



Resumen

El calentamiento global se debe a la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) y esto ha provocado el cambio climático en el planeta, ocasionando inundaciones, sequías etc. Las emisiones de estos gases los produce la naturaleza, así, con el avance industrial se genera una gran cantidad de estos, debido a que toda actividad que realiza el hombre trae consigo un impacto ambiental que pone en peligro al planeta y a todos los seres que habitan en él.

Para poder frenar el calentamiento global 172 países firmaron el protocolo de Kyoto que es un acuerdo internacional compuesto por 32 artículos para reducir los GEI en un porcentaje aproximado del 5 %, dentro de un periodo que va desde el año 2008 hasta el 2012 en comparación con las emisiones del año 1990. Para lograr dichas reducciones se crea la Convención Macro de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC), que aprueba varias metodologías para reducir las emisiones en los diferentes sectores, tales como: energético, agrícola, industrial etc. Dentro del sector energético, existe una para calcular las emisiones producidas por el sector eléctrico la cual se denomina ACM0002.

La herramienta metodológica ACM0002 sirve para determinar el factor de emisiones de CO₂ en un sistema eléctrico, a través del cálculo de los parámetros del margen de operación, del margen de construcción y del margen combinado. Una vez conocido el factor de emisión del sector eléctrico se puede buscar mecanismos de desarrollo limpio (MDL) para obtener bonos de carbono que pueden ser comercializados en países desarrollados que no pueden reducir sus emisiones.



Abstract

The global warming is due to the emission of greenhouse gases (GHGs), caused by the global climate changes and this situation have caused drastic changes on the world; such as droughts or flooding's everywhere. The emission of these gases are produced by the nature, thus with the industrial development that has been grown over the world, at this time generates a fair amount. All the activity done by the man creates an environmental impact that endangers the planet an all the human beings that inhabit in it.

In order to stop the global warming 172 countries signed the Kyoto's Protocol it is an international agreement that consist on 32 items to reduce GHGs to a 5% rate from period 2008 to 2012 relating it whit the 1990 years emission. To achieve these reductions a United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) was created several produces to reduce emissions in different sectors such as energy, agriculture, industrial and so on. In the energy sector there is a special way to calculate the emissions produced by the electric sector called AMC0002.

This methodological tool determines the CO₂'s emission factor in an electrical system, through calculating the parameters of operating margin, build margin and combined margin. Once known the emission factor of the electricity sector we can look for clean development mechanism (CDM). To obtain carbon credits that will be marketed in developed countries that can't reduce their emissions, or in other countries to improve efficiency energy in these countries.



INDICE	Páginas
RESPONSABILIDAD	II
AGRADECIMIENTO	III
DEDICATORIA	IV
Resumen	V
Abstract	VI

CAPITULO I

1.1. Planteamiento del problema	1
1.2. Justificación	2
1.3. Objetivos.....	3

CAPITULO II

CALENTAMIENTO GLOBAL Y MECANISMOS FLEXIBLES DE KYOTO

2.1. Introducción	5
2.2. Calentamiento Global	5
2.2.1. Efecto Invernadero.....	6
2.2.2. Causas del calentamiento global	8
2.2.3. Consecuencias del calentamiento global	9
2.3. Protocolo de Kyoto.....	9
2.3.1. Antecedentes.....	9
2.3.2. Mecanismos flexibles	11
2.3.3. Mecanismo de Desarrollo Limpio	12
2.3.4. Mecanismo de Acción Conjunta (AC).....	14
2.3.6. Comercio de Derechos de Emisión (CE).....	14
2.3.6. Proyectos que se pueden aplicar a una certificación.....	14
2.4. Contexto Internacional del MDL	15
2.4.1. Descripción cualitativa	15
2.4.1.1. Certeza metodológica: metodologías de línea base aprobadas	16
2.4.2. Participantes en el mercado de carbono	17
2.5. MDL en el Ecuador	18
2.5.1. Cambio climático en el Ecuador.....	19
2.5.2. Proyectos MDL de energías renovables en el Ecuador.....	20
2.6. Marco legal e institucional para el desarrollo de proyectos de energía renovable	22
2.6.1 Marco Legal.....	22
2.6.2. Marco Institucional	23

CAPITULO III

DESCRIPCIÓN Y DESARROLLO DE LA METODOLOGIA

3.1. Introducción	26
3.2. La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.....	26
3.2.1. Panel Intergubernamental del Cambio Climático	28
3.3. Metodología de determinación del Factor de Emisiones del sector eléctrico según la UNFCCC.....	28



3.3.1. Norma ACM0002 “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”	29
3.3.2. Metodología de Línea Base	30
3.3.2.1. Paso 1: Identificación del sistema eléctrico correspondiente	31
3.3.2.2. Paso 2: Elección del método de cálculo del margen de operación OM	31
3.3.2.3. Paso 3: Cálculo del margen de operación del factor de emisiones de CO ₂ de acuerdo al método elegido	32
3.3.2.4. Paso 4. Identificar el conjunto de unidades que deben ser incluidas en el margen de construcción	41
3.3.2.5. Paso 5. Calcular el factor de emisiones de CO ₂ del margen de construcción	42
3.3.2.6. Paso 6. Calcular el factor de emisión de CO ₂ del margen combinado	43
3.4. Recopilación y análisis de la información	44
3.4.1. Organizaciones poseedoras de la información para la determinación del factor de emisiones	44
3.4.2. Parque generador del SNI del Ecuador	45
3.4.3. Consumo de combustibles	49
3.4.4. Factor de emisiones de CO ₂ por tipo de combustible	49
3.4.5. Ingreso de nuevas centrales de generación	51
3.4.6. Aplicabilidad de la metodología al SNI	52
3.4.6.1. Cálculo del Margen de Operación	52
3.4.6.2. Cálculo del Margen de construcción	53
3.4.6.3. Cálculo del Margen Combinado	53
3.4.6.4. Matriz Energética en el Ecuador	53
3.4.6.5. Resultados esperados por la Matriz Energética del Ecuador al año 2020	53
3.5. Escenarios para el cálculo del factor de emisiones de CO ₂	54
3.5.1. Introducción	54
3.5.2. Escenario Tendencial del factor de emisión de CO ₂	55
3.5.3. Escenario seleccionado para el factor de emisiones de CO ₂	58
3.6. Escenario alternativo restringiendo el ingreso de Coca Codo Sinclair	60
3.7. Algoritmo utilizado para el cálculo del factor de emisión	64

CAPITULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL FACTOR DE EMISIÓN DEL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO

4.1. Introducción	65
4.2. Factor de emisión de CO ₂ anual para el escenario tendencial	65
4.2.1. Margen de operación promedio	65
4.2.2. Margen de construcción	67
4.2.3. Margen combinado	68
4.2.4. Comparación de los resultados obtenidos	69
4.3. Factor de emisión de CO ₂ anual para el escenario seleccionado	70
4.3.1. Margen de operación promedio	70
4.3.2. Margen de construcción	71
4.3.3. Margen combinado	72
4.3.4. Comparación de los resultados obtenidos	73
4.4. Factor de emisión de CO ₂ anual para el escenario alternativo (restringiendo el ingreso de Coca Codo Sinclair)	74



4.4.1. Factor de emisión de CO ₂ anual para el escenario alternativo (restringiendo el ingreso de Coca Codo Sinclair y consumo extra de diesel)	74
4.4.1.1. Margen de operación promedio	74
4.4.1.2. Margen de construcción.....	76
4.4.1.3. Margen combinado	76
4.4.1.4. Comparación de los resultados obtenidos.....	76
4.4.2. Factor de emisión de CO ₂ anual para el escenario alternativo (restringiendo el ingreso de Coca Codo Sinclair y consumo extra de gas natural).....	77
4.4.2.1. Margen de operación	77
4.4.2.2. Margen de construcción.....	78
4.4.2.3. Margen combinado	79
4.4.2.4. Comparación de los resultados obtenidos.....	79

CAPITULO V

5.1. Conclusiones	81
5.2. Recomendaciones	81

CAPITULO VI

Bibliografía.....	82
ANEXOS	85
ANEXO 1	85
ANEXO 2	88
ANEXO 3.....	93
ANEXO 4.....	96



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA



**TENDENCIA DEL FACTOR DE EMISIONES DE CO₂ DEL
SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO BASADO EN LA
METODOLOGÍA DE LA CONVENCIÓN MACRO DE LAS
NACIONES UNIDAS SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO.**

Tesis previa a la obtención
de Título de Ingeniero Eléctrico.

AUTORES:

David Endré Medveczky Ordóñez
Jorge Eduardo Ochoa Cañizares

DIRECTOR:

Ing. Hernando Merchán Manzano.

TUTOR:

Ing. Antonio Barragán Escandón.

CUENCA – ECUADOR.
2012



David Medveczky y Jorge Ochoa, reconocemos y aceptamos el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Ingeniero Eléctrico. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

David Medveczky y Jorge Ochoa certificamos que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor/a.



AGRADECIMIENTO:

Queremos agradecer a los ingenieros: Ing. Hernando Merchán e Ing. Antonio Barragán, quienes fueron nuestros guías.

Gracias por su paciencia y dedicación para la realización y culminación de este proyecto.



DEDICATORIA:

Dedicamos este trabajo realizado con esfuerzo, dedicación y gran responsabilidad a nuestras familias que son un pilar fundamental en nuestras vidas.

De igual manera dedicamos a nuestros amigos que siempre estuvieron apoyándonos en la realización de este trabajo.



CAPITULO I

1.1. Planteamiento del problema

Hoy en día la generación de electricidad es fundamental para el desarrollo tecnológico, social y cultural de los países y cada vez las necesidades del ser humano hacen que la demanda de la electricidad aumente y debido a esto las empresas generadoras se ven en la necesidad de poner en funcionamiento centrales térmicas, que sirven para cumplir con la demanda. Estas centrales al funcionar con la quema de combustibles fósiles como carbón, diesel y derivados del petróleo, generan emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), como lo es el CO₂.

El dióxido de carbono junto al vapor de agua y otros gases, es uno de los gases de efecto invernadero (GEI) que contribuyen a que la Tierra tenga una temperatura tolerable para la biósfera. Por otro lado, un exceso de dióxido de carbono se supone que acentuaría el fenómeno conocido como efecto invernadero, reduciendo la emisión de calor al espacio y provocando un mayor calentamiento del planeta; sin embargo, se sabe que un aumento de la temperatura del mar por otras causas (como la intensificación de la radiación solar) provoca una mayor emisión del dióxido de carbono que permanece disuelto en los océanos (en grandes cantidades), de tal forma que la variación del contenido del gas en el aire podría ser causa o consecuencia de los cambios de temperatura, cuestión que no ha sido dilucidada por la ciencia.

En los últimos años la cantidad de CO₂ en la atmósfera ha presentado un aumento. Este aumento podría contribuir al calentamiento global, y al cambio

climático que en la actualidad está generando problemas devastadores a la sociedad, por lo que se debe buscar la manera de reducir la emisión de GEI para así evitar que siga aumentando la temperatura de la tierra.

1.2. Justificación

En la actualidad se tienen centrales generadoras de electricidad térmica que contribuyen a la contaminación ambiental y para poder determinar la cantidad de emisiones de CO₂ se utiliza el factor de emisiones el cual nos indica la cantidad de dióxido de carbono por cada MWh generado o producido. Los factores de emisión producidos pueden ser calculados a través de los registros de generación de las centrales térmicas despachadas por el CENACE, a nivel del sistema nacional interconectado.

La convención macro de las Naciones Unidas sobre el cambio climático (UNFCCC) establece la herramienta para determinar los factores de emisión mediante la metodología ACM0002, la cual tiene como objetivo reducir la incertidumbre metodológica, costos de preparación, transacción y a través de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) se pretende generar los certificados de reducciones de emisiones conocidos como CERs.

Debido a la preocupación mundial por la contaminación del planeta, especialmente por las emisiones de gases de efecto invernadero, que en su mayoría se debe a la quema de combustibles fósiles en las centrales termoeléctricas, el sector eléctrico mundial ha buscado mecanismos y acuerdos para reducir estas emisiones debidas a la generación de electricidad, los países pertenecientes a la Unión Europea pretenden para el año 2020 reducir un 20% las emisiones de gases de efecto invernadero y cubrir la demanda faltante debida a la salida de termoeléctricas a través de energías no convencionales como eólica, solar, fotovoltaica, biomasa etc., consiguiendo mayor eficiencia energética.

En América se tiene convenios para obtener mayor eficiencia energética, como en el caso ecuatoriano para el año 2020, la demanda de energía será

cubierta en un 80% por hidroeléctricas, logrando con esto que las centrales térmicas en su mayoría salgan de funcionamiento, alcanzando la reducciones emisiones de CO₂, contribuyendo y cumpliendo con los tratados de Kyoto en 1997 y Copenhague en Diciembre de 2009.

1.3. Objetivos

➤ **General:**

Determinar la Sensibilidad del factor de emisiones de CO₂ del Sector Eléctrico Ecuatoriano para el periodo 2011-2020.

➤ **Específicos:**

Desarrollar una herramienta para normalizar el cálculo del factor de emisiones de CO₂ anual del Sistema Nacional interconectado.

Establecer el Factor de Emisiones del Sistema Nacional interconectado anual para el periodo 2011-2020, aplicando la metodología de la Convención Marco sobre el Cambio Climático bajo la norma ACM0002.

Poner en consideración los factores de emisión del sector eléctrico ecuatoriano a los respectivos organismos involucrados en la creación de mecanismos de desarrollo limpio.

CAPITULO II

CALENTAMIENTO GLOBAL Y MECANISMOS FLEXIBLES DE KYOTO

2.1. Introducción

En la actualidad cada vez toma más interés el calentamiento global y sus consecuencias sobre el cambio climático.

Se ha demostrado científicamente cambios en las condiciones climáticas a escala global que indican un leve aumento en la temperatura media de la Tierra que sería provocado por las emisiones masivas de gases de efecto invernadero (GEI); como el dióxido de carbono (CO₂), el metano (CH₄), el óxido nitroso (NO_x), el ozono (O₃), el vapor de agua, entre otros. Estas emisiones antropogénicas¹, han provocado, el aumento del nivel de los océanos, derretimiento de capas polares y cambios climáticos.

2.2. Calentamiento Global

El calentamiento global se define como el fenómeno en el cual se percibe un aumento de la temperatura media del planeta, este aumento en la temperatura conlleva a un cambio climático de escala global.² En los últimos años se ha registrado un aumento de 1°C de la temperatura media mundial desde 1850 hasta la actualidad; hecho que ha ido acrecentándose al paso de los últimos años, donde se detectó un aumento de 0,6°C en el período 1970-2000. Este suceso es

¹ Antropogénica, se refiere a los efectos, procesos o materiales que son el resultado de actividades humanas a diferencia de los que tienen causas naturales sin influencia humana.

² www.monografias.com, Gorrini, Federico Alberto

atribuido a la acumulación de GEI en la atmósfera, resultantes de la quema de combustibles fósiles y otros procesos industriales.

El calentamiento global está asociado a un cambio climático que puede o no tener causa antropogénica. El principal efecto que causa el calentamiento global es el efecto invernadero, fenómeno que se refiere a la absorción por ciertos gases atmosféricos de parte de la energía que el suelo emite, como consecuencia de su calentamiento por la radiación solar.

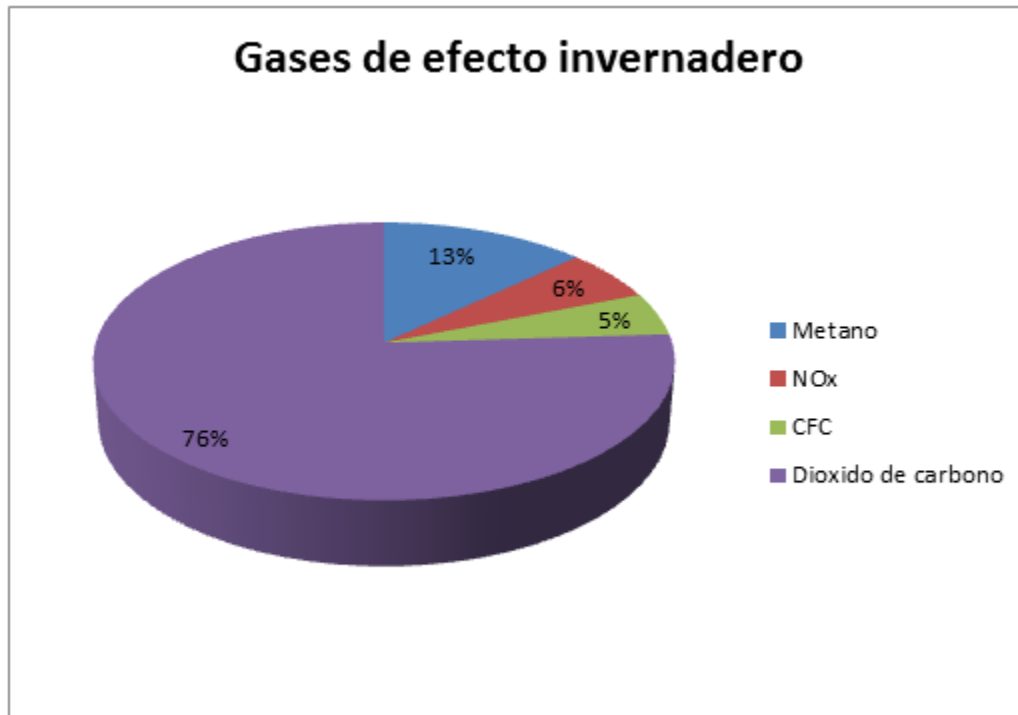
2.2.1. Efecto Invernadero

El efecto invernadero es un fenómeno natural y es producido por determinados gases que son componentes de la atmósfera del planeta, entre los que se encuentran; el nitrógeno (N) y el oxígeno (O). El planeta es calentado por la radiación solar, pero no todo el calor es aprovechado por la tierra, sino que parte de éste es devuelto al espacio en forma de luz infrarroja, la misma que es absorbida por los gases que recubren la atmosfera manteniendo así el calor de la tierra. Si este efecto no existiera la tierra tendría una temperatura media de 30°C, es decir, las condiciones de vida serían extremas.³

La acumulación de estos gases naturales y los producidos por el hombre evitan que la energía solar recibida constantemente por la Tierra vuelva inmediatamente al espacio, produciendo a escala mundial un efecto similar al observado en un invernadero. El principal gas de invernadero generado por las actividades humanas es el CO₂. Este gas representa el 76 % aproximadamente del total de emisiones de gases de efecto invernadero en el mundo (En la Gráfica 2.1 se observa porcentaje los GEI). El dióxido de carbono se libera principalmente al quemar combustibles fósiles tales como el carbón, el petróleo o el gas natural. Los combustibles fósiles siguen siendo la fuente de energía más utilizada: se los

³ Wikipedia, Rivero, op. cit., p.34

utiliza para producir electricidad, calor y como combustible en la mayoría de los medios de transporte (automóviles, buques y aviones).⁴



Gráfica 2.1: Porcentajes de los gases de efecto invernadero

Fuente: www.jpernav198ies.blogspot.com/2011/01/la-fraccion.html, 2BCV Blog de José Miguel

En la Figura 2.1:0 **Ciclo de calentamiento natural de la tierra y el calentamiento global por el efecto invernadero** se explica en forma esquemática el calentamiento global y el efecto invernadero que se está produciendo en el planeta debido a la contaminación por el uso y quema de combustibles fósiles.

⁴El efecto invernadero y el ciclo del carbono. Secretaría de la Convención sobre el Cambio Climático.

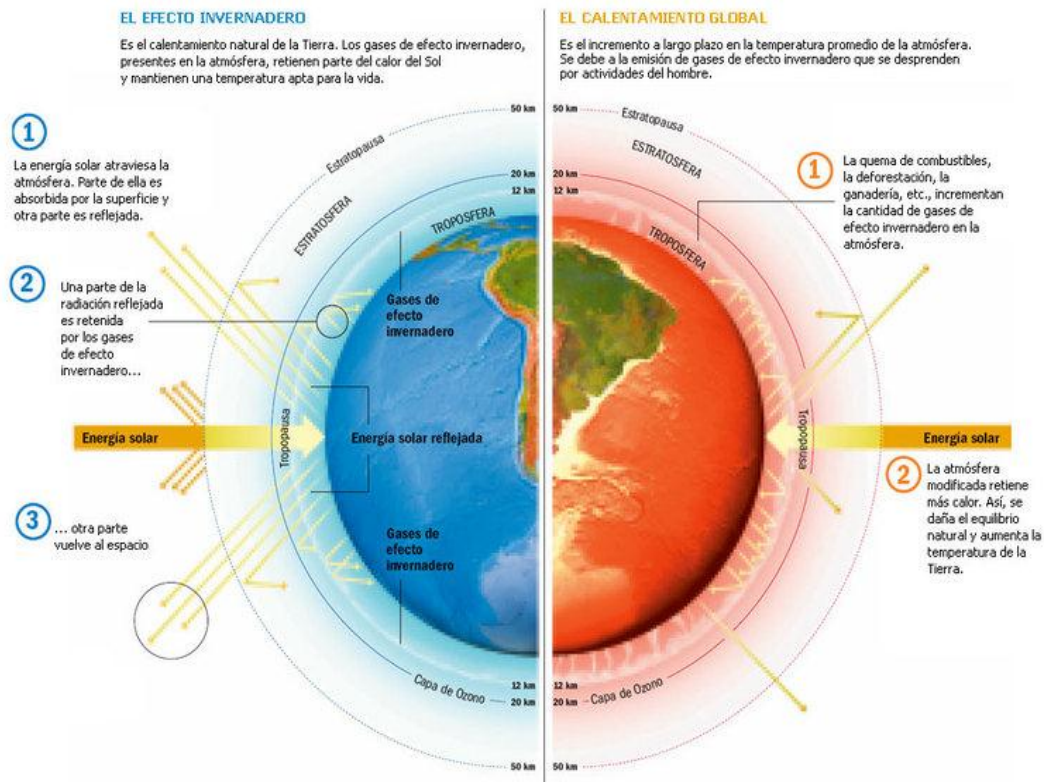


Figura 2.1:0 Ciclo de calentamiento natural de la tierra y el calentamiento global por el efecto invernadero

Fuente: www.ecoactualidad.com

2.2.2. Causas del calentamiento global

El clima está cambiando por la manera en que se vive actualmente, en especial en los países más ricos y económicamente desarrollados, entre los que figuran la Unión Europea y los Estados Unidos.

En la Tabla 2.1 se puede observar las actividades que generan algunos de los GEI.

Nombre	Denominación	Producción
Dióxido de carbono	CO ₂	Por la quema de combustibles fósiles y madera.
Metano	CH ₄	Por la descomposición anaeróbica de las plantas, rellenos sanitarios.
Óxido Nitroso	NO _x	Por los fertilizantes usados en la agricultura y procesos industriales.
Clorofluorocarbonos	CFC	Por los hidrocarburos saturados obtenidos mediante la sustitución de átomos de hidrogeno por átomos de flúor o cloro

Tabla 2.1: Producción de los GEI

Fuente: Elaboración propia

Como se observó en la Gráfica 2.1 el CO₂ es el gas de invernadero con mayor responsabilidad en el calentamiento global antropogénico que sufre el planeta.

2.2.3. Consecuencias del calentamiento global

Estudios científicos han demostrado que los casquetes polares se están derritiendo, así la superficie marina cubierta por los hielos árticos en el Polo Norte ha disminuido en un 10% en las últimas décadas y el espesor del hielo por encima del agua en casi un 40%. Al derretirse los casquetes polares, aumenta el nivel del agua del mar, lo que ocasionaría que todas las islas se inunden y desaparezcan, posteriormente las costas de los continentes sufrirían inundaciones y por ende las aguas saladas podrían incluso alcanzar zonas alejadas del mar, contaminando los suelos agrícolas y las fuentes del agua dulce.⁵

El cambio climático da lugar a fenómenos meteorológicos extremos, tales como tempestades, inundaciones, sequías, olas de calor y de frío. Además de catástrofes naturales, el aumento de la temperatura del globo terráqueo podría causar la desaparición de especies marinas y terrestres las cuales no pueden evolucionar a la misma rapidez del calentamiento global ya que sus hábitats se modificarían, lo que podría afectar la cadena alimenticia.

2.3. Protocolo de Kyoto

2.3.1. Antecedentes

La Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y Desarrollo también conocida como la “Cumbre de la Tierra”, fue llevada a cabo en la ciudad de Río de Janeiro, Brasil, el 13 de junio de 1992. En esta reunión participaron 172 gobiernos además de distintas organizaciones no

⁵ Calentamiento y sus consecuencias, Bird Lilian y Molinelli José, 2001.

gubernamentales. En esta cumbre se dio gran importancia a los patrones de producción para la reducción del plomo en la gasolina y el tratamiento de residuos tóxicos, así como el uso de fuentes de energía alternativa para contrarrestar el consumo de combustibles fósiles, a más de ello sentó las bases para la realización de una conferencia en la ciudad de Kyoto, Japón.⁶

El Protocolo de Kyoto sobre el cambio climático es un acuerdo internacional que tiene por objetivo reducir las emisiones de seis gases de efecto invernadero causantes del calentamiento global; dióxido de carbono (CO₂), gas metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O), además de tres gases industriales fluorados: hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF₆); en un porcentaje aproximado de al menos un 5%, dentro del periodo que va desde el año 2008 al 2012 en comparación a las emisiones en 1990.⁷

El protocolo fue inicialmente adoptado el 11 de diciembre de 1997 en Kyoto, pero no entró en vigor hasta el 16 de febrero de 2005. En noviembre de 2009, eran 187 estados los países que lo ratificaron.⁸

El Protocolo de Kyoto de 1997 tiene los mismos objetivos, principios e instituciones de la Convención, pero refuerza ésta de manera significativa ya que a través de él las partes incluidas en el Anexo I se comprometen a lograr objetivos individuales y jurídicamente vinculantes para limitar o reducir sus emisiones GEI. Los objetivos individuales para las partes incluidas en el Anexo I así como los artículos se enumeran en el ANEXO I.

⁶ United Nations Framework convention on Climate Change, Protocolo de Kyoto, 2011

⁷ Naciones Unidas (1998). «Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático» (PDF). Consultado el 23 de abril de 2010.

