REPÚBLICA DEL ECUADOR
Escuela Politécnica Nacional
"E SCIENTIA HOMINIS SALUS"

La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- **Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.**

- **Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.**

- **No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.**

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

Impacto del ingreso de la central Coca Codo Sinclair en el año 2016 sobre el factor de emisión anual y mensual de CO_2 de la red eléctrica del Sistema Nacional Interconectado.

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO EN LA ESPECIALIZACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

VERÓNICA PAULINA CÁRDENAS ULLOA
veritoec2009@hotmail.com

DIRECTOR: DR. ANDRÉS ROSALES
androsaco@gmail.com

Quito, Agosto 2011

DECLARACIÓN

Yo, VERÓNICA PAULINA CÁRDENAS ULLOA, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Escuela Politécnica Nacional, puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Verónica Paulina Cárdenas Ulloa

CERTIFICACIÓN

Certifican que el presente trabajo fue desarrollado por VERÓNICA PAULINA CÁRDENAS ULLOA, bajo la supervisión.

DR. ANDRÉS ROSALES
Director

AGRADECIMIENTO

Durante estos años son muchas las personas e instituciones que contribuyeron en el proceso de mi formación y a quienes quiero expresar mi gratitud por el apoyo y la confianza que me brindaron.

En primer lugar quiero agradecer a Dios por acompañarme todos los días de mi vida, a mi familia, a mis padres y de manera especial a mi madre por ser mi mejor amiga, mi consejera y por estar conmigo siempre en mis derrotas y alegrías.

También me complace agradecer la amistad, el apoyo, los valores y el cariño de mí madrina y de toda la familia Pilco Jácome de la ciudad de Puyo que desde mi niñez me acompañaron siendo un ejemplo a seguir.

Agradezco a Fray Luis del Vicariato Apostólico de Puyo por sus consejos y apoyo desinteresado ya que fue la primera persona que me dio el impulso necesario para alcanzar esta tan preciada meta.

Un sincero agradecimiento al Ing. José Antonio Oscullo por todo el tiempo que me ha brindado, por sus sugerencias y conocimientos compartidos de las que tanto provecho he obtenido.

A mi Director el Dr. Andrés Rosales por el apoyo siempre brindado. Por el interés en el tema desarrollado.

Agradezco al Centro de Control de Energía CENACE, a su Dirección Ejecutiva encabezada por el Ing. Gabriel Arguello y a todos los compañeros que me compartieron sus conocimientos.

Además, agradezco a la Escuela Politécnica Nacional por darme las facilidades para crecer en conocimientos y darme la oportunidad de incorporarme como una profesional más, al servicio de mi país.

No puedo olvidar a mis amigos con quienes compartí momentos buenos y malos en mi paso por la Escuela Politécnica Nacional que me enriquecieron como persona, Carlitos Pérez, Diego Panchi, Daniel Velásquez, Deysi Criollo, Silvia Lugo, German Tates, Rubén Saransig, Lenin Haro, Freddy Tituaña, Katy Acosta.

A mi amiga Mayra Pilco, gracias por tu respaldo y amistad brindada en todos estos años y gracias a todos los amigos, compañeros, familiares y vecinos que conocí en el camino a esta meta, gracias y que Dios los Bendiga siempre.

A Dios, a mi mamá y madrina por brindarme su confianza y apoyo incondicional a lo largo de mi vida, a mi monito por su paciencia y apoyo. Gracias a todos.

CONTENIDO

Carátula I

Declaración II

Certificación III

Agradecimiento IV

Dedicatoria V

Índice VI

Resumen IX

Objetivos X

Alcance X

Justificación del Proyecto XI

Presentación XIII

1. CAPÍTULO 1: ASPECTOS GENERALES..... - 1 -

1.1. Introducción. ..... - 1 -

1.2. Sector Eléctrico..... - 2 -

1.2.1. Sector Eléctrico Ecuatoriano ..... - 2 -

1.2.2. Sector Eléctrico y Cambio Climático..... - 6 -

1.3. Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y sus Principios. - 8 -

1.4. El Protocolo de Kyoto..... - 9 -

1.5. El Mecanismo de Desarrollo Limpio..... - 10 -

1.5.1. Proyectos de Pequeña Escala. ..... - 12 -

1.5.2. Proyectos de Gran Escala ..... - 12 -

1.5.3. Establecimiento de la Adicionalidad. ..... - 13 -

1.5.4. Proyectos MDL del Sector Eléctrico en el Ecuador y el Mundo. ..... - 15 -

1.6. El Mercado de Carbono y Ciclo para los Proyectos MDL del Sector Eléctrico. ..... - 21 -

1.6.1. Mercado de Carbono..... - 21 -

1.6.2. Ciclo del Proyecto MDL en Proyectos del Sector Eléctrico ..... - 22 -

1.7. Determinación del Factor de Emisión de CO_2 de una Red Eléctrica, Mediante la Metodología ACM0002. ..... - 23 -

2. CAPÍTULO 2:ANÁLISIS DEL PROYECTO COCA CODO SINCLAIR. .... - 29 -
2.1. Introducción. ..... - 29 -
2.2. Descripción del Proyecto..... - 29 -
2.3. Coca Codo Sinclair y el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)..... - 32 -
2.3.1. Análisis de la Adicionalidad. ..... - 33 -
2.4. Impactos sobre las Emisiones de CO_2 en el Sistema Nacional Interconectado. ..... - 37 -
2.4.1. Línea de Base..... - 38 -
2.4.2. Estimación de Reducción de Emisiones de CO_2 que se Lograrán..... - 38 -
2.4.3. Desarrollo Sostenible del País. ..... - 40 -
3. CAPÍTULO 3: METODOLOGÍA DEL PROGRAMA SDDP ..... - 48 -
3.1. Introducción ..... - 48 -
3.2. Programa SDDP® ..... - 48 -
3.3. Análisis de Escenarios..... - 50 -
3.3.1. Algoritmo del Programa SDDP®. ..... - 52 -
3.3.2. Selección del Conjunto Inicial de Estados. ..... - 53 -
3.3.3. Solución del Problema Operativo..... - 53 -
3.3.4. Restricciones Operativas Básicas ..... - 55 -
3.3.5. Cálculo de la Aproximación de la Función Costo Futuro..... - 55 -
3.3.6. Criterios de Convergencia ..... - 57 -
4. CAPÍTULO 4: PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN ..... - 58 -
4.1. Introducción ..... - 58 -
4.2. Identificación del Sistema Eléctrico y Fuentes de Información. ..... - 59 -
4.3. Selección de un Método de Cálculo para el Factor de Emisión de Margen de Operación (OM). - 61 -
4.3.1. Escenarios del Factor de Emisión de CO_2 de Margen de Operación Anual y Mensual para el SNI de los años 2011-2020. ..... - 61 -
4.4. Identificación del Conjunto de Unidades a ser Incluidas en el Cálculo del Factor de Emisión de Margen de Construcción (BM)..... - 66 -
4.4.1. Escenarios del Factor de Emisión de CO_2 de Construcción Anual para SNI de los años 2011-2020. ..... - 67 -
4.5. Definición de los Factores de Ponderación y Calcular el Factor de Emisión de Margen Combinado (CM). ..... - 69 -
4.5.1. Escenarios del Factor de Emisión Anual y Mensual de CO_2 de Margen Combinado en el SNI del periodo 2011 - 2020. ..... - 69 -
4.6. Emisiones de Dióxido de Carbono para los dos Escenarios en el año 2016. ..... - 74 -

4.6.1. Emisiones de Dióxido de Carbono sin el Proyecto Coca Codo Sinclair. ..... - 74 -
4.6.2. Emisiones de Dióxido de Carbono con el Proyecto Coca Codo Sinclair ..... - 75 -
4.7. Reducción de Emisiones de Dióxido de Carbono por el Proyecto Coca Codo Sinclair en el año 2016..... - 76 -
4.8. Desplazamiento de Generación Térmica en el año 2016 por el Proyecto Coca Codo Sinclair. ..... - 78 -
4.9. Análisis del Impacto del Ingreso del Proyecto Coca Codo Sinclair en el Mercado de Carbono de los Proyectos MDL Ecuatorianos. ..... - 79 -
4.10. ¿Qué Sucederá Después del Año 2012?..... - 81 -
5. CAPITULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..... - 82 -
5.1. Conclusiones..... - 82 -
5.2. Recomendaciones ..... - 88 -
6. BIBLIOGRAFIA..... - 89 -
7. ANEXOS ..... - 91 -
7.1. Plan de Expansión de Generación 2009 - 2020..... - 92 -

Impacto del ingreso de la central Coca Codo Sinclair en el año 2016 sobre el factor de emisión anual y mensual de CO_2 de la red eléctrica del Sistema Nacional Interconectado.

Verónica Paulina Cárdenas Ulloa

RESUMEN

El Ecuador estableció como política de Estado la adaptación y mitigación al cambio climático mediante la firma de convenios internacionales como el Protocolo de Kyoto en el que se enmarcan mecanismos de flexibilidad, dentro de los cuales se encuentra el “Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)”. En virtud de dicho mecanismo, los países industrializados que se excedan en las emisiones de CO_2 acordadas, podrán cumplir con sus compromisos de reducción invirtiendo en proyectos que contribuyan al desarrollo sostenible, y a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en países en desarrollo.

