mismo tipo de combustibles debido a que las centrales de ciclo combinado de gas natural las remplazarán.

Finalmente, de esta manera entrarían en operación nuevas centrales hidroeléctricas, renovables y centrales de generación eléctrica de ciclo combinado que consumen gas natural para completar el 100% de la demanda nacional de S3 para convertir el sistema de generación eléctrico actual en un sistema sostenible hasta el año 2040, poniendo especial énfasis en favorecer con la Primera Contribución Determinada a Nivel Nacional para el Acuerdo de París bajo la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (Ecuadorian Government, 2019).

La Tabla 31 muestra los parámetros, valores base y supuestos para el 2017 (año de referencia), los cuales son los mismos para los tres escenarios, mientras que la Tabla 32 muestra el resumen de la información de entrada usada en el modelo LEAP para centrales de generación eléctrica de tipo renovables, térmicas y de ciclo combinado de gas natural.

PARÁMETRO	DESCRIPCIÓN
Producto Interno Bruto (PIB) ^a	Media histórica de 3.6% entre 2005 – 2017
Población 2017 – 2040 ^b	16,776,977 – 21,806,740 personas
Generación Eléctrica Bruta (GEB) ^c	28,033 GWh
Consumo eléctrico bruto per cápita ^d	1,670.91 kWh
Consumo en sistemas auxiliares ^e	427.66 GWh (1.53% de GEB)
Disponibilidad para servicio no público ^f	3,722.77 GWh (13.28% de GEB)
Pérdidas en sistemas de transmisión ^g	888.72 GWh (3.17% de GEB)
Pérdidas en sistemas de distribución ^h	2,594.65 GWh (9.26% de GEB)
Orden de mérito ⁱ	De acuerdo a CELEC – EP
Parámetros ambientales ^j	Base de datos TED (Technology and Environmental Database) del IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change)

Fuente: **a:** (BCE - Central Bank of Ecuador, 2018); **b:** (INEC - National Institute of Statistics and Census of Ecuador, 2018a); **c:** (ARCONEL - Electricity Regulation and Control Agency, 2017); **d, e, f, g, & h:** (MEER - Ministry of electricity and renewable energy, 2018a) ; **i:** (ARCONEL - Electricity Regulation and Control Agency, 2017); **j:** (Heaps, 2016).

Tabla 31: Supuestos y valores base en los escenarios S1, S2, y S3 para el año base 2016 en LEAP

PARÁMETRO	Hidroeléctrica	Eólica ^g	Solar ^g	Biomasa	Biogás	Gas natural	Térmica
Vida útil (años) ^a	40	25	25	25	30	30	30
Despacho de orden de mérito	S1	1	1	1	1	2	2
	S2	1	1	1	1	1	2
	S3	1	1	1	1	1	2
Capacidad de crédito (%) ^b	100	50	50	100	100	100	100
Disponibilidad máxima (%)	51	40	16	34	44	55	22
Coste de combustible (USD/TOE) ^d	-	-	-	102.1	125.1	137.8	405.9
Coste de capital (miles USD/MW de capacidad de producción) ^e							
2017	1,550	1,877	2,671	4,985	650	678	880
2040	1,110	1,750	1,336	2,991	630	614	918
Coste de O&M (miles USD/MW de capacidad de producción) ^f							
2017	10	39.7	23.4	110	6.9	11	6.9
2040	11.5	41.5	12.1	102	5.4	14.54	5.4

Fuente: **a:** (Park et al., 2013; Perwez, Sohail, Hassan, & Zia, 2015); **b:** (Kale & Pohekar, 2014); **c:** (ARCONEL - Electricity Regulation and Control Agency, 2017); **d:** (EIA - Energy Information Administration, 2018); **e & f:** (IRENA - International Renewable Energy Agency, 2018; U.S. Department of Energy, 2016); **g:** (Oğuz & Şentürk, 2019).

Tabla 32: Resumen de parámetros de entrada de las centrales eléctricas aplicados en LEAP

Finalmente, algunas estrategias sobre políticas de eficiencia energética y condiciones particulares que han sido aplicados para cada uno de los tres escenarios se describen en la Tabla 33 y Tabla 34.

ESTRATEGIA	DESCRIPCIÓN
Plan de reducción de pérdidas	1. Objetivo reducir pérdidas en sistemas de transmisión y distribución
Plan de etiquetado y estandarización	2. Finalidad de promover el uso eficiente de dispositivos en el sector residencial
Programa PEC	3. Penetración de electricidad para cocción y calentamiento de agua
Programa de sustitución	4. Sustitución de frigoríficos ineficientes, lámparas incandescentes por lámparas ahorradoras en el sector residencial y para alumbrado público
Programa de entrenamiento para empleados públicos	5. Finalidad de asegurar el consumo moderado de electricidad en la infraestructura de las administraciones públicas
Normas de gestión energética	6. Implementación de normas de gestión energética como la ISO 50001.

Fuente: (CONELEC - National Electricity Council, 2013b; INER - National Institute of Energy Efficiency and Renewable Energies, 2016; MEER - Ministry of electricity and renewable energy, 2015, 2017b, 2017a; MICSE - Coordinating Ministry of Strategic Sectors, 2016)

Tabla 33: Resumen de estrategias y políticas de eficiencia energética aplicadas en LEAP

DESCRIPCIÓN	ESCENARIOS		
	S1	S2	S3
Crecimiento medio de la demanda eléctrica neta hasta 2040 (%) ^a	5.57	9.79	11.40
Crecimiento medio de consumo eléctrico en los sistemas auxiliares hasta 2040 (%) ^b	6.69	10.43	12.25
Crecimiento medio de electricidad disponible para servicio no público hasta 2040 (%) ^c	6.89	10.83	12.63
Pérdidas eléctricas en sistema de transmisión y distribución hasta 2040 (%) (12.42% en 2017) ^d	12	11	11
Crecimiento en las ventas de vehículos eléctricos hasta el 2040 (%) ^e	5	20	30
Cambio en el consumo de GLP por electricidad para calentamiento de agua en el sector residencial (%) ^f	20	90	95
Penetración de cocinas de inducción para sacar cocinas que consumen GLP (millones) (Programa PEC) ^g	1.5	3	3.5

Fuente: **a:** (MEER - Ministry of electricity and renewable energy, 2015); **b y c :** (INER - National Institute of Energy Efficiency and Renewable Energies, 2016); **d:** (MEER - Ministry of electricity and renewable energy, 2017b); **e:** (Guayanlema, 2016a; INER - National Institute of Energy Efficiency and Renewable Energies, 2013a); **f y g:** (Gould et al., 2018)

Tabla 34: Condiciones particulares para el diseño de escenarios alternativos

3.4 LEAP aplicado al sector del transporte por carretera ecuatoriano

Este estudio hace especial enfoque en introducir el consumo masivo de gas natural en el sistema de transporte por carretera en Ecuador para todo el parque vehicular (Anexo 2).

El objetivo principal es el de transformar progresivamente la matriz de demanda de combustibles derivados de petróleo y migrarlos hacia un sistema más sostenible, es decir sustituirlos por energéticos más amigables con el ambiente y más económicos para el país, principalmente gas natural licuado y comprimido, gas licuado de petróleo o autogás, los

biocombustibles en este caso en particular bioetanol y biodiesel, y electricidad con un horizonte definido en el año 2035.

En 2016, la demanda mundial de energía en el sector del transporte representó un 27.80% del total de consumo final (U.S. Energy Information Administration (EIA), 2018b). En Ecuador el mismo sector alcanzó el 48.80% del total de la demanda energética nacional, de los cuales el 89.87% correspondieron al transporte por carretera, esto demuestra la importancia de este sector dentro del contexto energético nacional.

Para el 2017, el sector que más consumió energía en el país fue el del transporte con 45,097 kBEP, alcanzando un 49.98% del total del consumo energético nacional. Es decir, el transporte demanda la mitad de energía total nacional, siendo el diésel y las gasolinas los más demandados dentro de este sector con cerca del 99% (MEER - Ministry of electricity and renewable energy, 2018a).

Por lo que es un factor clave analizar el futuro de este sector, que servirá para valorar qué medidas económicas y ambientales son recomendables para un desarrollo sostenible en el transporte por carretera en Ecuador. Consecuentemente, este estudio estimó y analizó: 1) La demanda total de energía para cada clase de vehículo y tipo de combustible; 2) Las emisiones de GEI y de los contaminantes del aire NO_x y PM₁₀, y 3) El coste económico debido a la demanda de combustibles, entre 2016 y 2035.

Para este efecto, se han diseñado cuatro escenarios de demanda energética alternativos mediante el uso de Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system. S1: Business As Usual (BAU), el cual presentará un comportamiento tendencial similar a su histórico de los últimos diez años. S2: Energy Optimization and Mitigation (EOM), y S3: Alternative Fuels (AF), los cuales adoptarán características particulares cada escenario partiendo del escenario BAU. Mientras que el S4: Sustainable Mobility (SM), el cual se compone de los escenarios EOM y AF, además de sus propias características particulares de sostenibilidad. Estos escenarios serán explicados detalladamente más adelante.

Dentro del diseño en LEAP system, se definieron los parámetros para el año base (Scenario: Current Accounts) de forma jerárquica (estructura arborescente jerárquica) para los módulos creados previamente: i) Módulo de supuestos clave, donde se ingresa la información de variables socio-económicas y, ii) Módulo de demanda, donde se ingresa la

información de la demanda final de energía de los subsectores con sus correspondientes ramas, en este caso, clases de vehículos con sus respectivas tecnologías y combustibles que consumen. De esta manera, este árbol jerárquico se ha desagregado en sus diferentes ramas según la información de año base disponible.

La estructura jerárquica del modelo LEAP aplicado al parque vehicular ecuatoriano está agrupado en función de lo siguiente: a) datos estadísticos socio-económicos, b) grupos de vehículos de pasajeros y de carga, con sus respectivas clases, c) políticas energéticas aplicadas a los diferentes escenarios, y d) tipo de fuente de energía consumida (Figura 27).

Figura 27: Estructura del sector del transporte por carretera para el modelo LEAP en Ecuador.

En cuanto a la información de entrada, se han recopilado dos documentos estadísticos del parque nacional vehicular del transporte por carretera en Ecuador de año 2016.

El primer reporte es el “Anuario de Estadística de Transporte 2016” (INEC - National Institute of Statistics and Census of Ecuador, 2017) publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos de Ecuador.

El segundo reporte es el “Sector Automotor en cifras 2016” (AEADE - Asociación de Empresas Automotrices del Ecuador, 2017b) publicado por la Asociación de Empresas Automotrices del Ecuador (AEADE por su acrónimo en español). Estos documentos contienen parte de la información estadística básica que se ha utilizado en LEAP, para establecer el 2016 como año-base para todos los escenarios.

Además, como apoyo para los datos de entrada del año base, se ha considerado un estudio relacionado con la estimación del consumo de combustibles del transporte por carretera en Ecuador que presenta resultados en 2012 (Cevallos, 2016). Para el análisis metodológico de la demanda, se ha utilizado el método con rotación del stock (stock turnover method), donde el consumo de energía en el sector de transporte para cada clase de vehículos está definido por la ecuación siguiente:

$$EC_i = \sum TSV_i(t) \times VKT_i(t) \times FE_{ij}(t) \quad (3)$$

Donde EC_i representa el consumo total de energía para un sector específico i , TSV_i representa el inventario total de vehículos de la clase i , VKT_i es la media anual de kilómetros recorridos por vehículo de la clase i , y FE_{ij} es la media de rendimiento de combustible de la clase i del combustible tipo j (vehículo kilómetros/litro), en el tiempo t en años, luego los resultados de cada clase se suman y se obtiene el consumo total de energía del sector (N. Di Sbroiavacca, 2013).

Debido a la falta de información en el país respecto del rendimiento de combustible para cada clase de vehículo, lo que se ha hecho es tomar valores medios que corresponden a vehículos de modelos que circulan con igual tecnología y que se venden actualmente en Ecuador. Estos valores se tomaron del documento “Fuel Economy Guide 2018” (U.S. Department of Energy, 2018) publicado por el Departamento de Energía de los Estados Unidos de Norte América, y del documento “2018 Fuel Consumption Guide” (Government of Canada, 2018) publicado por el Gobierno de Canadá.

Para el caso de las emisiones contaminantes atmosféricas, se ha utilizado el método de emisiones por unidad de energía consumida en el sector del transporte por carretera, para cada clase de vehículo y por tipo de fuente, donde se han definido claramente los distintos efectos ambientales, su categoría y unidad de medida basado en la tecnología TED

(Technology and Environmental Database) en la que se incluyen factores de emisión propuestos por el IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (Hong et al., 2016).