⁸ Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático

2.3.2. Mecanismos flexibles

Para aportar a la solución del cambio climático es irrelevante donde se realizan las reducciones, debido a que el cambio climático es un problema global y por lo tanto la solución debe ser global. Se parte de que el esfuerzo que tendrían que hacer los países desarrollados para modificar su industria es mayor que el que les supondría ayudar a la implantación de tecnologías limpias en países en vías de desarrollo, es decir que para un país desarrollado es económicamente factible invertir con tecnología nueva en un país en vías de desarrollo que mejorar toda su tecnología.

El Protocolo de Kyoto fija, junto a las medidas de acción interna para contener las emisiones, los denominados Mecanismos de flexibilidad.

Los mecanismos de flexibilidad del protocolo de Kyoto son los siguientes: Mecanismo de Desarrollo limpio (MDL), Acción Conjunta (AC) y Comercio de Emisiones (CE).

Para participar en los Mecanismos de flexibilidad los países deben cumplir una serie de requisitos:

- Deben ratificar el Protocolo de Kyoto.
- Deben tener asignados sus compromisos de emisiones en toneladas equivalentes de CO₂.
- Deben tener un sistema nacional de estimación de emisiones de GEI por las fuentes y de absorciones por los sumideros.

- Deben tener implantado un sistema de registro que lleve el seguimiento de los proyectos que se están realizando, los que se llevarán a cabo y además deberán presentar informes.
- Deben presentar informes anuales de sus emisiones.

2.3.3. Mecanismo de Desarrollo Limpio

El MDL es el único mecanismo contemplado en el Protocolo de Kyoto en donde, los países desarrollados pueden financiar proyectos de mitigación de emisiones de GEI dentro de países en desarrollo y recibir a cambio Certificados de Reducción de Emisiones (CERs) aplicables a cumplir con su compromiso de reducción propio.

El propósito del MDL según lo establecido por el Artículo 12 del Protocolo de Kyoto, es ayudar a las partes no incluidas en el Anexo I, a lograr un desarrollo sustentable y contribuir al objetivo último (la reducción de emisiones) de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC, en sus siglas en inglés), así como ayudar a las partes incluidas en el Anexo I a dar cumplimiento a sus compromisos sobre la limitación y reducción de las emisiones de GEI.

El país industrializado se beneficia ya que adquiere derechos de emisión en países en vías de desarrollo, donde los costos de inversión en proyectos son menores. El país de acogida se beneficia debido a que recibe inversiones extranjeras y transferencia de tecnología más avanzada que la propia.⁹

⁹ United Nations Framework convention on Climate Change, Protocolo de Kyoto, 2011

El ciclo de un proyecto presenta las siguientes fases:

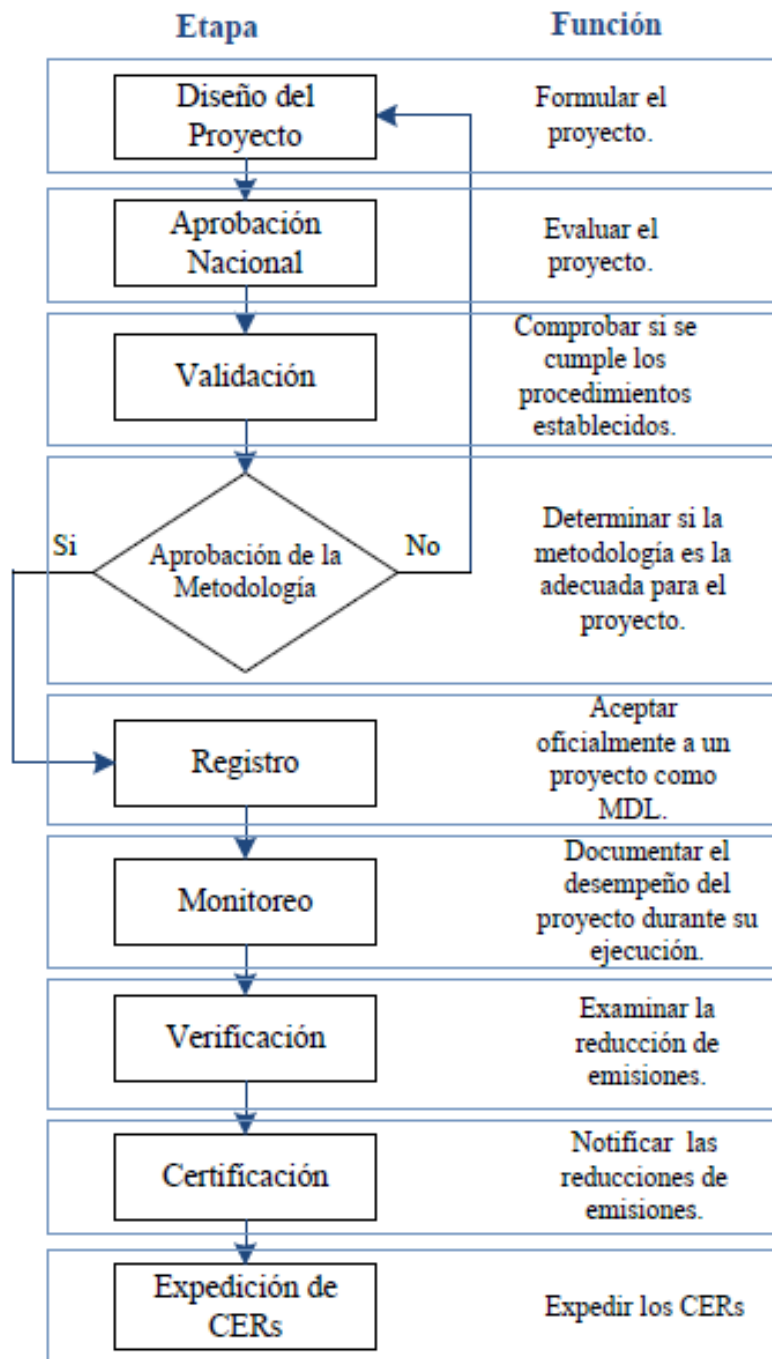


Figura 2.2: Ciclo de un proyecto MDL
Fuente: Revista CENACE Edición 8.

2.3.4. Mecanismo de Acción Conjunta (AC)

Permite la inversión entre países del Anexo I en proyectos de reducción de emisiones. El país receptor, se descuenta de su balance global las Unidades de Reducción de Emisiones (URE's) obtenidas del proyecto, que adquiere el país inversor. El país inversor se beneficia de la adquisición de URE's a un precio menor del que le hubiese costado en el ámbito nacional la misma reducción de emisiones. De esta forma, las emisiones obtenidas con el proyecto las utiliza para cumplir con su compromiso de Kyoto.

2.3.5. Comercio de Derechos de Emisión (CE)

Permite a los países desarrollados y con economías en transición de mercado adquirir créditos de otros países del Anexo I para alcanzar, de forma eficiente desde el punto de vista económico, los compromisos adquiridos en Kyoto. De esta manera, los que reduzcan sus emisiones más de lo comprometido podrán vender los créditos de emisiones sobrantes (tCO₂/MWh, unidades contables reconocidas por el Protocolo de Kyoto) a los países que los necesiten.

2.3.6. Proyectos que se pueden aplicar a una certificación

Los proyectos que pueden postular al Mecanismo de Desarrollo Limpio, deben reducir o capturar GEI y corresponden principalmente a proyectos forestales, agrícolas, transporte, energéticos y de manejo de residuos. Para que un proyecto pueda aplicar a una certificación de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero debe cumplir los siguientes requerimientos:

- El proyecto debe contribuir al desarrollo sustentable del país.
- El proyecto debe contar con la aprobación de la Autoridad Nacional designada.
- El proyecto debe contribuir a reducir los GEI.
- Las reducciones de GEI deben ser reales, medibles y de largo plazo.

2.4. Contexto Internacional del MDL

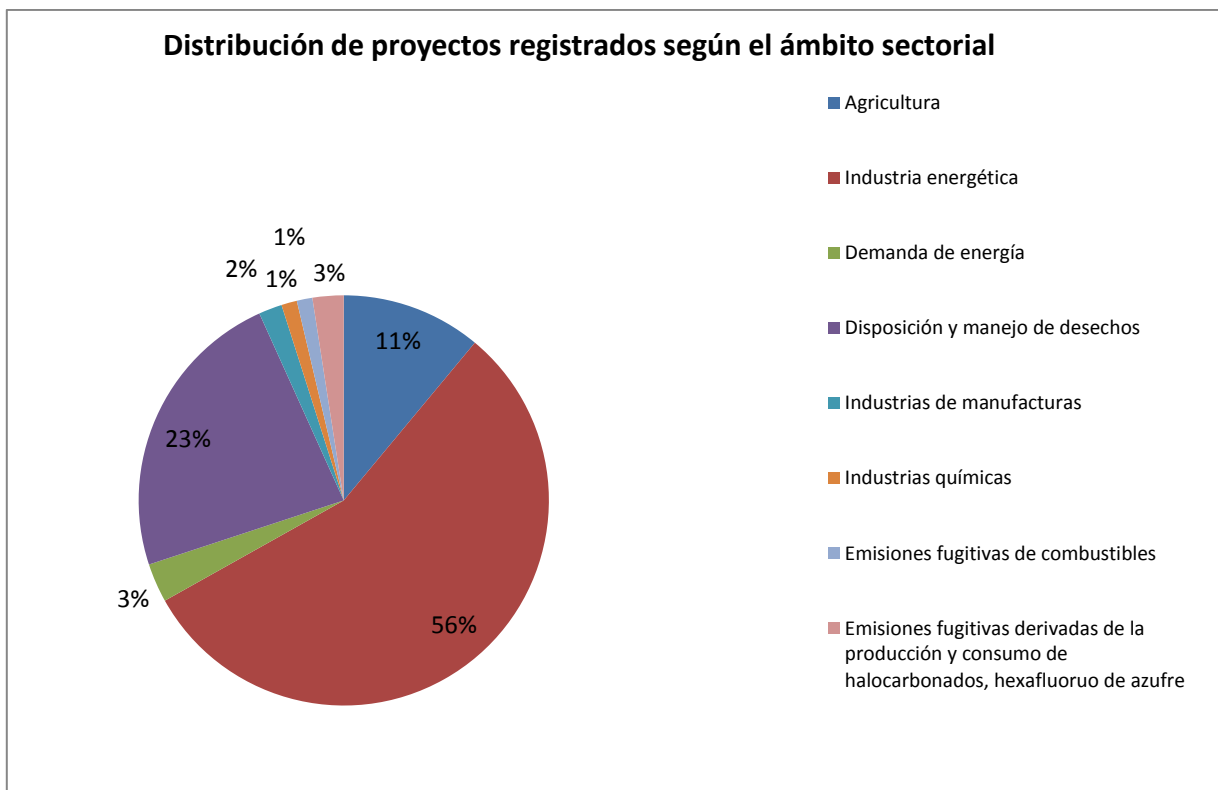
En este ámbito sectorial se pueden encontrar distintos tipos de proyectos elegibles bajo el MDL. En el caso del sector eléctrico se tienen proyectos de energía renovable, centrales de generación térmica donde se sustituyen combustibles con alto contenido de carbono por otros con un menor contenido como el gas natural.

Otros tipos de proyectos elegibles son: mejoramiento en las unidades de generación eléctrica, reducción de pérdidas en las líneas de transmisión y distribución de electricidad, programas de eficiencia energética en el consumo a nivel residencial, comercial e industrial, e incluso, proyectos de interconexión entre países.

2.4.1. Descripción cualitativa

Según estadísticas de la Junta Ejecutiva del MDL, los proyectos de generación eléctrica, basadas en fuentes renovables, son los que predominan el registro, alcanzando casi el 52%. Otros proyectos elegibles bajo este ámbito son los de eficiencia energética (demanda) los cuales alcanzan un 3%. La Gráfica 2.2 esquematiza la distribución de proyectos a nivel mundial según el ámbito sectorial en el que se encuentran.¹⁰

¹⁰<http://cdm.unfccc.int/>.



Gráfica 2.2: Distribución de proyectos registrados según el ámbito sectorial
Fuente: Sitio Web de la Junta Ejecutiva del MDL, Sección de estadísticas <http://cdm.unfccc.int/>

En el caso, particular del sector eléctrico, entre otros, la promoción de proyectos vinculados con el MDL, puede incrementar la generación eléctrica, logrando por ejemplo el cambio en la matriz energética de un país, a través de metodologías aprobadas.

2.4.1.1. Certeza metodológica: metodologías de línea base aprobadas

Las metodologías permiten calcular la base de referencia, entendiéndose por esta el escenario que representa las emisiones que producirían de no realizarse el proyecto, y es indispensable indicar y justificar que metodología se utilizará.¹¹ Como se observa en la Figura 2.2, la elección de la metodología es fundamental para la aprobación de un proyecto MDL.

¹¹ Neira D., Den Berg. B. De la Torre F. (2006). *El Mecanismo de Desarrollo Limpio en Ecuador: Un Diagnóstico Rápido de los Retos y Oportunidades en el Mercado del Carbono*. Quito, Ecuador.

Las reglas y modalidades establecidas por la Junta Ejecutiva del MDL se aplican con mayor claridad para proyectos de generación de electricidad. En la Tabla 2.2 se presenta un ejemplo de las metodologías aprobadas para el sector energético según define la Junta Ejecutiva del MDL.

Ámbito sectorial		Metodologías aprobadas	
1	Industria energética (fuentes renovables y no-renovables)	ACM0002	Metodología consolidada para generación eléctrica renovable conectada a red
		ACM0004	Metodología consolidada para generación de energía y/o calor con gas
		ACM0006	Metodología consolidada para generación eléctrica en base de residuos de biomasa y conectada a red
		ACM0007	Metodología para conversión de ciclo a ciclo combinado para generación de energía
		AM0005	Pequeñas aplicaciones de generación eléctrica renovable (cero emisiones) conectada a red
		AM0007	Análisis de la opción de combustible de menos-costos para plantas de cogeneración a biomasa operadas estacionalmente
		AM0019	Actividades de proyecto de energía renovable que reemplazan parte de la producción de electricidad generada por una planta que quema combustible fósil y trabaja sola o conectada a red, se excluye proyectos de biomasa
2	Demanda de energía	AM0017	Mejoramiento de la eficiencia en el sistema de vapor mediante el remplazo de trampas de vapor y retorno de condensados
		AM0018	Sistemas de optimización de vapor
		AM0020	Metodología de línea base para mejoramiento de la eficiencia en el bombeo de agua

Tabla 2.2: Metodologías aprobadas aplicables a proyectos bajo el sector de desarrollo energético.

Fuente: Marcos Castro, Andrés Hübenthal y Ana María Núñez, (Oficina Ecuatoriana de Promoción del MDL - CORDELIM)

2.4.2. Participantes en el mercado de carbono

Los participantes del mercado de carbono son los diversos actores que actúan como oferentes, intermediarios y compradores finales de emisiones reducidas.¹²

¹² Fuente: Banco Mundial (2010).

Los oferentes de emisiones reducidas son los actores presentes en los países industrializados, países en desarrollo y países en transición a economías de mercado.

Los intermediarios son aquellos que buscan hacer un negocio y compran emisiones reducidas en el mercado primario para venderlas en el mercado secundario a los compradores finales.

Los compradores finales de las emisiones reducidas en el mercado de carbono son los gobiernos o empresas privadas de países industrializados que han establecido metas voluntarias u obligatorias de reducción de emisiones.

2.5. MDL en el Ecuador

En el Ecuador, en el año de 2006, se realizó el inventario sobre los GEI que incluyó siete gases (CO₂, CH₄, N₂O, SO₂, NO_x, CO, compuestos orgánicos volátiles no metánicos) en cinco sectores (energía, procesos industriales, agricultura, cambio en el uso de la tierra y silvicultura, y manejo de desperdicios).

Las diferentes actividades del país se reflejan también en el tipo y magnitud de las emisiones, donde sobresale el dióxido de carbono que representa más del 90% de las emisiones, seguido por el monóxido de carbono y el metano.¹³

A través del decreto 1815 del 01 de Julio de 2009, se menciona que todos los proyectos que ejecuten las entidades del sector público tendrán la obligación de contemplar en su ingeniería financiera una cláusula de adicionalidad con la finalidad de acceder en lo posterior a MDL.¹⁴

¹³ Ministerio del Ambiente, Cambio Climático, 2010

¹⁴ Ministerio del Ambiente, www.ambiente.gob.ec, 2009.

2.5.1. Cambio climático en el Ecuador

En el año 1993 se inició el denominado Proceso de Cambio Climático en el Ecuador con cuatro objetivos concretos en el largo plazo, los mismos que han sido cumplidos con base en la disponibilidad de la asistencia internacional:

- Instalar una capacidad institucional básica para enfrentar la problemática del cambio climático.
- Analizar el cambio climático en el Ecuador y sus posibles impactos en áreas estratégicas.
- Definir alternativas de respuesta ante el cambio climático para la toma de decisiones.
- Cumplir con los compromisos internacionales asumidos.

En el campo político la subsecretaría del MAE es el ente político, coordinador y responsable de la implementación de los procesos ante el cambio climático en el país.

El Ecuador está muy interesado en participar en los retos y oportunidades que surgen del mercado de carbono, por lo que, al momento, desarrollan varias acciones enmarcadas en dos grandes objetivos:

- Definición y ejecución del Proceso de Avalización de Proyectos derivados del MDL.
- Fomento y ejecución de una capacidad nacional (pública y privada) para preparar proyectos MDL y negociar los pertinentes Certificados de Reducción de Emisiones.

2.5.2. Proyectos MDL de energías renovables en el Ecuador

Las energías renovables son fuentes de abastecimiento que respetan el medio ambiente. Lo que no significa que no ocasionan efectos negativos sobre el entorno. Las energías renovables son atractivas debido al encarecimiento del petróleo y el gas natural.

Como ventajas medioambientales importantes podemos destacar la no emisión de gases contaminantes como los resultantes de la combustión de combustibles fósiles, responsables del calentamiento global. Cabe señalar que las energías renovables son una contribución al equilibrio territorial, ya que pueden instalarse en zonas rurales y aisladas, y a la disminución de la dependencia de suministros externos, ya que las energías renovables son autóctonas, mientras que los combustibles fósiles sólo se encuentran en un número limitado de países.

Durante su existencia, el Instituto Ecuatoriano de Electrificación – INECEL (liquidado después de la reestructuración legal e institucional del sector eléctrico nacional en 1996) desarrolló un trabajo de identificación de proyectos hidroeléctricos del país. Tan es así que se llegó a seleccionar 11 cuencas hidrográficas con un potencial teórico de 73390 MW, un potencial técnico de 30000 MW y un potencial técnico-económico de 21520 MW. Según estos estudios, el 90% de la potencia se encuentra en la cuenca Amazónica y el 10% restante en la del Pacífico.¹⁵ Esto probablemente sea una de las causas para que los proyectos de generación hidroeléctrica predominen en el portafolio indicativo de proyectos MDL.

Cabe resaltar que las grandes centrales hidroeléctricas no aplican como MDL, esto debido a los impactos ambientales que producen en su fase de construcción y operación.

¹⁵ Plan Maestro de Electrificación 2009-2020

Los proyectos identificados en esta cartera son patrocinados por compañías privadas y, en algunos casos, por gobiernos locales quienes han visto principalmente en la hidroelectricidad una buena alternativa para cubrir las demandas energéticas del país. Así mismo, los patrocinadores de este tipo de proyectos han identificado al MDL como una opción para generar ingresos adicionales que favorecen al cierre financiero de los proyectos, alcanzando finalmente su implementación y el desarrollo para el país.

Algunos de los proyectos registrados bajo el MDL¹⁶ se describen a continuación:

- Proyecto hidroeléctrico Abanico (Morona Santiago), 37,5 MW comprometido con la Facilidad Holandesa MDL administrada por el Banco Mundial.
- Proyecto hidroeléctrico Ocaña (provincia del Cañar), 26 MW.
- Central de Cogeneración con Bagazo de Ecoeléctric-Valdez, ECOELÉCTRIC SA (Provincia del Guayas).
- Generación termoeléctrica, IANCEN, Ingenio Azucarero del Norte (Imbabura).

La generación de energía proveniente de los proyectos hidroeléctricos incorporados al S.N.I., permitirá desplazar energía generada en centrales térmicas que consumen combustibles fósiles. Este desplazamiento de energía será coincidente con la disminución de emisiones de CO₂ en el sistema eléctrico nacional.

¹⁶ Ministerio del Ambiente, <http://www.ambiente.gob.ec/?q=node/718>

2.6. Marco legal e institucional para el desarrollo de proyectos de energía renovable

2.6.1. Marco Legal

Las reformas legales e institucionales adoptadas en 1996 con la expedición de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) definen un contexto favorable para atraer la inversión privada en el Sector. De hecho, esta Ley establece entre sus principales objetivos promover la realización de inversiones privadas en generación, transmisión, distribución de electricidad, fomentar el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, universidades e instituciones privadas.

Así, el marco legal y regulatorio del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) está constituido por dos niveles de disposiciones que emanan del CONELEC reglamentos y regulaciones. Con estos elementos el CONELEC ha elaborado y puesto en vigencia la mayor parte de las normas que instrumentan la LRSE y los procedimientos básicos para el funcionamiento del mercado de electricidad.

Uno de los instrumentos más importantes para la promoción de la generación basada en fuentes renovables es la Regulación 004/11. Esta regulación establece tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables.

Una de las actividades productivas que se benefician de esta Regulación es la generación eléctrica tanto hidráulica como no convencional. Así mismo se benefician, las inversiones productivas orientadas a la preservación y mejoramiento del potencial hidráulico para la generación.

2.6.2. Marco Institucional

El 10 de octubre de 1996 se publicó la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, la cual sustituyó a la Ley Básica de Electrificación. Según la LRSE, el Sector Eléctrico se estructura de la siguiente manera:

- a) El Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC);
- b) El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE);
- c) Las empresas eléctricas concesionarias de generación;
- d) La empresa eléctrica concesionaria de transmisión; y,
- e) Las empresas eléctricas concesionarias de distribución y comercialización.

El CONELEC es el ente regulador, normativo y controlador, a través del cual el Estado puede delegar las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, a empresas concesionarias.

El CENACE, es una corporación civil de derecho privado, que cuenta como sus miembros a todas las empresas de generación, transmisión, distribución y grandes consumidores. El CENACE se encargará del manejo técnico y económico de la energía, tendrá a su cargo la administración de las transacciones del (MEM).

La Figura 2.3 presenta la estructura institucional para el sector eléctrico nacional.

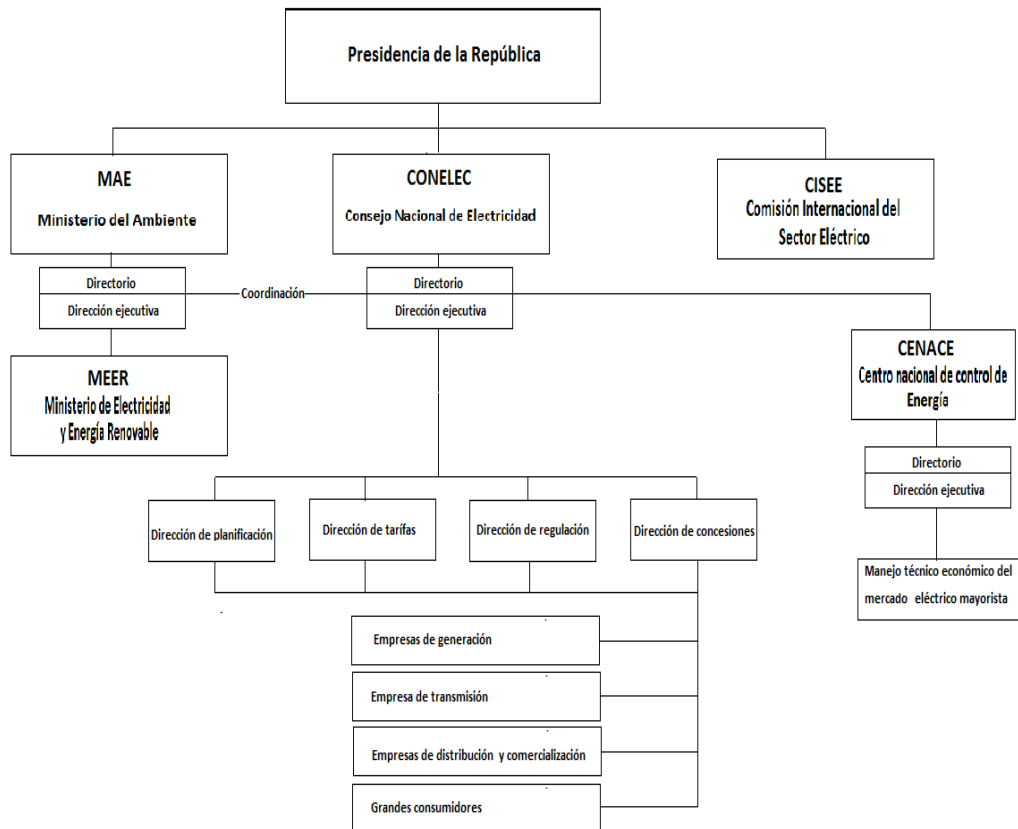


Figura 2.3: Marco Institucional del sector eléctrico Nacional
Fuente: www.conelec.gov.ec 2011

El Art. 26 de la LRSE estableció que las instalaciones de generación y de transmisión que eran de propiedad del Estado sean transferidas al Fondo de Solidaridad, constituyéndose como sociedades anónimas. De este modo, se eligió una empresa eléctrica única de transmisión, TRANSELECTRIC S.A. y seis empresas de generación. A más de estas, existen y pueden existir otras empresas generadoras. En la práctica, estas son de propiedad privada.

Con la estructura establecida en la LRSE se creó el MEM, constituido por los generadores, distribuidores y grandes consumidores incorporados al Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.). El MEM abarca la totalidad de las transacciones de suministro eléctrico que se den entre generadores; entre generadores y distribuidores; entre distribuidores y grandes consumidores; y entre generadores y grandes consumidores. Igualmente en este mercado se realizan las transacciones de exportación e importación de energía.

Cabe mencionar que durante el periodo de funcionamiento del MEM, este ha atravesado/atraviesa por dificultades ocasionadas fundamentalmente por bajo nivel de pago de los distribuidores y por una gestión empresarial de algunos agentes, incompatible con las limitaciones que tiene el sector y con la dinámica que debe imprimirse al proceso de modernización del sector.