Es así como el Estado Ecuatoriano ha enfocado al sector eléctrico como uno de los sectores responsables de las emisiones de CO_2, por la producción de energía eléctrica proveniente de centrales térmicas a base de combustibles fósiles. Por esta razón se ha emprendido en el desarrollo de proyectos de energías renovables con la visión de tener una matriz eléctrica económica y ambientalmente sustentable, situación que permitirá lograr el cumplimiento de la política energética para alcanzar el equilibrio entre el interés de aprovechar los recursos naturales y la protección ambiental.

Con estos antecedentes, para que un proyecto pueda ser considerado como un proyecto MDL es necesario que elabore y ejecute un ciclo denominado “Ciclo MDL”, dentro del cual se debe cuantificar la reducción de emisiones que logrará y con ello poder negociar en el Mercado de Carbono y beneficiarse económicamente. Para demostrar la reducción de emisiones de CO_2 es necesario realizar el cálculo del Factor de Emisión de CO_2.

Este estudio presenta el cálculo del Factor de Emisión de CO_2 del Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano aplicando la metodología ACM0002 aprobada por la Junta Ejecutiva UNFCCC, en base a la información de generación neta y consumo de combustibles obtenidos de simulaciones realizadas en el programa SDDP utilizado por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) del Ecuador, de tal manera que se apreciarán los impactos que tendrá el ingreso del Proyecto Coca Codo Sinclair en el año 2016 sobre el factor del país y sus repercusiones en los diferentes sectores económicos, sociales y ambientales.

OBJETIVOS

Objetivo General:

Determinar el impacto del ingreso de la central Coca Codo Sinclair en el año 2016 sobre el factor de emisiones anual y mensual de CO_2 de la red eléctrica del Sistema Nacional Interconectado.

Objetivos Específicos:

- Analizar escenarios del Plan Maestro de Electrificación con el ingreso del Proyecto Coca Codo Sinclair.
- Determinar el factor de emisiones de margen de construcción anual de CO_2 de la red eléctrica del SNI con y sin el ingreso del Proyecto Coca Codo Sinclair.
- Analizar el impacto del ingreso del Proyecto Coca Codo Sinclair al mercado de carbono para los proyectos del Mecanismo de Desarrollo Limpio –MDL– ecuatoriano.

Alcance

Establecer el factor de emisiones anual y mensual de CO_2 de la red eléctrica del Sistema Nacional Interconectado del parque generador de los años 2011 al 2020, donde a partir del año 2016 se determinan dos escenarios con y sin el Proyecto Coca Codo Sinclair.

Justificación del Proyecto

Dentro de los mecanismos internacionales enmarcados en el Protocolo de Kyoto se estipula el Mecanismo de Desarrollo Limpio –MDL– del cual el Ecuador es miembro, y cuyo objetivo es la reducción de los gases efecto invernadero –GEIs–. El MDL permite a los países y empresas la transferencia de tecnologías limpias a los países en desarrollo. Al invertir, los gobiernos o las empresas, en estos proyectos MDL reciben reducciones certificadas de emisiones CERs que permiten contar con un ingreso económico adicional al proyecto debido a la negociación de los CERs en el mercado de carbono.

Mediante este mercado, varios países han desarrollado proyectos que favorecen el acceso prioritario a la electricidad producida a partir de fuentes de energía renovables.

La Unión Europea ha centrado su política energética en la consecución de los objetivos 20/20/20 o lo que es lo mismo, reducir las emisiones de efecto invernadero en un 20%, lograr que el 20% de la energía proceda de fuentes renovables y conseguir una mejora de la eficiencia energética del 20% para el 2020.

Con estos antecedentes, el Ecuador ha emprendido una serie de proyectos MDL que permitirán la reducción de emisiones de CO_2, dentro de los cuales se encuentra uno de los proyectos hidroeléctricos más importantes, el Proyecto Coca Codo Sinclair.

El Proyecto Hidroeléctrico Coca Codo Sinclair puede ser considerado Mecanismo de Desarrollo Limpio puesto que cumple con los requisitos que exige la UNFCCC, entre los cuales citaremos los más relevantes : los participación del proyecto de forma voluntaria; las partes implicadas tienen designada su Autoridad Nacional; el país en el que se realizará el proyecto forma parte del Protocolo de Kyoto; y, sobre todo el proyecto debe cumplir con los requerimientos de la metodología ACM0002.

La metodología ACM0002 estima la reducción de emisiones atribuible a proyectos que generan energía eléctrica a partir de fuentes renovables, además contempla cualquier tipo de aprovechamiento hidroeléctrico, sin embargo, los proyectos con reservorios deben cumplir un requisito excluyente: el cociente entre la potencia de la central y el área del embalse en su máximo nivel no debe ser inferior a 4 W/m^2. En el caso del Proyecto Coca Codo Sinclair se tiene una potencia de 1.500 MW y un embalse con un espejo de agua de aproximadamente 3,03 km^2 de lo que se obtendría un cociente de 495,05 W/m^2, cabe mencionar que este proyecto es una central de pasada.

Además, el ingreso del Proyecto Coca Codo Sinclair desplazaría la generación eléctrica menos eficiente, evitando así el uso de combustibles fósiles que se traducen en agentes contaminantes como el dióxido de carbono (CO_2) o el metano (CH_4), óxidos de nitrógeno (N_xO_y), clorofluorocarbonos, etc. Según datos del Ministerio de Medio Ambiente, el país pudiera producir hasta 3,2 millones de bonos verdes al año con este tipo de proyectos, razón por la cual salvar al planeta puede llegar a ser un “buen negocio”.

PRESENTACIÓN

En el presente trabajo se desarrolla el cálculo del Factor de Emisión de CO_2 anual y mensual para el período de años 2011- 2020, en dos escenarios: con y sin el Proyecto Coca Codo Sinclair (CCS) para determinar el impacto del ingreso del mismo sobre el Factor de Emisión.

Para el cálculo del Factor de Emisión se utilizó la metodología ACM0002 aprobada por la Junta Ejecutiva de la UNFCCC, puesto que el proyecto CCS cumple con las condiciones de aplicabilidad de la misma, además que se cuenta con la información que requiere esta metodología.

En el capítulo 1, se describe el sector eléctrico ecuatoriano y su relación con el cambio climático, el Protocolo de Kyoto, el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y la metodología ACM0002 aprobada por la Junta Ejecutiva de la UNFCCC.

En el capítulo 2, se establece el análisis del proyecto CCS realizando su descripción y su actuación en el Mecanismo de Desarrollo Limpio.

En el capítulo 3, se realiza la descripción del programa SDDP® y del algoritmo mediante la implementación de un ejemplo.

En el capítulo 4, se aplica la metodología ACM0002 para el cálculo del Factor de Emisión anual y mensual de CO_2 del Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano desde el 2011 hasta el 2020, con y sin el proyecto CCS a partir del año 2016, determinando su impacto tanto en este factor como en el mercado de carbono y en el sector eléctrico.

En el capítulo 5, se presentan las conclusiones y recomendaciones encontradas en este estudio.

1. CAPÍTULO 1: ASPECTOS GENERALES

1.1. INTRODUCCIÓN.

Este capítulo relaciona la producción de energía eléctrica y su impacto al ambiente, debido al uso de tecnologías que utilizan combustibles fósiles como es el caso del parque generador térmico. Si la matriz eléctrica no busca equilibrar seguridad y explotación de los recursos, en especial los no renovables se provocará que la producción de energía eléctrica incremente sus efectos colaterales hacia la atmósfera, mediante la emisión de gases de efecto invernadero (GEI), lo cual ya ha provocado el cambio de variables como la temperatura y el nivel de las precipitaciones. Este fenómeno es conocido comúnmente como Cambio Climático.

El Gobierno del Ecuador, mediante la firma de convenios internacionales como el Protocolo de Kyoto, busca reducir estos impactos, y al ser el sector eléctrico una de las áreas estratégicas para este cambio y debido a la limitación de recursos, se estima alcanzar la meta de una matriz eléctrica económica y ambientalmente sustentable a través del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), situación que permite lograr el cumplimiento de una política energética para conseguir el equilibrio entre el interés de aprovechar los recursos naturales y la protección ambiental. Los diferentes proyectos del sector eléctrico, para participar en el MDL, deben cumplir ciertos requisitos y contar con los parámetros para la contabilización de las emisiones de CO_2, de las cuales es responsable el sector eléctrico, como es, el factor de emisión de CO_2 de una red eléctrica y como lo define una de las metodologías del MDL denominada ACM0002.

1.2. SECTOR ELÉCTRICO

1.2.1. SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

El Plan Maestro de Electrificación (PME) 2009-2020, es un documento que contiene las políticas y el esquema de expansión de la oferta y demanda del sistema eléctrico nacional, con las que se establece las estrategias para cubrir las necesidades de energía eléctrica del país hasta el año 2020. El PME parte del diagnóstico del sistema eléctrico, analiza los diferentes recursos primarios con que cuenta el país y establece las metas y estrategias del gobierno respecto al sector eléctrico incluyendo los objetivos 4 y 12[1] del Plan Nacional para el Buen Vivir 2009-2013 (PNBV).

1.2.1.1. Evolución y pronóstico de la demanda

En la Figura 1.1 se muestra el comportamiento de la demanda del Sistema Nacional Interconectado (SNI) para el período 1999-2010; como se observa en el último año el crecimiento en energía es del 5,15 % con relación al año 2009, debido al crecimiento del consumo de varios sectores: residencial, comercial, industrial, alumbrado público, entre otros.