TED presenta por defecto una importante cantidad de múltiples efectos de forma jerárquica, de acuerdo al sector de demanda de energía para el transporte por carretera (Fitz-Henry, 2015; Heaps, 2016). La proyección de emisiones EP ha sido estimada mediante la ecuación siguiente:

$$EP = \sum EC_j(t) \times EF_{jk}(t) \quad (4)$$

Donde EC_j es el consumo energético del tipo de combustible j , y EF_{jk} es el factor de emisión del contaminante tipo k dependiente del combustible tipo j , en el tiempo t en años.

Finalmente, se han incluido los perfiles, donde se describen las principales características de los vehículos que van cambiando con el tiempo, desde el punto de vista del comportamiento de degradación tecnológica y de antigüedad de existencias.

Los valores para cualquier perfil dado pueden ser ingresado mediante dos formas: 1) curva de puntos de datos (dp curve); donde se han introducido los valores históricos conocidos de forma directa; y 2) curva exponencial (exp curve); donde se ha especificado el valor de la constante positiva o negativo de la curva exponencial, según corresponda a cada perfil diseñado (Heaps, 2016). Los perfiles han sido calculados mediante la ecuación siguiente:

$$V = V(t - 1) \times \text{Exp}(t \times \pm c) \quad (5)$$

Donde V es el valor en porcentaje (%) en el tiempo t en años, $V(t-1)$ es el valor inicial de la variable, y $\text{Exp}(t \times \pm c)$ representa una curva exponencial con una constante c , en el tiempo t en años (SEI - Stockholm Environment Institute, 2005). Entre los perfiles incluidos están los siguientes: a) Antigüedad o existencias del parque vehicular (dp curve); b) Supervivencia de los vehículos (exp curve); c) Degradación del recorrido medio (exp curve); d) Degradación del consumo específico (exp curve); y e) Degradación de emisiones (exp curve).

De esta manera, con toda la información recopilada y organizada adecuadamente, la Tabla 35 describe las principales variables establecidas para todos los escenarios en el año de referencia 2016.

		PASAJEROS					CARGA						
Variables		Automóvil	Todoterreno	Autobús	Furgoneta	Motocicleta	Camioneta	Furgoneta	Remolque	Camión	Volqueta	Tanquero	Otra Clase
Vehículos totales ^a (2,061,309)		641,296	322,998	23,532	24,041	477,918	403,540	41,268	9,749	98,906	11,720	2,228	4,113
Cuota de energético (%)													
tipo	Diésel	0.28	2.27	97.97	2.68	0.02	20.57	49.15	99.44	95.87	98.12	97.76	88.72
	Gasolina	80.51	79.57	1.61	97.29	99.97	79.41	50.83	0.55	4.12	1.88	2.24	11.28
	Etanol	18.41	18.13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Electricidad	0.01	0.01	0.42	0.01	-	-	0.01	0.01	0.01	-	-	-
	GLP	0.80	0.02	-	0.02	0.01	0.02	0.01	-	-	-	-	-
Recorrido medio ^c (km)		16,000	14,000	70,000	40,000	8,300	25,000	28,000	45,000	85,000	50,000	53,000	4,000
Rendimiento medio de combustible ^d (MJ/100km)													
tipo	Diésel	376.97	493.83	1,017.82	447.55	94.24	501.37	486.29	1,281.70	1,014.05	1,021.59	1,406.10	942.43
	Gasolina	377.27	513.86	961.41	537.06	102.77	573.53	580.16	1,292.93	1,064.18	1,064.18	1,359.23	762.50
	Híbrido (Gasolina)	238.69	364.67	-	364.67	66.30	414.40	414.40	-	-	-	-	663.04
	Electricidad	64.00	82.80	423.00	108.00	18.00	126.00	126.00	432.00	360.00	360	432	144
	GLP	182.48	222.15	-	232.25	72.99	243.31	232.25	-	-	-	-	-
	E5	373.23	506.17	-	-	-	559.74	-	-	-	-	-	-
	GNC	103.95	157.41	367.29	220.38	-	183.65	220.37	1,101.88	668.67	668.67	1,101.88	-
	Bi-Fuel	279.88	368.01	-	-	-	405.11	207.69	-	-	-	-	-
	E10	269.20	498.48	-	524.45	100.54	560.87	566.63	-	-	-	-	-
	B10	-	496.47	1,022.91	-	-	504.01	488.55	1,296.78	1,025.74	1,033.65	1,423.82	-
	GNL	-	-	382.86	-	-	-	-	1,093.13	713.65	713.65	1,069.78	-

Fuente: a: (INEC - National Institute of Statistics and Census of Ecuador, 2017); b: (AEADE - Asociación de Empresas Automotrices del Ecuador, 2017b; INEC - National Institute of Statistics and Census of Ecuador, 2017) ; c: (Cevallos, 2016; Pérez, 2012; Quezada, Romero, & Coello, 2017) ; d: (Cevallos, 2016; Government of Canada, 2018; U.S. Department of Energy, 2018).

Tabla 35: Variables utilizadas en LEAP para el año de referencia 2016

3.4.1 Diseño de escenarios

Mediante el uso de LEAP system, para el estudio de este caso particular de prospectiva energética, se establecieron las relaciones jerárquicas entre los cuatro alternativos escenarios siguientes:

- S1: Business As Usual (BAU), que representa un comportamiento tendencial basado en el histórico y se proyecta hacia el futuro.
- S2: Energy Optimization and Mitigation (EOM), que implementa políticas de optimización y eficiencia energética en el transporte.
- S3: Alternative Fuels (AF), que partiendo del escenario BAU introduce combustibles alternativos, y
- S4: Sustainable Mobility (SM), que representa la implementación de políticas de eficiencia energética y combustibles alternativos en uno sólo escenario, además de sus propias características.

De esta manera ha quedado diseñado la estructura jerárquica de escenarios dentro de LEAP para el transporte por carretera en Ecuador (Figura 28).

Figura 28: Diseño de escenarios para el sector del transporte por carretera en LEAP

Dependiendo de la particularidad de cada escenario, se han aplicado distintas medidas e integrado iniciativas relevantes de tendencia regional e internacional sobre eficiencia energética, combustibles alternativos y movilidad sostenible.

Estas iniciativas han sido desarrolladas por centros de investigación del país, y por organizaciones internacionales e investigadores que han estudiado el sector transporte por carretera. (CEPAL - Comisión Económica para América Latina y el Caribe, 2016; IEA - Agencia Internacional de Energía, 2015; INER - National Institute of Energy Efficiency and Renewable Energies, 2016).

3.4.1.1 S1: Business As Usual (BAU)

Las principales características de este escenario están centradas en proyectar tendencias históricas anuales de crecimiento de la flota de vehículos para cada clase y tipo de combustible que consume. El cual creció un promedio de 6.8% entre 2008 y 2016 cada año (INEC - National Institute of Statistics and Census of Ecuador, 2017).

Al mismo tiempo, se han incluido datos sobre leves crecimientos en la proyección de ventas de vehículos híbridos y eléctricos reportadas por la AEADE (AEADE - Asociación de Empresas Automotrices del Ecuador, 2018). Estos nuevos crecimientos en la ventas están influenciados por la Ley Orgánica de Eficiencia Energética (Asamblea Nacional de la República del Ecuador, 2019), que promueve el uso eficiente, racional y sostenible de todas las formas de energía.

Con estos datos estadísticos para todos los tipos de vehículos del parque vehicular, se ha proyectado la venta total de unidades de pasajeros y de carga, los cuales serán iguales para los escenarios EOM y AF hasta el año 2035. Lo que sí varía es la participación porcentual de futuras ventas de los nuevos vehículos para cada clase dependiendo del diseño propio de cada escenario, donde no se prevé la incorporación de nuevos tipos de combustibles más allá de los que existen actualmente.

3.4.1.2 S2: Energy Optimization and Mitigation (EOM)

En este escenario se han aplicado las principales iniciativas de estudios e investigaciones de eficiencia energética (Corral et al., 2017; Gallardo et al., 2018; Guayanlema, 2016b; INER - National Institute of Energy Efficiency and Renewable Energies, 2013b, 2015, 2017a; Nieves, Aristizábal, Dyner, Báez, & Ospina, 2019; Usón, Capilla, Bribián, Scarpellini, & Sastresa, 2011), las cuales han sido consideradas para su potencial penetración dentro de las políticas públicas para el transporte por carretera en Ecuador, y que están apoyadas por

la Ley Orgánica de Eficiencia Energética (Asamblea Nacional de la República del Ecuador, 2019).

Entre las iniciativas más importantes que han sido incorporadas pueden citarse las siguientes:

- ⊕ Chatarrización y Plan RENOVA Incentivos fiscales para renovación de los vehículos más antiguos (Ministry of Foreign Affairs and Human Mobility, 2014).
- ⊕ Mejora de la calidad de combustibles (Cheah & Heywood, 2011) y uso de motores más modernos y eficientes que alcanzarían ahorros de hasta un 10% en 2035 (MEER - Ministry of electricity and renewable energy, 2015).
- ⊕ Mejora de calidad de transporte público urbano, interurbano, e interregional y de planificación urbana (González, Siavichay, & Espinoza, 2019) y cambios eficientes en transporte e interurbano para pasajeros BRT (Bus Rapid Transfer Systems), para las más grandes ciudades del país (Kreuzer & Wilmsmeier, 2014).
- ⊕ Ingreso de transporte urbano masivo y sostenible (Chavez-Rodriguez et al., 2018).
- ⊕ Ingreso de tren de carga y pasajeros entre Quito y Guayaquil (Chavez-Rodriguez et al., 2018).
- ⊕ Campaña de mejora de condiciones de conducción de vehículos (Doll & Wietschel, 2008) y mejora de flujo de tráfico con semáforos inteligentes (Cheah & Heywood, 2011).

Considerando todas estas iniciativas de optimización y eficiencia energética, se ha estimado que los promedios porcentuales de reducción de demanda energética para los vehículos de pasajeros serían: 5% al 2025, 15% al 2030 y 20% al 2035. Y para el caso de los vehículos de carga serían: 5% al 2025, 10% al 2030 y 15% al 2035.

3.4.1.3 S3: Alternative Fuels (AF)

En este escenario, por medio de una estrategia de política pública relacionada con el cambio de matriz energética del Ecuador (Noboa, 2012), Ley Orgánica de eficiencia Energética (Asamblea Nacional de la República del Ecuador, 2019), y la Ley para Fomento Productivo (Asamblea Nacional de la República del Ecuador, 2018) se impulsó la

penetración de varios combustibles alternativos (Baran & Legey, 2013; Dhar et al., 2017; Diamond, 2009; Francisco, Moscoso, Ergon, & Azuay, 2017; Goldemberg & Guardabassi, 2009; Grütter, 2014; Hoekman, 2009; Johnson, 2003; Joseph, 2013; Kamimura & Sauer, 2008; Kuprys & Kugelevičius, 2009; Melikoglu, 2014; Posso, Espinoza, Sánchez, & Zalamea, 2015), para vehículos en el mercado del transporte por carreteras en Ecuador.

Se ha considerado el ingreso de bioetanol (E10) (Cevallos, 2016; Joseph, 2013; Yan & Crookes, 2009), biodiesel (B10) (Azam et al., 2016; Cevallos, 2016; Guayanlema, 2016b; Liaquat et al., 2010), gas natural licuado (GNL) y comprimido (GNC) (Noboa, 2012), gas licuado de petróleo (GLP) (Cevallos, 2016) y de otro tipo como la electricidad, donde por medio de incentivos fiscales se promueve la eliminación del IVA a las importaciones de vehículos motorizados híbridos y eléctricos para uso particular, transporte público de pasajeros y de carga, para el transporte por carretera (Asamblea Nacional de la República del Ecuador, 2018).

De esta manera, se ha diseñado este escenario, el cual mantiene el mismo crecimiento de la demanda de vehículos y futuras ventas como los escenarios BAU y EOM, pero en este caso se han introducido combustibles alternativos y nuevas tecnologías en la flota vehicular, compatibles con los actuales y nuevos combustibles.

Las nuevas tecnologías de vehículos que han ingresado en este escenario son las de motores compatibles para el consumo de GLP, GNL, GNC, Bi-Fuel, además de vehículos híbrido y eléctricos (Ríos, 2014), para de esta manera reducir la polución del aire localizada, reducir las emisiones de GEI y la contaminación de ruido en las ciudades (Bakker & Jacob Trip, 2013).

3.4.1.4 S4: Sustainable Mobility (SM)

Para el diseño de este escenario, mediante la estructura jerárquica del diseño de escenarios dentro de LEAP, todas las características de eficiencia energética y mitigación, y combustibles alternativos de los escenarios EOM and AF han sido heredadas.