Por otro lado, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovables (MEER), lidera prácticas encaminadas a:

- Fomentar el aprovechamiento de las fuentes de energía renovable,
- Crear una capacidad nacional para el desarrollo tecnológico de estas fuentes; y,
- Dotar de energía eléctrica para servicios básicos a los sectores rurales aislados.

La MEER permanentemente ejecuta proyectos de electrificación rural descentralizada. El objetivo de estos proyectos es contribuir al desarrollo de las comunidades asentadas en las zonas aisladas, facilitando su acceso al servicio eléctrico.

CAPITULO III

DESCRIPCIÓN Y DESARROLLO DE LA METODOLOGIA

3.1. Introducción

El factor de emisiones en una red eléctrica muestra la cantidad de emisiones de CO₂ que se generan por MWh de electricidad producido, así como la determinación de los CERs. Un CER equivale a una tonelada de CO₂ que se deja de emitir a la atmósfera, y puede ser vendido en el mercado de carbono a países Anexo I (industrializados, de acuerdo a la nomenclatura del protocolo de Kyoto).

3.2. La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático

La UNFCCC es un tratado internacional del medio ambiente creado mediante acuerdos de los países de la ONU en la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo (UNCED, en sus siglas en inglés), conocida informalmente como la Cumbre de la Tierra, celebrada en la ciudad de Río de Janeiro-Brasil, del 3 al 14 junio de 1992. El objetivo del tratado es lograr la estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera a un nivel que impida interferencias antropógenas peligrosas en el

sistema climático y en un plazo suficiente para permitir que los ecosistemas se adapten naturalmente al cambio climático¹⁷.

En el objetivo es importante destacar dos aspectos:

1. No se determinan los niveles de concentración de los GEI que se consideran interferencia antropógena peligrosa en el sistema climático, reconociéndose así que en aquel momento no existía certeza científica sobre qué se debía entender por niveles no peligrosos.
2. Se sugiere el hecho de que el cambio del clima es algo ya inevitable por lo cual no sólo deben abordarse acciones preventivas (para frenar el cambio climático), sino también de adaptación a las nuevas condiciones climáticas.

Las partes¹⁸ que conforman la UNFCCC se reúnen desde 1995 como antesala para la reunión ampliada conocida como la Conferencia de las Partes (COP) para la evaluación sistémica de los progresos alcanzados sobre el tema de cambio climático.

Dentro del Marco de creación de la UNFCCC se estableció la clasificación de sus partes expuestas de la siguiente manera:

- Los países industrializados y economías en transición
- Los países desarrollados.
- Los países en vías de desarrollo.

Los países industrializados que han ratificado el Protocolo de Kyoto se han comprometido dentro de los objetivos establecidos principalmente a reducir sus niveles de emisiones GEI por debajo de las emisiones registradas en 1990.

¹⁷ <http://www.enpositivo.com/expertos-en-la-evolucion-del-clima>

¹⁸ Se entiende por "partes" a los representantes de los países miembros de la Convención.

Los países en vías de desarrollo no están obligados a la reducción de sus niveles de GEI. Es para ellos que se trabaja en el financiamiento sostenible de la tecnología para enfrentar la problemática en forma constante.

3.2.1. Panel Intergubernamental del Cambio Climático

El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático también denominado Panel Intergubernamental del Cambio Climático, conocido por las siglas en inglés IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), se estableció en el año 1988 por la Organización Meteorológica Mundial (WMO, World Meteorological Organization) y el Programa Ambiental de las Naciones Unidas (UNEP, United Nations Environment Programme).

El IPCC es un organismo multinacional conformado por científicos encargados de llevar a cabo las negociaciones relativas al cambio global, así como de dirigir la discusión científica sobre calentamiento global, la emisión de partículas de carbono, el efecto invernadero, y otros. Entre sus líneas de acción se destacan los distintos escenarios de cambio climático global, los mismos que se plantean en el marco del Protocolo de Kyoto.

El primer informe de evaluación del IPCC se publicó en 1990, y confirmó los elementos científicos que suscitan preocupación acerca del cambio climático.

3.3. Metodología de determinación del Factor de Emisiones del sector eléctrico según la UNFCCC.

La UNFCCC como instituto encargado de la ejecución de los diferentes convenios internacionales, referentes al control de las emisiones de GEI ha establecido una metodología de cálculo del factor de emisiones para el sector energético la cual se denomina ACM0002. La metodología es importante debido a

que está aprobada por la UNFCCC y es aplicable a las actividades de proyectos de generación eléctrica para la red a partir de fuentes renovables.

En esta metodología se considera el consumo de combustibles y la generación eléctrica de cada central como variables para el cálculo.

3.3.1. Metodología ACM0002 “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”

Esta herramienta metodológica sirve para determinar el factor de emisiones de CO₂ en un sistema eléctrico, a través del cálculo de los parámetros del margen de operación (OM), del margen de construcción (BM) y del margen combinado (CM). A continuación se definen estos parámetros:

El margen de operación OM: Está referido al conjunto de centrales de generación que existen en la red eléctrica, cuya generación se vería afectada por la actividad del proyecto MDL.

El margen de construcción BM: Se refiere al conjunto de las últimas 5 centrales que han ingresado a la red de generación o centrales nuevas que representan el 20% de la generación neta en el año en análisis. En este grupo de centrales no deben incluirse las centrales registradas como MDL.

El margen de construcción es el promedio ponderado de los factores de emisión de todas las centrales consideradas, para el año más reciente para el cual hay información disponible.

El margen combinado CM: Está referido a la relación que existe entre el margen de operación y el margen de construcción, para lo cual se debe tomar en cuenta los factores: W_{BM} y W_{OM} (estos dos factores no pueden ser mayor que uno y la suma de estos debe ser igual a uno), que multiplican al margen de

construcción y operación respectivamente, dando así una relación de la operación y el crecimiento que tiene el sistema eléctrico.

En la Tabla 3.1 se muestra la descripción y unidades de los diferentes parámetros de la norma:

Parámetros	Unidades	Descripción
FE_MC	tCO ₂ /MWh	Factor de emisiones de CO2 del margen de combinado para una red eléctrica en el periodo t
FE_MB	tCO ₂ /MWh	Factor de emisiones de CO2 del margen de construcción para una red eléctrica en el periodo t
FE_MO	tCO ₂ /MWh	Factor de emisiones de CO2 del margen de operación para una red eléctrica en el periodo t

Tabla 3.1: Descripción de los parámetros de la metodología ACM0002 "Herramienta para el cálculo del factor de emisión para un sistema eléctrico.

Fuente: Tool to calculate the emission factor for an electricity system ACM0002

3.3.2. Metodología de Línea Base

Para el cálculo y determinación del factor de emisiones en una red la UNFCCC utiliza la metodología de línea base la cual contempla los siguientes pasos:

Paso 1. Identificación del sistema eléctrico correspondiente.

Paso 2. Elegir un método de cálculo de emisiones.

Paso 3. Calcular el factor de emisiones del margen de operación de acuerdo al método elegido.

Paso 4. Identificar el conjunto de unidades de generación a ser incluidas dentro del margen de construcción.

Paso 5. Calcular el factor de emisiones del margen de construcción.

Paso 6. Calcular el factor de emisiones del margen combinado.

3.3.2.1. Paso 1: Identificación del sistema eléctrico correspondiente.

Se debe crear una base de datos para identificar las distintas centrales de generación conectadas físicamente a la red a través de líneas de transmisión y distribución. Con esta primera valoración se pueden obtener los consumos de generación¹⁹ de las centrales de bajo costo y generación forzada.

Para el cálculo correspondiente al factor de emisiones del sistema eléctrico se debe considerar, que las interconexiones tienen un factor de emisiones igual a cero, del mismo modo como los proyectos MDL (hidroeléctricos, eólicos, fotovoltaicos, geotérmicos).²⁰ Las exportaciones de electricidad no deben ser restadas de los datos de generación de electricidad utilizados para el cálculo y monitoreo de los factores de emisión de la red.

3.3.2.2. Paso 2: Elección del método de cálculo del margen de operación OM.

El cálculo del factor de emisiones de CO₂ de una red eléctrica debido a su operación permite obtener el margen de operación, el mismo puede ser determinado mediante las siguientes metodologías:

- a) Margen de Operación simple,
- b) Margen de Operación simple ajustado,
- c) Margen de Operación por análisis de los datos de despacho,
- d) Margen de Operación Promedio.

Cualquier método que se describe en el paso 2 puede ser utilizado en el cálculo, sin embargo el método OM Simple sólo puede ser utilizado si los

¹⁹ Se entiende como generación a la energía bruta entregada al SNI

²⁰ Tool to calculate the emission factor for an electricity system ACM0002

recursos de bajo costo u obligados²¹ constituyen menos del 50% de la generación total de la red: 1) en el promedio de los 5 años más recientes ó 2) se basan en los promedios de producción de hidroelectricidad.

Para el OM Simple, el OM Simple Ajustado y el OM Promedio el factor de emisión puede ser calculado con cualquiera de las consideraciones siguientes:

- Opción EX-ANTE: corresponde al promedio ponderado para un período de 3 años basado en los datos más recientes disponibles al momento.
- Opción EX-POST: corresponde al factor de emisión del último año de análisis.

3.3.2.3. Paso 3: Cálculo del margen de operación del factor de emisiones de CO₂ de acuerdo al método elegido.

a) Margen de Operación simple

El factor de emisiones de CO₂ del Margen de Operación simple es calculado como un promedio ponderado de las emisiones de CO₂ por unidad de electricidad bruta generada por cada central, sin tomar en cuenta las de bajo costo y la de generación forzada, el cálculo está basado en:

- Los datos del consumo de combustibles y la generación bruta de electricidad de cada central (Opción A).
- Los datos de generación bruta, la eficiencia promedio y el tipo de combustible utilizado en cada unidad de generación (Opción B).

²¹ Los recursos de bajo costo u obligados se definen como centrales de generación con bajos costos marginales de generación o plantas de generación que son despachadas independientemente de la carga diaria o estacional de la red. Estas típicamente incluyen generación de tipo, hidro, geotérmica, eólica, biomasa de bajo costo, nuclear y solar. Si el carbón es utilizado como recurso obligado dentro de la generación de electricidad, entonces también debe ser incluido en esta lista.

- Datos de generación total bruta de todas las centrales que sirven al sistema, sus tipos de combustibles y la totalidad del consumo de combustibles del sistema eléctrico seleccionado (Opción C).

La opción A, es aplicable si se tienen los datos del consumo de combustible por cada central, de no ser así se puede utilizar la opción B o C para el cálculo.

Cuando se utiliza la opción A se debe considerar la Ecuación 3.1.

$$FE_{MO_{simple,y}} = \frac{\sum_{i,m} FC_{i,m} * NCV_{i,y} * EF_{CO2,i,y}}{\sum_m EG_{m,y}}$$

Ecuación 3.1

Donde:

$FE_{MO_{simple,y}}$ Factor de emisiones de CO₂ del margen de operación simple en el año “y” [tCO₂/MWh]

$FC_{i,m}$ Cantidad de combustible tipo i consumido por una central de generación en el año “y” [unidades de masa]

$NCV_{i,y}$ Poder calorífico neto del combustible tipo i en el año “y” [GJ/unidades de masa o volumen]

$EF_{CO2,i,y}$ Factor de emisiones de CO₂ de combustible fósil tipo i en el año “y” [tCO₂/GJ]

$EG_{m,y}$ Cantidad de energía neta entregada a la red por la central de generación en el año “y” [MWh].

m Todas las centrales de generación eléctrica que sirven a la red en el año, excepto las centrales de bajo costo y generación forzada.

i Todos los combustibles fósiles que fueron usados en las centrales de generación.

y Año para el cual se dispone la información.

Cuando se utiliza la opción B, la determinación del factor de emisiones de CO₂ mediante el cálculo del Margen de Operación simple es calculado en base de la electricidad generada por cada unidad y factor de emisiones de cada central por medio de la Ecuación 3.2.

$$FE_{MO_{simple,y}} = \frac{\sum_m EG_{m,y} * EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}}$$

Ecuación 3.2

Donde:

$FE_{MO_{simple,y}}$ Es el factor de emisiones de CO₂ del margen de operación simple del año “y” [tCO₂/MWh].

$EG_{m,y}$ Cantidad de energía neta y entregada a la red por la unidad de generación m en el año “y” [MWh].

$EF_{EL,m,y}$ Factor de emisiones de CO₂ de la central de generación en el año “y” [tCO₂/MWh]

m Todas las centrales de generación energía eléctrica que sirven a la red en el año, excepto las centrales de bajo costo y generación forzada.

y Año para el cual se dispone la información.

El factor de emisión de cada unidad de energía m debe determinarse de la siguiente manera:

B1: la Ecuación 3.3 permite obtener el factor de emisiones en función del consumo de combustible de cada central.

$$EF_{EL,m,y} = \frac{\sum_i FC_{i,m,y} * EF_{CO2,i,y}}{\sum EG_{m,y}}$$

Ecuación 3.3

Donde:

$EF_{EL,m,y}$ Es el factor de emisiones de CO₂ de la unidad de generación m en el año T [tCO₂/MWh]

$FC_{i,m,y}$ Cantidad de combustible tipo i consumido por la central de generación de energía eléctrica en el año “ y ” [unidad de masa].

$EF_{CO_2,i,y}$ Factor de emisiones de CO₂ del tipo de combustible i en el año “ y ” [tCO₂/GJ]

$EG_{m,y}$ Cantidad de energía eléctrica generada y entregada por la central de generación m en el año “ y ” [MWh].

m Cantidad de unidades que sirven en el año.

i Todos los tipos de combustibles fósiles que fueron usados en la central de generación m en el año “ y ”.

y Año para el cual se dispone la información.

B2: se propone que si para el grupo de unidades m existen datos de generación eléctrica de los tipos de combustibles utilizados el factor de emisiones de CO₂ deberá ser determinado en función del factor de emisiones del tipo de combustibles y la eficiencia de la unidad, como se indica en la Ecuación 3.4.

$$EF_{EF,m,y} = \frac{EF_{CO_2,i,y} * 3,6}{\eta_{m,y}}$$

Ecuación 3.4

Donde:

$EF_{EF,m,y}$ Es el factor de emisiones de CO₂ de la unidad de generación m en el año “ y ” [tCO₂/MWh].

$EF_{CO_2,i,y}$ Factor de emisión promedio de CO₂ del tipo de combustible i utilizado en la central de generación m en el año “ y ” [tCO₂/GJ].

$\eta_{m,y}$ Eficiencia promedio de la unidad de generación m en el año “y” [%].

Finalmente, con la opción C: si para la central de generación m el único dato disponible es la generación bruta, tenemos la Ecuación 3.5.

$$FE_{MO_{simple,y}} = \frac{\sum_i FC_{i,y} * NCV_{i,y} * EF_{CO2,i,y}}{EG_y}$$

Ecuación 3.5

Donde:

$FE_{MO_{simple,y}}$ Margen de operación simple del factor de emisiones de CO₂ en el año T [tCO₂/MWh].

$FC_{i,y}$ Cantidad de combustible del tipo i consumido por una central de generación de energía eléctrica en el año “y” [Unidad de masa].

$NCV_{i,y}$ Poder calorífico neto del combustible del tipo i en el año “y” [GJ/unidad de masa].

$EF_{CO2,i,y}$ Factor de emisiones de CO₂ de combustible fósil del tipo i en el año “y” [tCO₂m]

EG_y Cantidad de energía neta entregada a la red por la central de generación en el año “y” [MWh].

m Todas las centrales de generación de energía eléctrica que sirven a la red en el año, excepto las centrales de bajo costo y de generación forzada.

i Todos los tipos de combustibles que fueron usados en las centrales de generación.

y Año para el cual se dispone la información.

b) Margen de Operación Simple Ajustado

El factor de emisiones del Margen de Operación simple ajustado ($FE_{MO_{adj,T}}$) es un variación del Margen de Operación simple donde las centrales de generación (incluyendo las importaciones) son separadas en centrales de bajo costo y generación forzada (k) y otras fuentes de energía (j). Al igual que el Margen de Operación simple se puede calcular, mediante la Ecuación 3.6.

$$FE_{MO_{adj,y}} = (1 - \lambda_y) * \frac{\sum_j EG_{j,y} * EF_{EL,j,y}}{\sum_j EG_{j,y}} + \lambda_y * \frac{\sum_k EG_{k,y} * EF_{EL,k,y}}{\sum_k EG_{k,y}}$$

Ecuación 3.6

Donde las variables utilizadas para este cálculo corresponde a las variables detalladas para el margen de operación simple para la opción A y la opción B.

La Ecuación 3.6 se puede aplicar cuando se cuenta los datos de consumo de combustibles en conformidad con la opción A.

Para las consideraciones de λ_y se considera las siguientes definiciones mostradas por medio de la Ecuación 3.7:

$$\lambda_y = \frac{\text{Número de horas de generación de la central de bajo costo y generación obligatoria en el año } y}{8760h \text{ en un año}}$$

Ecuación 3.7

De esta manera para el cálculo de λ_y debemos seguir la siguiente secuencia de pasos:

Paso 1. Dibujar la curva monótona de carga del año analizado.

Paso 2. Recolectar los datos de generación de energía bruta de cada central. Calcular la generación total anual en MWh de la generación de bajo costo y generación forzada ($\sum_k EG_{k,y}$).

Paso 3. Con los datos obtenidos trazar en la curva monótona de carga una línea horizontal a través de la curva para que el área debajo de la curva (MWh) sea igual al total de generación (MWh) de las centrales de bajo costo y generación base.

Paso 4. Determinar el número de horas para las cuales las centrales de bajo costo/generación base se están marginando para el año T. La intensidad de la línea horizontal dibujada en el paso 3 y la curva monótona de carga en el paso 1.

Con el número de horas totales en el año, si la línea no se interseca se deben concluir que las centrales de generación de bajo costo/generación obligatoria no marginan en el sistema, por lo que es igual a cero; esta distribución se observa en la Figura 3.1

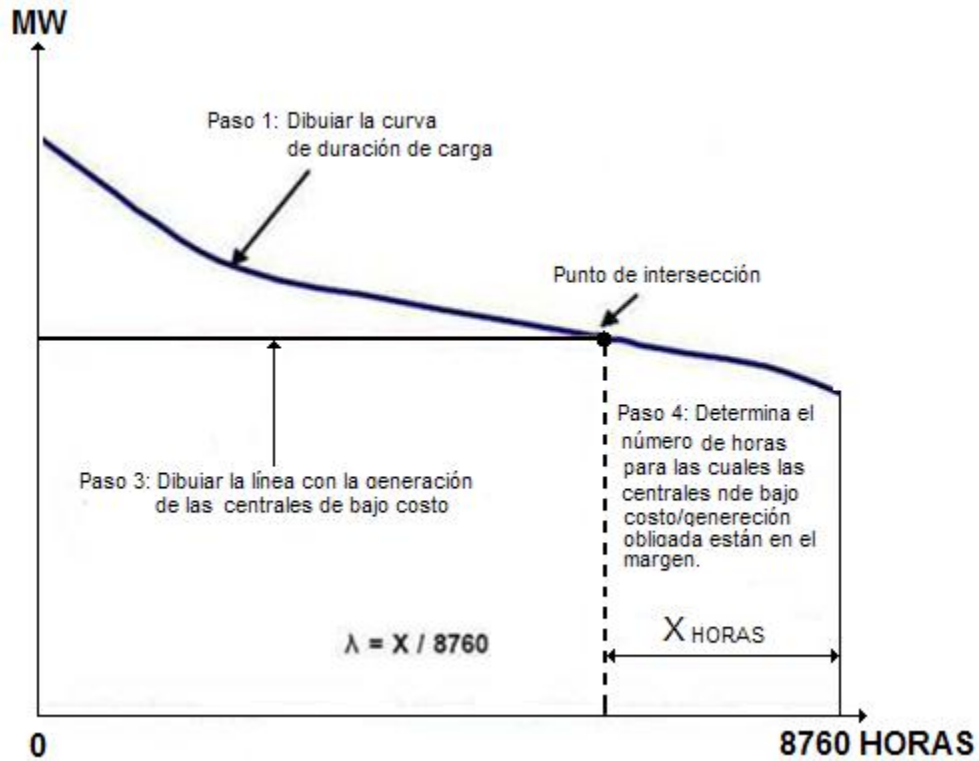


Figura 3.1: Cálculo de λ_T para el método OM simple ajustado
Fuente: Tool calculate de emission factor for an electricity system.

c) Margen de Operación por análisis de Despacho.

El cálculo del factor de emisiones de CO₂ del Margen de operación por el análisis de despacho ($FE_{MO_{DD,y}}$) debe ser determinado en función de la producción bruta de electricidad producida por la central cada hora. Se lo calcula tomando en consideración la Ecuación 3.8.

$$FE_{MO_{DD,y}} = \frac{\sum_h EG_{pj,h} * EF_{EL,DD,h}}{EG_{pj,y}}$$

Ecuación 3.8

Donde:

$FE_{MO_{DD},y}$ Es el factor de emisiones de CO₂ del margen de operación despacho en el año “y” [tCO₂/MWh].

$EF_{EL,DD}$ Factor de emisiones de las unidades generadoras que se encuentran en la parte superior del orden del despacho en la hora h en el año “y” [tCO₂/MWh].

$EG_{pj,y}$ Energía desplazada por la actividad del proyecto en la hora h del año “y”

Si los datos de consumo de combustibles están disponibles, el factor de emisiones horarias se determina de acuerdo a la Ecuación 3.9.

$$EF_{EL,DD,h} = \frac{\sum_{i,n} FC_{i,n,h} * NCV_{i,y} * EF_{CO_2,i,y}}{\sum_n EG_{n,h}}$$

Ecuación 3.9

Dónde:

$EF_{EL,DD,h}$ Es el factor de emisiones de CO₂ para las unidades de generación que se encuentran en el despacho en la hora h en el año y [tCO₂/MWh].

$FC_{i,n,h}$ Cantidad de combustible tipo i consumido por una central de generación en el año “y” [unidad de masa].

$NCV_{i,y}$ Poder calorífico neto del combustible tipo i en el año “y” [GJ/unidad de masa].

$EF_{CO_2,i,y}$ Factor de emisiones de CO₂ de combustible fósil tipo i en el año “y”.

$EG_{n,h}$ Cantidad de energía bruta entregada a la red por la central de generación en el año “y” [MWh].

n Unidad de generación.

i Tipo de combustibles fósil quemado en la unidad de generación n .

h Horas en el año en el que la actividad del proyecto está desplazando a la red eléctrica.

y Año en el que la actividad del proyecto está desplazando a la red eléctrica.

De igual forma podemos calcular el factor de emisiones basándose en la eficiencia energética de la unidad generadora y el tipo de combustible utilizando la Ecuación 3.10.

$$EF_{EL,DD,h} = \frac{\sum_n EG_{n,h} * EF_{EL,n,y}}{\sum_n EG_{n,h}}$$

Ecuación 3.10

d) Margen de Operación Promedio.

Para el cálculo del factor de emisiones de CO₂ del Margen Operación Promedio se debe tomar en consideración la energía bruta producida por cada central, utilizando la metodología del inciso a) OM simple, con lo expuesto anteriormente y conforme a los datos reales que estén disponibles se puede realizar el cálculo. Dentro de las diferentes modalidades de cálculo expuestas en el inciso (a) OM simple, lo recomendado para el cálculo del MO es lo expuesto en la opción C.

3.3.2.4. Paso 4. Identificar el conjunto de unidades que deben ser incluidas en el margen de construcción.

El grupo de unidades m utilizado para calcular el margen de construcción de acuerdo a los datos disponibles se puede determinar mediante:

- a. El conjunto de las cinco unidades que hayan sido construidas recientemente.

- b. El conjunto de incorporaciones al sistema de capacidad de generación que representan el 20% de la generación de energía neta del sistema y que hayan sido construidas más recientemente.

Los participantes del proyecto deben utilizar el conjunto de unidades de generación que comprenda la mayor generación anual. Como guía general se considera que una unidad fue construida en la fecha en la que comenzó a entregar energía a la red.

Las plantas generadoras que se encuentran registradas como proyectos MDL deben ser excluidas del grupo *m*. Sin embargo si el grupo de unidades no registradas como proyectos MDL identificadas para estimar el factor de emisión de CO₂ del margen de construcción incluyen unidades de generación de energía que fueron construidas hace más de 10 años entonces:

- a. Se debe excluir a las unidades que fueron constituidas hace más de 10 años del grupo.
- b. Incluir a las unidades de generación registradas como proyectos MDL, que son despachadas por autoridad de despacho del sistema eléctrico.

Si después de realizar la exclusión de las centrales de generación construidas hace más de 10 años y la inclusión de las actividades de proyectos MDL registrados, el grupo no cumple las condiciones a o b descritas anteriormente, se debe considerar parte de la muestra a las centrales de más de 10 años, tomando en cuenta las centrales más recientemente construidas hasta que la condición b sea cumplida.

3.3.2.5. Paso 5. Calcular el factor de emisiones de CO₂ del margen de construcción.

El factor de emisiones de CO₂ del margen de construcción es el promedio ponderado según la generación del factor de emisión (tCO₂/MWh) de todas las unidades de generación m durante el año más reciente para el cual se encuentran disponibles los datos de generación, calculado mediante la Ecuación 3.11.

$$FE_{MB_y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} * EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}}$$

Ecuación 3.11

Dónde:

FE_{MB_y} Factor de emisiones de CO₂ del margen de construcción en el año “y” [tCO₂/ MWh].

$EG_{m,y}$ Cantidad de energía bruta generada y entregada a la red por las centrales de generación m en el año “y” [MWh].

$EF_{EL,m,y}$ Factor de emisiones de la unidad de generación m en el año “y” [tCO₂/ MWh].

El factor de emisión de CO₂ de cada unidad de generación m debe ser determinado según la guía del paso 3 (a) para el OM simple, usando las opciones A, B o C, tomando por año el más reciente para el cual se encuentran disponibles los datos de generación y usando como m las unidades de generación incluidas en el margen de construcción.

3.3.2.6. Paso 6. Calcular el factor de emisión de CO₂ del margen combinado

El factor de emisiones de CO₂ del margen combinado se calcula mediante la Ecuación 3.12.

$$FE_{MC_y} = FE_{MO_y} * W_{MO} + FE_{MB_y} * W_{MB}$$

Ecuación 3.12

Dónde:

FE_{MB_y} Factor de emisiones de CO₂ del margen de construcción en el año “y” [tCO₂ / MWh].