[1] Los objetivos del Plan Nacional del Buen Vivir se refieren a :

- Objetivo 4: Garantizar los derechos de la naturaleza y promover un ambiente sano y sustentable.
- Objetivo 12: Consolidar la transformación del Estado para el Buen Vivir.

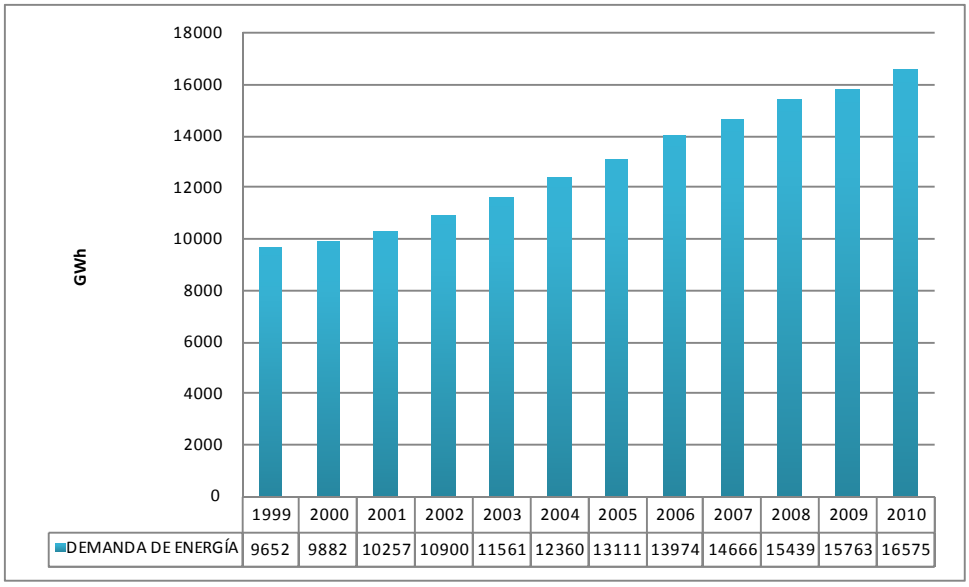


Figura 1.1: Demanda histórica anual de energía (GWh).

Fuente: CENACE.

De igual forma la demanda máxima de potencia en bornes de generación durante el año 2010, se registró el día jueves 09 de diciembre a las 19:00, alcanzando los 2.879, 24 MW e incrementándose en un 4,33 % con respecto al año anterior.

La tendencia anual de la demanda máxima de potencia en bornes de generación se muestra en la Figura 1.2.

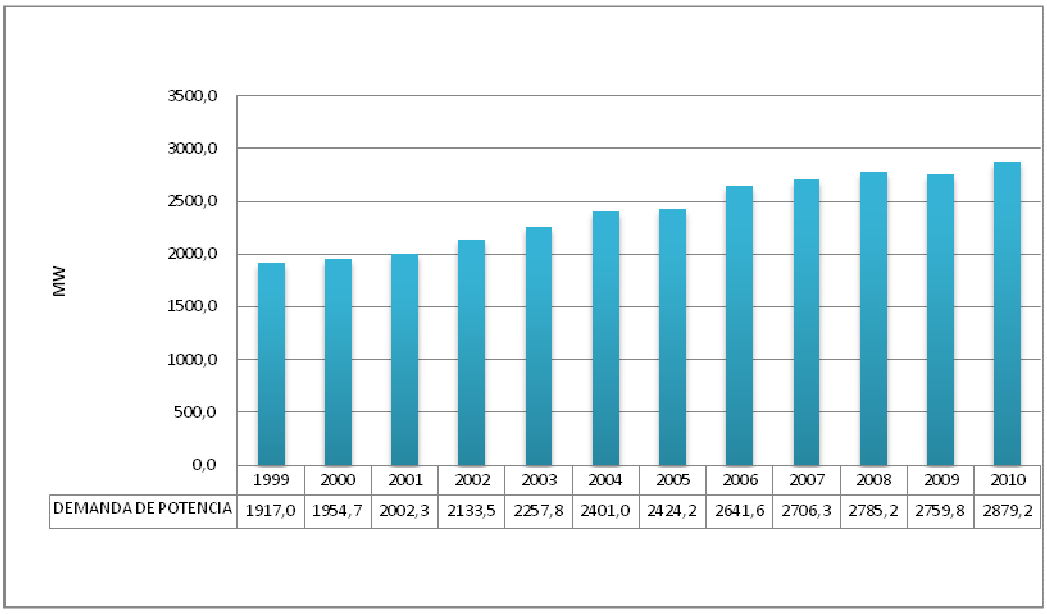


Figura 1.2: Demanda máxima de potencia en bornes de generación (MW).

Fuente: CENACE.

Los escenarios de proyección de la demanda propuesta en el PME 2009- 2020; se presentan en la Tabla 1.1; para el escenario de mayor crecimiento en el año 2016 la energía anual a ser abastecida es de 28.455 GWh y 36.718 GWh para el 2020. Esto indica que, respecto a la demanda del año 2010 es 51,38.% y 95,34% mayor, respectivamente. Por lo que el requerimiento de la oferta de generación debe buscar abastecer la demanda considerando la disponibilidad energética de las centrales hidroeléctricas y térmicas existentes; así como también el cambio de la matriz eléctrica que busca la inserción de las fuentes de generación en base a recursos renovables como lo indica la estrategia 7 del PNBV.

Tabla 1.1: Proyección de la demanda en bornes de generador.

AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (MW)			DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)		
	MENOR	MEDIO	MAYOR	MENOR	MEDIO	MAYOR
2009	2883	2909	2933	16992	17148	17319
2010	3036	3076	3121	18075	18449	18797
2011	3234	3304	3376	19539	20097	20617
2012	3354	3455	3558	20327	21076	21783
2013	3477	3610	3746	21134	22082	22991
2014	3601	3768	3940	21944	23107	24237
2015	3839	4044	4253	23500	24897	26265
2016	4110	4354	4605	25182	26830	28455
2017	4371	4658	4953	26808	28726	30628
2018	4626	4960	5302	28402	30611	32812
2019	4849	5232	5625	29807	30328	34849
2020	5037	5473	5919	30996	33852	36718
Crecimiento 2008 - 2010	5,00%	5,70%	6,40%	5,50%	6,30%	7,00%

Fuente: Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2009-2020.

1.2.1.2. Evolución y pronóstico de la generación

La estrategia de expansión obtenida del PME en materia de producción de electricidad es aprovechar los recursos naturales renovables y fundamentalmente la hidro-energía cuyo potencial técnico y económicamente factible se estima en

22.400 MW. También se establece la ejecución de proyectos térmicos a corto plazo para eliminar el déficit de generación y ser autosuficientes.

En las Figuras 1.3 y 1.4 se presenta un resumen cronológico de los proyectos eléctricos que se han planificado ingresen al SNI para abastecer los diferentes escenarios de la demanda nacional.

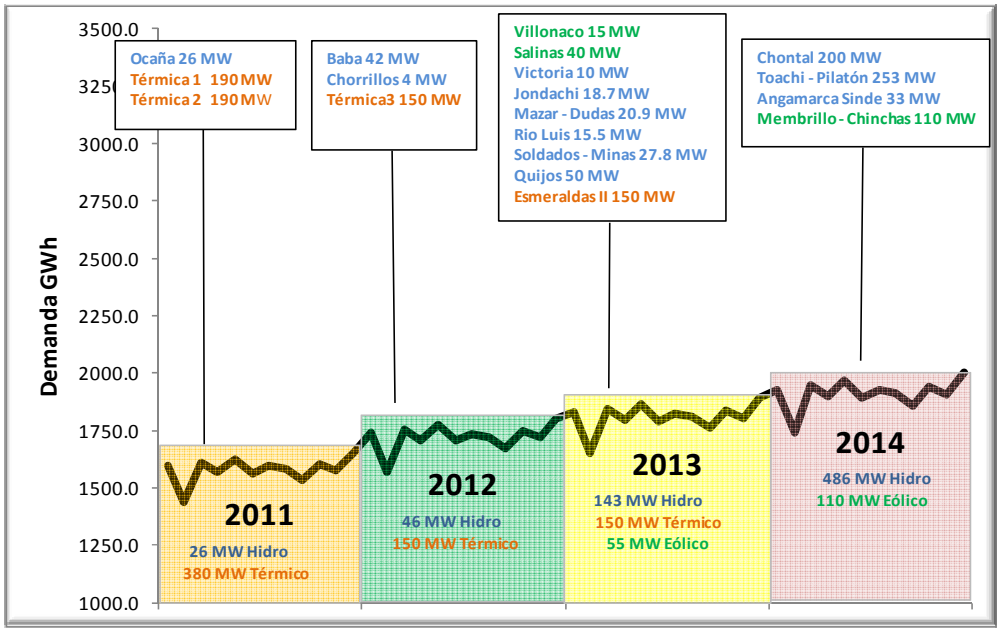


Figura 1.3: Expansión de generación del Ecuador 2011-2014.

Fuente: Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2011-2020.