Además, para este escenario han sido incorporadas una serie de nuevas tendencias y proyectos sobre movilidad sostenible (Banister, 2008; CEPAL - OLADE - BID, 2017; Guayanlema et al., 2014; Hu et al., 2010; Kreuzer & Wilmsmeier, 2014; Rahman Mohamed

& Lee, 2006) que en algunos países han ido incorporando, y se espera que en los próximos años vayan siendo adoptados por países en desarrollo como Ecuador. Entre las principales iniciativas adicionales a integrar están las siguientes:

- ⊕ Reducción de la flota de vehículos debido a implementación de y ejecución de proyectos de autos y motos compartidas (Fan, Wang, Li, Yu, & Zhang, 2017).
- ⊕ Ejecución proyectos públicos y privados para el alquiler y uso masivo de bicicletas eléctricas (González et al., 2019).
- ⊕ Implementación del uso masivo de patinetes eléctricos, y una serie de vehículos móviles, generalmente personales y de dos ruedas (Aggarwal & Jain, 2016).

Todos estos nuevos proyectos aún presentan incertidumbre del real impacto que tendrán en el futuro, pero lo que es indiscutible es que están penetrando en el transporte por carreteras generalmente urbanas, y actualmente están presentes en las ciudades.

En este sentido, para el diseño de este escenario, se ha considerado que la futura venta de vehículos disminuya progresivamente de forma lenta, donde se vendan menos vehículos particulares anualmente, para transporte urbano al horizonte 2035.

En esto se diferencia este escenario de los tres anteriores, que poseen la misma demanda global pero que tienen diferente orientación de participación de las ventas, para cada clase vehículos y tipo de combustible que estos consumen (Tabla 36).

DEMANDA		PASAJEROS					CARGA						Otra Clase
Variables		Automóvil	Todoterreno	Autobús	Furgoneta	Motocicleta	Camioneta	Furgoneta	Remolque	Camión	Volqueta	Tanquero	
Ventas totales (vehículos)													
Current Accounts (2016) ^a		121,301					16,467						124
BAU – EOM – AF		660,000					132,000						700
SM		620,000					120,000						700
Participación en ventas totales (%)													
Current Accounts (2016) ^b		22.89	14.05	1.17	0.70	61.18	67.23	8.79	1.91	19.34	2.29	0.44	-
BAU – EOM – AF		25.00	16.00	2.00	1.50	55.50	67.20	8.80	1.90	19.40	2.30	0.40	-
SM		21.00	12.00	3.00	2.00	62.00	63.00	10.30	2.20	21.50	2.50	0.50	-
Participación en ventas BAU y EOM (%) ^c													
tipo	Diésel	0.50	2.00	94.00	3.00	0.03	19.00	40.00	95.00	95.00	94.00	94.00	74.75
	Gasolina	38.45	47.95	2.00	76.95	79.97	79.00	39.95	1.00	4.00	2.00	2.00	11.50
	Híbrido	20.00	10.00	-	10.00	10.00	1.50	10.00	-	-	-	-	10.00
	Electricidad	10.00	10.00	-	10.00	10.00	0.50	10.00	4.00	1.00	4.00	4.00	4.00
	GLP	1.05	0.05	4.00	0.05	-	-	0.05	-	-	-	-	-
	E5	30.00	30.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Participación en ventas AF y SM (%) ^d													
tipo	Diésel	0	0	0	0	0	0	0	27	30	30	27	58.50
	Gasolina	0	0	0	0	35	0	0	0	0	0	0	11.50
	Híbrido	25	30	-	30	25	15	30	-	-	-	-	20
	Electricidad	18	15	-	15	15	12	15	8	10	10	8	10
	GLP	17	10	0	12	-	10	15	-	-	-	-	-
	E5	0	0	-	-	-	5	-	-	-	-	-	-
	GNC	10	15	25	12	-	10	7.5	15	15	15	15	-
	Bi-Fuel	3	10	-	-	-	10	7.5	-	-	-	-	-
	E10	27	17	-	31	25	18	10	-	-	-	-	-
	B10	-	3	36	-	-	20	15	30	30	30	30	-
	GNL	-	-	25	-	-	-	-	20	15	15	20	-

Fuente: **a:**(AEADE - Asociación de Empresas Automotrices del Ecuador, 2018); **b:**(AEADE - Asociación de Empresas Automotrices del Ecuador, 2017b); **c:**(MEER - Ministry of electricity and renewable energy, 2015) ; **d:**(Corral et al., 2017; Guayanlema, 2016b; Guayanlema et al., 2014)

Tabla 36: Participación en ventas para todos los escenarios en LEAP en 2035

III. ANÁLISIS DE RESULTADOS

4 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1 Sistema de generación eléctrico

4.1.1 Estimación de la demanda de electricidad neta total

La demanda de electricidad neta total se define como el total de generación de energía eléctrica bruta menos la cantidad de energía eléctrica absorbida por auto consumo en sistemas auxiliares, y menos la cantidad de pérdidas de energía eléctrica en sistemas de transmisión y distribución. La estimación de la demanda neta total en los tres escenarios muestra diferencias significativas.

Por un lado, esta demanda ha sido dividida para seis diferentes sectores para los tres escenarios S1, S2 y S3, La Figura 29 muestra esta demanda para los para los tres escenarios, en la cual para el S1 la demanda de electricidad neta se incrementa en 121.97%, pasando de 20,204 GWh en 2017 a 44,847 GWh en 2040 (Figura 30). Para el escenario S2 existe un incremento del 220.37%, el cual alcanza los 64,728 GWh en 2040 (Figura 31). En el case del escenario S3, el crecimiento es más significativo alcanzando un 256.63%, el cual llega a los 72,053 GWh hacia el 2040 (Figura 32).

Figura 29: Demanda de energía eléctrica total en los escenarios S1, S2 y S3 entre 2018 y 2040

Por otro lado, la demanda más significativa de electricidad para los tres escenarios es la del sector residencial, seguido por el industrial, luego los sectores comerciales y servicio público. Al mismo tiempo, para el escenario S1 se ha visualizado que la tendencia

porcentual de crecimiento para el sector del transporte prácticamente se mantiene y no muestra cambios significativos en la estructura de la nueva demanda, el crecimiento en este escenario para este sector es mínimo. Solamente en los escenarios S2 y S3 se observan cambios relevantes en ese sector, pasando de 0.05% en 2017 a un 6.55% y a un 6.10% de la demanda neta total in 2040, respectivamente.

Figura 30: Demanda de electricidad por sectores en el escenario S1 entre 2018 y 2040

Figura 31: Demanda de electricidad por sectores en el escenario S2 entre 2018 y 2040

Figura 32: Demanda de electricidad por sectores en el escenario S3 entre 2018 y 2040

Finalmente, los escenarios S2 y S3 muestran cambios de valores significativos de la demanda de electricidad a partir del 2020. Este fenómeno se atribuye al ingreso de una flota de vehículos eléctricos particulares en el sector del transporte por carretera, pero también al ingreso del transporte masivo para pasajeros como el caso del Metro de Quito y del Tranvía de Cuenca, y en años posteriores a un hipotético ingreso de un tren de carga entre Quito y Guayaquil.

4.1.2 Estimación de la potencia total instalada para generación eléctrica

Para el análisis de la potencia total instalada entre 2017 y 2040 (Figura 33), se muestra que para S1 la capacidad instalada se incrementa un 94.06%, partiendo de 8,036 MW y llegando a 15,595 MW (Figura 34), para S2 se incrementa un 196.68%, alcanzando los 23,841 MW (Figura 35), y como consecuencia del más alto crecimiento de demanda, la capacidad total instalada para S3 se incrementa en 221.27%, alcanzando 25,817 MW (Figura 36).

De esta forma, para el escenario S3 esta capacidad se ha triplicado en 22 años. Por lo tanto, este escenario se lo podría considerar como ideal considerando también las fuentes para este sistema de generación debido a que posee una importante capacidad instalada formada por fuentes sostenibles que permitirían cubrir toda la demanda, compartiendo el cupo de generación las centrales hidroeléctricas, CCGN y las centrales renovables de otro tipo.

Figura 33: Potencia total instalada en los escenarios S1, S2 y S3 entre 2018 y 2040

Figura 34: Potencia total instalada por fuentes para el escenario S1 entre 2018 y 2040

Uno de los hallazgos más significativos ha sido que la capacidad de energías renovables (eólica, solar, biogás y biomasa) no llegan a convertirse en soporte importante para las centrales de generación hidroeléctricas y CCGN en ninguno de los tres escenarios analizados, quizá se deba a los actuales costes de capital, y de operación y mantenimiento.

Además de que el país cuenta con importantes recursos hídricos que estimulan a continuar construyendo centrales hidroeléctricas. De esta manera se estima que el conjunto de potencia total instalada en el país se soporta en los recursos hídricos y reservas estimadas de gas natural que el país posee.

Figura 35: Potencia total instalada por fuentes para el escenario S2 entre 2018 y 2040

Figura 36: Potencia total instalada por fuentes para el escenario S3 entre 2018 y 2040

4.1.3 Estimación de la generación eléctrica bruta total

El resultado de la estimación de la generación eléctrica bruta total por tipo de fuentes, muestra que para S1 se incrementa en 123.10% entre 2018 y 2040, partiendo de 28,033 GWh hasta 62,541 GWh (Figura 37). Luego, para el S2 su crecimiento es aún más notable alcanzando el 216.05%, el cual alcanza los 88,599 GWh. En este escenario, las centrales hidroeléctricas y las de CCGN cubrirían caso la totalidad de la demanda (Figura 38).

En consecuencia, las centrales térmicas que consumen derivados de petróleo operarían solo en caso que las centrales con una generación más limpia no pudieran hacerlo por

cualquier circunstancia. Luego, en el S3 la generación eléctrica bruta crecería más que en los otros escenarios alcanzando 97,968 GWh, lo cual significa un 249.47% más que el año referencial.

Acertadamente, el resultado más significativo se revela a partir del año 2037, donde solamente en S3 el 100% de la generación eléctrica bruta sería cubierta por hidroeléctricas, CCGN y las otras centrales renovables. De esta manera el consumo de combustibles de petróleo sería excluido en la generación eléctrica como puede apreciarse en la Figura 39.

Figura 37: Generación eléctrica bruta por fuentes para el S1 entre 2018 y 2040

Figura 38: Generación eléctrica bruta por fuentes para el S2 entre 2018 y 2040

Figura 39: Generación eléctrica bruta por fuentes para el S3 entre 2018 y 2040

Además, es interesante conocer que las centrales hidroeléctricas toman ventaja debido al potencial de recursos hídricos que tiene el país. Esta condición permite la posibilidad de continuar construyendo centrales hidroeléctricas en “cascada”, es decir, una central hidroeléctrica relativamente próxima a otra, con la final de aprovechar el mismo embalse para más de una central, como ocurre en el Complejo Hidroeléctrico Paute Integral (CELEC - Electric Corporation of Ecuador, 2017).

Finalmente, las centrales de ciclo combinado de gas natural entrarían con fuerza en S2 y S3 como un soporte muy importante en todo el sistema. Este tipo de centrales junto con las hidroeléctricas permitirán que el actual sistema de generación eléctrica tome un camino a convertirse en un sistema sostenible en el país.

4.1.4 Estimación del consumo de combustibles para generación eléctrica

La relación entre el consumo total de combustibles y la generación de electricidad para los tres escenarios S1, S2 y S3 entre 2018 y 2040 se muestra en la Figura 40. Ahí se observa que la cantidad de combustibles que se necesitan para producir la misma cantidad de energía, teniendo como base diferentes tecnologías, las cuales varían entre los distintos escenarios. Es decir que, esta relación se reduce de 2,050 BEP que se necesita para producir un GWh en las centrales térmicas en S1 a 1,667 BEP para producir el mismo GWh en las centrales térmicas del S3.

Consecuentemente, la potencial decisión de aplicar medidas de política energética que permitan cambiar el mix de generación eléctrico, demuestra de forma estimada, que esta decisión produciría efectos que contribuirían a reducir el coste de generación de electricidad basado en el coste de combustibles, favoreciendo la transformación del sistema actual en uno más sostenible, en este análisis desde el punto de vista económico.

Figura 40: Relación de consumo de combustible y generación eléctrica entre 2018 y 2040

Es decir, la relación hacia el año 2040 para los escenarios S2 y S3, muestran que son 16.93% y 21.72% menores comparado con el S1, respectivamente, lo que implica que el coste de producción de electricidad se ha reducido considerablemente.

De esta manera, la demanda de combustibles en el sistema de generación de tipo térmico queda estructurado por el consumo de biogás, biomasa, y principalmente de gas natural, como se detalla en las Figuras 41 – 43 para los tres escenarios.

Estas figuras muestran la estimación de la estructura de consumo para los tres escenarios alternativos para generación eléctrica hasta el año 2040, donde ha quedado demostrado la reducción de combustibles derivados de petróleo para producción de electricidad en las centrales térmicas.