FE_{MO_y} Factor de emisiones del margen de operación en el año “y” [tCO₂ / MWh].

W_{MB} Ponderación del factor de emisiones del margen de construcción.

W_{MO} Ponderación del factor de emisiones del margen de operación.

Para los valores de W_{MO} y W_{MB} se pueden tomar las siguientes consideraciones²²:

- Para los proyectos de energía eólica y solar: $W_{MO} = 0,75$ y $W_{MB} = 0,25$ (dada su naturaleza intermitente y no despachable) para el primer periodo de crédito y para los periodos subsiguientes.
- Otros proyectos: $w_{MO} = 0,5$ y $W_{MB} = 0,5$ de generación.
Se pueden proponer ponderaciones diferentes para la consideración del cálculo siempre y cuando $W_{MO} + W_{MB} = 1$.

3.4. Recopilación y análisis de la información

3.4.1. Organizaciones poseedoras de la información para la determinación del factor de emisiones.

Tomado en consideración los parámetros mencionados anteriormente es necesario procesar la información requerida para el estudio, ya que son necesarios datos de energía, consumo de combustibles así como sus características, catálogo de centrales de generación conectadas a la red y los

²² Los participantes de proyectos MDL pueden remitir una propuesta alternativa para la revisión de la herramienta metodológica o un desvío de su uso si la ponderación no refleja la situación, con los debidos argumentos para la nueva ponderación.

factores de emisión de CO₂ de cada uno de los combustibles que son utilizados en el país.²³ Las instituciones que poseen los datos necesarios para el estudio son:

La Corporación Centro Nacional de Control de Energía CENACE dentro de sus funciones coordina la operación del SNI y la administración de las transacciones técnicas y financieras del Mercado Eléctrico del Ecuador, conforme a la normativa promulgada para el Sector Eléctrico, es el actor técnico que posee la información sobre la generación de las diferentes centrales conectadas al SNI, así como el consumo de combustibles de cada una de las unidades.

El Consejo Nacional de Electricidad CONELEC como ente regulador del sector eléctrico, dentro de sus competencias posee la regulación de las concesiones para el ingreso al SNI de la nueva generación, es por ello que en la estadística del sistema eléctrico del Ecuador poseen las fechas de ingreso de cada una de las centrales que están conectadas a la red de suministro eléctrico del país.

Empresa Estatal Petrolera del Ecuador PETROECUADOR mediante sus filiales explota, transporta, procesa y distribuye el petróleo, así como sus derivados. Esta empresa determina los factores de emisión de CO₂ de los combustibles utilizados en el país.

3.4.2. Parque generador del SNI del Ecuador.

Se hace imprescindible identificar las centrales del parque generador del S.N.I. con el objetivo primordial de conocer su capacidad instalada y el tipo de combustible que utilizan, (ANEXO II).

El SNI está integrado por empresas generadoras, distribuidoras, autogeneradoras y la interconexión internacional (Colombia y Perú) (ANEXO III). La interconexión con Colombia se realiza a través de las siguientes líneas de transmisión: Tulcán-Ipiales a 138kV y Pomasqui-Jamondino a 230kV, cuya

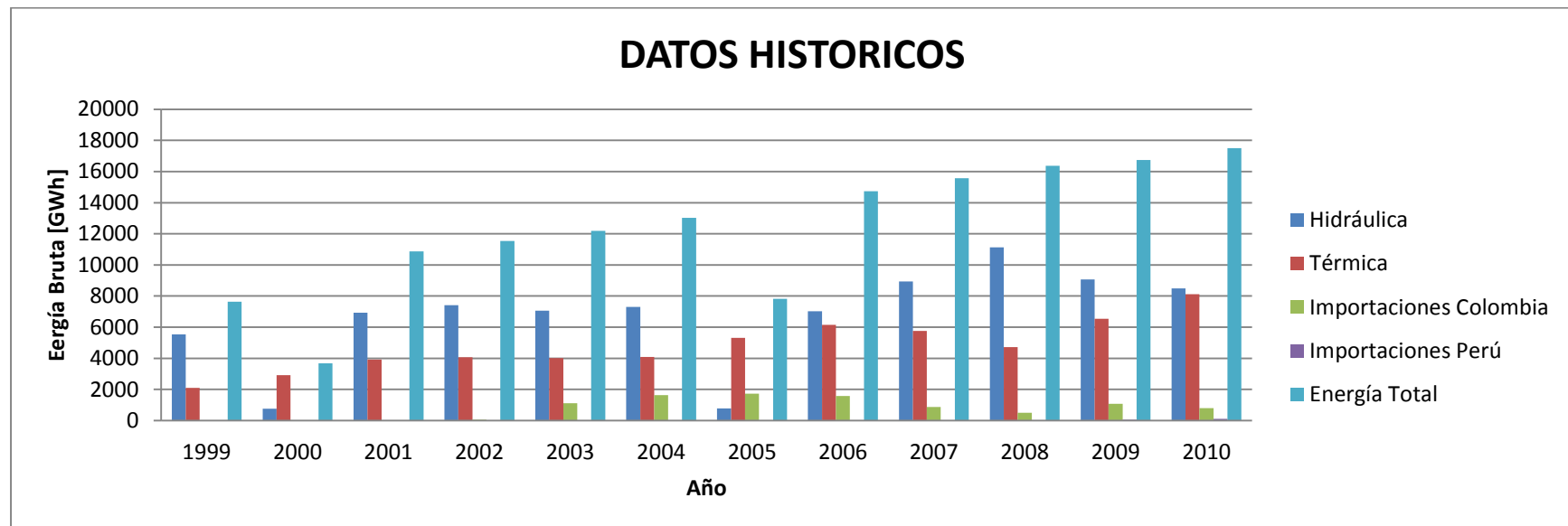
²³ El Factor de emisión y o poder calorífico para cada tipo de combustible, de todas las tecnologías del parque generador existente en el SIN, se tomó los valores determinados de acuerdo con el informe 2006 de inventarios Nacionales de Gases de efecto invernadero por el Plan Intergubernamental para el cambio climático IPCC.

Datos históricos de energía bruta del país

DATOS HISTORICOS												
ENERGIA [GWh]	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Hidráulica	5533,96	759,18	6940,36	7416,45	7064,15	7300,1	777,6	7025,88	8943,46	11131,3	9063,77	8483,35
Térmica	2099,45	2925,31	3913,08	4073,82	4010,58	4091,67	5320,4	6142,53	5758,07	4722,45	6538,97	8116,34
Importación Colombia	10,21	0	22,2	56,3	1120,11	1641,61	1731,99	1572,89	876,59	509,78	1076,71	797,69
Importación Perú	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	62,55	111,89
Energía Bruta Total	7643,62	3684,49	10875,64	11546,57	12194,84	13033,38	7829,99	14741,3	15578,12	16363,53	16742	17509,27

Tabla 3.2: Datos históricos de energía bruta del país

Fuente: Informe anual CENACE 2011



Gráfica 3.1: Energía Bruta en GWh históricas del país

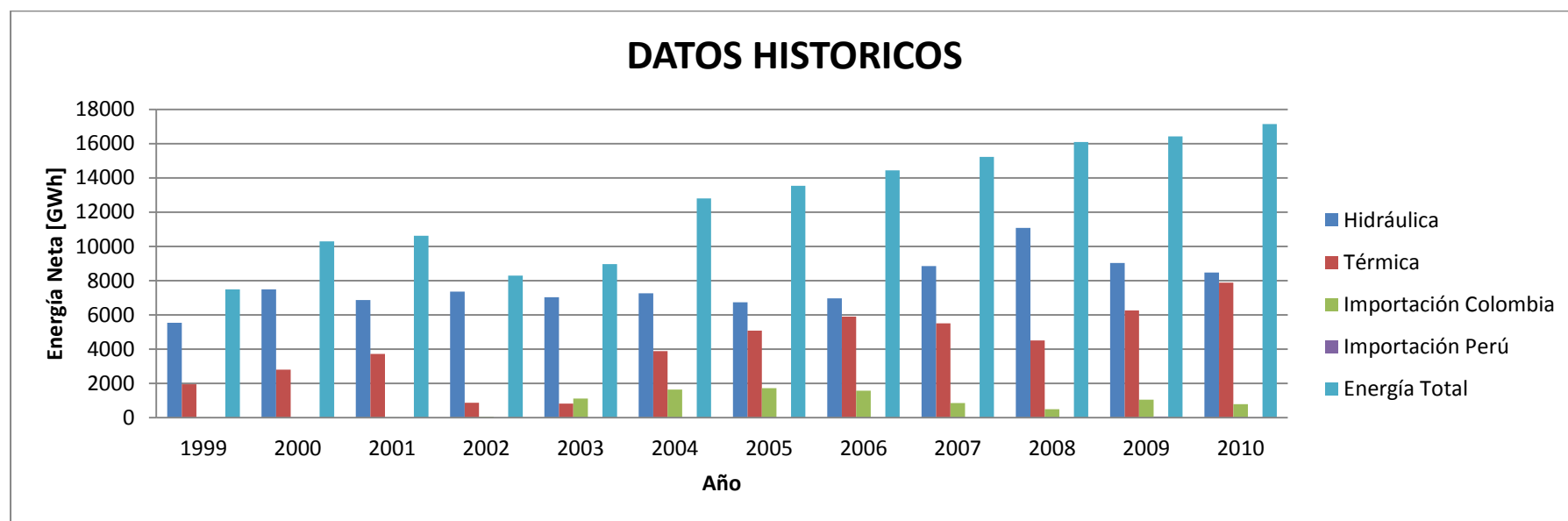
Fuente: Informe anual CENACE 2011

Datos históricos de energía neta del país

DATOS HISTORICOS												
ENERGÍA [GWh]	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Hidráulica	5532,33	7488,79	6875,4	7362,32	7028,18	7268,82	6736,84	6970,68	8854,59	11077,2	9037,54	8470,08
Térmica	1952,15	2796,48	3728,5	873,75	822,2	3892,93	5076,76	5892,81	5502,21	4509,4	6260,55	7875,84
Importación Colombia	10,21	0	22,2	56,3	1120,11	1641,61	1723,45	1570,47	860,87	500,16	1058,2	782,75
Importación Perú	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	62,04	11,51
Energía Neta Total	7494,69	10285,27	10626,1	8292,37	8970,49	12803,36	13537,05	14433,96	15217,67	16086,76	16418,33	17140,18

Tabla 3.3: Datos históricos de energía neta del país

Fuente: Informe anual CENACE 2011



Gráfica 3.2: Energía Neta en GWh históricos del país

Fuente: Informe anual CENACE 2011

3.4.3. Consumo de combustibles

Para cualquiera de los métodos de determinación del factor de emisiones debido a la operación se requiere el consumo de combustibles por cada unidad térmica, en la Tabla 3.4 se muestran el consumo de combustibles históricos presentados para el periodo 1999-2010, el cual sirve para poder realizar la proyección y los escenarios posibles hasta el año 2020²⁵, con lo que se puede realizar el cálculo del factor de emisión,

3.4.4. Factor de emisiones de CO₂ por tipo de combustible

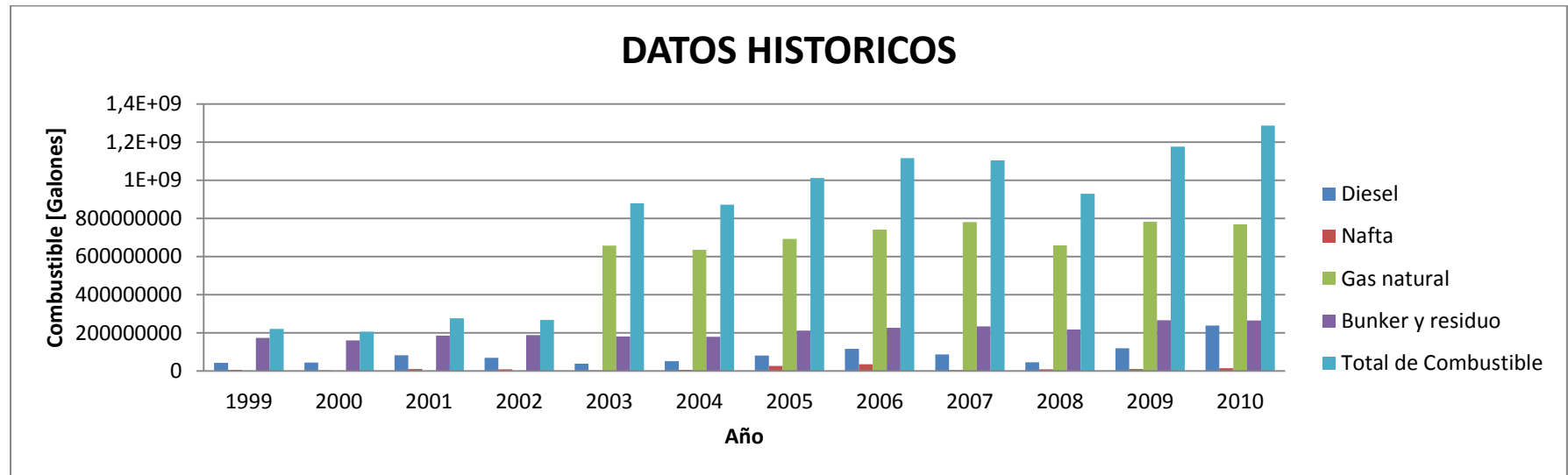
Para cada tipo de combustible utilizado por las diferentes tecnologías de las unidades térmicas, son necesarios los factores de emisión de CO₂ y las características que presentan los respectivos combustibles. Para el caso de estudio se utilizaron los valores de la Tabla 3.5.

²⁵ Información obtenida de los informes anuales para los años respectivos del CENACE

Datos históricos de consumo de combustible del país

DATOS HISTORICOS												
COMBUSTIBLE [gal]	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Diesel	41825376	43323746	82302371	68702013	38036696	50966113	81234877	115755263	87094908	45757900	119273979	238150735
Nafta	5686565	2565064	9806725	8929948	3340321	5782832	26504327	34439503	4003752	7935786	9953193	14639680
Gas natural	0	0	0	1811189,38	657112233	635198429	691703254	740136700	780144602,3	657996932	781788252,9	768438107
Bunker y residuo	173217962	160135563	184314644	188490751	180106426	179342144	211944323	225914971	233333674	217774068	265653421	264335269
Total Combustibles	220729903	206024373	276423740	267933901	878595676	871289518	1011386781	1116246437	1104576936	929464686	1176668846	1285563791

Tabla 3.4: Datos históricos de consumo de combustible del país
Fuente: Informe anual CENACE 2011



Gráfica 3.3: Consumo de combustibles históricos del país
Fuente: Informe anual CENACE 2011

Combustible	Densidad [ton/m ³]	Valor calorífico neto [TJ/10 ³ ton]	TJ/Gal	tCO ₂ /TJ	FE [tCO ₂ /Gal]	FE [tCO ₂ /ton]
Fuel oil	0,96	39,8	0,00014463	75,5	0,01091957	3
Diesel	0,88	41,4	0,00013791	72,6	0,01001227	3,01
Nafta	0,74	41,8	0,00011709	67,5	0,00790358	2,9
Crudo	0,86	40,1	0,00013054	71,1	0,00928139	2,85
Otros ²⁶	0,86	20,3	0,00006608	72,2	0,00477098	1,46
Residuo	0,86	20,3	0,00006608	72,2	0,00477098	1,47
Gas Natural	0,00074	46,5	9,738E-07	54,3	5,2877E-05	2,52

Tabla 3.5: Factor de emisiones de CO₂ por tipo de combustible
Fuente: Estudio de factor de emisión de CO₂ para el año 2007 del CORDELIM

3.4.5. Ingreso de nuevas centrales de generación

La dinámica de expansión de la capacidad instalada del SNI en el Ecuador durante los últimos 20 años, se ha visto evidenciada por un crecimiento paulatino de potencia, con la finalidad de seguir con el crecimiento sostenido del consumo de energía eléctrica.

En la década de vigencia de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico la inversión en generación no llegó a los niveles esperados, situación que se observa en la matriz energética de producción al inicio y al final del período 1999-2008, donde la energía hidroeléctrica era dominante desde la conformación del S.N.I. en los años ochenta como resultado de la poca inversión, además disminuyó su participación y aumentó el porcentaje de la generación termoeléctrica.

Adicionalmente, como solución a dicha falta de inversión, se optó por la interconexión con Colombia y Perú²⁷.

Se hace imprescindible establecer cuáles son las últimas 5 centrales que han ingresado o las que representen el 20% de la energía producida el último año, tomando los datos de la base de CONELEC.

²⁶ Tabla 2.5. Nota 1: Otros corresponde a residuos de petróleo, Nota 2: el valor calorífico neto es obtenido del IPCC

²⁷ Tomado del Plan Maestro de Electrificación 2009-2020 CONELEC

En la Tabla 3.6 se muestra el ingreso de las nuevas centrales térmicas que funcionarían hasta el 2020, las mismas que son necesarias para la determinación del factor de emisiones de CO₂, en los respectivos escenarios.

Año estimado de entrada	Mes de entrada	Proyecto	Empresa	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]
2012	Enero	Ciclo Combinado 2		80	426,5
2012	Enero	Esmeraldas II	CELEC	144	1000
2012	Enero	Ciclo Combinado 1		87	800,7
2012	Junio	TG natural 1		100	700,5
2012	Julio	Shushufindi	CELEC	135	800

Tabla 3.6: Centrales térmicas que entraran a funcionar.

Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2009-2020

3.4.6. Aplicabilidad de la metodología al SNI.

Para determinar el factor de emisión del S.N.I. se toma en consideración la metodología descrita anteriormente.

3.4.6.1. Cálculo del Margen de Operación.

Con las consideraciones anteriormente mencionadas y una vez que se han definido los diferentes datos que son necesarios para el análisis, se debe hacer el cálculo con los diferentes métodos.

Para el cálculo se debe considerar:

- En este método se toma en cuenta todas las unidades de generación que están conectadas en el sistema, considerando que las centrales de generación de bajo costo el factor de emisión es de 0 tCO₂/MWh.
- En el método que se empleara para el estudio toma en consideración la energía bruta producida por cada unidad, puesto que los sistemas auxiliares de la central de generación tiene su aportación en la quema de combustible y emisión de CO₂.

Para realizar el cálculo se procederá a utilizar la Ecuación 3.5. la misma que corresponde al margen de operación promedio:

$$FE_{MO_y} = \frac{\sum_i FC_{i,y} * NCV_{i,y} * EF_{CO2,i,y}}{EG_y}$$

3.4.6.2. Cálculo del Margen de construcción

Para el cálculo del Margen de Construcción (FE_BM) de acuerdo a la metodología ACM0002 se debe considerar las últimas cinco centrales que han sido construidas recientemente, tomando como año presente el 2020, y así mismo considerando los puntos antes mencionados.

3.4.6.3. Cálculo del Margen Combinado.

Para el cálculo del Margen Combinado se hace imprescindible evaluar cuál es el crecimiento de proyectos MDL que posee el país y cuál será el crecimiento de éstos a corto plazo. Por lo que se hace necesario en este punto estudiar a cerca de la matriz energética implementada en el país.

3.4.6.4. Matriz Energética en el Ecuador

La matriz energética pretende dar una idea global de los diferentes escenarios en los que el país debe proyectarse para alcanzar sus objetivos planteados para el año 2020.

El proyecto que presenta el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable pretende pasar la generación hidroeléctrica a un escenario futuro del 80% que estaría complementado por un 10% de energía renovable.

3.4.6.5. Resultados esperados por la Matriz Energética del Ecuador al año 2020

“La participación del petróleo en la oferta energética se reducirá en 10 puntos porcentuales (de 92% a 82%), en favor de las fuentes de energía renovable,

que se incrementarán de 9 a 24 millones de BEP. La producción de electricidad se duplicará de 13.3 a 26.4 miles de GWh.

El balance comercial energético subirá en este caso a más de USD 5.000 millones, en razón de que ya no exportaríamos petróleo crudo sino que, luego de satisfacer la demanda interna, venderíamos derivados del petróleo por alrededor de 86 millones de BEP.

Las fuentes de energía primaria mediante un proceso de transformación se convierten en fuentes secundarias. Las fuentes de energía primaria son los recursos existentes en la naturaleza de los que se puede obtener energía utilizable para las actividades humanas. Las fuentes no renovables están asociadas a períodos de formación de muy largo plazo (millones de años), mientras que las fuentes renovables a períodos de formación de corto plazo y continuos.

La generación de energía eléctrica pasaría de un 43% de hidroelectricidad a un escenario futuro de 80%, que estaría complementado por un 10% de energía renovable.”²⁸

3.5. Escenarios para el cálculo del factor de emisiones de CO₂

3.5.1. Introducción

Lo que se pretende es crear los posibles escenarios que se darán hasta el año 2020 con el factor de emisiones. Los escenarios que son planteados son el escenario tendencial, en cual se realiza la proyección asumiendo que la generación térmica aumenta y la generación hidráulica no aumenta. El otro posible escenario es el llamado escenario seleccionado, el mismo que tiene en cuenta la disminución de la energía térmica, debido al ingreso de nuevas centrales de generación, las mismas que son consideradas como energías renovables.

²⁸ Tomado de la Matriz Energética del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable

También se considerará un escenario alternativo, el cual tiene como base el seleccionado pero restringiendo el ingreso de Coca Codo Sinclair.

3.5.2. Escenario Tendencial del factor de emisión de CO₂

Para la creación del escenario tendencial se tiene que realizar la proyección de energía bruta, así como también la proyección de combustibles que son utilizados por las centrales térmicas conectas al S.N.I., teniendo en cuenta que para este escenario las centrales de generación térmica van aumentar anualmente y no va existir aumento de energía hidráulica.

Para realizar la proyección se debe considerar los datos históricos mencionados en la Tabla 3.2 y Tabla 3.4 a través de la Ecuación 3.13, la misma que es la ecuación de regresión lineal.

$$D_n = D_o * (1 + r)^n$$

Ecuación 3.13

Dónde:

D_n = Valor proyectado

D_o = Valor actual

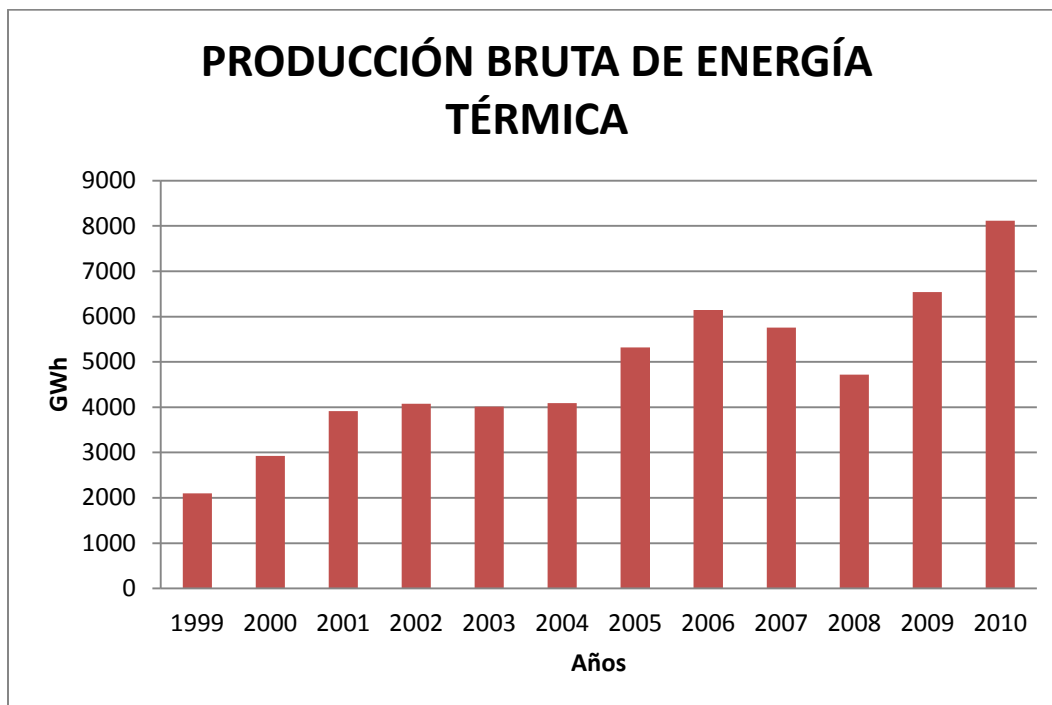
r = Tasa de variación

n = El número de años

El valor de la tasa de variación se considera anualmente, así como también la proyección es anual. Para poder realizar la proyección se debe conocer la tasa de variación anual de la energía térmica, esta variación se muestra en la Tabla 3.7.