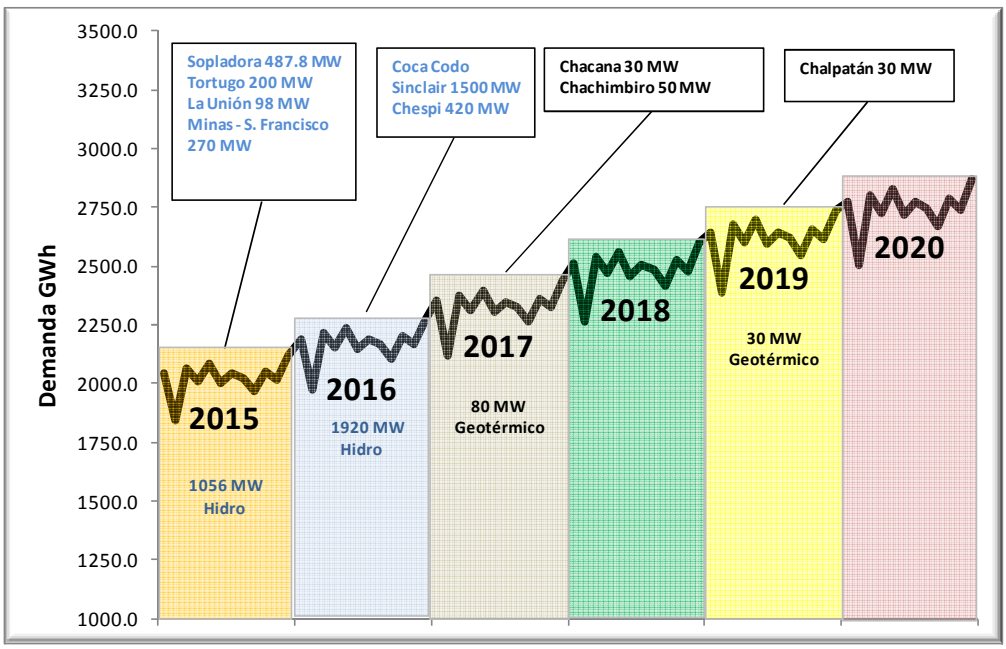


Figura 1.4: Expansión de generación del Ecuador 2015-2020.

Fuente: Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2011-2020.

1.2.2. SECTOR ELÉCTRICO Y CAMBIO CLIMÁTICO.

La generación eléctrica a nivel mundial demanda una gran cantidad de combustibles fósiles, las centrales termoeléctricas fueron la solución más fácil de implementar tanto por su costo como por el tiempo de instalación y operación optada por los gobiernos para afrontar la creciente demanda de energía.

Los combustibles consumidos en la generación eléctrica mundial son los responsables del 25%[2] de las emisiones totales de GEI, que ocasionan el cambio climático, siendo el de mayor producción en las diferentes actividades de la sociedad el CO_2.

Con la finalidad de entender y dimensionar los efectos en el ambiente originados por los GEI; es necesario definir los siguientes términos:

- *Clima.-* El clima es el resultante de la combinación de muchas condiciones de tiempo: como temperatura, lluvia, presión, vientos, nubosidad y humedad. Se recomienda estudiar y parametrizar alrededor de treinta años para caracterizar tanto las condiciones medias, como las variaciones de un año a otro.
- *Variabilidad climática.-* La variabilidad climática es una medida del rango en que los elementos climáticos, como temperatura o lluvia, varían de un año a otro. Incluso puede incluir las variaciones en la actividad de condiciones extremas, como las variaciones del número de precipitaciones en una zona de un verano a otro.

El clima global por su dinámica "*normal*" varía naturalmente, pero los científicos concuerdan en que las crecientes concentraciones de emisiones antropogénicas de GEI en la atmósfera de la Tierra constituyen una de las amenazas más serias para el ambiente global; según se prevé, se tendrá un impacto negativo sobre la salud de los seres humanos, su seguridad alimentaria, la actividad económica, el

[2] Información obtenida del PNUMA - Programa de Naciones Unidas para el medio ambiente www.pnuma.org

agua, sequías, inundaciones, otros recursos naturales y de infraestructura física. La Figura 1.5 describe el proceso del Efecto Invernadero.

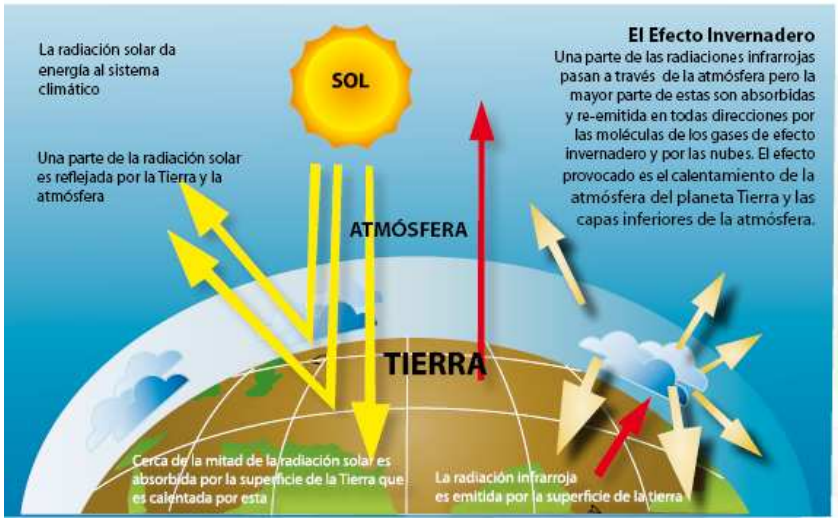


Figura 1.5: El Efecto Invernadero.

Fuente: Climate Change 2007: The Physical Science Basis- IPCC, 2007

Con este escenario, el vínculo claro entre el cambio climático y el sector eléctrico se da por los siguientes aspectos:

- En primer lugar, como sector generador de emisiones de CO_2 producidas por la operación de las unidades que utilizan combustibles fósiles;
- En segundo lugar, como sector receptor de los efectos del cambio climático debido a la influencia en el consumo de energía, por la variación de la temperatura que afecta a los usuarios, lo que hace que los mismos modifiquen sus patrones de consumo; así como las alteraciones del ciclo hidrológico (lluvias), el cual influye directamente en la operación y/o disponibilidad de las centrales hidroeléctricas.

A efecto de enfrentar estas circunstancias difíciles[3] se delinea la nueva concepción de administración de los diferentes sectores de la actividad humana con nuevas tecnologías, conductas o políticas. Por ejemplo, el uso de focos

ahorradores para cambiar el patrón de consumo de los usuarios, los hábitos en los sistemas de calefacción y de aire acondicionado.

En el caso de las empresas que integran el sector eléctrico, éstas deberán realizar un plan que garantice el continuo funcionamiento de los equipos y centrales de generación, tanto hidráulica como térmica con la variabilidad climática que se presente.

En conclusión los científicos señalan que estamos alterando el "motor" energético que acciona el sistema climático. Por lo tanto, algo tiene que cambiar para atenuar el impacto.

1.3. CONVENCIÓN MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO Y SUS PRINCIPIOS.

La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, cuyas siglas en inglés son UNFCCC, se estableció en el año 1992 durante la Cumbre Mundial de Desarrollo Sostenible en Río de Janeiro. En enero del 2008, 192 estados presentaron su ratificación o se han adherido comprometiéndose de esa forma a cumplir las disposiciones de la Convención que entró en vigor desde el 21 de marzo de 1994; sus miembros se dividieron en dos grupos: países incluidos en un Anexo de la Convención (Partes Anexo I) para los cuales es obligatorio reducir las emisiones de GEI y los no incluidos (Partes no-Anexo I) quienes no tienen obligaciones de reducción de emisiones. Los países incluidos en el Anexo I, son principalmente desarrollados y países con economías en transición; los países no-Anexo I son principalmente países en vías de desarrollo entre los que se encuentra Ecuador.

La UNFCCC tiene por objetivo general: "Estabilizar las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera a un nivel que impida interferencias antropógenas peligrosas en el sistema climático. Ese nivel debería lograrse en un

[3] Basado en la publicación Revista Verde "Liderazgo empresarial ante el cambio climático", mayo 2010, pp 18-19

plazo suficiente para permitir que los ecosistemas se adapten naturalmente al cambio climático, asegurar que la producción de alimentos no se vea amenazada y permitir que el desarrollo económico prosiga de manera sostenible"[4]. Lo que se busca alcanzar, bajo los siguientes principios:

- *Principio 1:* Los partes deben proteger el sistema climático sobre la base de equidad y de conformidad con sus responsabilidades comunes pero diferenciadas y sus respectivas capacidades. En consecuencia, las partes -países desarrollados- deberían tomar la iniciativa en lo que respecta a combatir el cambio climático y sus efectos adversos.

- *Principio 2:* Con el fin de lograr los objetivos de la convención, los países en vías de desarrollo deberían tomar en cuenta sus necesidades y circunstancias especiales que se vean afectadas por los efectos adversos del cambio climático.

- *Principio 3:* Las países miembros deberían tomar medidas de precaución para prever, prevenir o reducir al mínimo las causas del cambio climático y mitigar sus efectos adversos, creando políticas y medidas eficaces que consideren aspectos socioeconómicos que aseguren beneficios mundiales.