El total de consumo de combustibles en S1 para generación eléctrica se incrementan en 241.04% desde el 2017 hasta el 2040. El consumo de gas natural crece un 447.71%, partiendo de 3,586 a 19,633 kBEP, el diésel crece un 45.81%, desde 2,447 a 3,570 kBEP, el residuo de petróleo aumenta de 3,925 a 6,521 kBEP, es decir 41,81%, el crudo de petróleo

va desde 2,345 a 7,122 kBEP, aumentando un 203.49%, la biomasa aumenta un 469.74%, pasado de 2,077 a 11,849 kBEP, mientras que los de menor consumo serían el GLP que pasa de 107 a 379 kBEP y el biogás de 61 a 542 kBEP (Figura 41).

Figura 41: Consumo de combustibles para generación eléctrica en el S1 entre 2018 y 2040

En el S2, la cantidad total de demanda de combustibles se incrementa un 319.43%. El diésel va desde 2,477 a 2,089 kBEP, por lo que disminuye un 17.38%. El residuo de petróleo pasa de 3,925 a 3,476 kBEP, es decir disminuye un 12.99%. El crudo de petróleo aumenta un 22.74%, partiendo de 2,345 a 2,882 kBEP (Figura 42).

Figura 42: Consumo de combustibles para generación eléctrica en el S2 entre 2018 y 2040

En este escenario las fuentes más limpias tienen aportes más significativos, la biomasa aumenta de 2,077 a 9,695 kBEP, es decir crece un 366.12%. El GLP sube un 175%, desde los 107 a 302 kBEP. Para el caso del biogás aumenta un 722.22%, creciendo desde 61 a 504 kBEP. El gas natural da el gran salto y crece un 1,074%, pasando de 3,586 a 42,076 kBEP. De esta manera, pasa de tener una participación del 24.64% en 2017 a tener una representación muy importante del 68.95% en 2040 del consumo total de combustibles (Figura 42).

Seguidamente, se puede observar la evolución del consumo total de combustibles dentro del S3 (Figura 43). En este escenario la matriz de fuentes de consumo de combustibles para generación eléctrica cambia considerablemente entre 2017 y 2040. Primero, la cantidad de consumo total de combustibles se incrementaría 313.02%, lo cual representa un 6.41% menos que en el S2. Finalmente, la demanda de combustibles estaría de forma mayoritaria por gas natural con un 83.40% y la biomasa con un 15.29%, ambos en 2040.

En este punto aparecen los más importantes datos de las estimaciones de resultados, las que soportan el objetivo principal de gasificar el sistema de generación eléctrico con el cambio de matriz de consumo de combustibles derivados de petróleo hacia gas natural y fuentes renovables.

En este sentido, considerando el consumo de las diferentes fuentes de combustibles en S3 entre el 2017 y el 2040. Por un lado, el consumo de gas natural se incrementaría un 1,298.28%, alcanzando los 50,114 kBEP, el consumo de biomasa aumentaría un 341.78%, llegando a los 9,186 kBEP, el consumo de biogás crecería un 677.78%, alcanzando los 478 kBEP, y el GLP tendría un aumento del 187.5%, alcanzando los 313 kBEP.

Y, por el otro lado, el consumo de diésel se reduciría en un 100%. Mientras que la cantidad de diésel que se consumió en 2017 fue de 2,477 kBEP, este consumo desaparecería en su totalidad para el año 2037. De manera análoga con el residuo de petróleo y en el mismo periodo, su consumo se reduciría de 3,925 a 0 kBEP en 2037, el crudo de petróleo se reduciría de 2,345 a 0 kBEP en 2037 (Figura 43). De esta manera, queda demostrado que existiría una tendencia muy clara a disminuir el consumo de diésel, residuo de petróleo, y crudo de petróleo para generación eléctrica.

Figura 43: Consumo de combustibles para generación eléctrica en el S3 entre 2018 y 2040

4.1.5 Estimación del coste de producción de electricidad

La estimación del coste medio de producción de electricidad en S1 es mayor que S2 y S3 durante el periodo de análisis, en el cual el valor medio más alto es de 21.73 (USD/MWh) y ocurre en 2030 (Figura 44).

Haciendo una revisión más detallada, se estima que el coste medio de producción para S1 sería de 19.52 (USD/MWh), para S2 es de 17.48 (USD/MWh) y para S3 es de 17.78 (USD/MWh) para el año 2040.

Los resultados estiman que los costes medios de producción de electricidad para S2 y S3 serían de 11.67% y 9.78% menores que para S1, respectivamente. Lo que sería consecuencia de la sustitución en el consumo de combustibles derivados de petróleo por el consumo de gas natural.

En este análisis, no se han encontrado diferencias significativas en el coste de producción de electricidad entre las fuentes de energías renovables para los tres escenarios, debido al crecimiento de la capacidad instalada de este tipo de tecnología.

Figura 44: Coste medio de producción de electricidad para S1, S2, y S3 entre 2018 y 2040

4.1.6 Estimación de Emisiones

4.1.6.1 Emisiones de gases de efecto invernadero (GEI)

Un aspecto crítico es el relacionado con las emisiones de gases de efecto invernadero que provocan calentamiento global y cambio climático. En este sentido, estas emisiones han sido analizadas de manera conjunta y representadas en unidades de CO₂ equivalente (CO₂eq). De esta forma, la Figura 45 muestra la relación entre las emisiones de CO₂eq y la estimación del pronóstico de generación eléctrica para los tres escenarios.

Este análisis estima que esa ratio se reduce desde 0.25 en S1, a 0.21 en S2, y a 0.18 en S3 (kgCO₂eq/kWh), lo cual se traduce en una reducción de emisiones en S2 y S3 de alrededor de 6.23 y 37.69 millones de TM CO₂eq, respectivamente, comparado con S1 hasta el 2040.

Los resultados de este estudio muestran que en S2 las emisiones de CO₂eq prácticamente permanecen constantes en todo el período de análisis, donde no se muestran cambios significativos.

El resultado más relevante es que para el escenario S3, las emisiones de CO₂eq se reducirían alrededor de un 39% para el 2040, esto se produce y se traduce como consecuencia de aplicación de políticas energéticas apropiadas en este modelo, como es el consumo de gas natural para la generación de electricidad, de esta manera otro objetivo

principal de este estudio ha quedado demostrado con miras a alcanzar los objetivos de desarrollo sostenible del país.

Figura 45: Ratio entre las emisiones de CO₂eq y la generación eléctrica entre 2018 y 2040.

4.2 Sistema de transporte por carretera

4.2.1 Estimación de la demanda energética total

El análisis indica que la demanda total de energía para los escenarios alternativos tiene diferente crecimiento debido al tipo de consumo de combustible del sector, y debido al crecimiento del total de unidades de vehículos de cada clase. En este sentido, la Figura 46 muestra la tendencia de crecimiento de la demanda de energía en este sector para cada escenario entre 2016 y 2035.

Las diferencias de demanda entre escenarios son más relevantes a partir del año 2025. Para el escenario BAU, la tendencia histórica de la demanda energética se mantiene con un aumento del 181.49% entre 2016 y 2035. Para el escenario EOM, la estimación indica un aumento del 158.41%, en el escenario AF se estima un aumento del 124.69% y para el escenario SM un incremento del 113.89%. La diferencia de demanda más significativa sería de 26,902 kBOE y ocurriría entre los escenarios BAU (mayor) y SM (menor), esto implica una reducción de la demanda en un 31.60% en 2035. Estas estimaciones muestran que la demanda media de energía sería de 97358.50 kBEP entre 2016 y 2035.

Figura 46: Demanda de energía en el sector del transporte por carretera entre 2016 y 2035

4.2.2 Estimación de la demanda de energéticos

La estimación de la demanda de energéticos para cada escenario muestra que para BAU se mantiene y no existen cambios significativos respecto al histórico (Figura 47).

Figura 47: Demanda de energéticos por tipo de fuente en BAU entre 2016 y 2035

Por un lado, en este escenario la gasolina pasa de tener una participación del 49.42% en 2016 y disminuye levemente a un 47.15% en 2035. En el caso del diésel su participación es del 50.42% en 2016, y crece ligeramente hasta el 51.92% en ese mismo periodo.

Mientras que, por otro lado, aunque la demanda de electricidad crece unas 137 veces y pasa de 6.18 kBEP en 2016 hasta 853.52 kBEP en 2035, su representación global apenas es

del 0.76%. Para los demás energéticos de este escenario, el GLP y el bioetanol, su demanda individual es poco significativa, en el cual en conjunto apenas llegan al 0.2% al final del período de análisis. Consecuentemente, es innegable que la gasolina y el diésel continúan siendo las más importantes fuentes de recursos energéticos para movilidad vehicular, agrupando el 99.07% de total en 2035.

En el caso del escenario EOM (Figura 48), la contribución de la demanda de energía es similar al del escenario BAU. El diésel demanda un 52.09%, mientras que la gasolina demanda una proporción del 46.97% en el 2035. No obstante, la estimación de demanda acumulada de energéticos para el escenario EOM con relación al escenario BAU se reduce en 39,688 kBEP entre 2016 y 2035, próxima a la demanda total del año 2016 (39,799 kBEP).

Este resultado es muy significativo porque confirma que mediante la aplicación de políticas de eficiencia energética es posible garantizar un ahorro importante de demanda de energéticos en el sector.

Figura 48: Demanda de energéticos por tipo de fuente en EOM entre 2016 y 2035

En los escenarios BAU y EOM, los resultados muestran que la previsión de demanda de electricidad, bioetanol y GLP, el conjunto de estos tres productos no consigue el 1%. Esto es debido a que, según el diseño de estos escenarios, con el impulso y penetración de combustibles alternativos, y la incorporación de nuevos vehículos el consumo de estos combustibles es prácticamente insignificante.

En el escenario AF (Figura 49), la demanda global de energía aumentó un 124.69% hasta el 2035. Sin embargo, debido a la penetración e impulso de políticas que promueven la incorporación de vehículos que consumen combustibles provenientes de fuentes de energía alternativa para el transporte por carretera, la demanda global de energía acumulada se redujo en 120,944 kBEP con respecto al escenario BAU entre 2016 y 2035, es decir, esta demanda acumulada equivalente aproximadamente a la suma consumo total de energía de los años 2016, 2017 y 2018 juntos.

De acuerdo a las estimaciones de demanda de energéticos para el escenario AF, surgen leves cambios en la demanda de energéticos alternativos luego del año 2025, no obstante, la demanda de estos sigue siendo baja con un 2.87% en ese año. Sin embargo, a partir del 2025, esta demanda crece de forma considerable hasta un distintivo 15.57% (GNC con un 5.01%, GNL con 3.88%, GLP con 3.22%, electricidad con 2.99%, bioetanol con 0.32% y biodiesel con 0.15%), de los cuales los vehículos propulsados por gas natural corresponderían a un 8.89% en 2035. Esto representa 9.5 veces más en relación con el escenario BAU.

Figura 49: Demanda de energéticos por tipo de fuente en AF entre 2016 y 2035

De esta manera, la contribución total de la demanda acumulada de energéticos alternativos para el escenario AF alcanzaría los 75,256 kBEP (GNC 22,042 kBEP, GNL 16,975 kBEP, GLP 18,121 kBEP, electricidad 15,395 kBEP, bioetanol 2,175 kBEP, y biodiesel 548 kBEP) entre 2016 y 2035. Esto supondría alrededor de la demanda de energía del sector en 2031 (74,717 kBEP).

Los resultados de la estimación obtenida para el escenario SM, muestran cambios más significativos y optimistas de los cuatro escenarios analizados desde el punto de vista de demanda energética. Primero, la diferencia total acumulada de la demanda de energía es de 141,227 kBEP menos entre SM y BAU hasta el año 2035. Luego, la penetración de energéticos alternativos pasa a tener una significativa participación del 17.77% (GNC 6.16%, GNL 5.03%, GLP 3.25%, electricidad 2.89%, bioetanol 0.28% y biodiesel 0.16%), que corresponden a 15,131 kBEP en el año 2035 (Figura 50).

Al mismo tiempo, la demanda total acumulada de gasolina presenta una disminución de 133,922 kBEP y el diésel una caída de 79,324 kBEP con respecto a BAU, estos valores son indicadores de un ahorro energético importante para el país, debido a que en la actualidad estos combustibles en gran proporción continúan siendo importados, y todo indica que esto no vaya a cambiar en un futuro cercano. Por ejemplo, para el año 2016 se importó alrededor del 57.86% del total de consumo interno de diésel en todo el país, de los cuales 20,066 kBEP fueron destinados para el transporte por carreteras (ARCH - Hydrocarbons Regulation and Control Agency, 2016).