Año	E [GWh]	% De variación
1999	2099,45	
2000	2925,31	-8,2586
2001	3913,08	9,8777
2002	4073,82	1,6074
2003	4010,58	-0,6324
2004	4091,67	0,8109
2005	5320,40	12,2873
2006	6142,53	8,2213
2007	5758,07	-3,8446
2008	4722,45	-10,3562
2009	6538,97	18,1652
2010	8116,34	15,7737
		% de Crecimiento
Total	57712,67	0,09

Tabla 3.7: Datos históricos y porcentaje de variación anual.
Fuente: Informe anuales emitidos por el CENACE

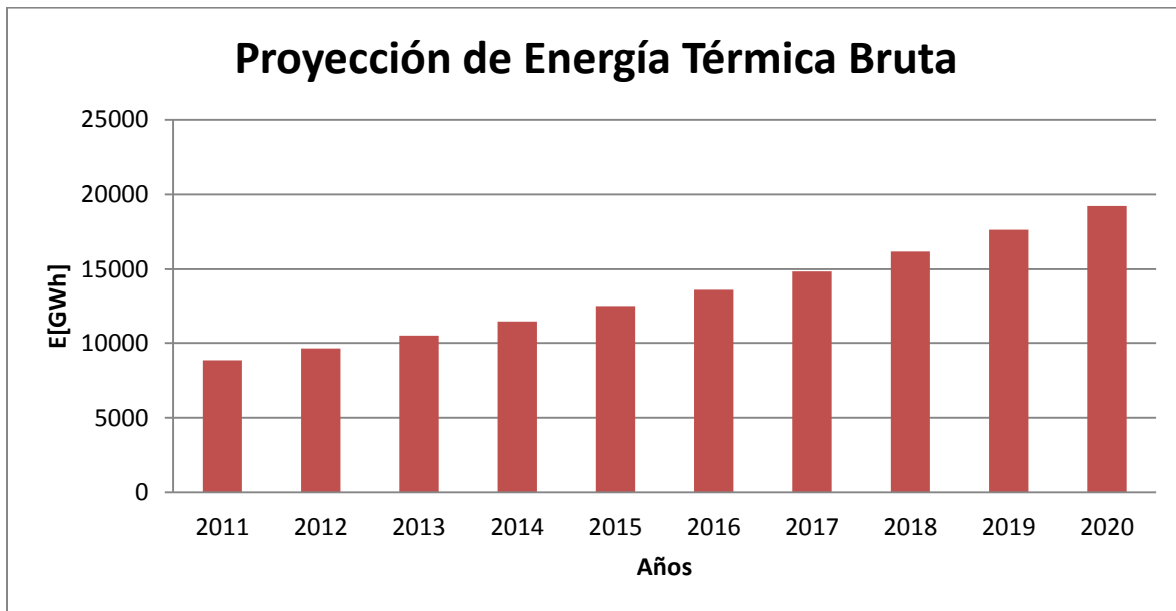


Gráfica 3.4: Consumo de Energía bruta históricos del país
Fuente: Elaboración propia

Los datos obtenidos de la proyección de energía bruta o energía en bornes de generación se muestran en la Tabla 3.8.

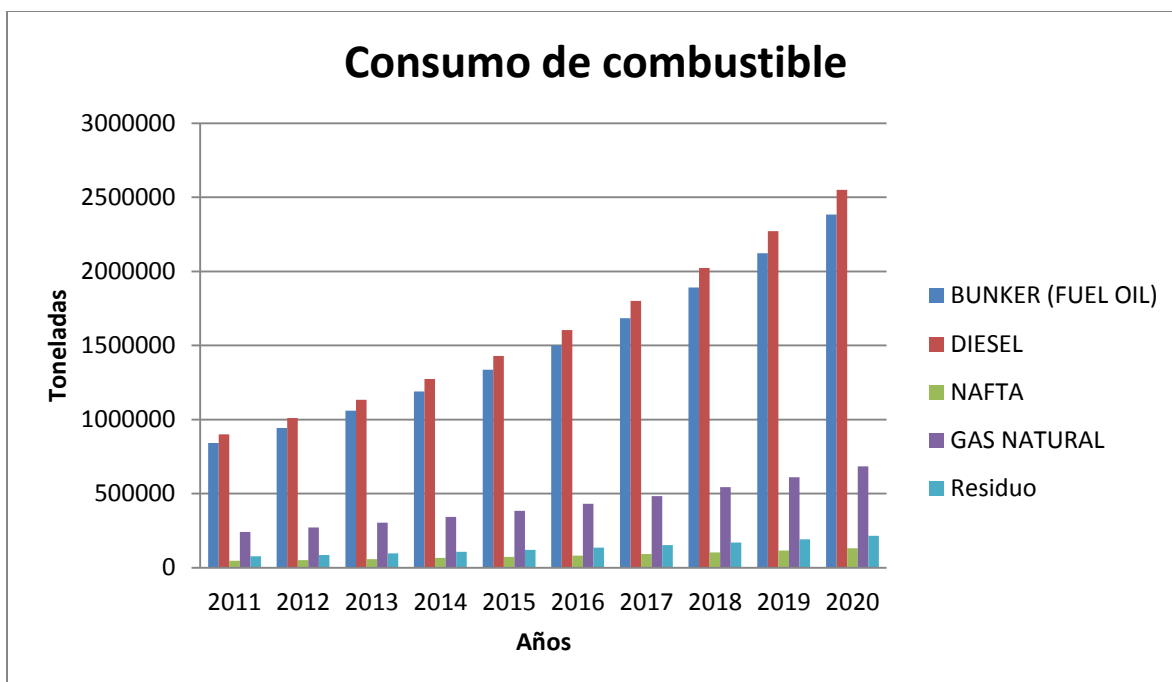
Año	E[GWh]
2011	8846,8106
2012	9643,023554
2013	10510,89567
2014	11456,87628
2015	12487,99515
2016	13611,91471
2017	14836,98704
2018	16172,31587
2019	17627,8243
2020	19214,32849

Tabla 3.8: Proyección de la energía Térmica Bruta del país hasta el año 2020.
Fuente: Elaboración propia



Gráfica 3.5: Proyección de la energía Térmica Bruta del país hasta el año 2020.
Fuente: Elaboración propia

De la misma manera proyectamos el combustible año a año que será utilizado para producir la energía hasta el año 2020, y se presenta en la Gráfica 3.6:



Gráfica 3.6: Proyección del consumo combustible hasta el año 2020.
Fuente: Elaboración propia

Para la proyección del combustible se considera el mismo crecimiento de la energía, es decir, que el combustible aumenta en el mismo porcentaje que la energía producida. Para el caso del escenario tendencial, en el ANEXO IV se puede observar los valores exactos obtenidos de la proyección hasta el año 2020 así como los diferentes combustibles que son utilizados.

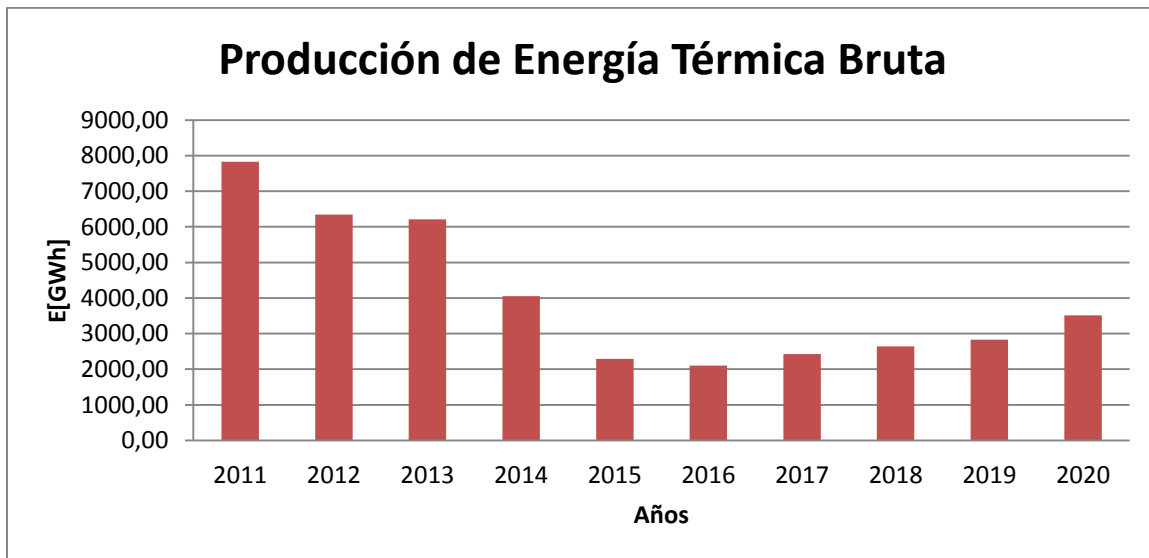
3.5.3. Escenario seleccionado para el factor de emisiones de CO₂

Para la creación del escenario seleccionado se tiene que realizar la proyección de energía bruta, así como también la proyección de combustibles que son utilizados por las centrales térmicas conectas S.N.I., teniendo en cuenta que para este escenario las centrales de generación térmica van a disminuir debido al ingreso de centrales de generación limpia o energía renovable como lo es Coca Codo Sinclair, de esta manera se pretende reducir la emisión de GEI. Para realizar la proyección se debe considerar los datos mencionados en la Matriz Energética del Ecuador.

El valor de la tasa de variación se considera anualmente, así como también la proyección es anual. Para poder realizar la proyección se debe conocer la tasa de variación anual de la energía térmica, esta variación se muestra en la Tabla 3.9.

Año	E[GWh]	E[MWh]
2011	7830,00	7830000
2012	6345,00	6345000
2013	6210,00	6210000
2014	4050,00	4050000
2015	2295,00	2295000
2016	2106,00	2106000
2017	2427,30	2427300
2018	2646,00	2646000
2019	2835,00	2835000
2020	3510,00	3510000

Tabla 3.9: Proyección de la energía bruta para el escenario seleccionado hasta el año 2020
Fuente: Elaboración propia

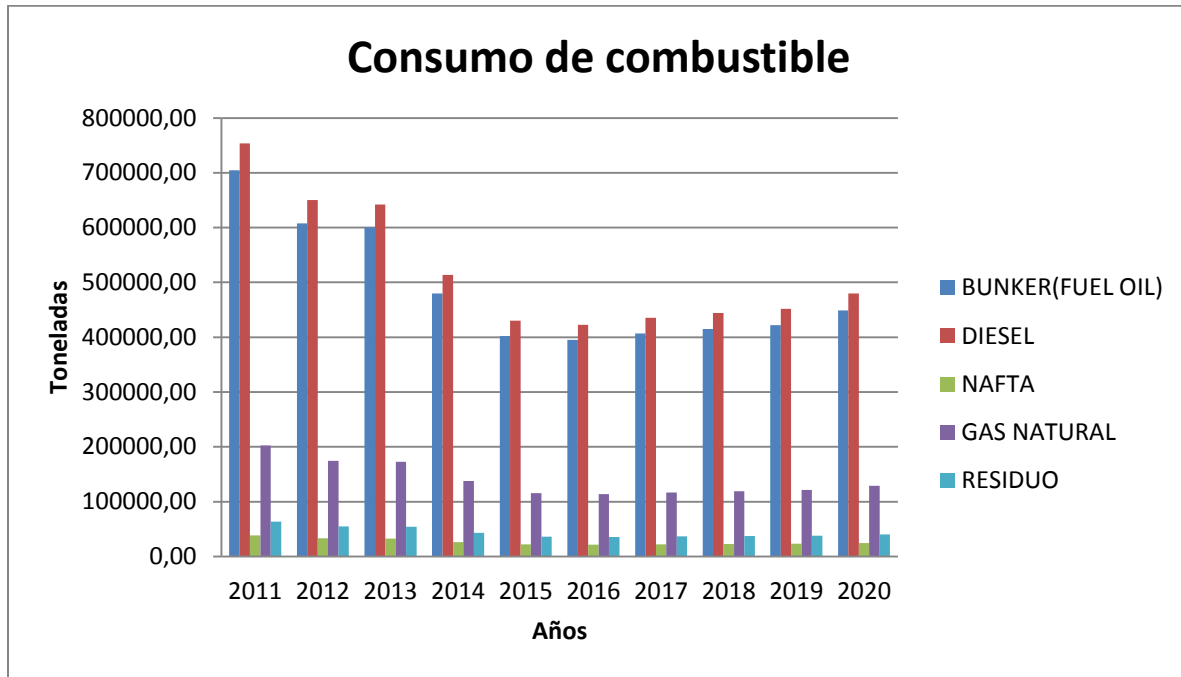


Gráfica 3.7: Proyección de la energía bruta para el escenario seleccionado hasta el año 2020
Fuente: Elaboración propia

Como se observa en la Gráfica 3.7 para el año 2020 aumentara la producción de la energía térmica en el país debido al crecimiento de la demanda o por posibles estiajes y no existen proyectos hidroeléctricos para la fecha²⁹.

²⁹ Tomado del Plan Maestro de Electrificación 2009-2020 CONELEC

De la misma manera que el caso del escenario tendencial el consumo de combustibles está ligado a la producción de energía bruta. En la Gráfica 3.8 se observa los combustibles proyectados según el escenario seleccionado.



Gráfica 3.8: Proyección del consumo combustible hasta el año 2020.
Fuente: Elaboración propia

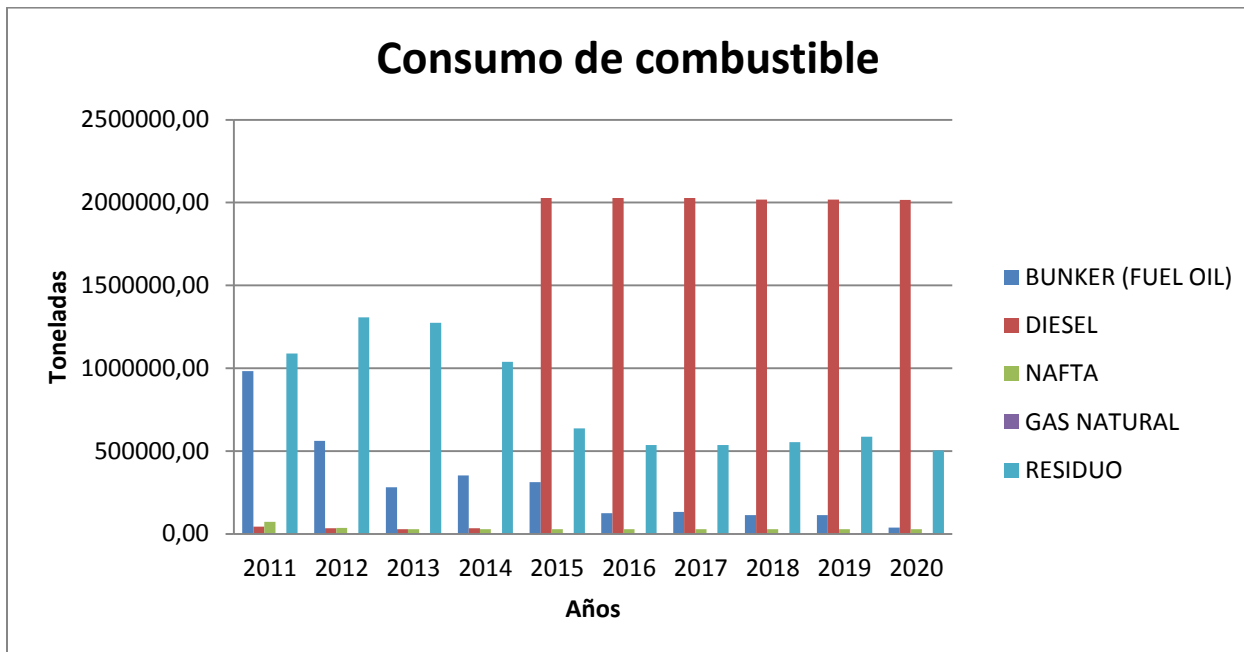
3.6. Escenario alternativo restringiendo el ingreso de Coca Codo Sinclair

En este escenario se considera que no ingresa la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair, la misma que tiene una potencia de 1500 MW. Coca Codo Sinclair es un proyecto ecológicamente limpio debido a que es una central a filo de río.³⁰

Coca Codo Sinclair contribuye en forma significativa a la reducción de emisiones de carbono no solo por la producción de energía hidroeléctrica, sino por la posibilidad de incorporar el consumo de esa energía para usos domésticos como cocción de alimentos, calentamiento de agua y en el transporte, que actualmente utilizan combustibles derivados del petróleo.

³⁰ www.cocasinclair.com

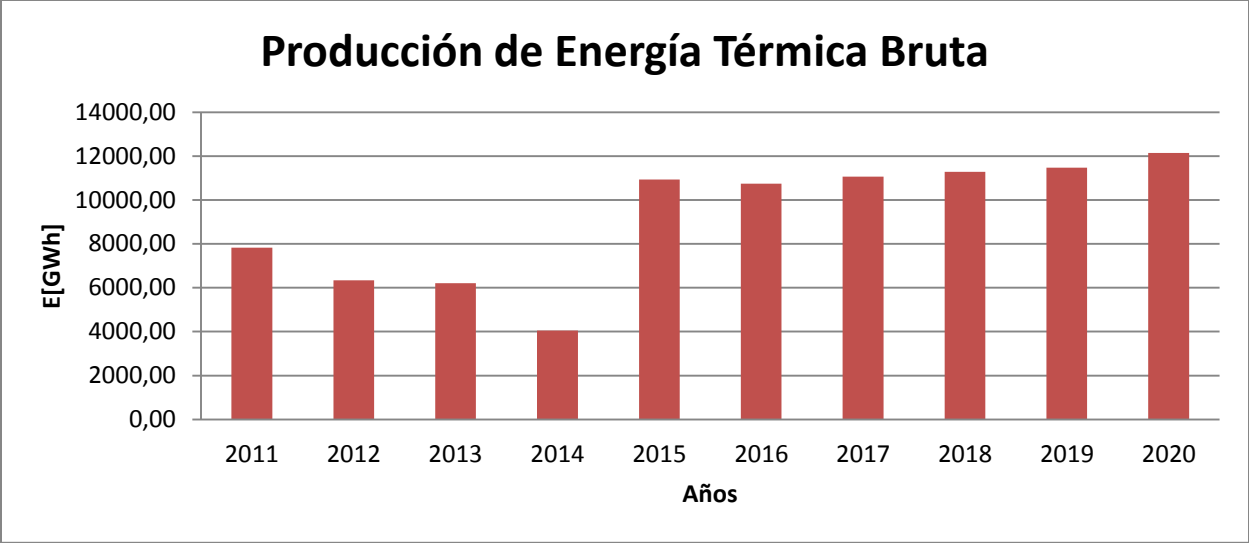
Coca Codo Sinclair aportara al S.N.I. con una energía de 8631GWh año, con lo que se puede cubrir la demanda con mayor cantidad de energía renovable. En el caso de que la central no entrara a funcionar el factor de emisiones aumentaría, partiendo de que el uso de termoeléctricas sería la solución para este problema. El consumo de combustible que requeriría el país para suplir la demanda es de 600 millones de galones³¹; los datos de combustibles proyectados son bajo dos suposiciones. En la Gráfica 3.9 suposición uno se considera consumo extra de diesel.



Gráfica 3.9: Proyección del consumo de combustible hasta el año 2020
Fuente: Elaboración propia

En la Gráfica 3.10 se observa la proyección de la energía para el escenario en cuestión.

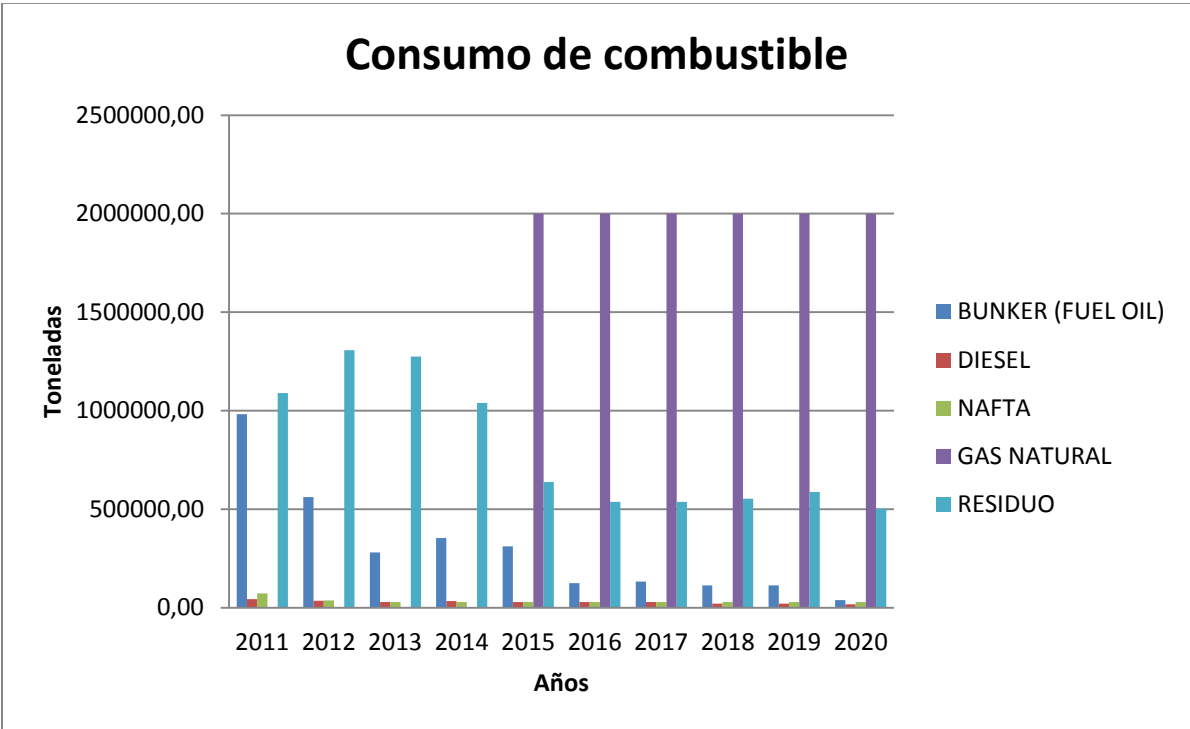
³¹ www.cocasinclair.com, 2010



Gráfica 3.10: Proyección de la energía bruta para el escenario alternativo hasta el año 2020

Fuente: Elaboración propia

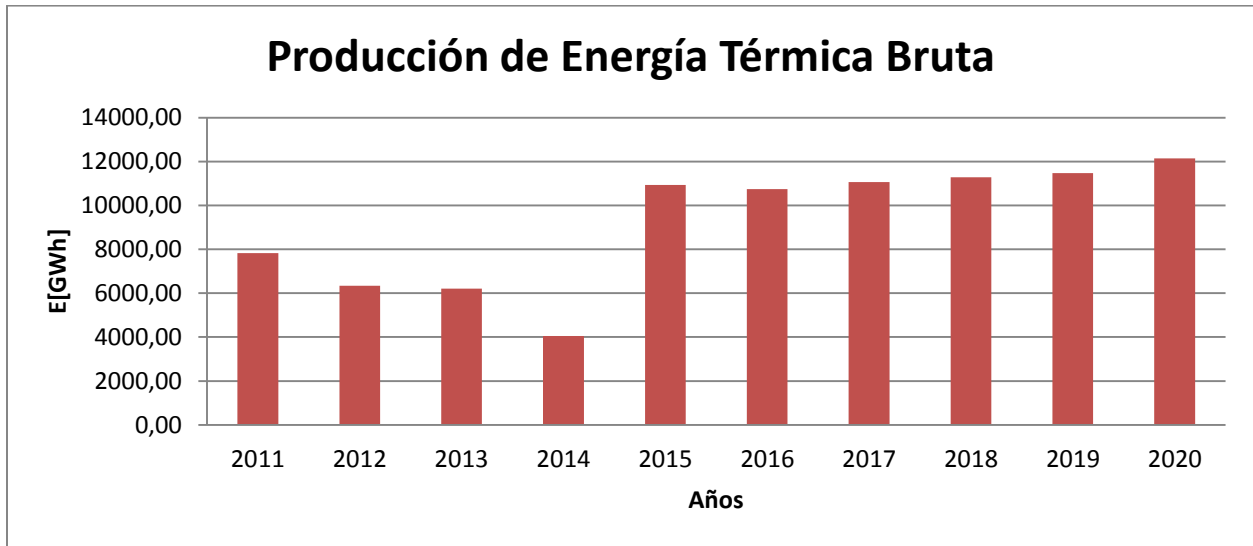
Para la suposición dos se muestran en la Gráfica 3.11 la proyección de combustibles considerando un consumo extra de gas natural.



Gráfica 3.11: Proyección del consumo de combustible hasta el año 2020

Fuente: Elaboración propia

En la Gráfica 3. 12 se observa la proyección de la energía para el escenario en cuestión.



Gráfica 3. 12: Proyección de la energía bruta para el escenario alternativo hasta el año 2020
Fuente: Elaboración propia

3.7. Algoritmo utilizado para el cálculo del factor de emisión

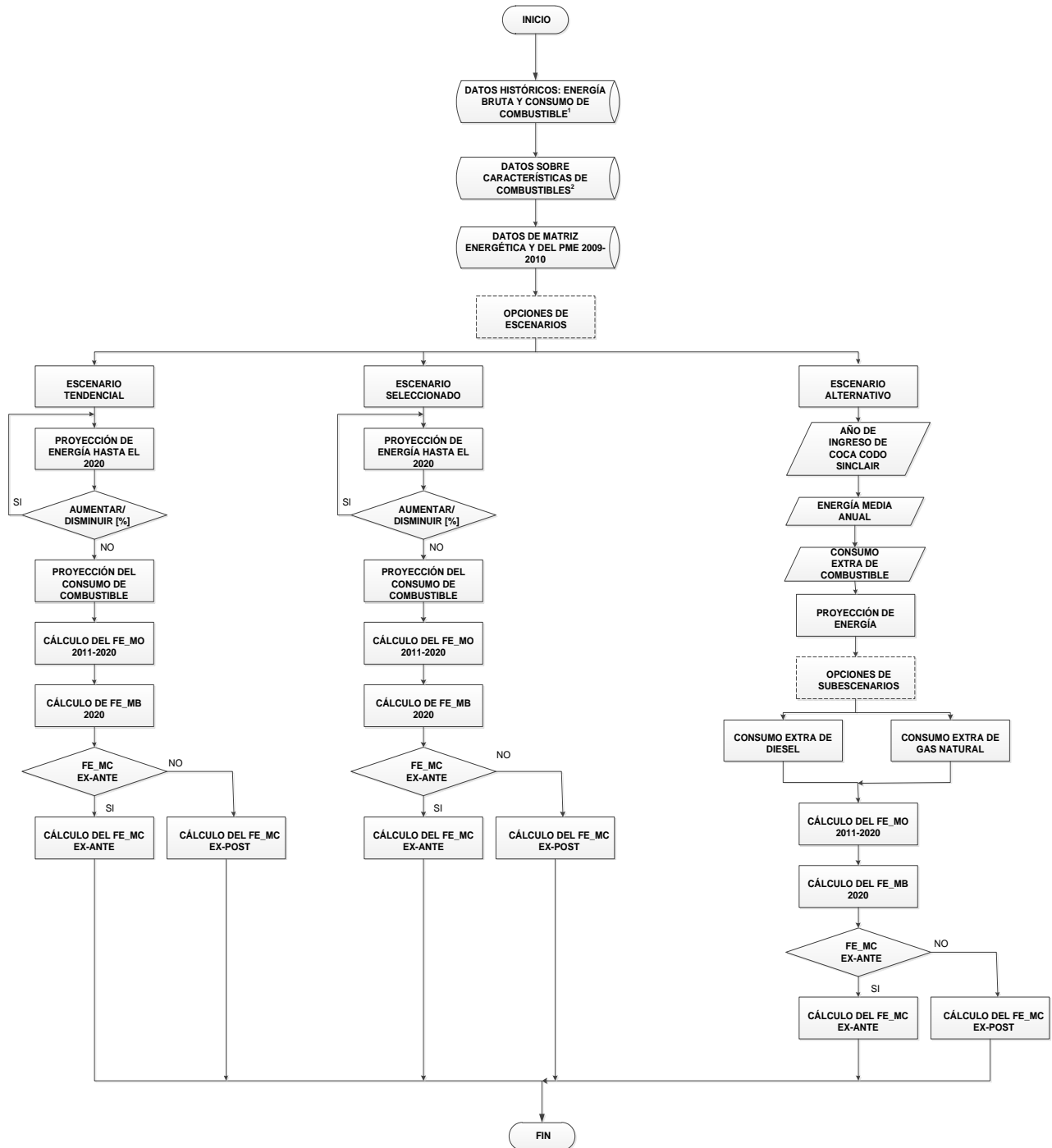


Figura 3.3: Diagrama de flujo
Fuente: Elaboración propia

¹ Hace referencia a la Energía bruta anual de las centrales Térmicas.