- *Principio 4:* Los países miembros deben cooperar en la promoción de un sistema económico internacional abierto y propicio que conduzca al crecimiento económico y desarrollo sostenible de todos los países miembros, particularmente de aquellos que se encuentran en vías de desarrollo.

1.4. EL PROTOCOLO DE KYOTO

Es un acuerdo internacional que fue inicialmente adoptado el 11 de de diciembre de 1997 enmarcado dentro de la UNFCCC y que tiene por objetivo reducir las

[4] http://unfccc.int/resource/docs/convkp/convsp.pdf; Objetivo, principios

emisiones de GEI que ocasionan el calentamiento global en un porcentaje aproximado de al menos un 5,2%, en el periodo 2008 - 2012, en comparación a las emisiones del año 1990.

Es necesario indicar que la reducción de 5,2% es un porcentaje a nivel global y que cada país, obligado por este convenio, tiene sus propios márgenes para alcanzar el objetivo global. Los países del Anexo I del protocolo están obligados a reducir las emisiones y los del denominado ”No Anexo I” únicamente están obligados a contribuir al objetivo, mediante la medición y el control de sus emisiones.

El Protocolo de Kyoto establece 3 mecanismos bajo los cuales los países del Anexo I, pueden alcanzar los compromisos de reducción de emisiones:

- El comercio de emisiones.
- La implementación conjunta.
- El mecanismo de desarrollo limpio (MDL)

El MDL permite efectuar el intercambio de reducciones de emisión de CO_2 entre los países del Anexo I y los No Anexo I por medio de proyectos, para lo cual cada país debe suscribir el protocolo.

1.5. EL MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO

El Artículo 12 del Protocolo de Kyoto define al MDL en los siguientes términos: ¨El propósito del mecanismo para un desarrollo limpio es ayudar a las partes no incluidas en el Anexo I a lograr un desarrollo sostenible y contribuir al objetivo último de la convención, así como ayudar a las partes incluidas en el Anexo I a dar cumplimiento a sus compromisos cuantificados de limitación y reducción de las emisiones.¨ [5]

5 Guía de desarrollo limpio para proyectos del sector de energía en Chile

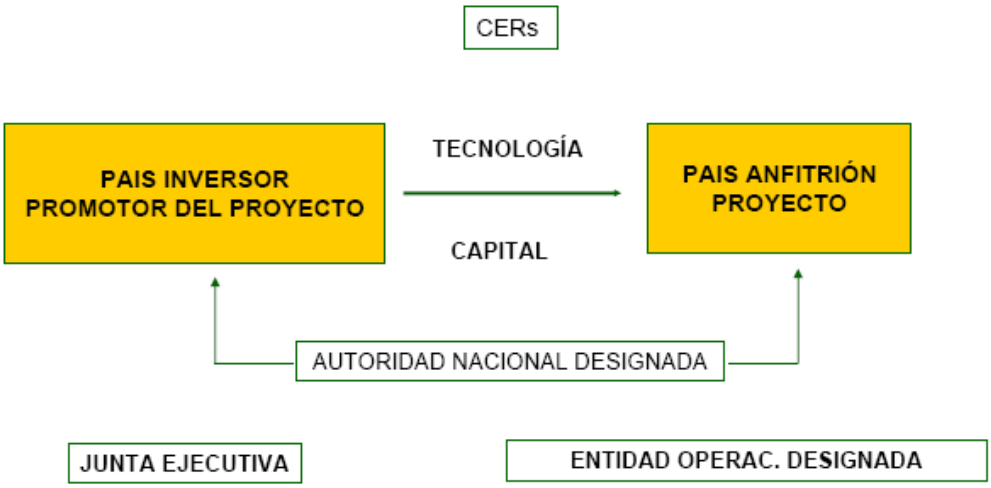


Figura 1.6: Esquema del MDL.

Como se puede apreciar en la Figura 1.6, mediante este mecanismo los países en vías de desarrollo suscritos al tratado de Kyoto pueden alinear sus proyectos a las políticas MDL haciendo que los gobiernos o empresas de los países desarrollados financien y faciliten tecnología a los proyectos de reducción de emisiones.

Existen tres tipos de proyectos que pueden optar por el Mecanismo de Desarrollo Limpio, que son los siguientes:

- Pequeña escala.
- Gran escala.
- Forestales.

Los proyectos del sector eléctrico se pueden enmarcar dentro de los proyectos de pequeña y gran escala.

1.5.1. PROYECTOS DE PEQUEÑA ESCALA.

Este tipo de proyectos tiene límites en sus características técnicas, como se aprecia en la Tabla 1.2; las metodologías para la contabilización de las emisiones son simplificadas y por ende todo el procedimiento que se lleva a cabo en la Junta Ejecutiva para su aprobación como MDL se simplifica.

Tabla 1.2: Tipos de Proyectos de Pequeña Escala.

Tipo	Límite superior
Generación con Fuentes renovables	15 MW eq.
Captura de GEI	15 kton eq. de CO2
Eficiencia energética	15 GWh / año
Transporte	15 GWh / año o 15 MW eq.
Forestación /reforestación	8000 t CO2 eq / año

Fuente: Guía de desarrollo limpio para proyectos del sector de energía en Chile

1.5.2. PROYECTOS DE GRAN ESCALA

Este tipo de proyectos a diferencia de los proyectos de pequeña escala, no tienen límites en sus características técnicas, más deben cumplir ciertas metodologías para registro, contabilización, monitoreo y seguimiento de las emisiones, por lo tanto, el proceso de aprobación como MDL por la Junta Ejecutiva contempla varios pasos.

La Tabla 1.3 presenta los tipos de proyectos de gran escala:

Tabla 1.3: Tipos de Proyecto de Gran Escala.

Nº	Tipo
1	Industrias de energía (de fuentes ren. Y no ren)
2	Distribución de Energía
3	Demanda de Energía
4	Industrias de Manufactura
5	Industrias Químicas
6	Construcción
7	Transporte
8	Producción de mineral / Minería

Fuente: Guía de desarrollo limpio para proyectos del sector de energía en Chile

Para que un proyecto sea aprobado como MDL por la Junta Ejecutiva no solamente se requiere que sea de pequeña o gran escala, sino que además debe cumplir con los siguientes requisitos:

- El proyecto se desarrollará de manera voluntaria.
- Reducciones de emisiones de GEI reales y mesurables.
- Contribución al Desarrollo sostenible de la zona y del país anfitrión.
- Ratificación del Protocolo de Kyoto.
- Reducciones de emisiones de GEI adicionales.

Dentro de estos requisitos el término adicional es una palabra clave dentro del MDL, el mismo que se explicará en el siguiente punto.

1.5.3. ESTABLECIMIENTO DE LA ADICIONALIDAD.

El más importante de los requisitos a ser observados en un proyecto para alcanzar el registro MDL por parte de la UNFCCC es la demostración de la

adicionalidad. De acuerdo con las modalidades y procedimientos del MDL, “Un proyecto MDL es adicional si la reducción de emisiones antropógenas de GEI por fuentes, es superior a la que se produciría de no realizarse el proyecto MDL propuesto”[6].

Vale la pena mencionar que los certificados de reducción de emisiones CERs; no se otorgan a cualquier proyecto limpio, sino que solamente a aquellos capaces de demostrar que sin la ayuda financiera provista por el MDL su implementación no hubiera tenido lugar. Un proyecto de estas características se dice “adicional a la línea de base”.

La Figura 1.7 esquematiza el proceso establecido por la UNFCCC para demostrar la adicionalidad. El primer paso consiste en definir proyectos alternativos similares al proyecto candidato al MDL. Estas serán las alternativas frente a las cuales cotejaremos la viabilidad de este último. Dentro de estas alternativas puede incluirse al propio proyecto llevado a cabo sin el apoyo adicional del mecanismo. Una vez definidas las alternativas, podrá seguirse uno de los dos caminos o ambos, si se ve más conveniente:

- *Análisis de inversión:* Consiste en demostrar analíticamente que el proyecto propuesto es económico o financieramente menos atractivo que las alternativas similares.
- *Análisis de barreras:* Consiste en la descripción de barreras que impiden la implementación del proyecto propuesto, pero no así de las alternativas similares.

[6] Guía de desarrollo limpio para proyectos del sector de energía en Chile.