Figura 50: Demanda de energéticos por tipo de fuente en SM entre 2016 y 2035

Finalmente, lo más relevante es que la demanda total de energía disminuye un 30.43% entre SM con respecto a BAU hacia el año 2035, principalmente por la disminución en la circulación de autos particulares y todoterreno. Sin embargo, la participación total de diésel y gasolinas continúa siendo esencial en el mix energético total del sector con un 47.39% y un 34.84% respectivamente.

Además, los escenarios EOM, AF y SM tienen ventajas sobre BAU, donde SM destaca especialmente sobre los demás. Los resultados indican que SM relativo a BAU, contribuye con una disminución de 12.14% (141,226 kBEP) en la demanda total de energía, y el ahorro por esa demanda de combustibles es del 14.22% (USD 26,720 millones). Además, las emisiones globales de NO_x y PM₁₀, disminuyen 14.91% y 13.78%, respectivamente. Además, las emisiones globales de GEI disminuyen un 13.49%, debido a la penetración significativa de GLP, GNL y GNC.

4.2.3 Estimación del inventario total de vehículos

La estimación de resultados del stock total de vehículos presenta un crecimiento igual para los escenarios BAU, EOM y AF, a diferencia del escenario SM, que crece ligeramente menos (Figura 51). Este comportamiento se debe al propio diseño del escenario SM, donde se promueve la reducción de la flota vehicular debido a políticas de movilidad sostenible. Donde se hace hincapié en el uso autos y motos compartidas, y al uso masivo de bicicletas, patinetes y otro tipo de unidades eléctricas modernas en áreas urbanas, resultando beneficioso para la economía y el ambiente, es decir mejorando la calidad del aire y reduciendo las emisiones de GEI.

Figura 51: Inventario total de vehículos para los cuatro escenarios entre 2016 y 2035

La estimación de resultados del stock total de vehículos para los cuatro escenarios muestra que para los escenarios BAU, EOM y AF el crecimiento global es de un 313%, pasando de 2,061,309 a 8,513,600 unidades vehiculares en total, mientras que para el escenario SM

representa un crecimiento de 294.44%, llegando a 8,130,686 unidades, entre 2016 y 2035. Esto significa que el SM tendría una disminución acumulada de 2,287,935 vehículos respecto a los otros tres escenarios en ese mismo periodo (1,923,166 corresponden a vehículos de pasajeros y 364,769 a vehículos de carga), que equivalen aproximadamente al inventario total de vehículos en el año 2017 (2,312,197 vehículos).

Dentro de la estimación de vehículos de pasajeros del escenario SM respecto de los otros tres escenarios, el inventario acumulado de autos disminuye 1,507,069 unidades, y los vehículos todoterreno disminuyen en 1,335,084 unidades. Al mismo tiempo, al tratarse de un escenario donde se promueven políticas de movilidad sostenible, el inventario acumulado de autobuses aumenta en 227,564 unidades, furgoneta de pasajeros en 106,858 unidades y motocicletas en 584,585 unidades. Cabe destacar que las motocicletas representan el 48.73% del total de unidades vendidas en SM entre 2016 y 2035.

Para el caso de los vehículos de carga en SM, existe una disminución acumulada del inventario de camionetas 445,185 unidades. Consecuentemente, como efecto de las políticas aplicadas para este escenario aumenta el inventario acumulado de furgonetas de carga en 39,344 unidades, camiones en 29,322 unidades, remolques en 7,347 unidades, tanqueros en 3,253 unidades y volquetas en 1,149 unidades.

4.2.4 Estimación total del coste de combustibles en el sector

Se consideraron las estimaciones de precios internacionales de combustibles para el sector del transporte hasta el año 2050, realizado por la Administración de Información de la Energía en su reporte “Annual Energy Outlook 2019” (U.S. Energy Information Administration, 2019).

La Figura 52 muestra la estimación del coste económico acumulado por el consumo de combustibles para cada escenario hasta el año 2035. Entre los escenarios SM, AF, y EOM, se estima que existirían ahorros acumulados del 14.22%, 12.24%, y 3.86%, en relación a BAU, entre 2017 y 2035 respectivamente. Lo que confirma que, aplicando políticas de eficiencia energética y movilidad sostenible, los beneficios de ahorro energético y económico serían posibles.

El ahorro global estimado por el consumo de combustibles, entre el escenario SM respecto al BAU, estaría alrededor de USD 26,720 millones. Esto representa un aproximado al 25% del PIB total del país en el 2018 (World Bank, 2019).

Figura 52: Coste total acumulado para los cuatro escenarios entre 2016 y 2035

4.2.5 Estimación de emisiones

Como producto de la combustión de los combustibles dentro de los cuatro escenarios alternativos del sector del transporte por carretera se producen emisiones de gases contaminantes atmosféricos.

Por lo tanto, esta sección ha sido dividida en dos partes: i) Por un lado, la que permite analizar el efecto relacionado con calentamiento global, es decir se analizan los resultados de las estimaciones de emisiones de GEI; y ii) Por otro lado, donde se analizan los resultados de las estimaciones de emisiones de gases contaminantes que degradan la calidad del aire. En este caso particular, las emisiones de óxidos de nitrógeno representados por el contenido en NO_x, y las emisiones de material particulado representados a través del PM₁₀.

4.2.5.1 Emisiones de gases de efecto invernadero

Las estimaciones de emisiones de gases de efecto invernadero se presentan en unidades de CO₂ equivalente (CO₂eq) para los cuatro escenarios (Figura 53). Para el escenario EOM relativo a BAU, el total de emisiones acumuladas de GEI cae un 3.12% entre 2016 y 2035,

que equivalen a 16.46 millones TM CO₂eq (toneladas métricas de CO₂eq) menos emitidos a la atmósfera, debido a la menor demanda de diésel y gasolinas.

Asimismo, es interesante que para los escenarios AF y SM, donde se han integrado políticas de movilidad sostenible e ingresan combustibles alternativos, sucede lo esperado.

En el cual AF comparado con BAU, las emisiones acumuladas de GEI disminuyen un 11.70%, que equivale a 56.96 millones TM CO₂eq.

Figura 53: Emisiones acumuladas de GEI para los cuatro escenarios entre 2016 y 2035

Para el escenario SM relativo a BAU, sucede algo similar que en AF, donde las emisiones acumuladas de GEI disminuyen hasta un 13.49%, que representan 64.65 millones TM CO₂eq, entre 2016 y 2035. Asimismo, es importante resaltar que las emisiones acumuladas de GEI provocadas por el consumo de gasolina y diésel, caen 54.41 y 34.16 millones TM CO₂eq, respectivamente.

4.2.5.2 Emisiones de NO_x and PM₁₀

Como consecuencia de la combustión de combustibles fósiles, se producen varios contaminantes en diferentes concentraciones que afectan la calidad de aire. En esta investigación se han considerado para su estimación futura, dos de los compuestos contaminantes más comunes y que afectan la salud de las personas, los óxidos de nitrógeno NO_x y el material particulado PM₁₀, que corresponde a la fracción particulada de

las Partículas en Suspensión Totales (PST), con un diámetro inferior a 10 micras (Vitoria - Gasteiz, 2018).

Para el caso de las emisiones de NO_x, estas aumentan progresivamente para todos los escenarios en función del consumo total de combustibles de cada escenario (Figura 54). No obstante, las emisiones acumuladas de NO_x de los escenarios SM, AF y EOM disminuyen en 684.24 kTM (miles de toneladas métricas), 591.32 kTM y 166.21 kTM, con relación a BAU, respectivamente, entre 2016 y 2035.

Figura 54: Emisiones anuales de NO_x para los cuatro escenarios entre 2016 y 2035

Por otro lado, se han reducido de forma significativa las emisiones de NO_x por unidad vehicular partiendo del escenario BAU entre el 2016 y 2035. En el año 2016, la emisión promedio de NO_x fue de 0.077 TM/vehículo (Toneladas métricas por vehículo), mientras que la emisión promedio para BAU, EOM, AF, y SM es de 0.054, 0.050, 0.041 y 0.040 TM/vehículo en 2035, respectivamente.

Respecto a las emisiones anuales del material particulado PM₁₀ (Figura 55), presentan un comportamiento similar al de las emisiones del NO_x, es decir, mientras aumenta el consumo de combustibles fósiles, aumentan las emisiones de PM₁₀.

Específicamente, partiendo del año base hasta el 2035, para el escenario BAU las emisiones de PM₁₀ se triplican, mientras que para el escenario SM se duplican, considerando que para los dos escenarios el stock de vehículos prácticamente se ha cuadruplicado.

En relación a las emisiones acumuladas de PM_{10} , entre 2016 y 2035. Los escenarios SM, AF, y EOM muestran una caída de 13.78%, 9.53%, y 4.4% con respecto a BAU respectivamente. En ese mismo periodo, el diésel continúa siendo el principal responsable de las emisiones de este contaminante en cada año, con una media de: 86.36% en SM, 91.58% en AF, 92.93% en EOM y 92.67% en BAU.

Figura 55: Emisiones anuales de PM_{10} para los cuatro escenarios entre 2016 y 2035

De esta manera, se justifican la integración de nuevas medidas de eficiencia energética y mitigación de emisiones de gases contaminantes, debido a que existe una relación directa entre el consumo de combustibles y la emisión de estos gases.

5 CONCLUSIONES

Consecuente de la importancia vital que ha tenido siempre la energía, se convierte en una estrategia prioritaria diseñar políticas energéticas sostenibles con el objetivo de asegurar y garantizar la transición energética, con un consumo adecuado de las diferentes formas de energía, tanto en la actualidad y como en la estimación del consumo en el futuro.

En este sentido, teniendo claro la transición energética es inevitable y necesaria, y que la política energética establece las directrices legales para que la planificación energética se desarrolle adecuadamente, lo que sigue es llevar todo el potencial del conocimiento técnico y científico para aportar de forma activa en la mejora continua de todos los procesos de planificación energética que permitan garantizar el consumo de las diferentes formas de energía, en las mejores condiciones de seguridad, confiabilidad, económicas y de eficiencia, con el menor impacto ambiental posible.

Derivado de la estimación de resultados, se concluye lo siguiente. Teniendo en cuenta los recursos energéticos disponibles para el caso específico de Ecuador. Por un lado, dentro del sistema de generación eléctrico, para el escenario de generación eléctrica sostenible la previsión es alentadora, esta sostiene que la matriz de generación eléctrica en función de las fuentes de energía cambiaría muy positivamente, alcanzando de mediado a largo plazo un sistema realmente sostenible, todas las energías renovables cubrirán gran parte de la demanda y la tendencia de expansión del sistema se mantiene por ese camino.

Por otro lado, dentro del sistema de generación eléctrico, la tendencia entre la relación del consumo de combustibles derivados del petróleo para el escenario S1 es significativamente más alta comparada con el escenario S2 y el escenario S3. La estimación de resultados muestra el que en el escenario S3, el consumo de combustibles derivados de petróleo es prácticamente nulo entre 2037 y 2040, causado por la sustitución del consumo de gas natural en los escenarios de mayor demanda de electricidad, S2 y S3.

Además, se concluye, que en S3 comparado con el escenario tendencial S1 se podrían reducir las emisiones de gases de efecto invernadero representadas por CO₂eq en un 11.72% en promedio. Asimismo, se podría reducir el coste promedio de producción de electricidad en un 9.78%, y el consumo medio de combustibles derivados de petróleo en un 15.95%.

Al mismo tiempo, estos resultados indican que uno de los objetivos clave de este estudio, de optimizar los sistemas analizados desde el punto de vista energético, ha sido alcanzado y justificado, en el que se podría establecer que el sistema térmico de generación eléctrico ha sido gasificado por medio de la penetración y consumo de gas natural, convirtiéndolo en un sistema en transición hacia un sistema de producción de electricidad sostenible, junto con las centrales hidroeléctricas y las otras renovables (eólica, solar, biomasa y biogás).

Las centrales hidroeléctricas continuarán siendo esenciales en la estructura del sistema, mientras se espera que la capacidad instalada de otro tipo de centrales renovables evolucione favorablemente con el tiempo para poder cubrir la totalidad de la demanda eléctrica. El soporte de centrales de ciclo combinado de gas natural sería esencial, mientras que las centrales térmicas que consumen derivados de petróleo deberían ir cerrando sus operaciones lo más pronto posible, porque son muy contaminantes, costosas para el país debido a la importación de combustibles para sus operaciones, y son altamente ineficientes debido a que la gran mayoría de ellas están cerca de cumplir con su vida útil, alguna de ellas estando ya obsoletas.

En otro ámbito, el sistema de transporte por carretera presenta un panorama actual poco alentador, de momento. La estimación del inventario total de vehículos circulando en ciudades y carreteras en los escenarios BAU, EOM y AF es mayor en 382,914 unidades con respecto al escenario SM en 2035, respectivamente. Pero lo más significativo es que, un total de 2,287,935 vehículos menos circularían entre SM y cualquier de los otros tres escenarios, en ese mismo periodo.