² Datos como densidad, valor calorífico neto y factor de emisión.

CAPITULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL FACTOR DE EMISIÓN DEL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO

4.1. Introducción

En este capítulo se realiza el análisis de los datos obtenidos para el periodo de estudio (2011-2020).

En el presente estudio para el margen de operación se ha establecido la utilización del Margen de Operación Promedio. El FE de CO₂ del margen combinado y margen de construcción se calcula solo para el último año debido a las características mencionadas en la descripción de la metodología ACM0002.

4.2. Factor de emisión de CO₂ anual para el escenario tendencial

Como se mencionó anteriormente en el presente escenario tanto la energía generada como el consumo de combustible aumenta anualmente.

4.2.1. Margen de operación promedio

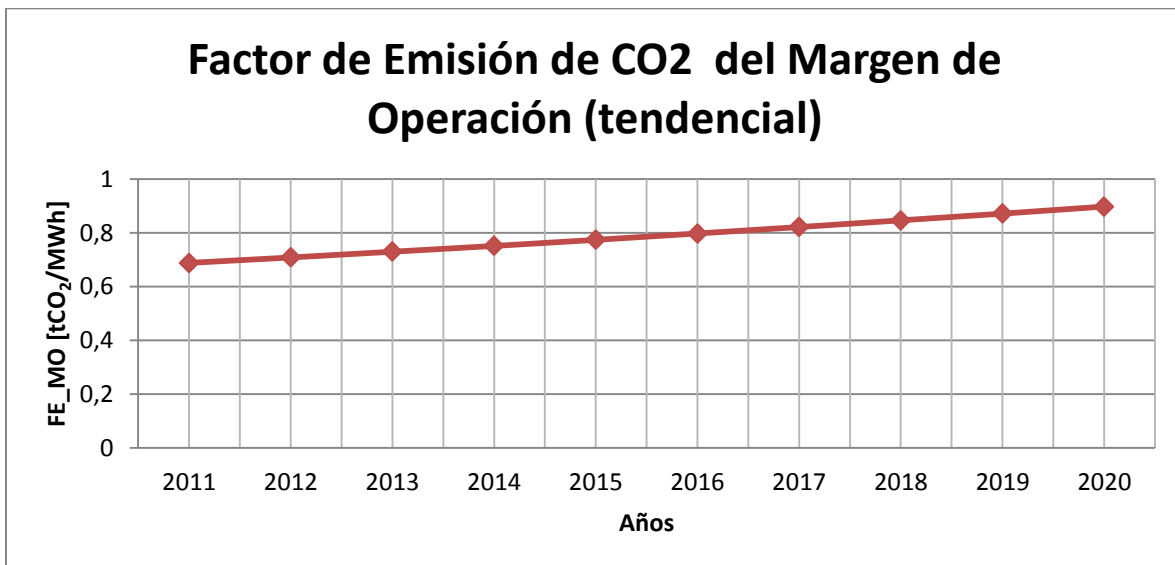
Mediante el programa realizado se calculó el factor de emisiones de CO₂ del margen de operación promedio para el escenario en cuestión utilizando la Ecuación 3.5, cuyos resultados se observan en la Tabla 4.1.

Año	FE_MO [tCO ₂ /MWh]
2011	0,687697326
2012	0,708328246
2013	0,729578094
2014	0,751465436
2015	0,774009399
2016	0,797229681
2017	0,821146572
2018	0,845780969
2019	0,871154398
2020	0,897289030
Promedio	0,788367915

Tabla 4.1: Factor de emisión del margen de operación
Fuente: Elaboración propia

En dicho escenario el factor de emisión tiende a aumentar debido a que se considera un aumento en la generación térmica. El incremento de la energía se consideró en un 9% anual, el mismo que se obtiene de un promedio del crecimiento histórico.

En la Gráfica 4.1 se puede observar el crecimiento año a año.



Gráfica 4.1: Tendencia del factor de emisión
Fuente: Elaboración propia

Dentro de los resultados se puede evidenciar que la centrales hidráulicas no aumentan por lo que la demanda es suplida con energía térmica, por lo tanto el factor de emisión aumenta.

4.2.2. Margen de construcción

Para el cálculo del factor de emisión del margen de construcción se debe considerar el ingreso de las últimas cinco centrales térmicas construidas tomando como referencia el último año de análisis para este caso 2020. En la Tabla 4.2 se muestran las centrales térmicas que entraran a funcionar con su respectivo consumo de combustible hasta el 2020, con lo que se pretende suplir la demanda de energía del país³².

Año de entrada	Mes de entrada	Proyecto	Empresa	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Consumo de combustible		Consumo de combustible		EF _{ELM,Y}
						Gas natural [pies ³]	Residuo [gal]	Gas natural [Ton]	Residuo [Ton]	
2012	Enero	Ciclo combinado 2		80	426,5		54657808,9		177916,6337	0,61321794
2012	Enero	Esmeraldas II	CELEC	144	1000		128154299,9		417155,0615	0,61321794
2012	Enero	Ciclo combinado 1		87	800,7		102613147,9		334016,0577	0,61321794
2012	Junio	TG natural 1		100	700,5	15420209		323,1240021		0,001162416
2012	Julio	Shushufindi	CELEC	135	800		102523439,9		333724,0492	0,61321794

Tabla 4.2: Cinco últimas centrales térmicas
Fuente: Plan Maestro de Electrificación 09-20

³² Plan Maestro de Electrificación 09-20

Con los datos de la Tabla 4.2 se realiza el cálculo de factor de emisión mediante la Ecuación 3.11.

$$FE_{MB_y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} * EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}}$$

El resultado del cálculo se presenta en la Tabla 4.3:

Año	FE_MB [tCO ₂ /MWh]
2020	0,498202007

Tabla 4.3: Resultados del margen de construcción
Fuente: Elaboración propia

4.2.3. Margen combinado

Como se mencionó anteriormente el factor de emisión del margen combinado puede ser de dos maneras:

- Opción EX-ANTE: corresponde al promedio ponderado para un período de los 3 últimos años basado en los datos más recientes disponibles.
- Opción EX-POST: corresponde al factor de emisión del último año de análisis.

Para ello se requiere de los siguientes datos calculados anteriormente:

Año	FE_MO
2018	0,845780969
2019	0,871154398
2020	0,897289030

Tabla 4.4: Factor de emisión del margen de operación
Fuente: Elaboración propia

Año	FE_MB
2020	0,498202007

Tabla 4.5: Factor de emisión del margen de construcción
Fuente: Elaboración propia

El cálculo se realiza mediante la Ecuación 3.12 considerando que $w_{MO} = 0,5$ y $w_{MB} = 0,5$.

$$FE_{MC_y} = FE_{MO_y} * W_{MO} + FE_{MB_y} * W_{MB}$$

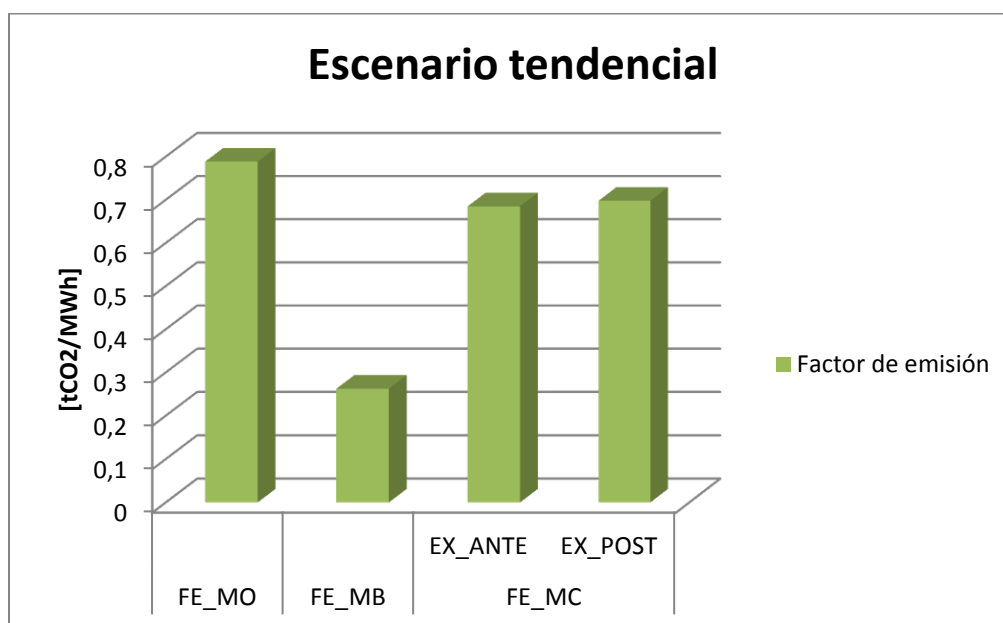
Por lo tanto para las dos opciones del resultado del cálculo se presenta en la Tabla 4.6.

FE_MC [tCO ₂ /MWh]		
Año	EX_ANTE	EX_POST
2020	0,6848051	0,6977455

Tabla 4.6: Resultados del margen combinado
Fuente: Elaboración propia

4.2.4. Comparación de los resultados obtenidos

De acuerdo a los resultados obtenidos en las secciones anteriores, se puede observar la Gráfica 4.2 donde se encuentran los valores del factor de emisión



Gráfica 4.2: Resultados obtenidos
Fuente: Elaboración propia

Como se observa en la Gráfica 4.2 se puede observar los valores del FE_MC EX_ANTE y el FE_MC EX_POST no varían mucho debido a los valores parecidos del FE_MO en los últimos 3 años.

El margen de construcción es menor como se puede observar debido a que solamente se consideran las últimas cinco centrales térmicas, y por lo tanto la energía que se considera para este margen es menor.

4.3. Factor de emisión de CO₂ anual para el escenario seleccionado

Este escenario es basado en la matriz energética del país, y es el escenario para el cual el país trabaja, analiza e implementa proyectos con fuentes de energía renovables, entre las cuales se destacan las hidroeléctricas.

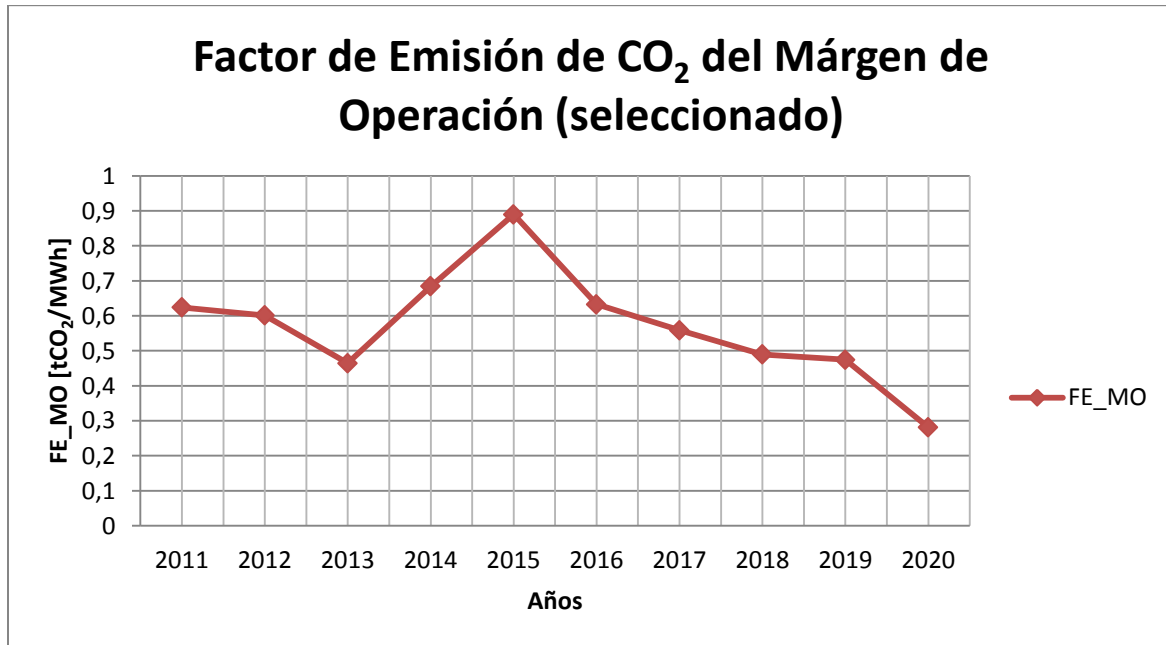
4.3.1. Margen de operación promedio

Mediante el programa realizado, se calculó el factor de emisión del margen de operación promedio teniendo en cuenta los datos de la matriz energética y utilizando la Ecuación 3.5, cuyos resultados se observan en la Tabla 4.7.

Año	FE_MO [tCO ₂ /MWh]
2011	0,624255176
2012	0,601212638
2013	0,464625754
2014	0,684625618
2015	0,889753008
2016	0,632763329
2017	0,558639407
2018	0,489690517
2019	0,47443872
2020	0,281170925
Promedio	0,570117509

Tabla 4.7: Factor de emisión del margen de operación
Fuente: Elaboración propia

En dicho escenario el factor de emisión tiende a disminuir esto debido a que el funcionamiento de centrales térmicas se restringe y la demanda eléctrica es suplida en base a centrales de energía renovable: hidráulica, eólica, geotérmica. En la Gráfica 4.3 se observa el comportamiento anual del factor de emisiones.



Gráfica 4.3: Tendencia del factor de emisión
Fuente: Elaboración propia

Como se observa en la Gráfica 4.3 el factor de emisiones aumenta en el año 2015, debido a un retraso en el ingreso de la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair este retraso está considerado en la matriz energética del país, por lo que para suplir la demanda existe el ingreso de cinco centrales térmicas las mismas que se muestran en la Tabla 4.2. A partir del año 2016 el factor de emisión tiende a disminuir debido al ingreso de Coca Codo Sinclair.

4.3.2. Margen de construcción

Para el cálculo del factor de emisiones del margen de construcción se consideran las últimas cinco centrales que ingresan a funcionar, las mismas que se muestran en la Tabla 4.2 y mediante la Ecuación 3.11 se calcula el factor de emisión.

$$FE_{MB}_y = \frac{\sum_m EG_{m,y} * EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}}$$

El resultado del cálculo se presenta en la Tabla 4.8:

Año	FE_MB
2020	0,262211583

Tabla 4.8: Factor de emisión del margen de construcción
Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar en la Tabla 4.8 el factor de emisión para el año 2020 es aún más bajo que el factor de emisión del margen de construcción del escenario tendencial (Tabla 4.3), esto se debe al ingreso de centrales de energías renovables (Ver ANEXO III).

4.3.3. Margen combinado

Una vez que se ha obtenido el margen de operación promedio y el margen de construcción del S.N.I., se procede a calcular el factor de emisión del margen combinado mediante la Ecuación 3.12, así mismo con las condiciones EX_ANTE y EX_POST.

$$FE_{MC}_y = FE_{MO}_y * W_{MO} + FE_{MB}_y * W_{MB}$$

Año	FE_MO
2018	0,489690517
2019	0,47443872
2020	0,281170925

Tabla 4.9: Factores de emisión del margen de operación
Fuente: Elaboración propia

Año	FE_MB
2020	0,262211583

Tabla 4.10: Factor de emisión del margen de construcción
Fuente: Elaboración propia

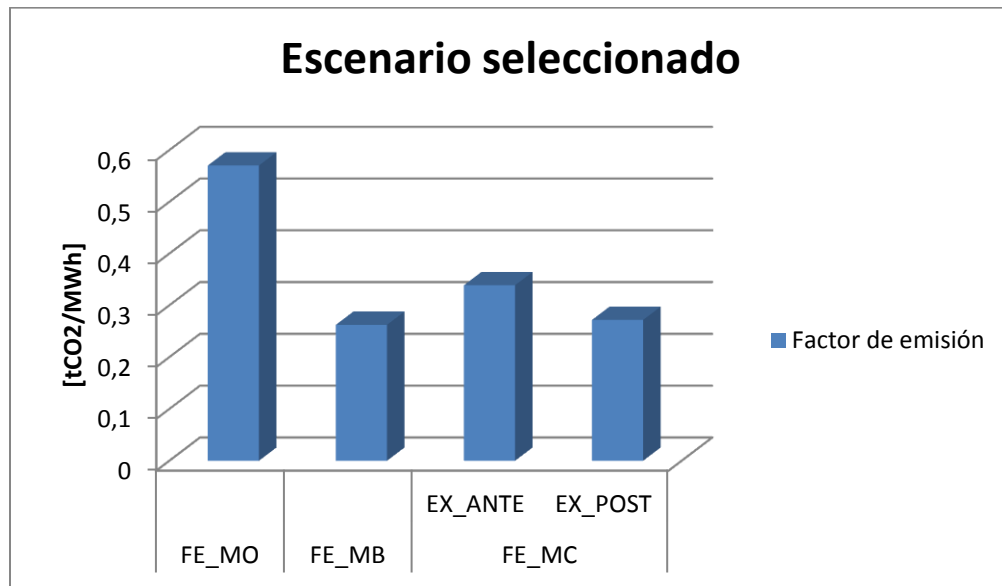
Para las dos opciones del resultado del cálculo se presenta en la Tabla 4.11.

FE_MC [tCO ₂ /MWh]		
Año	EX_ANTE	EX_POST
2020	0,3386558	0,2716913

Tabla 4.11: Resultados del margen combinado
Fuente: Elaboración propia

4.3.4. Comparación de los resultados obtenidos

De acuerdo con los datos obtenidos se realiza una comparación que se muestra en la Gráfica 4.4.



Gráfica 4.4: Resultados obtenidos
Fuente: Elaboración propia

Como se observa en la Gráfica 4.4 la diferencia de valores del FE_MC EX_ANTE y FE_MC EX_POST es más notoria debido a que en el presente escenario existe mayor variabilidad en la generación y el consumo de combustible. Así mismo el FE_MC es menor que el del escenario tendencial debido a la reducción en la operación de Centrales Térmicas.

4.4. Factor de emisión de CO₂ anual para el escenario alternativo (restringiendo el ingreso de Coca Codo Sinclair)

En el presente escenario se considerara que la demanda será suplida por el ingreso de centrales térmicas tomando dos consideraciones: la demanda es suplida por centrales térmicas a diesel debido a que ya existe la infraestructura necesaria para el tratamiento lo que haría más factible el uso de este combustible y la segunda consideración es que el combustible utilizado por las centrales térmicas es gas natural, esto debido a que el Ecuador posee gas natural en grandes cantidades con lo que se abaratarían costos y además posee menos contenido de carbono que el diesel.

4.4.1. Factor de emisión de CO₂ anual para el escenario alternativo (restringiendo el ingreso de Coca Codo Sinclair y consumo extra de diesel)

El presente escenario alternativo se basa en observar que sucedería con el factor de emisión sin el ingreso de la central Coca Codo Sinclair. Por lo tanto se propone la posible solución de suplir la demanda con Centrales Térmicas a diesel.

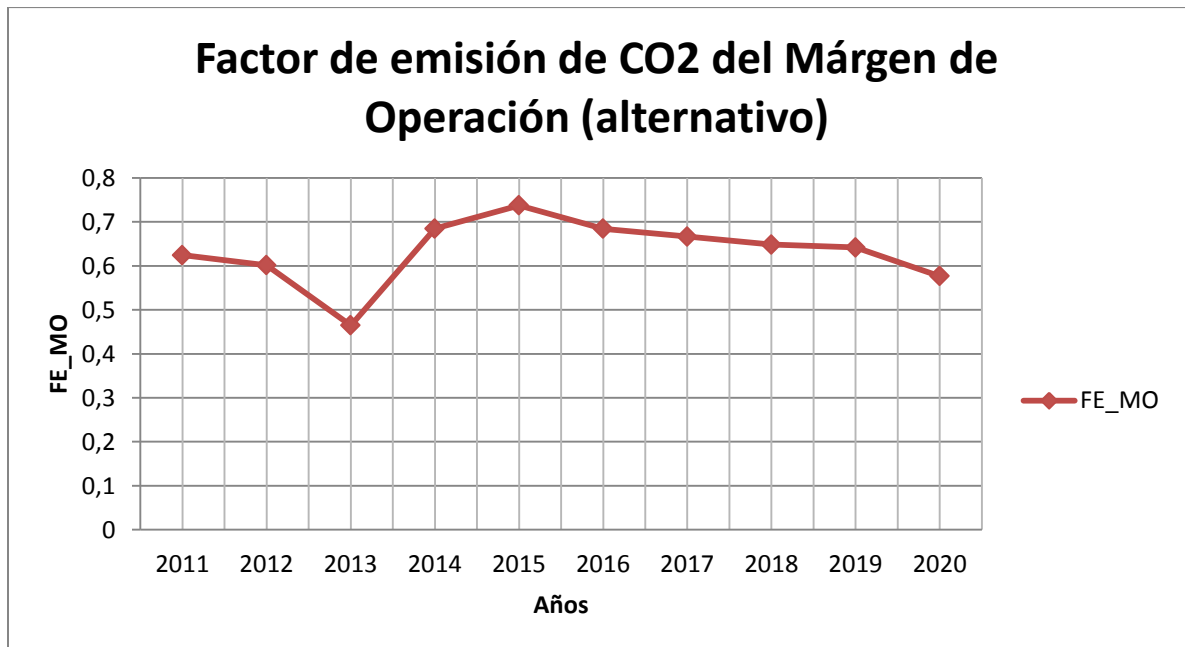
4.4.1.1. Margen de operación promedio

Para el caso de que se restringe el ingreso de Coca Codo Sinclair y asumiendo un consumo extra de diesel el factor de emisión anual se calcula utilizando la Ecuación 3.5 y se muestra en la Tabla 4.12.

Año	FE_MO
2011	0,624255176
2012	0,601212638
2013	0,464625754
2014	0,684625618
2015	0,737452677
2016	0,684364755
2017	0,666595248
2018	0,648323660
2019	0,641937779
2020	0,576751070
Promedio	0,633014438

Tabla 4.12: Resultados del margen de operación promedio
Fuente: Elaboración propia

En la Gráfica 4.5 se observa el comportamiento del factor de emisión



Gráfica 4.5: Tendencia del factor de emisión
Fuente: Elaboración propia

El margen de operación se incrementa a partir de año 2014, debido a que cerca de éste año se tiene la restricción del ingreso de la Central Hidroeléctrica de mayor capacidad, para luego estabilizarse en valores similares al escenario tendencial.

4.4.1.2. Margen de construcción

Se realizó utilizando la Ecuación 3.11 con las consideraciones necesarias y se obtuvo los resultados de la Tabla 4.13.

Año	FE_MB
2020	0,262211583

Tabla 4.13: Resultados del margen de construcción
Fuente: Elaboración propia

4.4.1.3. Margen combinado

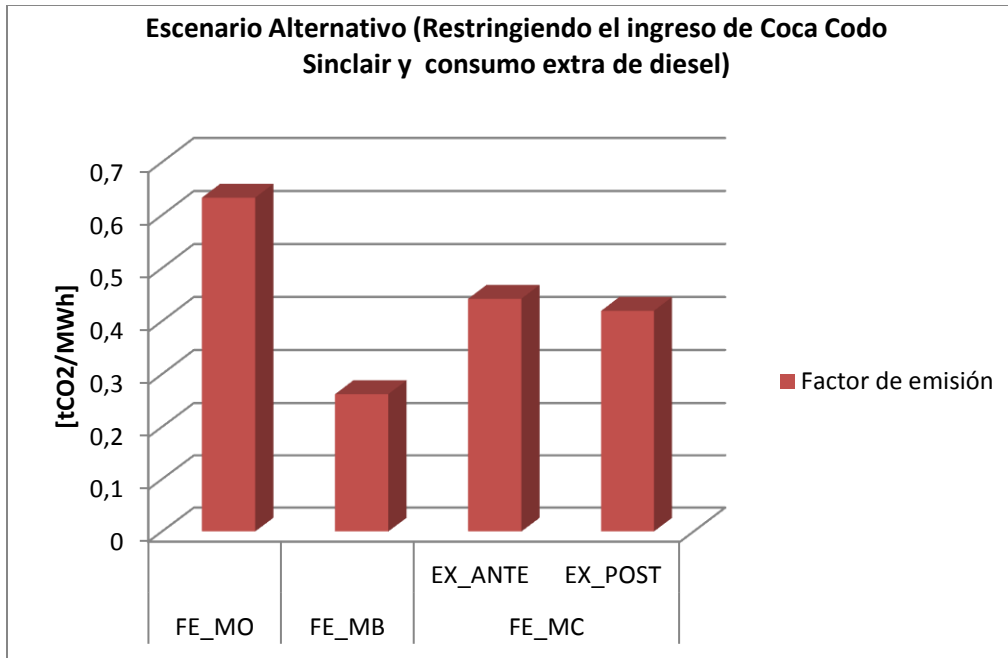
Se aplicó la Ecuación 3.12 y se obtuvo los resultados que se muestran en la Tabla 4.14; **Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

FE_MC [tCO ₂ /MWh]		
Año	EX_ANTE	EX_POST
2020	0,44227454	0,4194813

Tabla 4.14: Resultado del margen combinado
Fuente: Elaboración propia

4.4.1.4. Comparación de los resultados obtenidos

De acuerdo con los datos obtenidos se realiza una comparación que se muestra en la Gráfica 4.6.