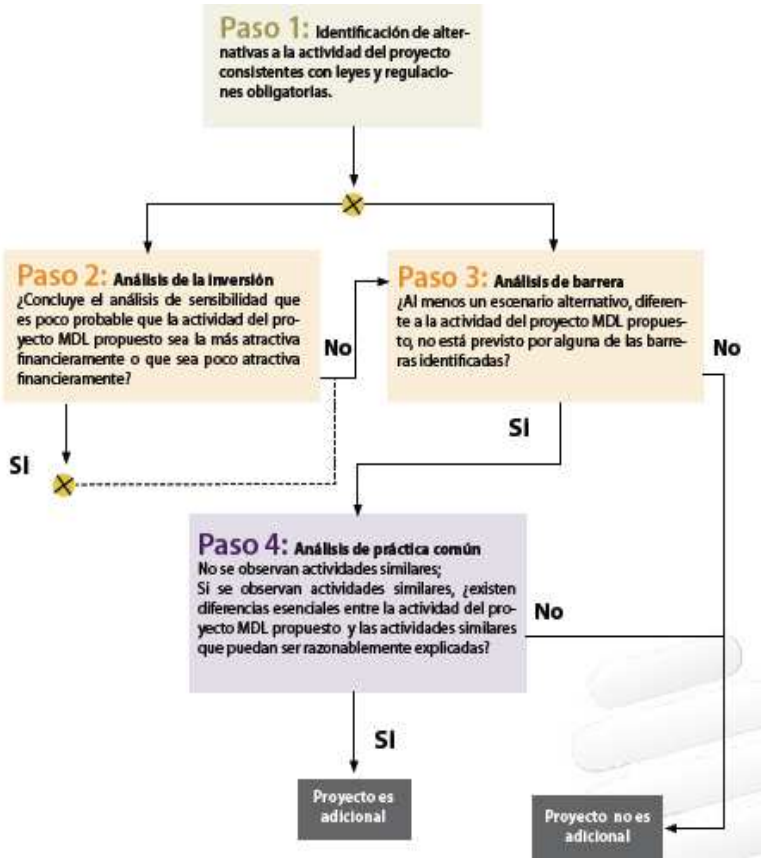


Figura 1.7: Flujo grama de Herramienta para la demostración de la adicionalidad.
Fuente: Metodología de Adicionalidad –UNFCCC-

1.5.4. PROYECTOS MDL DEL SECTOR ELÉCTRICO EN EL ECUADOR Y EL MUNDO.

1.5.4.1. Proyectos MDL del Sector Eléctrico del Ecuador

El Ecuador es un país que tiene una gran capacidad para desarrollar proyectos MDL debido a su hidrografía, biodiversidad, riqueza en minerales, etc.

En la Tabla 1.4, se detallan los proyectos enmarcados en los lineamientos MDL que se han iniciado o ya tienen registro en el Ecuador, dentro de éstos se resaltan los siguientes proyectos en el área energética:

- La producción de biocombustibles y biomasa: Codana, San Carlos, Zambiza.

- Centrales hidroeléctricas: Perlabí, San José de Minas, San José del Tambo, Apaquí, Abanico, Calope y Sibimbe.
- Centrales eólicas: San Cristóbal-Galápagos.
- Captación de Biogás: El Inga.

Tabla 1.4: Proyectos MDL registrados en la Junta Ejecutiva.

PROYECTO	INVERSIONISTA	METODOLOGÍA	REDUCCIONES TON CO2
Pronaca: Tropicales-Plata de Gestión de Residuos porcina	Switzerland	AM0006	7375
Codana Biogas Project (CBP)		AMS-III.H. ver. 9	30442
Hidroeléctrica Perlabí	United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland	AMS-I.D. ver. 8	7424
Pronaca: Valentina-San Javier de Gestión de Residuos porcina	Switzerland	AM0006	11223
Eólico San Cristóbal-Galápagos	Germany	AMS-I.D. ver. 10	2850
Hidroeléctrico San José de Minas	United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland	AMS-I.D. ver. 11	26403
Hidroeléctrico San José del Tambo		AMS-I.D. ver. 10	30363
Hidroeléctrico Apaquí		ACM0002 ver. 6	188120
Hidroeléctrico Abanico	Netherlands	ACM0002 ver. 3	156660
Pronaca: Afortunados de Gestión de Residuos porcina	Switzerland	AM0006	7432
Cogeneración de Bagazo Ingenio San Carlos	Switzerland	AM0015	43731
Hidroeléctrica Río Calope	Netherlands	ACM0002 ver. 6	66185
Introducción Masiva de Láparas Fluorescentes Conpactas (focos ahorradores)	United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland	AM0046 ver. 2	444255
Hidroeléctrica Sibimbe	Netherlands	ACM0002 ver. 3	57870
Extracción de biogás y la planta de combustión en El Inga I y II vertedero (Quito, Ecuador)	Italy	ACM0001 ver. 11	213935
Proyecto de Gas de Relleno Sanitario Zámbiza	United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland	ACM0001 ver. 4	77188

Fuente: Página WEB de UNFCCC

Los proyectos que utilizan las metodologías con designación AMS son de pequeña escala, mientras que los de AC son de gran escala. A pesar de todas las bondades que presenta el Ecuador para desarrollar este tipo de proyectos únicamente se encuentran registrados 16 proyectos MDL de los cuales 10 están relacionados con la generación de energía eléctrica.

1.5.4.2. Proyectos MDL del Sector Eléctrico a nivel mundial.

Como se puede observar en la Figura 1.8, a nivel mundial hasta julio 2011, la Junta Ejecutiva del MDL (JE) tiene registrados 3.089 proyectos de los cuales 1.743 son de gran escala y 1.346 de pequeña escala.

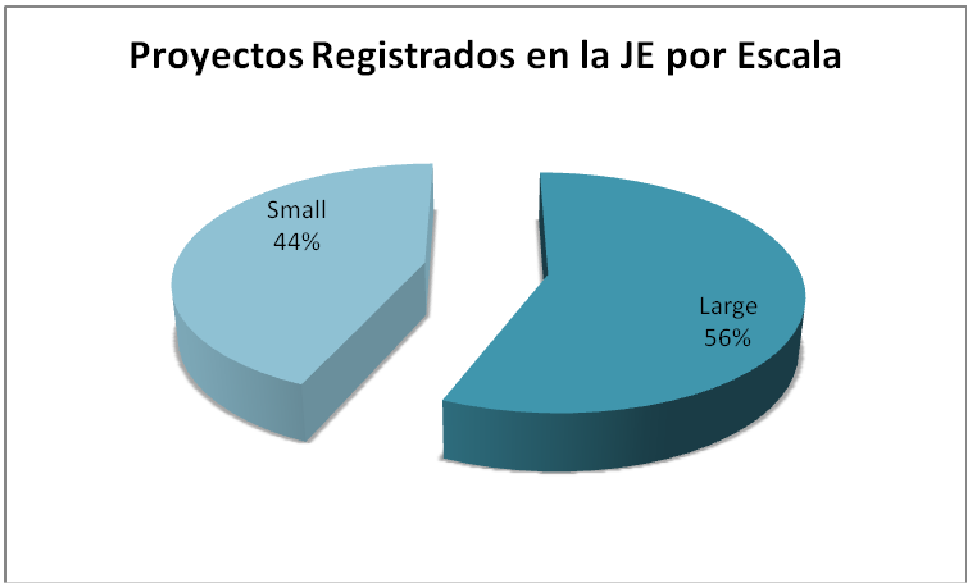


Figura 1.8: Proyectos Registrados en la JE por Escala.

Fuente: UNFCCC

A continuación, en la Tabla 1.5, se presenta los proyectos registrados por la JE del MDL como de gran escala, se ha seleccionado tres proyectos hidroeléctricos en tres países, y con la finalidad de obtener una visión de las principales características se presentará un análisis resumido del documento del diseño del proyecto cuyas siglas en inglés es PDD, el proyecto hidroeléctrico Allain Duhangan, con el énfasis en cómo el desarrollador del proyecto afrontó la adicionalidad del mismo.

Tabla1.5: Proyectos Hidroeléctricos más representativos de mayor escala en el mundo hasta el año 2009.

Proyectos Hidroeléctricos	Escala	País	Potencia
Xinjiang Kaiduhe River Chahan Wusu	Large	China	309 MW
Sihwa Tidal Power Plant CDM	Large	Republica de Korea	254 MW
Allain Duhangan Hydroelectric Project	Large	India	192 MW

Fuente: Elaboración propia en base a la información de la UNFCCC.

1.5.4.2.1. Caso de análisis: Proyecto Hidroeléctrico Allain Duhangan (ADHP).

Este proyecto de generación hidroeléctrica se encuentra ubicado en la Villa Pirni -Distrito de Kullo, India-. Como se muestra en la Figura 1.9; tiene dos turbinas generadoras cada una de 96 MW dando como resultado una potencia instalada de 192 MW, generando energía equivalente a 678,18 GWh/año y entregando anualmente al sistema eléctrico interconectado 579,01 GWh.

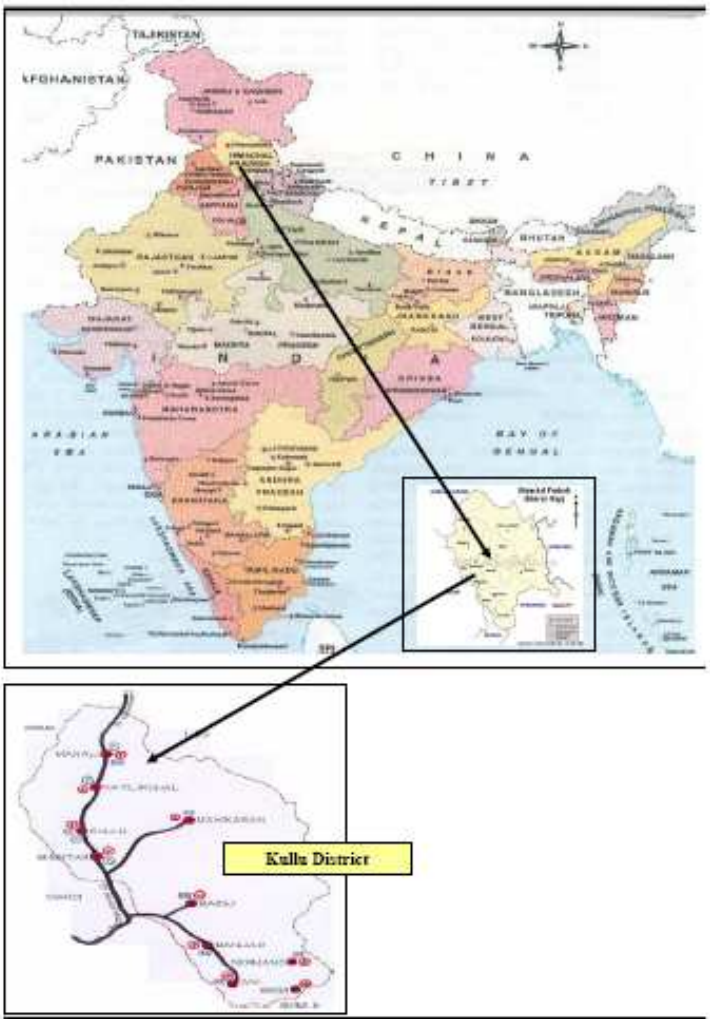


Figura 1.9: Ubicación del Distrito Kullo.