Esto se debe a la aplicación de políticas de movilidad sostenible y de eficiencia energética, donde se dan prioridad a la penetración del uso del transporte masivo de pasajeros como autobuses y furgoneta de pasajeros, lo que genera que haya una menor demanda y circulación de vehículos particulares como automóviles y todoterreno, que generalmente transportan muy pocos pasajeros. Al mismo tiempo, en los vehículos de carga, se promueve el uso de transporte de carga pesada y disminuye el uso de camionetas, que muchas veces son subutilizadas.

La demanda total de energía en cada uno de los escenarios continúa creciendo progresivamente cada año entre 2016 y 2035. Mientras que para el BAU la demanda aumenta un 181.49%, para SM aumenta 113.89%. Eso significa 26,902 kBEP menos energía entre SM y BAU sólo en 2035, lo que es equivalente a casi la mitad de la demanda total de energía para SM en 2025. Además, esto es comparable con la demanda total de diésel (27,155 kBEP) o gasolina (25,928 kBEP) en AF en 2025. Consecuentemente, se concluye que el escenario SM es óptimo desde el punto de vista de demanda energética global.

Con respecto a las estimaciones de emisiones de GEI, partiendo de 17,004 kTM CO₂eq para todos los escenarios, y con una proporción media de 8.24 TM CO₂eq por vehículo en 2016. Para los escenarios BAU, EOM, AF y SM, esta proporción varía a 5.47, 5.02, 4.22 y 4.22 TM CO₂eq por vehículo en 2035, respectivamente. Por lo tanto, para este caso en particular se evidencia que, con la penetración de combustibles alternativos, principalmente de GLP, GNL y GNC, las emisiones de GEI disminuyen significativamente, además de las emisiones provocadas por el consumo de diésel y gasolinas.

Referente al análisis de coste de combustibles, es notable estimar que, con la penetración de combustibles alternativos y la integración de políticas de eficiencia y optimización energética, el coste anual por vehículo debido al consumo de combustibles se reduce progresivamente para todos los años, partiendo de una media de USD 2,514 en 2016, a una media de USD 2,096 en BAU, USD 1,924 en EOM, USD 1,590 en AF, y USD 1,563 en SM, para el año 2035.

Finalmente, para el caso de demanda de combustibles para todos los escenarios. En el caso de la gasolina y el diésel, dos de los productos más importantes por su mayor demanda, se reducen de forma notable. Para el caso del diésel, este combustible crece desde 20,066 kBEP en el año de referencia para todos los escenarios, a 58,164 kBEP en BAU, a 53,576 kBEP en EOM, a 40,877 kBEP en AF, y a 40,340 kBEP en SM, es decir una caída en la demanda del 30.64% entre SM y BAU en 2035.

Sucede algo similar para el caso de las gasolinas. La demanda de este combustible en el año de referencia fue de 19,670 kBEP. Para el año 2035, las proyecciones de las estimaciones de demanda de este combustible disminuyen para todos los escenarios. Para SM un 43.85%, en AF un 34.47%, en EOM un 8.54%, en relación al escenario BAU,

respectivamente. Para otros combustibles, como el caso del GLP, GNL, GNC y la electricidad, es relevante observar que a partir del año 2025 comienzan a tener una participación muy prudente, pero que se vuelve significativa con intenciones de cambiar el actual modelo de demanda de combustibles.

La verdadera sostenibilidad no estaría garantizada en absoluto si se continúa con la tendencia y comportamiento actual de todo el sistema. Las políticas de sostenibilidad energética deben convertirse en políticas de estado, y no de gobierno, para dar continuidad y estabilidad, deber ser más potentes, agresivas, y eficaces. Estas políticas deben garantizar la penetración de energías sostenibles de forma masiva, y en un periodo de tiempo claramente determinado. Se deben promover políticas de eficiencia y optimización energética que en otros países han sido aplicadas con contundencia, donde verdaderamente han demostrado que funcionan, si y sólo si se quiere alcanzar la sostenibilidad energética de este sistema.

Existen muchos mecanismos para hacerlo de forma progresiva y eficaz, la planificación energética representada por planes de movilidad sostenible es la alternativa al actual comportamiento caduco del sistema, de esta forma las tendencias sobre movilidad sostenible aplicado al transporte por carretera, deben ser incluidas de la forma más inmediata posible y aplicarlo en el sistema. Caso contrario, la sociedad en general está anclada a continuar desarrollándose en un escenario desalentador para conseguir sostenibilidad, dentro de un sistema que contamina el aire y que es costoso para un país, que en la puerta de la tercera década de pleno siglo XXI, continúa dependiendo masivamente de combustibles derivados de petróleo. Contrario a todo lo que indica la tendencia de la comunidad internacional de países desarrollados, donde se promueve abandonar el consumo de derivados de petróleo. Así como prohibir la circulación de automotores que consumen este tipo de energéticos, por ahora con restricciones.

Finalmente, se debe garantizar una transición sostenible, un acuerdo de lucha contra el cambio climático está firmado y debe ser ratificado globalmente. Se considera que aún hay tiempo de resolver este grave problema de calentamiento global y las potenciales consecuencias desastrosas a las que la humanidad se dirige, porque aún estamos a tiempo de reconducirnos hacia un mundo realmente sostenible por medio de un proceso de transición eficiente y eficaz.

6 PROPUESTA DE ESTUDIOS Y LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN

Una vez analizados dos diferentes sectores de demanda de fuentes de energía, primarias y secundarias, resultaría interesante ir más allá y extender este estudio hacia un camino que ilustre objetivos más ambiciosos en la lucha contra las emisiones de gases de efecto invernadero que provocan calentamiento global y en consecuencia cambio climático, y contra las emisiones de gases contaminantes que degradan considerablemente la calidad del aire que se respira, provocando graves enfermedades respiratorias y que afecta la salud de las personas.

En ese sentido, se plantean dos propuestas de estudio que deberían considerarse para llevar a cabo. La primera es realizar un análisis del sistema de generación eléctrico en el que toda la capacidad del sistema sea renovable, teniendo como base las centrales hidroeléctricas, y a partir de ahí promover la expansión máxima del sistema por medio de otras fuentes de energía renovable, principalmente eólica, solar, biomasa, y geotérmica, donde no se incluya especialmente al gas natural. Se sugiere hacer el análisis por medio de la herramienta LEAP, con la finalidad de comparar los resultados de forma más apropiada.

La segunda propuesta de estudio es considerar un análisis para el sector del transporte por carretera, usando el sistema LEAP o similar, en el cual se diseñe un sector del transporte por carretera completamente eléctrico en las principales ciudades del Ecuador. Que permita evaluar las condiciones necesarias para poder alcanzar este objetivo por medio de un escenario alternativo de prospectiva energética aplicado a este sector. En este estudio se debe tener en cuenta las consideraciones mínimas sobre la infraestructura para que el sistema sea el apropiado. Por ejemplo, considerar la infraestructura básica necesaria para la instalación de las electrolineras y sus respectivos emplazamientos a nivel nacional.

Para las dos propuestas, se debe incluir el correspondiente análisis de emisiones de gases contaminantes, un análisis de coste desde el punto de vista de consumo de energéticos y un análisis económico básico.

Finalizaré esta tesis con una cita que bien pudiera ajustarse a la planificación energética y dice lo siguiente:

“La mejor manera de predecir el futuro, es creándolo” Abraham Lincoln.

7 REFERENCIAS

- AEADE - Asociación de Empresas Automotrices del Ecuador. (2017a). Anuario 2016. Retrieved November 28, 2018, from <http://www.aeade.net/wp-content/uploads/2017/12/anuario2016.pdf>
- AEADE - Asociación de Empresas Automotrices del Ecuador. (2017b). *Sector Automotor en cifras 2016*. Retrieved from www.aeade.net
- AEADE - Asociación de Empresas Automotrices del Ecuador. (2018). *Sector Automotor Ecuador en Cifras 2017*. Quito - Ecuador.
- Aggarwal, P., & Jain, S. (2016). Energy demand and CO₂ emissions from urban on-road transport in Delhi: current and future projections under various policy measures. *Journal of Cleaner Production*, 128, 48–61. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.12.012>
- Álvarez, E., Bravo, M., & Menéndez, J. (2017). *Movilidad Sostenible - El papel de la electricidad y el gas natural en varios países europeos*. Retrieved from <https://www.orquestra.deusto.es/es/investigacion/publicaciones/cuadernos-orquestra/1198-movilidad-sostenible>
- Álvarez Pelegry, E., & Menéndez Sánchez, J. (2017). *Energías alternativas para el transporte de pasajeros*. Retrieved from http://www.euskadi.eus/contenidos/evento/orkestra2017_05_11/es_def/adjuntos/Orkestra2017 Energias_alternativas.pdf
- Araujo, G., Robalino-López, A., & Tapia, N. (2019). Energy foresight: Exploration of CO₂ reduction policy scenario for Ecuador during 2016–2030. *Energetika*, 65(1), 51–70. <https://doi.org/10.6001/energetika.v65i1.3975>
- ARCH - Hydrocarbons Regulation and Control Agency. (2015). *Mapa de bloques petroleros del Ecuador*.
- ARCH - Hydrocarbons Regulation and Control Agency. (2016). *Statistical Report*. Retrieved from https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/02/INFORME-ESTADÍSTICO-2016.pdf_rica_2015.pdf
- ARCH - Hydrocarbons Regulation and Control Agency. (2017). *Statistical Report 2016*. Retrieved from http://www.controlhidrocarburos.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/02/BOLETÍN-ESTADÍSTICO-2016_11.pdf
- ARCH - Hydrocarbons Regulation and Control Agency. (2019a). *Producción diaria nacional de petróleo fiscalizado*. Retrieved from <https://www.controlhidrocarburos.gob.ec/wp-content/uploads/2019/09/PROD-DIARIA-FISCALIZADA-09-SEP-2019.pdf>
- ARCH - Hydrocarbons Regulation and Control Agency. (2019b). *Producción diaria nacional de petróleo y gas natural*. Retrieved from <https://www.controlhidrocarburos.gob.ec/indicadores/>
- ARCONEL - Electricity Regulation and Control Agency. (2016). *Annual and Multiannual Statistics of the Ecuadorian Electricity Sector 2016*. Retrieved from <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2017/08/Estadística-anual-y-multianual-sector-eléctrico-2016.pdf>
- ARCONEL - Electricity Regulation and Control Agency. (2017). *Annual and Multiannual Statistics of the Ecuadorian Electricity Sector 2017*. Retrieved February 20, 2018, from http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/07/Est_2017_borrador_publicado.pdf

- ARCONEL - Electricity Regulation and Control Agency. (2018). *Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2017*.
- ARCONEL - Electricity Regulation and Control Agency. (2019). Balance Nacional de Energía Eléctrica 2019. Retrieved September 12, 2019, from <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/balance-nacional/>
- Asamblea Nacional de la República del Ecuador. Ley para fomento productivo, atracción de inversiones y generación de empleo. , Suplemento al Registro Oficial No. 309 - Registro Oficial del Ecuador § (2018).
- Asamblea Nacional de la República del Ecuador. *Ley Orgánica de Eficiencia Energética*. , Pub. L. No. 449 (2019).
- Azam, M., Othman, J., Begum, R. A., Abdullah, S. M. S., & Nor, N. G. M. (2016). Energy consumption and emission projection for the road transport sector in Malaysia: an application of the LEAP model. *Environment, Development and Sustainability*, 18(4), 1027–1047. <https://doi.org/10.1007/s10668-015-9684-4>
- Baidya, S., & Borken-Kleefeld, J. (2009). Atmospheric emissions from road transportation in India. *Energy Policy*, 37(10), 3812–3822. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.07.010>
- Bakker, S., & Jacob Trip, J. (2013). Policy options to support the adoption of electric vehicles in the urban environment. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 25, 18–23. <https://doi.org/10.1016/j.trd.2013.07.005>
- Banco Central del Ecuador. (2017). Reporte del sector petrolero ecuatoriano. In *Banco Central del Ecuador*. Retrieved from <https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/Hidrocarburos/ASP201606.pdf>
- Banister, D. (2008). The sustainable mobility paradigm. *Transport Policy*, 15(2), 73–80. <https://doi.org/10.1016/j.tranpol.2007.10.005>
- Baran, R., & Legey, L. F. L. (2013). The introduction of electric vehicles in Brazil: Impacts on oil and electricity consumption. *Technological Forecasting and Social Change*, 80(5), 907–917. <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2012.10.024>
- BCE - Central Bank of Ecuador. (2018). Statistics of the Ecuadorian Oil Sector. Retrieved June 5, 2018, from <https://www.bce.fin.ec/index.php/hidrocarburos>
- Beléndez, A. (2015). Faraday y la teoría electromagnética de la luz. Retrieved September 11, 2019, from <https://www.bbvaopenmind.com/ciencia/grandes-personajes/faraday-y-la-teoria-electromagnetica-de-la-luz/>
- Bomb, C., McCormick, K., Deurwaarder, E., Kalberger, T., & Kåberger, T. (2007). Biofuels for transport in Europe: Lessons from Germany and the UK. *Energy Policy*, 35(4), 2256–2267. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.07.008>
- BP Energy Economics. (2019). *BP Energy Outlook 2018*. Retrieved from <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2018.pdf>
- British Petroleum. (2019). Statistical Review of World Energy 2019. Retrieved April 25, 2019, from <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf>
- Bustamante, T., & Zapata, O. (2007). Características de los contratos petroleros. In *FLACSO*.
- CELEC - Electric Corporation of Ecuador. (2017). Hydroelectric Complex “Paute Integral”. Retrieved October 25, 2017, from <https://www.celec.gob.ec/hidropaute/perfil-corporativo/paute-integral.html>