Gráfica 4.6: Resultados obtenidos
Fuente: Elaboración propia

En la Gráfica 4.6 se puede observar que los valores del FE_MC son mayores que los del escenario seleccionado, debido a que a partir del año 2015 la demanda de energía no puede ser abastecida por las centrales existentes, entonces es necesario el ingreso de nuevas centrales térmicas con lo que el consumo de combustible aumentara creciendo de esta manera el factor de emisión.

4.4.2. Factor de emisión de CO₂ anual para el escenario alternativo (restringiendo el ingreso de Coca Codo Sinclair y consumo extra de gas natural)

En el presente escenario se propone la posible solución de suplir la demanda con Centrales Térmicas a gas natural.

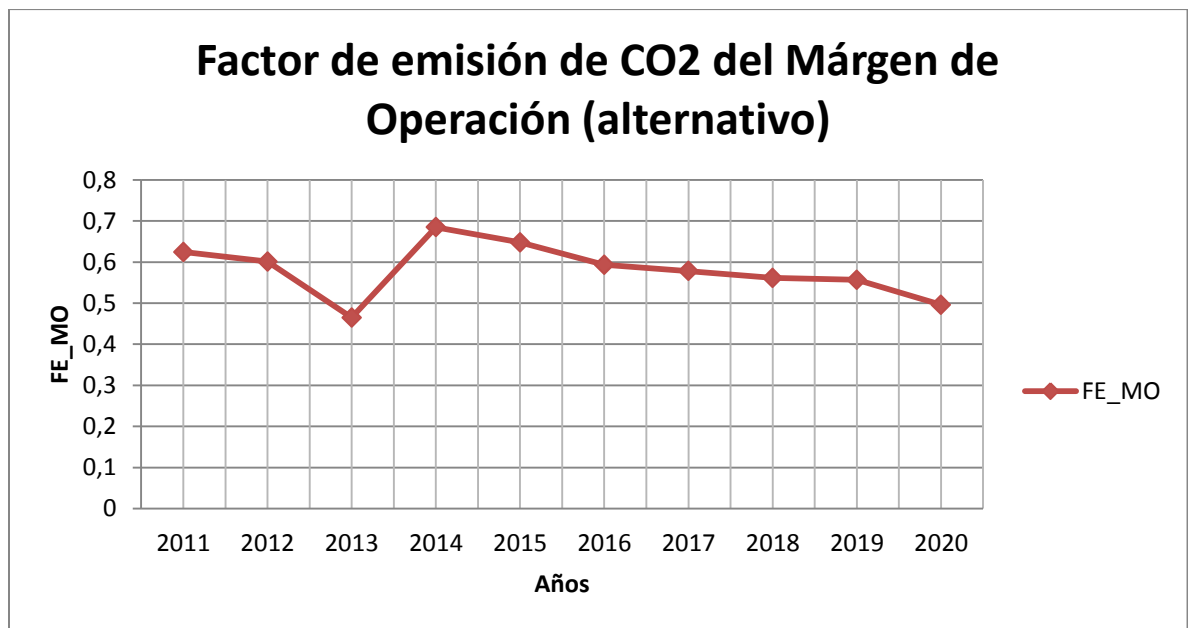
4.4.2.1. Margen de operación

El factor de emisión anual del presente escenario se calculó mediante la Ecuación 3.5 y se muestra en la Tabla 4.15.

Año	FE_MO
2011	0,624255176
2012	0,601212638
2013	0,464625754
2014	0,684625618
2015	0,647826538
2016	0,593160955
2017	0,578041384
2018	0,561487160
2019	0,556532651
2020	0,496094189
Promedio	0,580786206

Tabla 4.15: Resultados del margen de operación promedio
Fuente: Elaboración propia

En la Gráfica 4.7 se observa la tendencia del factor de emisión.



Gráfica 4.7: Tendencia del factor de emisión
Fuente: Elaboración propia

4.4.2.2. Margen de construcción

Se realizó utilizando la Ecuación 3.11 con las consideraciones necesarias y se obtuvo los resultados de la Tabla 4.16.

Año	FE_MB
2020	0,262211583

Tabla 4.16: Resultados del margen de construcción
Fuente: Elaboración propia

4.4.2.3. Margen combinado

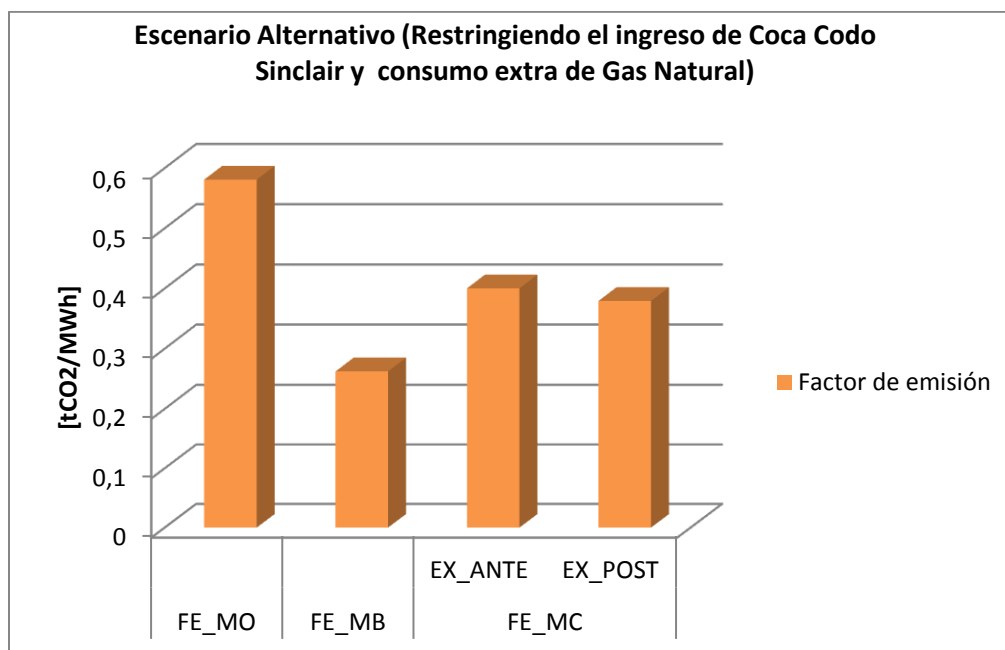
Se aplicó la Ecuación 3.12 y se obtuvo los resultados que se muestran en la Tabla 4.17.

FE_MC [tCO ₂ /MWh]		
Año	EX_ANTE	EX_POST
2020	0,40012479	0,37015289

Tabla 4.17: Resultados del margen combinado
Fuente: Elaboración propia

4.4.2.4. Comparación de los resultados obtenidos

De acuerdo con los datos obtenidos se realiza una comparación que se muestra en la Gráfica 4.8.



Gráfica 4.8: Resultados obtenidos
Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar el FE_MC es menor que el escenario tendencial debido a que para este, se considera un incremento del 9% anual en consumo

Comparando los resultados obtenidos en el escenario alternativo, considerando las dos variantes se observa que el factor de emisión con consumo extra de gas natural es menor que el de consumo extra de diesel, debido a que el gas natural posee menor contenido de carbono.

CAPITULO V

5.1. Conclusiones

El dióxido de carbono es producido por los seres vivos por lo que, en pequeñas cantidades no se considera un gas de efecto invernadero (GEI), pero en las grandes cantidades producidas diariamente por la actividad humana, si lo es. Por ejemplo, la combustión de los derivados del petróleo en el transporte, industria y generación eléctrica.

Cada vez, es más evidente la dependencia de la electricidad para el desarrollo sustentable del país, por lo que es necesario la creación de nuevas centrales eléctricas que generen energía limpia, es decir usando fuentes no convencionales para evitar la emisión de GEI y ayudar a la conservación del planeta.

En la reunión que se llevará a cabo próximamente en Cancún – México, y en caso de no ratificar el acuerdo del protocolo de Kyoto que termina en este año 2012, existe una gran infraestructura de mercado ya establecida, la cual facilitará la realización de nuevos convenios de comercialización como existe en el mercado europeo.

Con el fin de aprovechar las fuentes de energía renovable adicionales y que ingresan a los proyectos del sector eléctrico (en especial a los de pequeña escala) mediante el MDL, es necesario que el sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) cuente con un valor de factor de emisión de CO₂ de la red eléctrica nacional oficial, ya que el financiamiento por medio del MDL incrementa los índices financieros de los proyectos debido a los ingresos generados por la venta de los certificados de reducción de

emisiones (CER's); Siendo para algunos proyectos la única fuente de ingreso para la ejecución y/o sostenibilidad financiera del mismo.

El propósito del MDL según lo establecido por el Protocolo de Kyoto es ayudar a los países con economías en transición y en desarrollo a lograr un crecimiento sustentable y contribuir al objetivo de reducir las emisiones de GEI, así como ayudar a los países desarrollados a dar cumplimiento a los compromisos del acuerdo a través de inversión y tecnología con alta eficiencia energética.

En cualquier sistema, la posibilidad de contar con una herramienta que pueda analizar los factores de emisión de CO₂ del S.N.I., mediante el despacho anual de los recursos disponibles del sistema eléctrico nacional, permite al sector sistematizar el proceso de verificación y validación para el ciclo MDL de los proyectos del sector eléctrico con lo que se optimiza los recursos de tiempo y economía en el proceso de certificar los CER's; los cuales son adjudicados por las validadoras de la ONU.

En cuanto a la metodología utilizada para la determinación del factor de emisión de CO₂ dada por la Convención Macro de la Naciones Unidas Sobre el Cambio Climático (UNFCCC), considerada una herramienta muy importante para el cálculo del factor de emisión del S.N.I. del país, permite buscar soluciones para la reducción de GEI. Como se observó para el periodo de estudio (2011-2020) el factor es muy variable año a año esto debido a que dentro de la matriz energética (escenario seleccionado) del país se cuenta con el ingreso de nuevas centrales que suplirán la demanda. Estas nuevas centrales en su mayoría son fuentes no convencionales o centrales hidráulicas que no utilizan combustibles fósiles.

Los resultados obtenidos, a manera de resumen, son:

Escenario tendencial:

- El Factor de emisión del margen de operación promedio es: 0,57011.
- El Factor de emisión del margen de construcción es: 0,49820.

- El Factor de emisión del margen combinado: EX – ANTE es: 0,6848 y el EX – POST: 0,6977.

Escenario seleccionado:

- El Factor de emisión del margen de operación promedio es: 0,78836.
- El Factor de emisión del margen de construcción es: 0,2622.
- El Factor de emisión del margen combinado: EX – ANTE es: 0,3386 y el EX – POST: 0,2716.

Escenario alternativo

Restringiendo el ingreso de Coca Codo Sinclair (Consumo extra de diesel)

- El Factor de emisión del margen de operación promedio es: 0,6330.
- El Factor de emisión del margen de construcción es: 0,2622.
- El Factor de emisión del margen combinado: EX – ANTE es: 0,4422 y el EX – POST: 0,4194.

Restringiendo el ingreso de Coca Codo Sinclair (Consumo extra de gas natural)

- El Factor de emisión del margen de operación promedio es: 0,5807.
- El Factor de emisión del margen de construcción es: 0,2622.
- El Factor de emisión del margen combinado: EX – ANTE es: 0,4001 y el EX – POST: 0,3701.

5.2. Recomendaciones

Es preciso realizar un minucioso análisis de las diferentes formas del cálculo del factor de emisión de CO₂ del margen de operación que presenta la metodología UNFCCC con la finalidad de obtener el resultado más preciso según los datos disponibles en el país donde se realiza el estudio.

En el Ecuador se tiene un potencial hídrico de 21520MW, del cual ha sido explotado 2215,19MW, esto debido a la gran inversión que se requiere para la realización de estos proyectos. No así estos proyectos podrían ser auspiciados por los bonos de carbono y por tanto enmarca un desarrollo sostenible.

El país, al tener una economía en desarrollo no tiene obligación de reducir las emisiones por debajo del límite establecido por el protocolo de Kyoto, por lo que debería implementar y ejecutar nuevos proyectos que puedan obtener la certificación del MDL.

Se recomienda, para reducir el CO₂ en la atmósfera, usar combustibles fósiles con menos contenido de carbono o la quema conjunta de combustibles de emisión neutra de carbono (biomasa). Así mismo, podemos utilizar técnicas de seguimiento del desempeño y control del proceso, así como proveer un adecuado mantenimiento, para conservar la eficiencia prevista inicialmente.

De acuerdo a la matriz energética se considera el ingreso de centrales hidroeléctricas y con esto se logra mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). En el caso de no cumplir lo dispuesto en la matriz energética, como por ejemplo el escenario alternativo, lo recomendable es el uso de gas natural para la generación de electricidad en las centrales, debido a que el gas presenta menos contenido de carbono que el diesel y por lo tanto el factor de emisión de CO₂ va ser menor como se observó en la Gráfica 4.6 y Gráfica 4.8.

El calentamiento global es un problema global y por lo tanto la solución debe ser global, entonces no solo se debe mitigar el problema desde el lado energético sino crear políticas de educación para guiar hacia una nueva cultura de protección al medio ambiente.

De acuerdo al CENACE el factor de emisión para el año 2011 fue calculado mediante el uso de la energía neta de acuerdo como lo dispone la metodología, sin embargo se debe considerar el uso de la energía bruta o en bornes de generación debido a que los servicios auxiliares de las centrales eléctricas también contribuyen con

la quema de combustibles fósiles ya que requieren de electricidad para su funcionamiento.

CAPITULO VI

Bibliografía

- Bird, L., & Molinelli, J. (Febrero de 2001). *ecologiaucr*. Recuperado el 25 de Septiembre de 2011, de El calentamiento global y sus consecuencias: <http://ecologiaucr2010grupo05.wikispaces.com>
- CENACE. (s.f.). *CENACE*. Recuperado el 10 de Diciembre de 2011, de Informes Anuales: <http://www.cenace.org.ec>
- CONELEC. (2008). *CONELEC*. Recuperado el Septiembre de 2011, de PME0920: <http://www.CONELEC.gov.ec>
- Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. (Noviembre de 2009). *Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*. Recuperado el Agosto de 2011, de http://unfccc.int/kyoto_protocol/items/2830.php
- *En positivo*. (s.f.). Recuperado el 30 de Septiembre de 2011, de Expertos en la evolución del clima: <http://www.enpositivo.com/expertos-en-la-evolucion-del-clima>
- Gorrini, F. A. (16 de Julio de 2007). *Monografias.com*. Recuperado el 12 de Agosto de 2011, de Monografias.com: <http://www.monografias.com/trabajos52/calentamiento-global/calentamiento-global.shtml>
- Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair E.P. (2010). *Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair E.P.* Recuperado el Diciembre de 2011, de <http://www.cocasinalir.com/web/cocasonclair/licitacion>

- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. (Mayo de 2008). *Políticas y estrategias para el cambio de la matriz energética del Ecuador*. Recuperado el Noviembre de 2011, de <http://www.meer.gov.ec>
- Misnisterio del Ambiente. (2011). *Ministerio del Ambiente*. Recuperado el 15 de Septiembre de 2011, de Ministerio del Ambiente: <http://www.ambiente.gob.ec/sites/default/files/users/gpanchi/Cambio%20Climatico.pdf>
- Pueblo en Línea. (7 de Diciembre de 2009). Protocolo de Kioto sobre el cambio climático. *Pueblo en línea*.
- UNFCCC. (2007). *Unidos por el clima*. Bonn: Druck Center Meckenheim.
- UNFCCC. (12 de Enero de 2009). *UNFCCC*. Recuperado el 10 de Septiembre de 2011, de UNFCCC: <http://www.cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/approved>
- UNFCCC. (2011). *Cambio climático*. Recuperado el 13 de Agosto de 2011, de Cambio climático: <http://www.cambio-climatico.com/protocolo-de-kyoto>
- Wikipedia. (26 de Julio de 2011). *Wikipedia*. Recuperado el 12 de Agosto de 2011, de wikipedia: http://es.wikipedia.org/wiki/Efecto_invernadero

ANEXO 1

Lista del Anexo 1 Países						
Australia	Austria	Bélgica	Bulgaria	Canadá	Croacia	EE.UU.
República Checa	Dinamarca	Estonia	Comunidad Europea	Finlandia	Francia	Ucrania
Alemania	Grecia	Hungría	Islandia	Irlanda	Italia	Suiza
Japón	Latvia	Liechtenstein	Lituania	Luxemburgo	Mónaco	Suecia
Holanda	Polonia	Noruega	Nueva Zelanda	Portugal	Rumanía	España
Rusia	Eslovaquia	Eslovenia				

Lista de Países en Desarrollo en Latino América y el Caribe (Anexo 2)					
Antigua y Barbuda	Argentina	Bahamas	Barbados	Bolivia	Brasil
Chile	Colombia	Costa Rica	Cuba	República Dominicana	Ecuador
El Salvador	Guatemala	Guinea	Honduras	Jamaica	México
Nicaragua	Panamá	Paraguay	Perú	Santa Lucía	Mozambique
Trinidad y Tobago	Uruguay	San Vicente y Las Granadinas			

Apéndice A – Artículo 12/Protocolo de Kioto

1. A continuación se define un mecanismo de desarrollo.
2. El propósito de un mecanismo de desarrollo limpio deberá ayudar a las Partes no incluidas en el Anexo 1 en lograr el desarrollo sustentable y en contribuir al objetivo último de la Convención, y a ayudar a las Partes incluidas en el Anexo 1 a cumplir con sus compromisos de limitaciones de emisión y reducción cuantificadas bajo el artículo 3.
3. Bajo el mecanismo de desarrollo limpio:

- a) Las Partes no incluidas en el Anexo 1 se beneficiarán de actividades de proyecto que resultarán en certificados de reducciones de emisión; y
 - b) Las Partes incluidas en el Anexo 1 pueden usar los certificados de reducciones de emisión originados de tales actividades de proyecto para contribuir a cumplir con parte de sus compromisos de limitación de emisión y reducción cuantificadas bajo el Artículo 3, como lo determina por la Conferencia de Partes que sirve como Reunión de las Partes a este Protocolo.
4. El mecanismo de desarrollo limpio estará sujeto a la autoridad y dirección de la Conferencia de las Partes que sirve como la Reunión de las Partes del Protocolo y será supervisado por una Junta Ejecutiva del mecanismo de desarrollo limpio.
5. Las reducciones de emisiones que resultan de la actividad de cada proyecto deberá ser certificado por entidades operacionales a ser designadas por la Conferencia de Partes que sirve como la Reunión de Partes a este Protocolo, en base de:
- a) Participación voluntaria aprobada por cada parte involucrada
 - b) Beneficio real, mensurable, y de largo plazo en relación a la mitigación del cambio climático; y
 - c) Reducciones en emisiones que son en adición a cualquiera que ocurriría en ausencia de la actividad del proyecto certificado.
6. El mecanismo de desarrollo limpio asistirá en tramitar el financiamiento de actividades de proyecto certificado como sea necesario.
7. La Conferencia de las Partes que sirve como la Reunión de las Partes a este Protocolo deberá, en su primera sesión, elaborar modalidades y procedimientos con el objetivo de asegurar la transparencia, eficiencia y rendimiento de cuentas de las actividades del proyecto a través de auditoría y verificación independientes.

8. La Conferencia de las Partes que sirve como la Reunión de las Partes a este Protocolo deberá asegurar que una porción de las ganancias originadas por las actividades de proyecto certificadas es usada para cubrir gastos administrativos, así como también, ayudar a Partes de países en desarrollo, que son particularmente vulnerables a los efectos negativos del cambio climático, a cumplir con costos de adaptación.

9. Participación bajo el mecanismo de desarrollo limpio, incluyendo actividades mencionadas anteriormente en el párrafo 3(a) y en la adquisición de certificados de reducciones de emisiones, pueden involucrar entidades privadas y/o públicas, y estarán sujetas a todas las directrices provistas por la Junta Ejecutiva del mecanismo de desarrollo limpio.

10. Certificados de reducciones de emisión obtenidos durante el período que incluye el año 2000 hasta principios del primer período de compromiso pueden ser demandados a ayudar a cumplir con el cumplimiento del primer período de compromiso.

ANEXO 2

Centrales Térmicas conectadas al Sistema Nacional Interconectado a diciembre de 2010.

CENTRALES ELÉCTRICAS NO LOW COST/MUST RUN

Central Eléctrica	Empresa	Tecnología	Tipo de Combustibles	Unidad	Potencia (MW)	Inicio de Operación
Enrique García (1)	CELEC - Electroguayas	Térmica Turbogas	Diesel	TG-5	102,0	01/10/1997
Gonzalo Zevallos (Gas) (2)	CELEC - Electroguayas	Térmica Turbogas	Diesel	TG-4	30,9	01/12/1976
Gonzalo Zevallos (Vapor)	CELEC - Electroguayas	Térmica Turbogas	Diesel - Fuel Oil	TV-2	73,0	01/07/1978
Gonzalo Zevallos (Vapor)	CELEC - Electroguayas	Térmica Turbo vapor	Diesel - Fuel Oil	TV-3	73	01/06/1980
Trinitaria	CELEC - Electroguayas	Térmica Turbo vapor	Diesel - Fuel Oil	TV-1	133,0	01/11/1997
Pascuales II (3)	CELEC - Electroguayas	Térmica Turbo vapor	Diesel	TM6	20,5	25/12/2009
Termoesmeraldas	CELEC - Termoesmeraldas	Térmica Turbo vapor	Diesel - Fuel Oil	CTE	132,5	01/08/1982
Guangopolo	CELEC - Termopichincha	Térmica MCI	Diesel - Residuo	U1	5,2	01/03/1977
Guangopolo (4)	CELEC - Termopichincha	Térmica MCI	Diesel - Residuo	U2	5,2	01/03/1977
Guangopolo	CELEC - Termopichincha	Térmica MCI	Diesel - Residuo	U3	5,2	01/03/1977
Guangopolo	CELEC - Termopichincha	Térmica MCI	Diesel - Residuo	U4	5,2	01/03/1977
Guangopolo (5)	CELEC - Termopichincha	Térmica MCI	Diesel - Residuo	U5	5,2	01/03/1977
Guangopolo	CELEC - Termopichincha	Térmica MCI	Diesel - Residuo	U6	5,2	01/03/1977
Guangopolo	CELEC - Termopichincha	Térmica MCI	Diesel - Residuo	U7	1,9	01/08/2006
La Propicia	CELEC - Termopichincha	Térmica MCI	Diesel - Residuo	1	4,4	01/05/1980
La Propicia (6)	CELEC - Termopichincha	Térmica MCI	Diesel - Residuo	2	4,4	01/05/1980
Miraflores (7)	CELEC - Termopichincha	Térmica MCI	Diesel	1	3,4	1970
Miraflores (7)	CELEC - Termopichincha	Térmica MCI	Diesel	2	3,4	1970
Miraflores (8)	CELEC - Termopichincha	Térmica MCI	Diesel	3	3,4	1970
Miraflores (9)	CELEC - Termopichincha	Térmica MCI	Diesel	4	3,4	1970
Miraflores (10)	CELEC - Termopichincha	Térmica MCI	Diesel	7	2,5	1972

Miraflores (11)	CELEC - Termopichincha	Térmica MCI	Diesel	8	2,5	1972
Miraflores (12)	CELEC - Termopichincha	Térmica MCI	Diesel	10	2,5	1977
Miraflores (13)	CELEC - Termopichincha	Térmica MCI	Diesel	11	6,0	1978
Miraflores	CELEC - Termopichincha	Térmica MCI	Diesel	12	6,0	1978
Miraflores (14)	CELEC - Termopichincha	Térmica MCI	Diesel	13	2,5	1978
Miraflores (14)	CELEC - Termopichincha	Térmica MCI	Diesel	14	2,5	1978
Miraflores	CELEC - Termopichincha	Térmica MCI	Diesel	15	2,5	1978
Miraflores (15)	CELEC - Termopichincha	Térmica MCI	Diesel	16	2,5	1978
Miraflores (15)	CELEC - Termopichincha	Térmica MCI	Diesel	18	2,5	1979
Miraflores (15)	CELEC - Termopichincha	Térmica MCI	Diesel	22	2,5	1979
Miraflores	CELEC - Termopichincha	Térmica MCI	Diesel	TG1	22,8	26/12/2009
Power Barge II (16)	CELEC - Termopichincha	Térmica MCI	Fuel Oil	1	11,0	11/11/2009
Power Barge II (16)	CELEC - Termopichincha	Térmica MCI	Fuel Oil	2	11,0	11/11/2009
Power Barge II (16)	CELEC - Termopichincha	Térmica MCI	Fuel Oil	3	11,0	11/11/2009
Power Barge II (16)	CELEC - Termopichincha	Térmica MCI	Fuel Oil	4	11,0	11/11/2009
Santa Rosa	CELEC - Termopichincha	Térmica Turbo gas	Diesel	TG1	17,1	01/03/1981
Santa Rosa	CELEC - Termopichincha	Térmica Turbo gas	Diesel	TG2	17,1	01/03/1981
Santa Rosa (17)	CELEC - Termopichincha	Térmica Turbo gas	Diesel	TG3	17,1	01/03/1981
El Descanso	ELECAUSTRO	Térmica MCI	Diesel - Residuo	G1	4,8	1982
El Descanso	ELECAUSTRO	Térmica MCI	Diesel - Residuo	G2	4,8	1982
El Descanso (18)	ELECAUSTRO	Térmica MCI	Diesel - Residuo	G3	4,8	1982
El Descanso	ELECAUSTRO	Térmica MCI	Diesel - Residuo	G4	4,8	1982
Monay	ELECAUSTRO	Térmica MCI	Diesel	G1	1,5	1971
Monay	ELECAUSTRO	Térmica MCI	Diesel	G2	1,5	1971
Monay (19)	ELECAUSTRO	Térmica MCI	Diesel	G3	1,5	1971
Monay	ELECAUSTRO	Térmica MCI	Diesel	G4	2,4	1975
Monay (20)	ELECAUSTRO	Térmica MCI	Diesel	G5	2,4	1975
Monay	ELECAUSTRO	Térmica MCI	Diesel	G6	2,4	1975
Electroquil	ELECTROQUIL	Térmica Turbo gas	Diesel	U1	45,0	01/05/1996
Electroquil	ELECTROQUIL	Térmica Turbo gas	Diesel	U2	46,0	01/05/1996
Electroquil	ELECTROQUIL	Térmica Turbogás	Diesel	U3	45,0	01/06/1997
Electroquil	ELECTROQUIL	Térmica Turbogás	Diesel	U4	45,0	01/06/1997
Generoca	GENEROCA	Térmica MCI	Diesel - Residuo	U1	4,7	20/12/2006
Generoca	GENEROCA	Térmica MCI	Diesel - Residuo	U2	4,7	20/12/2006
Generoca	GENEROCA	Térmica MCI	Diesel - Residuo	U3	4,7	20/12/2006
Generoca	GENEROCA	Térmica MCI	Diesel - Residuo	U4	4,7	20/12/2006
Generoca	GENEROCA	Térmica MCI	Diesel - Residuo	U5	4,7	20/12/2006