1.5.4.2.1.1. Justificación de la metodología aplicada al proyecto.

Para determinar la línea de base de la contabilización de las emisiones de CO_2 del proyecto se utiliza la metodología ACM0002: “Línea de base consolidada para redes eléctricas conectadas a generación de fuentes renovables”, en su versión 6”.

Los parámetros para aplicar la metodología ACM0002 para proyectos que inyectan energía a una red eléctrica se describen a continuación:

- La densidad de potencia es 6.508,47 W/m^2, la cual es mayor a 4W/m^2.
- No mezcla o realiza un cambio de generación renovable con no renovable.
- Se posee información de la red eléctrica que suplirá.
- Los límites geográficos están identificados.

Sobre lo señalado, el proyecto los cumple y se puede aplicar está metodología.

1.5.4.2.1.2. Barreras tecnológicas y financieras.

En el PDD, se indica que dada la capacidad del proyecto en el país (India), el desarrollo de un proyecto hidroeléctrico, presenta restricciones para ser financiado debido a los siguientes aspectos:

- Alto costo de capital (1,04 USD/ MW).
- Largos periodos de gestación.
- Riesgos geológicos.
- Riesgos hidrológicos y de reasentamiento.

Por estas razones, el potencial hidroeléctrico de 150 GW ha sido aprovechado únicamente en un 17%. Además de los altos costos de capital, la tasa interna de retorno, sin considerar los beneficios de la venta de los CERs, es de 10,69%, que es inferior a la tasa de descuento esperada de 12,60%. Ésta es una de las razones por la cual el proyecto no tuvo financiamiento.

Como barrera tecnológica se puede citar la falta de infraestructura en el área de construcción que en este caso se trata de una colina boscosa. El bosque impedía que se puedan ubicar las líneas de transmisión, además la casa de máquinas debía ser construida bajo tierra lo cual requería de estudios geológicos que determinen la estabilidad del suelo.

1.5.4.2.1.3. Adicionalidad del proyecto.

La energía equivalente de este proyecto 678,18 GWh/año, y de acuerdo a la planificación de la expansión permitirá reemplazar la energía producida por

generadores eléctricos a base de combustibles fósiles, los mismos que superan el 70%, razón por la cual se ha previsto una reducción de 494.668.00 toneladas por año, considerando un factor de emisión de la red eléctrica de la India de 0,737 t CO_2/MWh.

Si este proyecto no se realiza, el sistema eléctrico de la India no presentaría una reducción de emisiones de CO_2, debido a que los costos de inversión de los proyectos eléctricos renovables en India no tienen una política de incentivos, por lo que son elevados y adicionalmente estos proyectos presentan una baja tasa de retorno, comparados con los proyectos eléctricos a base de combustible.

En la Figura 1.10 a continuación se muestra el esquema de la adicionalidad de este proyecto.

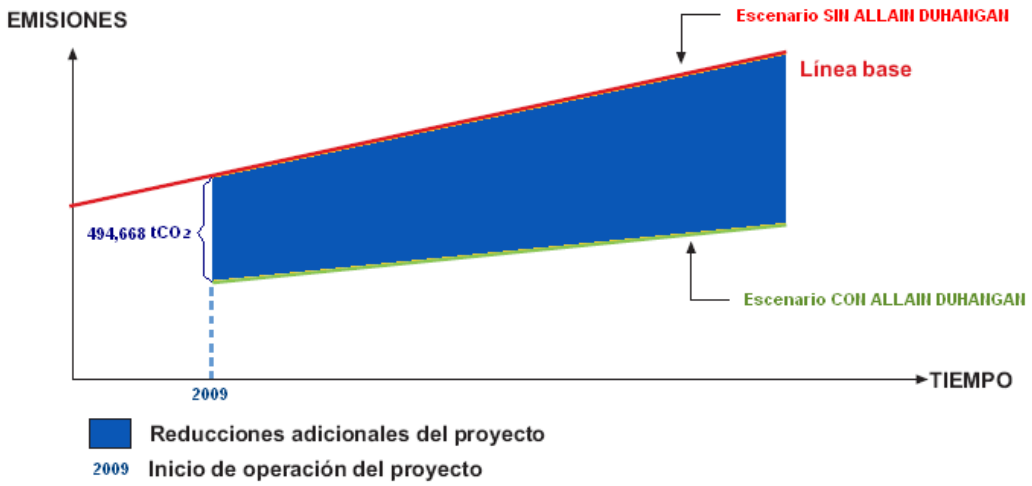


Figura 1.10: Esquema de la adicionalidad del Proyecto Allain Duhangan.

1.5.4.2.1.4. Esquema de contribución al desarrollo sostenible del país.

La actividad de este proyecto contribuyó al desarrollo sostenible de la siguiente manera:

- Utilización de los recursos hídricos renovables disponibles en la región del proyecto.

- Conservación de los recursos naturales (como el carbón, gas, combustibles derivados del petróleo, etc.) mediante el uso de fuentes renovables de energía.
- Generación de fuentes de empleo y oportunidades a la comunidad local durante la construcción y operación.
- Efecto catalizador del proyecto para la ejecución de otros proyectos hidroeléctricos similares en la India por los agentes privados.
- El ingreso de este proyecto contribuyó con la mitigación de los gases de efecto invernadero, reduciendo emisiones de éstos.

1.6. EL MERCADO DE CARBONO Y CICLO PARA LOS PROYECTOS MDL DEL SECTOR ELÉCTRICO.

1.6.1. MERCADO DE CARBONO

El mercado de carbono es un sistema de comercio a través del cual los gobiernos, empresas, o individuos pueden vender o adquirir reducciones de emisiones de GEI. Se concreta como cualquier otro mercado, es decir, cuando hay un bien transferible que transar entre un comprador y un vendedor, y se llega a un acuerdo del precio de este bien para cada parte. Uno de los principios más importantes, bajo el cual se sustenta el comercio de reducciones de emisiones, es que los GEI se distribuyen uniformemente en la atmósfera y, por lo tanto, la reducción y/o absorción de estos gases en cualquier sitio del planeta produce el mismo efecto.

Las Reducciones Certificadas de Emisiones (CERs), también conocidas como Bonos de Carbono se generan durante la fase de ejecución de un proyecto y constituyen derechos o créditos transables dentro del Mercado del Carbono.

El CER es la unidad de transacción con la que trabaja el MDL y corresponde a una tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente, además son únicamente expedidos después de la certificación de la reducción de emisiones que propone un proyecto MDL.

Los pasos a seguir o el ciclo de un proyecto MDL para obtener los CERs, se detallarán en el punto que se desarrolla a continuación.

1.6.2. CICLO DEL PROYECTO MDL EN PROYECTOS DEL SECTOR ELÉCTRICO

El ciclo MDL involucra la elaboración y ejecución de varias etapas, detalladas a continuación en la Tabla1.6 y desarrolladas para el Proyecto Río Calope de ENERMAX.

Tabla1.6: Ciclo del Proyecto MDL Río Calope de Ecuador.

Etapa	Entidad	Resumen
Diseño del proyecto	Proponente del proyecto.CAF, INTERMEDIARIO, en representación del gobierno de Holanda ENERMAX, PATROCINADOR	La central hidroeléctrica Río Calope es una central de pasada de 16.6 MW ubicada en la provincia de Cotopaxi, su objetivo es el autoconsumo y la venta de excedente.
Aprobación nacional	Autoridad nacional para el mecanismo de Desarrollo Limpio. Ministro/a del Ambiente del Ecuador.	El ministerio de Ambiente conforma una comisión técnica de evaluación que emite un informe favorable para la aprobación del proyecto.
Validación	Entidad Operacional Designada por la UNFCC.DNV DET NORSKE VERITAS CERTIFICATION LTDA.	La clasificadora DNV valida el proyecto basándose en los lineamientos MDL.
Registro	Junta Ejecutiva del MDL, el 12-11-06.	ACM0002 Consolidated baseline methodology for grid connected electricity generation from renewable sources. And Tool for the demonstration and assessment of additionality
Monitoreo	ENERMAX con la información proveniente de CENACE.	Se calculan los CERs en base a los reportes de despacho emitidos por el CENACE, ACM0002 Consolidated monitoring methodology for grid connected electricity generation from renewable sources.
Verificación	Entidad Operacional Designada por la UNFCC.DNV DET NORSKE VERITAS CERTIFICATION LTDA.	Mediante auditorias certifica el proceso de gestión de la empresa patrocinadora, midiendo el cumplimiento del objetivo tal cual fueron las cláusulas de aprobación.
Certificación	Junta Ejecutiva del MDL.	Una vez que la información es confirmada se realiza la emisión de los CERs.