- CEPAL - Comisión Económica para América Latina y el Caribe. (2016). *Monitoring energy efficiency in Latin America*. Retrieved from https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/40505/1/S1600876_es.pdf
- CEPAL - OLADE - BID. (2017). *Energy Efficiency in Latin America and the Caribbean: Advances and Opportunities*. Retrieved from <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0397.pdf>
- Cevallos, J. (2016). Estimating road transport fuel consumption in Ecuador. *Energy Policy*, 92, 359–368. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.02.008>
- Chai, J., Lu, Q. Y., Wang, S. Y., & Lai, K. K. (2016). Analysis of road transportation energy consumption demand in China. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 48(2016), 112–124. <https://doi.org/10.1016/j.trd.2016.08.009>
- Chavez-Rodriguez, M. F., Carvajal, P. E., Martinez Jaramillo, J. E., Egüez, A., Mahecha, R. E. G., Schaeffer, R., ... Arango Aramburo, S. (2018). Fuel saving strategies in the Andes: Long-term impacts for Peru, Colombia and Ecuador. *Energy Strategy Reviews*, 20, 35–48. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2017.12.011>
- Cheah, L., & Heywood, J. (2011). Meeting U.S. passenger vehicle fuel economy standards in 2016 and beyond. *Energy Policy*, 39(1), 454–466. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.10.027>
- CIA World Factbook. (2018). Consumption of electricity per capita by country - Comparative Map of Countries - South America. Retrieved May 1, 2018, from <https://www.indexmundi.com/map/?t=0&v=81000&r=sa&l=es>
- CONELEC - National Electricity Council. (2013a). Electrification Master Plan 2013-2022 - IV. Retrieved October 27, 2017, from <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/plan-maestro-de-electrificacion-2013-2022/>
- CONELEC - National Electricity Council. (2013b). Perspective and expansion of the Ecuadorian electricity system. Retrieved October 25, 2017, from Electrification Master Plan 2013-2022 website: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/12/Vol3-Perspectiva-y-expansión-del-sistema-eléctrico-ecuatoriano.pdf>
- Connolly, D., Lund, H., Mathiesen, B. V., & Leahy, M. (2010). A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. *Applied Energy*, 87(4), 1059–1082. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.09.026>
- Corral, A., Izurieta, F., Guayanlema, V., Díaz, J. P., Acurio, H., & Quintana, P. (2017). Assessment opportunities for energy efficiency in Ecuadorian road transport. *Dyna*, 84(200), 309–315. <https://doi.org/10.15446/dyna.v84n200.52495>
- Dhar, S., Pathak, M., & Shukla, P. R. (2017). Electric vehicles and India's low carbon passenger transport: a long-term co-benefits assessment. *Journal of Cleaner Production*, 146, 139–148. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.05.111>
- Diamond, D. (2009). The impact of government incentives for hybrid-electric vehicles: Evidence from US states. *Energy Policy*, 37(3), 972–983. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.09.094>
- Doll, C., & Wietschel, M. (2008). Externalities of the transport sector and the role of hydrogen in a sustainable transport vision. *Energy Policy*, 36(11), 4069–4078. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.06.027>
- Ecuadorian Government. (2019). First Nationally Determined Contributions. Retrieved April 25, 2019, from <https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Ecuador>

First/Primera NDC Ecuador.pdf

Ecuadorian State. *Constitución de la República del Ecuador*. , Pub. L. No. 15 and 413 (2008).

EIA - Energy Information Administration. (2018). Energy Prices by Sector and Source. Retrieved July 24, 2018, from <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=3-AEO2018®ion=1-0&cases=ref2018&start=2016&end=2040&f=A&linechart=&map=ref2018-d121317a.4-3-AEO2018.1-0&sourcekey=0>

Fan, J. L., Wang, J. X., Li, F., Yu, H., & Zhang, X. (2017). Energy demand and greenhouse gas emissions of urban passenger transport in the Internet era: A case study of Beijing. *Journal of Cleaner Production*, 165, 177–189. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.07.106>

Fitz-Henry, E. (2015). Greening the Petrochemical State: Between Energy Sovereignty and Sumak Kawsay in Coastal Ecuador. *The Journal of Latin American and Caribbean Anthropology*, 20(2), 264–284. <https://doi.org/10.1111/jlca.12148>

Folgado, J. (2017). *La nueva ley de cambio climático y transición energética*.

Francisco, D., Moscoso, T., Ergon, C. D. I., & Azuay, U. (2017). *Análisis energético de un sistema de movilidad eléctrico alternativo*. 30(Diciembre), 24–50.

Gallardo, P., Díaz, J. P., Quintana, P., Cevallos, I., León, P., & Guillén, J. (2018). Energy intensity of road freight transport of liquid fuels for automotive use in Ecuador: Assessment of changes in logistics. *Case Studies on Transport Policy*, (December 2017), 0–1. <https://doi.org/10.1016/j.cstp.2017.12.001>

Globedia. (2019). El carbón, fuente de energía de la primera revolución industrial. Retrieved September 11, 2019, from <http://es.globedia.com/carbon-fuente-energia-fase-revolucion-industrial>

Goldemberg, J., & Guardabassi, P. (2009). Are biofuels a feasible option? *Energy Policy*, 37(1), 10–14. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.08.031>

González, L. G., Siavichay, E., & Espinoza, J. L. (2019). Impact of EV fast charging stations on the power distribution network of a Latin American intermediate city. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 107, 309–318. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.03.017>

Gould, C. F., Schlesinger, S., Toasa, A. O., Thurber, M., Waters, W. F., Graham, J. P., & Jack, D. W. (2018). Government policy, clean fuel access, and persistent fuel stacking in Ecuador. *Energy for Sustainable Development*. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2018.05.009>

Government of Canada. (2018). 2018 Fuel Consumption Guide. Retrieved December 22, 2018, from <https://www.nrcan.gc.ca/energy/efficiency/transportation/cars-light-trucks/buying/7487#intro>

Grütter, J. (2014). *Real World Performance of Hybrid and Electric Buses*. Retrieved from http://www.repic.ch/files/7114/4126/7442/Grutter_FinalReport_e_web.pdf

Guayanlema, V. (2016a). *Análisis multicriterio de implementación de medidas de eficiencia energética en el transporte e industria caso: Ecuador*. Universitat de Barcelona.

Guayanlema, V. (2016b). *Análisis multicriterio de implementación de medidas de eficiencia energética en el transporte e industria caso: Ecuador*. Universitat de Barcelona.

Guayanlema, V., Espinoza, S., Ramirez, A. D., & Núñez, A. (2014). Trends and mitigation options of greenhouse gas emissions from the road transport sector in Ecuador. *WIT Transactions on Ecology and the Environment*, 191, 933–941. <https://doi.org/10.2495/SC140792>

Hammond, G. P., Kallu, S., & McManus, M. C. (2008). Development of biofuels for the UK automotive market. *Applied Energy*, 85(6), 506–515.

- <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2007.09.005>
- Heaps, C. G. (2016). Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system. [Software version: 2018.1.25] Stockholm Environment Institute. Retrieved April 25, 2019, from <https://www.energycommunity.org>
- Hoekman, S. K. (2009). Biofuels in the U.S. - Challenges and Opportunities. *Renewable Energy*, 34(1), 14–22. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2008.04.030>
- Hong, S., Chung, Y., Kim, J., & Chun, D. (2016). Analysis on the level of contribution to the national greenhouse gas reduction target in Korean transportation sector using LEAP model. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 60, 549–559. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.164>
- Hu, X., Chang, S., Li, J., & Qin, Y. (2010). Energy for sustainable road transportation in China: Challenges, initiatives and policy implications. *Energy*, 35(11), 4289–4301. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.05.024>
- IEA - Agencia Internacional de Energía. (2015). *Indicadores de Eficiencia Energética: Bases Esenciales para el Establecimiento de Políticas*.
- IEA - International Energy Agency. (2018). *World Energy Outlook 2017*. Retrieved from <http://www.iea.org/weo2017/#section-2%0Ahttps://www.slideshare.net/internationalenergyagency/world-energy-outlook-2017-82032554?ref=http://www.iea.org/weo2017/>
- INEC - National Institute of Statistics and Census of Ecuador. (2017). *Transport statistics yearbook 2016*. Retrieved from <http://www.ecuadorencifras.gob.ec/transporte/>
- INEC - National Institute of Statistics and Census of Ecuador. (2018a). Population projection Ecuador 2050. Retrieved October 10, 2018, from http://www.ecuadorencifras.gob.ec/documentos/web-inec/Poblacion_y_Demografia/Proyecciones_Poblacionales/presentacion.pdf
- INEC - National Institute of Statistics and Census of Ecuador. (2018b). *Transport statistics yearbook 2017*. Retrieved from <http://www.ecuadorencifras.gob.ec/transporte/>
- INER - National Institute of Energy Efficiency and Renewable Energies. (2013a). “Identificación de las necesidades de eficiencia energética en el transporte.” Retrieved from http://www.iner.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/04/ISEREE_Identificación-de-las-necesidades-de-EE-en-transporte.pdf
- INER - National Institute of Energy Efficiency and Renewable Energies. (2013b). “Identificación de las necesidades de eficiencia energética en el transporte.” Retrieved September 15, 2018, from http://www.iner.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/04/ISEREE_Identificación-de-las-necesidades-de-EE-en-transporte.pdf
- INER - National Institute of Energy Efficiency and Renewable Energies. (2015). *Optimización energética de cadenas logísticas en transporte de carga pesada en el Ecuador*.
- INER - National Institute of Energy Efficiency and Renewable Energies. (2016). Scenarios of energy prospects for Ecuador in 2050. Retrieved September 16, 2017, from 2016 website: <http://plataforma.iner.ec/>
- INER - National Institute of Energy Efficiency and Renewable Energies. (2017a). *Eficiencia energética en el sector transporte*.
- INER - National Institute of Energy Efficiency and Renewable Energies. (2017b). *Identificación de Necesidades de Eficiencia Energética en Transporte*. Quito - Ecuador.

- Inversiopedia. (2019). Barril Equivalente de Petróleo (BEP). Retrieved October 16, 2018, from <https://inversiopedia.com/barriles-de-petroleo-equivalente-por-dia-boe-d/>
- IRENA. (2016). Renewable Energy Market Analysis: Latin America. In IRENA. Retrieved from https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA_Market_Analysis_Latin_America_2016.pdf
- IRENA - International Renewable Energy Agency. (2018). *IRENA: Renewable Power Generation Costs in 2017*. Retrieved from https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf
- Jakob, M., Soria, R., Trinidad, C., Edenhofer, O., Bak, C., Bouille, D., ... Yamada, K. (2019). Green fiscal reform for a just energy transition in latin America. *Economics*, 13(March). <https://doi.org/10.5018/economics-ejournal.ja.2019-17>
- Johnson, E. (2003). LPG: A secure, cleaner transport fuel? A policy recommendation for Europe. *Energy Policy*, 31(15), 1573–1577. <https://doi.org/10.1007/s10068-014-0198-x>
- Joseph, H. (2013). Flex Fuel Vehicles in Brazil. Retrieved January 3, 2019, from GBEP Bioenergy Week website: http://www.globalbioenergy.org/fileadmin/user_upload/gbep/docs/2013_events/GBEP_Bioenergy_Week_Brasilia_18-23_March_2013/4.5_JOSEPH.pdf
- Kale, R. V., & Pohekar, S. D. (2014). Electricity demand and supply scenarios for Maharashtra (India) for 2030: An application of long range energy alternatives planning. *Energy Policy*, 72, 1–13. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.05.007>
- Kamimura, A., & Sauer, I. L. (2008). The effect of flex fuel vehicles in the Brazilian light road transportation. *Energy Policy*, 36(4), 1574–1576. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.01.016>
- Kay, A. I., Noland, R. B., & Rodier, C. J. (2014). Achieving reductions in greenhouse gases in the US road transportation sector. *Energy Policy*, 69, 536–545. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.02.012>
- Kreuzer, F. M., & Wilmsmeier, G. (2014). *Energy efficiency and mobility: A roadmap towards a greener economy in Latin America and the Caribbean*. Retrieved from <http://repositorio.cepal.org/handle/11362/37148>
- Kuprys, A., & Kugelevičius, J. (2009). Possibilities of Using Liquefied Oil Gas in Transport. *Transport*, 24(1), 48–53. <https://doi.org/10.3846/1648-4142.2009.24.48-53>
- Liaquat, A. M., Kalam, M. A., Masjuki, H. H., & Jayed, M. H. (2010). Potential emissions reduction in road transport sector using biofuel in developing countries. *Atmospheric Environment*, 44(32), 3869–3877. <https://doi.org/10.1016/j.atmosenv.2010.07.003>
- MEER - Ministry of electricity and renewable energy. (2015). *Prospectiva Energética del Ecuador 2012-2040*. Quito - Ecuador.
- MEER - Ministry of electricity and renewable energy. (2017a). Electricity Master Plan 2016 - 2025. Retrieved January 5, 2018, from <https://www.celec.gob.ec/hidroagoyan/index.php/plan-maestro-de-electricidad-2016-2025>
- MEER - Ministry of electricity and renewable energy. (2017b). National Energy Efficiency Plan 2016-2035. Retrieved January 5, 2018, from https://www.celec.gob.ec/hidroagoyan/images/PLANEE_INGLES/NationalEnergyEfficiencyPlan20162035_2017-09-01_16-00-26.html
- MEER - Ministry of electricity and renewable energy. (2018a). *National Energy Balance 2017*.