Generoca	GENEROCA	Térmica MCI	Diesel - Residuo	U6	4,7	20/12/2006
Generoca (21)	GENEROCA	Térmica MCI	Diesel - Residuo	U7	4,3	20/12/2006
Generoca	GENEROCA	Térmica MCI	Diesel - Residuo	U8	4,7	20/12/2006
Machala Power	MACHALA POWER	Térmica Turbogas	Gas Natural	A	70	01/08/2002
Machala Power	MACHALA POWER	Térmica Turbogas	Gas Natural	B	70	01/08/2002
Termoguayas	TERMOGUAYAS	Térmica MCI	Fuel Oil	1	20,0	01/12/2006
Termoguayas	TERMOGUAYAS	Térmica MCI	Fuel Oil	2	40,0	01/12/2006
Termoguayas	TERMOGUAYAS	Térmica MCI	Fuel Oil	3	40,0	01/12/2006
Termoguayas (22)	TERMOGUAYAS	Térmica MCI	Fuel Oil	4	50,0	01/12/2006
Álvaro Tinajero	Eléctrica de Guayaquil	Térmica Turbogas	Diesel	G1-CAT	54	01/12/1995
Álvaro Tinajero	Eléctrica de Guayaquil	Térmica Turbogas	Diesel	G2-CAT	40,8	01/12/1995
Aníbal Santos (Gas)	Eléctrica de Guayaquil	Térmica Turbogas	Diesel	G1-CAS	22,65	01/04/1970
Aníbal Santos (Gas)	Eléctrica de Guayaquil	Térmica Turbogas	Diesel	G2-CAS	22,3	01/04/1970
Aníbal Santos (Gas)	Eléctrica de Guayaquil	Térmica Turbogas	Diesel	G3-CAS	15	01/04/1970
Aníbal Santos (Gas)	Eléctrica de Guayaquil	Térmica Turbogas	Diesel	G5-CAS	23,7	01/04/1970
Aníbal Santos (Gas)	Eléctrica de Guayaquil	Térmica Turbogas	Diesel	G6-CAS	23,12	01/04/1970
Aníbal Santos (Vapor)	Eléctrica de Guayaquil	Térmica Turbovapor	Diesel - Fuel Oil	V1-CAS	34,5	1970
San Francisco Norte	Norte	Térmica MCI	Diesel	G1	2,5	01/10/1982
G. Hernández (23)	Quito	Térmica MCI	Diesel - Fuel Oil	U1	5,7	01/03/1967
G. Hernández	Quito	Térmica MCI	Diesel - Fuel Oil	U2	5,7	01/03/1967
G. Hernández	Quito	Térmica MCI	Diesel - Fuel Oil	U3	5,7	01/11/1980
G. Hernández	Quito	Térmica MCI	Diesel - Fuel Oil	U4	5,7	01/11/1980
G. Hernández	Quito	Térmica MCI	Diesel - Fuel Oil	U5	5,7	01/11/1980
G. Hernández	Quito	Térmica MCI	Diesel - Fuel Oil	U6	5,7	01/11/1980
Luluncoto	Quito	Térmica MCI	Diesel	U1	3,03	01/02/1974
Luluncoto (24)	Quito	Térmica MCI	Diesel	U2	3,03	01/02/1974
Luluncoto (25)	Quito	Térmica MCI	Diesel	U3	3,03	01/02/1974
Luluncoto (24)	Quito	Térmica MCI	Diesel	U4	3,03	01/03/1974
Catamayo (26)	Sur	Térmica MCI	Diesel	U1	1,28	1977
Catamayo	Sur	Térmica MCI	Diesel	U10	2,50	1985
Catamayo	Sur	Térmica MCI	Diesel	U2	1,28	1977
Catamayo(26)	Sur	Térmica MCI	Diesel	U3	0,77	1973
Catamayo	Sur	Térmica MCI	Diesel	U4	1,58	1976
Catamayo(27)	Sur	Térmica MCI	Diesel	U5	1,58	1976
Catamayo (28)	Sur	Térmica MCI	Diesel	U6	2,88	1977
Catamayo (29)	Sur	Térmica MCI	Diesel	U7	2,88	1979
Catamayo	Sur	Térmica MCI	Diesel	U8	2,50	1983
Catamayo	Sur	Térmica MCI	Diesel	U9	2,50	1985
Riobamba	Riobamba	Térmica MCI	Diesel	Única	2,5	01/06/1978
La Libertad	CNEL-Sta. Elena	Térmica MCI	Diesel	U1	2,60	1983
La Libertad	CNEL-Sta. Elena	Térmica MCI	Diesel	U10	2,60	1983
La Libertad (30)	CNEL-Sta. Elena	Térmica MCI	Diesel	U11	2,60	1983

La Libertad (30)	CNEL-Sta. Elena	Térmica MCI	Diesel	U12	2,60	1984
La Libertad (30)	CNEL-Sta. Elena	Térmica MCI	Diesel	U3	0,60	1967
La Libertad (30)	CNEL-Sta. Elena	Térmica MCI	Diesel	U4	0,60	1967
La Libertad (30)	CNEL-Sta. Elena	Térmica MCI	Diesel	U5	1,14	1975
La Libertad (30)	CNEL-Sta. Elena	Térmica MCI	Diesel	U6	2,84	1976
La Libertad (30)	CNEL-Sta. Elena	Térmica MCI	Diesel	U7	2,84	1977
La Libertad (30)	CNEL-Sta. Elena	Térmica MCI	Diesel	U8	4,44	1981
La Libertad (30)	CNEL-Sta. Elena	Térmica MCI	Diesel	U9	4,44	1981
La Libertad (30)	CNEL-Sta. Elena	Térmica MCI	Diesel	G-1003	0,60	1975
La Libertad (30)	CNEL-Sta. Elena	Térmica MCI	Diesel	G-1004	1,20	1967
Victoria II	INTERVISA TRADE	Térmica Turbogas	Diesel - Nafta	Victoria II	105	01/04/1999
Selva Alegre	Lafarge	Térmica MCI	Diesel - Residuo	U1	4,17	01/09/1980
Selva Alegre	Lafarge	Térmica MCI	Diesel - Residuo	U2	4,17	01/09/1980
Selva Alegre	Lafarge	Térmica MCI	Diesel - Residuo	U3	4,17	01/09/1980
Selva Alegre	Lafarge	Térmica MCI	Diesel - Residuo	U4	3,97	01/05/1998
Selva Alegre	Lafarge	Térmica MCI	Diesel - Residuo	U5	5,56	01/12/2008
Selva Alegre	Lafarge	Térmica MCI	Diesel - Residuo	U6	5,56	01/12/2008
Selva Alegre	Lafarge	Térmica MCI	Diesel - Residuo	U7	5,56	01/04/2009
Lligua	Ambato	Térmica MCI	Diesel	G1	2,50	01/03/1997
Lligua	Ambato	Térmica MCI	Diesel	G2	2,50	01/08/1997
Batan (30)	Ambato	Térmica MCI	Diesel	G1	0,47	01/07/1991
Batan (30)	Ambato	Térmica MCI	Diesel	G2	0,47	01/03/1991
Batan (30)	Ambato	Térmica MCI	Diesel	G3	1,50	01/11/1997
Batan (30)	Ambato	Térmica MCI	Diesel	G4	1,5	01/02/1998
Guaranda (30)	CNEL-Bolívar	Térmica MCI	Diesel	U1	1,58	01/11/1975
Guaranda (30)	CNEL-Bolívar	Térmica MCI	Diesel	U2	0,97	01/11/1975
Collin Lockett (31)	CNEL-EI Oro	Térmica MCI	Diesel	Crossley #3	5,45	01/03/1984
Collin Lockett (31)	CNEL-EI Oro	Térmica MCI	Diesel	Crossley #4	5,45	01/03/1984
Machala	CNEL-EI Oro	Térmica MCI	Diesel	G. M. #4	2,50	01/05/1975
Machala	CNEL-EI Oro	Térmica MCI	Diesel	G. M. #5	2,50	01/02/1976
Centro Industrial (32)	CNEL-Los Ríos			U1	2,87	01/10/2000
Centro Industrial (32)	CNEL-Los Ríos			U2	2,87	01/10/2000
Centro Industrial (32)	CNEL-Los Ríos			U3	2,87	01/10/2000
Centro Industrial (32)	CNEL-Los Ríos			U4	2,87	01/10/2000
Milagro (32)	CNEL-Milagro			3	2,50	25/05/1905
Milagro (32)	CNEL-Milagro			4	2,50	25/05/1905
Milagro (32)	CNEL-Milagro			5	2,50	25/05/1905
Milagro (32)	CNEL-Milagro			6	2,50	25/05/1905
Milagro (32)	CNEL-Milagro			7	2,50	25/05/1905
Milagro (32)	CNEL-Milagro			8	2,60	05/06/1905

Fuente:

Información proporcionada por Ministerio de Electricidad -MEER a través del Ministerio de Medio Ambiente de Ecuador- MAE.

Notas:

- (1) No operó el 2008
- (2) No operó el 2007 y 2008
- (3) Sólo la unidad TM6 opero a modo de prueba el 2009 (durante el 25/12/2009 al 31/12/2009)
- (4) No opero el año 2009, 2008 y 2007
- (5) No operó el año 2009 y 2008
- (6) No operó el año 2009
- (7) No operó el año 2009 y 2008
- (8) No operó el año 2009, 2008 y 2007
- (9) No operó el año 2009 y 2008
- (10) No operó el año 2008 y 2007
- (11) No operó el año 2009, 2008 y 2007
- (12) Esta unidad esta fuera del S.N.I. desde el año 2000
- (13) No operó el año 2009, 2008 y 2007
- (14) No operó el año 2008
- (15) No operó el año 2008
- (16) Las unidades operaron desde 11/11/2009 hasta mayo 2010 debido a la crisis energética en Ecuador.
- (17) No operó el año 2009 y 2008
- (18) No operó el año 2008
- (19) No operó el año 2009, 2008 y 2007
- (20) No operó el año 2008 y 2007
- (21) No operó el 2009
- (22) No operó el 2009 y 2008
- (23) No operó el año 2008 y 2007
- (24) No operó el año 2009 y 2008
- (25) No operó el año 2008
- (26) No operó el año 2009, 2008 y 2007
- (27) No operó el año 2007
- (28) No operó el año 2009
- (29) No operó el año 2008

ANEXO 3

Centrales de bajo costo conectadas al SIN.

CENTRALES ELÉCTRICAS LOW COST/MUST RUN

Central Eléctrica	Empresa	Tecnología	Tipo de Combustibles	Unidad	Potencia (MW)	Inicio de Operación
Agoyán	CELEC - Hidroagoyán	Hidráulica Pasada		U1	80,00	01/09/1987
Agoyán	CELEC - Hidroagoyán	Hidráulica Pasada		U2	80,00	01/09/1987
Pucará	CELEC - Hidroagoyán	Hidráulica Embalse		U1	36,50	01/12/1977
Pucará	CELEC - Hidroagoyán	Hidráulica Embalse		U2	36,50	01/12/1977
Paute	CELEC - Hidropaute	Hidráulica Embalse		1	100,00	01/05/1983
Paute	CELEC - Hidropaute	Hidráulica Embalse		2	100,00	01/05/1983
Paute	CELEC - Hidropaute	Hidráulica Embalse		3	100,00	01/05/1983
Paute	CELEC - Hidropaute	Hidráulica Embalse		4	100,00	01/05/1983
Paute	CELEC - Hidropaute	Hidráulica Embalse		5	100,00	01/05/1983
Paute	CELEC - Hidropaute	Hidráulica Embalse		6	115,00	01/11/1991
Paute	CELEC - Hidropaute	Hidráulica Embalse		7	115,00	01/11/1991
Paute	CELEC - Hidropaute	Hidráulica Embalse		8	115,00	01/11/1991
Paute	CELEC - Hidropaute	Hidráulica Embalse		9	115,00	01/11/1991
Paute	CELEC - Hidropaute	Hidráulica Embalse		10	115,00	01/11/1991
Loreto	ECOLUZ	Hidráulica Pasada		Loreto	2,2	01/06/2002
Saucay	ELECAUSTRO	Hidráulica Pasada		G1	4,00	1978
Saucay	ELECAUSTRO	Hidráulica Pasada		G2	4,00	1978
Saucay	ELECAUSTRO	Hidráulica Pasada		G3	8,00	1982
Saucay	ELECAUSTRO	Hidráulica Pasada		G4	8,00	1982
Saymirín	ELECAUSTRO	Hidráulica Pasada		G1	1,26	1957
Saymirín	ELECAUSTRO	Hidráulica Pasada		G2	1,26	1957
Saymirín	ELECAUSTRO	Hidráulica Pasada		G3	1,96	1964
Saymirín	ELECAUSTRO	Hidráulica Pasada		G4	1,96	1964
Saymirín	ELECAUSTRO	Hidráulica Pasada		G5	4,00	1995
Saymirín	ELECAUSTRO	Hidráulica Pasada		G6	4,00	1995
Marcel Laniado	HIDRONACIÓN	Hidráulica Embalse		U1	71,00	01/08/1999
Marcel Laniado	HIDRONACIÓN	Hidráulica Embalse		U2	71,00	01/06/1999
Marcel Laniado	HIDRONACIÓN	Hidráulica Embalse		U3	71,00	01/04/1999

San Francisco	HIDROPASTAZA	Hidraulica pasada		U1	115,00	01/06/2007
San Francisco	HIDROPASTAZA	Hidraulica pasada		U2	115,00	01/05/2007
Sibimbe	HIDROSIBIMBE	Hidráulica pasada		1	8,00	01/05/2006
Sibimbe	HIDROSIBIMBE	Hidráulica pasada		2	8,00	01/05/2006
Papallacta	Ecoluz	Hidráulica pasada		G1	2,19	01/01/1965
Papallacta	Ecoluz	Hidráulica pasada		G2	4,444	01/01/1982
Recuperadora	EMAAP-Q	Hidráulica pasada		N.1	14,7	01/07/1990
El Carmen	EMAAP-Q	Hidráulica pasada		U1	8,4	01/04/2000
Calíope	Enermax	Hidráulica pasada		U1	8,581	01/12/2006
Calope	Enermax	Hidráulica pasada		U2	8,581	01/12/2006
Hidroabanico	Hidroabanico	Hidráulica pasada		U1	7,50	01/12/2005
Hidroabanico	Hidroabanico	Hidráulica pasada		U2	7,50	01/12/2005
Hidroabanico	Hidroabanico	Hidráulica pasada		U3	7,69	01/07/2007
Hidroabanico	Hidroabanico	Hidráulica pasada		U4	7,69	01/07/2007
Hidroabanico	Hidroabanico	Hidráulica pasada		U5	7,69	01/07/2007
La Esperanza (33)	Manageneración	Hidráulica pasada		U1	3,00	01/12/2006
La Esperanza (33)	Manageneración	Hidráulica pasada		U2	3,00	01/12/2006
Poza Honda (33)	Manageneración	Hidráulica pasada		U1	1,50	01/05/2007
Poza Honda (33)	Manageneración	Hidráulica pasada		U2	1,50	01/05/2007
Península	Ambato	Hidráulica pasada		G1	1,50	01/03/1998
Península	Ambato	Hidráulica pasada		G2	0,50	01/10/1998
Península	Ambato	Hidráulica pasada		G3	0,50	01/10/1998
Península	Ambato	Hidráulica pasada		G4	0,50	01/06/1997
Chimbo (34)	CNEL-Bolívar	Hidráulica pasada		U1	0,56	1966
Chimbo	CNEL-Bolívar	Hidráulica pasada		U2	1,10	1978
Chimbo (35)	CNEL-Bolívar	Hidráulica pasada		U3		
Illuchi No. 1	Cotopaxi	Hidráulica pasada		Grupo 1	0,697	01/07/1951
Illuchi No. 1	Cotopaxi	Hidráulica pasada		Grupo 2	0,697	01/07/1951
Illuchi No. 1	Cotopaxi	Hidráulica pasada		Grupo 3	1,4	01/01/1955
Illuchi No. 1	Cotopaxi	Hidráulica pasada		Grupo 4	1,4	01/01/1967
Illuchi No. 2	Cotopaxi	Hidráulica pasada		Grupo 1	2,6	01/05/1987
Illuchi No. 2	Cotopaxi	Hidráulica pasada		Grupo 2	2,6	01/05/1987
Ambi	Norte	Hidráulica pasada		G1	4,00	1968
Ambi	Norte	Hidráulica pasada		G2	4,00	1968
La Playa (36)	Norte	Hidráulica pasada		G1	0,44	1957
La Playa (36)	Norte	Hidráulica pasada		G2	0,44	1957
La Playa (36)	Norte	Hidráulica pasada		G3	0,44	1957
San Gabriel (37)	Norte	Hidráulica pasada		G1	0,23	1957
San Miguel de Car	Norte	Hidráulica pasada		G1	2,95	01/08/1987
Cumbayá	Quito	Hidráulica pasada		U1	10,00	01/08/1962
Cumbayá	Quito	Hidráulica pasada		U2	10,00	01/08/1962
Cumbayá	Quito	Hidráulica pasada		U3	10,00	01/02/1967

Cumbayá	Quito	Hidráulica pasada		U4	10,00	01/07/1976
Guangopolo_Q	Quito	Hidráulica pasada		U1	2,00	01/07/1980
Guangopolo_Q	Quito	Hidráulica pasada		U2	2,00	01/07/1980
Guangopolo_Q	Quito	Hidráulica pasada		U3	1,70	01/07/1980
Guangopolo_Q	Quito	Hidráulica pasada		U4	1,70	01/07/1980
Guangopolo_Q	Quito	Hidráulica pasada		U5	2,00	01/05/1956
Guangopolo_Q	Quito	Hidráulica pasada		U6	11,52	01/06/1985
Los Chillos	Quito	Hidráulica pasada		U1	0,88	01/05/1953
Los Chillos	Quito	Hidráulica pasada		U2	0,88	01/07/1984
Nayón	Quito	Hidráulica pasada		U1	14,85	01/07/1980
Nayón	Quito	Hidráulica pasada		U2	14,85	01/07/1980
Pasochoa	Quito	Hidráulica pasada		U1	2,25	01/08/1976
Pasochoa (38)	Quito	Hidráulica pasada		U2	2,25	01/08/1976
Alao	Riobamba	Hidráulica pasada		Grupo 1	2,60	01/06/1966
Alao	Riobamba	Hidráulica pasada		Grupo 2	2,60	01/06/1966
Alao	Riobamba	Hidráulica pasada		Grupo 3	2,60	01/06/1977
Alao	Riobamba	Hidráulica pasada		Grupo 4	2,60	01/06/1978
Río Blanco	Riobamba	Hidráulica pasada		Única	3,13	01/01/1997
Carlos Mora	Sur	Hidráulica pasada		U1	0,60	1956
Carlos Mora	Sur	Hidráulica pasada		U2	0,60	1961
Carlos Mora	Sur	Hidráulica pasada		U3	1,20	1967
Ecoelectric	Ecoelectric	Térmica Turbopapor	Bagazo	TURBO # 5	3,00	01/08/1977
Ecoelectric	Ecoelectric	Térmica Turbopapor	Bagazo	TURBO # 6	6,00	01/08/2001
Ecoelectric	Ecoelectric	Térmica Turbopapor	Bagazo	TURBO # 7	27,50	01/11/2007
Ecudos A-G	Ecudos A-G	Térmica Turbopapor	Bagazo	TGE-1	3,00	01/06/1968
Ecudos A-G	Ecudos A-G	Térmica Turbopapor	Bagazo	TGE-2	3,00	01/06/1968
Ecudos A-G	Ecudos A-G	Térmica Turbopapor	Bagazo	TGE-3	12,50	01/09/1997
Ecudos A-G	Ecudos A-G	Térmica Turbopapor	Bagazo	TGE-4	16,80	01/12/2005
San Carlos (39)	San Carlos	Térmica Turbopapor	Bagazo	Turbo 1	3,00	01/06/1976
San Carlos (39)	San Carlos	Térmica Turbopapor	Bagazo	Turbo 2	4,00	01/06/1976
San Carlos	San Carlos	Térmica Turbopapor	Bagazo	Turbo 3	16,00	01/11/2004
San Carlos	San Carlos	Térmica Turbopapor	Bagazo	Turbo 4	12,00	01/12/2004

ANEXO 4

Proyección del consumo de combustible hasta el año 2020

Escenario Tendencial.

BUNKER (FUEL OIL)

Año	Toneladas
2011	840773,1446
2012	943936,0094
2013	1059756,958
2014	1189789,137
2015	1335776,264
2016	1499676,011
2017	1683686,258
2018	1890274,561
2019	2122211,25
2020	2382606,571

DIESEL

Año	Toneladas
2011	899608,9072
2012	1009990,92
2013	1133916,806
2014	1273048,398
2015	1429251,437
2016	1604620,588
2017	1801507,534
2018	2022552,508
2019	2270719,701

2020	2549337,009
------	-------------

NAFTA

Año	Toneladas
2011	46035,50483
2012	51684,06128
2013	58025,69559
2014	65145,44844
2015	73138,79497
2016	82112,92511
2017	92188,18102
2018	103499,6708
2019	116199,0804
2020	130456,7076

GAS NATURAL

Año	Toneladas
2011	241613,1346
2012	271259,0662
2013	304542,5536
2014	341909,925
2015	383862,2728
2016	430962,1736
2017	483841,2323
2018	543208,5515
2019	609860,2408
2020	684690,0924

RESIDUO

Año	Toneladas
2011	75794,34597
2012	85094,31222
2013	95535,38433
2014	107257,576
2015	120418,0806
2016	135193,379
2017	151781,6067
2018	170405,2098
2019	191313,929
2020	214788,1481

Escenario seleccionado.

BUNKER (FUEL OIL)

Año	Toneladas
2011	982434,60
2012	561391,20
2013	280695,60
2014	353177,44
2015	311884,00
2016	124753,60
2017	132550,70
2018	112278,24
2019	112278,24
2020	37426,08

DIESEL

Año	Toneladas
2011	42884,05
2012	34307,24
2013	28589,37
2014	33621,10
2015	28589,37
2016	28589,37
2017	28589,37
2018	20584,34
2019	20584,34
2020	17153,62

NAFTA

Año	Toneladas
2011	72123,18
2012	36061,59
2013	28849,27
2014	28849,27
2015	28849,27
2016	28849,27
2017	28849,27
2018	28849,27
2019	28849,27
2020	28849,27

GAS NATURAL

Año	Toneladas
2011	237,42
2012	215,83
2013	267,63
2014	194,25
2015	75,54
2016	21,58
2017	19,42
2018	21,58
2019	32,37
2020	21,58

RESIDUO

Año	Toneladas
2011	1089644,73
2012	1307573,67
2013	1274046,14
2014	1039353,43
2015	637023,07
2016	536440,48
2017	536440,48
2018	553204,25
2019	586731,78
2020	502912,95

Escenario Alternativo (Restringiendo el ingreso de Coca Codo Sinclair y con Consumo extra de Diesel).

BUNKER (FUEL OIL)

Año	Toneladas
2011	982434,60
2012	561391,20
2013	280695,60
2014	353177,44
2015	311884,00
2016	124753,60
2017	132550,70
2018	112278,24
2019	112278,24
2020	37426,08

DIESEL

Año	Toneladas
2011	42884,05
2012	34307,24
2013	28589,37
2014	33621,10
2015	2027069,37
2016	2027069,37
2017	2027069,37
2018	2019064,34
2019	2019064,34
2020	2015633,62

NAFTA

Año	Toneladas
2011	72123,18
2012	36061,59
2013	28849,27
2014	28849,27
2015	28849,27
2016	28849,27
2017	28849,27
2018	28849,27
2019	28849,27
2020	28849,27

GAS NATURAL

Año	Toneladas
2011	237,42
2012	215,83
2013	267,63
2014	194,25
2015	75,54
2016	21,58
2017	19,42
2018	21,58
2019	32,37
2020	21,58

RESIDUO

Año	Toneladas
2011	1089644,73
2012	1307573,67
2013	1274046,14
2014	1039353,43
2015	637023,07
2016	536440,48
2017	536440,48
2018	553204,25
2019	586731,78
2020	502912,95

Escenario Alternativo (Restringiendo el ingreso de Coca Codo Sinclair y con Consumo extra de Gas Natural).

BUNKER (FUEL OIL)

Año	Toneladas
2011	982434,60
2012	561391,20
2013	280695,60
2014	353177,44
2015	311884,00
2016	124753,60
2017	132550,70
2018	112278,24
2019	112278,24
2020	37426,08

DIESEL

Año	Toneladas
2011	42884,05
2012	34307,24
2013	28589,37
2014	33621,10
2015	28589,37
2016	28589,37
2017	28589,37
2018	20584,34
2019	20584,34
2020	17153,62

NAFTA

Año	Toneladas
2011	72123,18
2012	36061,59
2013	28849,27
2014	28849,27
2015	28849,27
2016	28849,27
2017	28849,27
2018	28849,27
2019	28849,27
2020	28849,27

GAS NATURAL

Año	Toneladas
2011	237,42
2012	215,83
2013	267,63
2014	194,25
2015	1998555,54
2016	1998501,58
2017	1998499,42
2018	1998501,58
2019	1998512,37
2020	1998501,58

RESIDUO

Año	Toneladas
2011	1089644,73
2012	1307573,67
2013	1274046,14
2014	1039353,43
2015	637023,07
2016	536440,48
2017	536440,48
2018	553204,25
2019	586731,78
2020	502912,95