- Retrieved from <https://www.iner.gob.ec/la-oferta-total-de-energia-del-ecuador-en-el-ben-2017/>
- MEER - Ministry of electricity and renewable energy. (2018b). Santiago Hydroelectric Project. Retrieved April 5, 2018, from <https://www.energia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/07/CFE-Proyecto-Hidroeléctrico-Santiago.pdf>
- Melikoglu, M. (2014). Demand forecast for road transportation fuels including gasoline, diesel, LPG, bioethanol and biodiesel for Turkey between 2013 and 2023. *Renewable Energy*, 64, 164–171. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.11.009>
- MICSE - Coordinating Ministry of Strategic Sectors. (2016). *National Energy Agenda 2016-2040*. Quito - Ecuador.
- MICSE - Coordinating Ministry of Strategic Sectors. (2017a). *El transporte en la matriz energética del Ecuador*. Quito - Ecuador.
- MICSE - Coordinating Ministry of Strategic Sectors. (2017b). *National Energy Balance 2016*. Retrieved from <https://www.energia.gob.ec/biblioteca/>
- Ministry of Electricity and Renewable Energy. (2018). *Balance Energético Nacional 2017*.
- Ministry of Foreign Affairs and Human Mobility. (2014). Líneas estratégicas de acción en el sector transporte para la mitigación del cambio climático en Ecuador. Retrieved November 8, 2018, from Línea sur 7 website: <http://www.cancilleria.gob.ec/wp-content/uploads/2014/10/Línea-Sur-7.pdf#page=92>
- Ministry of Hydrocarbons. (2019). *Hydrocarbons Sector 2019*. Retrieved from <https://www.controlhidrocarburos.gob.ec/indicadores/>
- Ministry of Mining. (2018). Strategic Mining Projects 2018. Retrieved February 6, 2018, from <http://www.mineria.gob.ec/wp-content/uploads/2018/03/Strategic-Mining-Projects-2018.pdf>
- Monitor Deloitte. (2018). *Una transición inteligente hacia un modelo energético sostenible para España en 2050: la eficiencia energética y la electrificación*. Retrieved from https://perspectivas.deloitte.com/modelo-energetico-sostenible?utm_campaign=Descarbonizacion-2018&utm_source=CTA-DTT.com
- MTOP - Ministry of Transport Sectors. (2017). Eficiencia energética en Transporte. Retrieved November 8, 2018, from http://www.iner.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2014/12/TRANSPORTE_DOSSIER.pdf
- N. Di Sbroiavacca. (2013). LEAP Model. Retrieved July 25, 2018, from www.fundacionbariloche.org.ar
- Nieves, J. A., Aristizábal, A. J., Dyner, I., Báez, O., & Ospina, D. H. (2019). Energy demand and greenhouse gas emissions analysis in Colombia: A LEAP model application. *Energy*, 169, 380–397. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.12.051>
- Noboa, E. (2012). *El transporte en la matriz energética del Ecuador*.
- Nortegas. (2019). Historia del Gas Natural. Retrieved September 11, 2019, from <https://www.nortegas.es/nuestros-negocios/distribucion-de-gas-natural/historia-del-gas/>
- Oğuz, E., & Şentürk, A. E. (2019). Selection of the Most Sustainable Renewable Energy System for Bozcaada Island: Wind vs. Photovoltaic. *Sustainability*, 11(15), 4098. <https://doi.org/10.3390/su11154098>
- OLADE - Organización Latinoamericana de Energía. (2018). *Manual de Planificación Energética 2017*. Quito.

- Owen, E. (1975). *Trek of the Oil Finders: A History of Exploration for Petroleum*. <https://doi.org/10.1306/M6382>
- Park, N. B., Yun, S. J., & Jeon, E. C. (2013). An analysis of long-term scenarios for the transition to renewable energy in the Korean electricity sector. *Energy Policy*, 52, 288–296. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.09.021>
- Pelegry, Á., & Ortiz Martínez, E. (2016). *La transición energética en Alemania (Energiewende). Política, Transformación Energética y Desarrollo Industrial*.
- Peña Balderrama, J. G., Broad, O., Sevillano, R. C., Alejo, L., & Howells, M. (2017). Techno-economic demand projections and scenarios for the Bolivian energy system. *Energy Strategy Reviews*, 16, 96–109. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2017.03.001>
- Pérez, J. P. G. (2012). *Indicador Kilómetros- Vehículo Recorridos (KVR) Métodos de cálculo en diferentes países*. Retrieved from <http://mexico.itdp.org/wp-content/uploads/MedicionKVR.pdf>
- Perwez, U., Sohail, A., Hassan, S. F., & Zia, U. (2015). The long-term forecast of Pakistan's electricity supply and demand: An application of long range energy alternatives planning. *Energy*, 93(Part 2), 2423–2435. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.10.103>
- Petroamazonas EP. (2019). *Reporte Gerencial 2018*. Quito - Ecuador.
- Petroecuador EP. (2018). *Plan de Desarrollo - Campo Amistad*. Quito - Ecuador.
- Petroecuador EP. (2019). *Cotización crudo WTI*. Retrieved from <http://sni.gob.ec/cotizacion>
- Pinzón, K. (2018). Dynamics between energy consumption and economic growth in Ecuador: A granger causality analysis. *Economic Analysis and Policy*, 57, 88–101. <https://doi.org/10.1016/j.eap.2017.09.004>
- Ponce-Jara, M. A., Castro, M., Pelaez-Samaniego, M. R., Espinoza-Abad, J. L., & Ruiz, E. (2018). Electricity sector in Ecuador: An overview of the 2007–2017 decade. *Energy Policy*, 113(August 2017), 513–522. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.11.036>
- Posso, F., Espinoza, J. L., Sánchez, J., & Zalamea, J. (2015). Hydrogen from hydropower in Ecuador: Use and impacts in the transport sector. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40(45), 15432–15447. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.08.109>
- Quezada, P., Romero, W., & Coello, M. (2017). *Incidencia de las motocicletas en la ciudad de Cuenca desde una perspectiva energética y ambiental* (Universidad del Azuay). Retrieved from <http://dspace.uazuay.edu.ec/handle/datos/6904>
- Rahman Mohamed, A., & Lee, K. T. (2006). Energy for sustainable development in Malaysia: Energy policy and alternative energy. *Energy Policy*, 34(15), 2388–2397. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2005.04.003>
- Rincón, P. (2004). Early human fire skills revealed. Retrieved September 7, 2019, from <http://news.bbc.co.uk/2/hi/science/nature/3670017.stm>
- Ríos, P. (2014). *Metodología de Evaluación del Impacto en el Consumo Energético de la Integración de Vehículos Eléctricos*. 6.
- Rivera-González, L., Bolonio, D., Mazadiego, L. F., & Valencia-Chapi, R. (2019). Long-Term Electricity Supply and Demand Forecast (2018–2040): A LEAP Model Application towards a Sustainable Power Generation System in Ecuador. *Sustainability*, 11(19), 5316. <https://doi.org/10.3390/su11195316>
- Segoviano Monterrubio, S. (2011). *España ante el reto de la seguridad energética*. Retrieved from http://www.fundacionalternativas.org/public/storage/opex_documentos_archivos/cf5b5c05c3b6ad60bccafb513e7dcf0a.pdf

- SEI - Stockholm Environment Institute. (2005). *User Guide for LEAP*.
- SINC - Servicio de Información y Noticias Científicas. (2014). Luz LED azul. Retrieved September 1, 2019, from <https://www.agenciasinc.es/Noticias/Premio-Nobel-de-Fisica-2014-para-los-creadores-del-led-azul>
- Stockholm Enviroment Institute. (2017). Long-range Energy Alternatives Planning System.
- U.S. Department of Energy. (2016). *Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants*. Retrieved from https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capcost_assumption.pdf
- U.S. Department of Energy. (2018). Fuel Economy Guide 2018. Retrieved November 28, 2018, from <https://www.fueleconomy.gov/feg/pdfs/guides/FEG2018.pdf>
- U.S. Energy Information Administration. (2007). Manual de Estadísticas Energéticas. In *International Energy Agency*. Retrieved from https://www.iea.org/stats/docs/statistics_manual_spanish.pdf
- U.S. Energy Information Administration. (2019). Energy Prices: Transportation. In *Annual Energy Outlook 2019*. Retrieved from <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data>
- U.S. Energy Information Administration (EIA). (2018a). International Energy Outlook 2017 Overview. In *U.S. Energy Information Administration*. [https://doi.org/www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484\(2016\).pdf](https://doi.org/www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484(2016).pdf)
- U.S. Energy Information Administration (EIA). (2018b). International Energy Outlook 2017 Overview. In *U.S. Energy Information Administration*. [https://doi.org/www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484\(2016\).pdf](https://doi.org/www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484(2016).pdf)
- U.S. Energy Information Administration (EIA). (2019). *Annual Energy Outlook 2018*. Retrieved from <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=3-AEO2019®ion=1-0&cases=ref2019~highprice~lowprice&start=2018&end=2035&f=A&linechart=~::~ref2019-d111618a.26-3-AEO2019.1-0~highprice-d111618a.26-3-AEO2019.1-0~lowprice-d111618a.26-3-AEO2019.1-0~ref2019>
- UN - United Nations. (2015a). Convention on Climate Change: Climate Agreement of Paris. <https://doi.org/10.1017/s0020782900004253>
- UN - United Nations. (2015b). Sustainable Development Goals (SDGs). Retrieved January 30, 2019, from <https://www.un.org/sustainabledevelopment/sustainable-development-goals/>
- United Nations Framework Convention on Climate Change. PARIS AGREEMENT - Conference of the Parties COP 21. , 21932 Adoption of the Paris Agreement. Proposal by the President. § (2015).
- Usón, A. A., Capilla, A. V., Bribián, I. Z., Scarpellini, S., & Sastresa, E. L. (2011). Energy efficiency in transport and mobility from an eco-efficiency viewpoint. *Energy*, 36(4), 1916–1923. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.05.002>
- Vidoza, J. A., & Gallo, W. L. R. (2016). Projection of fossil fuels consumption in the Venezuelan electricity generation industry. *Energy*, 104, 237–249. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.03.130>
- Vitoria - Gasteiz. (2018). *Estudio de movilidad y espacio público. Emisiones de tráfico*.
- Wang, T., & Lin, B. (2019). Fuel consumption in road transport: A comparative study of China and OECD countries. *Journal of Cleaner Production*, 206(2019), 156–170. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.09.092>
- World Bank. (2019). Data Ecuador. Retrieved June 15, 2019, from

<https://datos.bancomundial.org/pais/ecuador>

- Yan, X., & Crookes, R. J. (2009). Reduction potentials of energy demand and GHG emissions in China's road transport sector. *Energy Policy*, 37(2), 658–668. <https://doi.org/10.1167/iov.10-5380>
- Yang, C., McCollum, D., McCarthy, R., & Leighty, W. (2009). Meeting an 80% reduction in greenhouse gas emissions from transportation by 2050: A case study in California. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 14(3), 147–156. <https://doi.org/10.1016/j.trd.2008.11.010>