Fuente: Elaboración propia en base a la información de la UNFCCC.

1.7. DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE EMISIÓN DE CO_2 DE UNA RED ELÉCTRICA, MEDIANTE LA METODOLOGÍA ACM0002.

La metodología ACM0002, estima la reducción de emisiones atribuible a proyectos que generan energía eléctrica a partir de fuentes renovables. Sin embargo, los proyectos con reservorios deben cumplir un requisito excluyente: el cociente entre la potencia de la central y el área del embalse en su máximo nivel no debe ser inferior a 4 W/m^2.

La definición de la Línea de Base, en los proyectos del sector eléctrico debe permitir demostrar que en ausencia del proyecto propuesto, sería provista por otras plantas, futuras o existentes conectadas a la red.

Dentro de esta metodología, se debe considerar el cálculo de los siguientes parámetros:

- Margen de Operación OM: Es el conjunto de centrales de generación que están conectadas a una red eléctrica, cuya generación es afectada por el ingreso de un proyecto MDL.
- Margen de Construcción BM: Es el conjunto de centrales que han ingresado a la red eléctrica durante los últimos 5 años y que representen el 20 % de la generación del año en estudio.
- Margen Combinado CM: Es la relación que existe entre el Margen de Operación y el Margen de Construcción.

Esta normativa está basada en el cálculo de la metodología de Línea Base, la cual contempla los pasos que se muestran en la Figura 1.14 y que serán desarrollados a continuación:

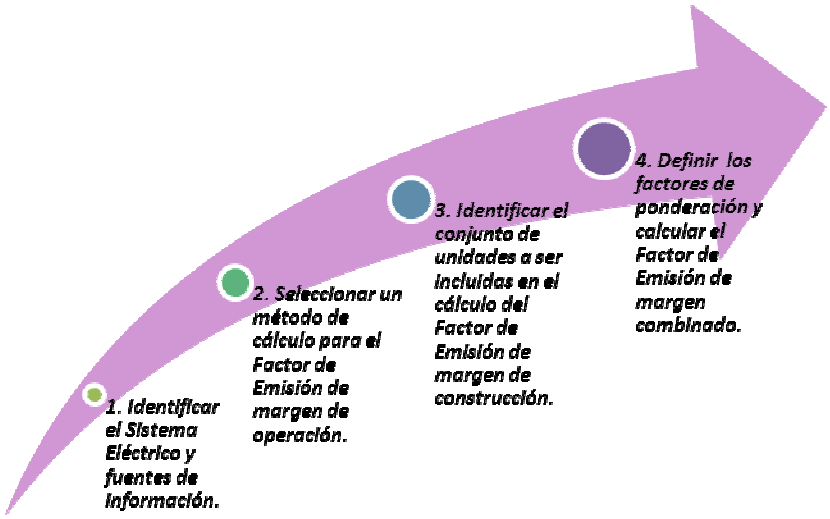


Figura 1.11: Pasos de la metodología ACM0002.

Fuente: Elaboración Propia.

Paso 1. La creación de una base de datos donde consten todas las unidades de generación conectadas al sistema eléctrico en cuestión, donde se debe especificar la tecnología de la planta y el tipo de combustible que utiliza.

Paso 2. La metodología permite el cálculo del margen de operación considerando la información disponible, presentando cuatro métodos cálculo:

a) Margen de Operación simple.
b) Margen de Operación simple ajustado.
c) Margen de Operación por análisis de despacho.
d) Margen de Operación promedio.

Dentro de estos métodos se debe incluir la generación neta registrada por el proyecto MDL entregada a la red.

El método seleccionado para el cálculo del Factor de Emisión del Margen de Operación FE_{OM} es el método de Margen de Operación Promedio, por las siguientes razones:

- Se cuenta con la información de la generación neta de electricidad y consumo de combustible por cada unidad.
- Se dispone del Factor de Emisión de cada tipo de combustible.
- Los datos de combustibles no son consumos reales sino un consumo promedio que se obtiene a partir del rendimiento de las unidades de generación.
- En este método se considera el Factor de Emisión de 0 tCO2/MWh para todas las unidades de generación de bajo costo.

Entonces aplicando lo estipulado en la metodología ACM0002, el cálculo se realizó utilizando la siguiente herramienta:

$$FE_{red,OMpromedio,T} = \frac{\sum_{i,m} FC_{i,m} \cdot NCV_{i,T} \cdot FE_{CO_2,i,T}}{\sum_m EG_{m,T}}$$

Ecuación 1.1

Donde:

$FE_{red,OMpromedio,T}$	Es el factor de emisiones de CO_2 del Margen de Operación promedio en el año *T*.
$FC_{i,m,T}$	Cantidad de combustible tipo *i* consumido por una central de generación de energía eléctrica en el año *T* (unidad de masa o volumen).
$FE_{CO_2,i,T}$	Factor de emisiones de CO_2 de combustible fósil tipo *i* en el año *T*.
$EG_{m,T}$	Cantidad de energía neta entregada a la red por la central de generación en el año *y*.
m	Todas las centrales de generación de energía eléctrica que sirven a la red en el año, excepto las centrales de bajo costo y generación forzada.
i	Todos los tipos de combustibles fósiles que fueron usados en las centrales de generación.

T	Año para el cual se dispone la información.

Paso 3. El conjunto de las unidades que deben ser incluidas en el cálculo del margen de construcción para lo cual es necesario tomar en cuenta lo siguiente:

a) Se debe considerar las unidades que han ingresado en los últimos 5 años anteriores al año de análisis.
b) Estas unidades deben representar el 20% de la generación neta total en el año de análisis.
c) Si dentro de una central de generación existen unidades que representan el 20% de la generación total del sistema se debe considerar toda la central dentro del cálculo.
d) Las centrales registradas como actividades de proyectos MDL deben ser excluidas.
e) De no cumplirse que las unidades en los últimos 5 años representan el 20%, debe incorporarse las unidades de los últimos 10 años.

El cálculo de Factor de Emisión del Margen de Construcción obedece a la siguiente ecuación:

$$FE_{red,BM,T} = \frac{\sum EG_{m,T} \, FE_{EL,m,T}}{\sum EG_{m,T}}$$

Ecuación 1.2

Donde:

$EF_{red,BM,T}$	Factor de emisiones de CO_2 del margen de construcción en el año *T* (t CO_2/MWh).
$EG_{m,T}$	Cantidad neta de energía generada y entregada a la red por las centrales de generación *m* en el año *T* (MWh).
$FE_{EL,m,T}$	Factor de emisiones de la unidad de generación *m* en el año *T*.
m	Unidades de generación de energía incluidas en el margen de construcción.

T	Año histórico más reciente para los cuales los datos de generación están disponibles.

Paso 4. Para determinar el margen combinado es necesario considerar los siguientes factores de ponderación para cada margen:

- w_{OM} Ponderación del Factor de Emisión de margen de operación (%).
- w_{BM} Ponderación del Factor de Emisión de margen de construcción (%).

Se debe tener en cuenta que la suma de estos factores no debe ser mayor que uno, los mismos que son fijados en el periodo de crédito, y al renovarse este periodo.

- Para proyectos eólicos y solares: $w_{OM} = 0{,}75$ y $w_{BM} = 0{,}25$.
- Para otros proyectos: $w_{OM} = 0{,}5$ y $w_{BM} = 0{,}5$.

El Factor de Emisión de Margen Combinado, el cual como su nombre lo dice, resulta de la combinación de los Factores de Emisión calculados anteriormente, según la siguiente ecuación:

$$FE_{red,MC,T} = FE_{red,MO,T} \cdot w_{OM} + FE_{red,BM,T} \cdot w_{BM}$$

Ecuación 1.3

Donde:

$FE_{red,BM,T}$ Factor de emisiones de CO_2 del margen de construcción en el año *T* (t CO_2/MWh).

$FE_{red,OM,T}$ Factor de emisiones del margen de operación del año *T* (t CO_2/MWh).

w_{OM} Ponderación del factor de emisiones del margen de operación (%).

w_{BM} Ponderación del factor de emisiones del margen de construcción (%).

Finalmente este Factor de Emisión se multiplica por la energía generada del proyecto MDL que ingresa y de esta manera se obtiene la reducción de emisiones de CO_2 debidas a la operación del proyecto.

2. CAPÍTULO 2: ANÁLISIS DEL PROYECTO COCA CODO SINCLAIR.

2.1. INTRODUCCIÓN.

Este capítulo presenta una breve descripción del Proyecto Coca Codo Sinclair (CCS): su historia, financiamiento, y profundiza en la posibilidad de poderlo calificar como proyecto de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).

Se analizará varios de los requerimientos que el Proyecto Coca Codo Sinclair debe cumplir para poder ser MDL, entre ellos la contribución a la mitigación y reducción de gases de efecto invernadero (GEI) adicionales, la adicionalidad del proyecto, y su contribución al desarrollo sostenible de la zona de influencia y del país. Estos requisitos son muy importantes de demostrar, ya que comprenden aspectos sociales, económicos y ambientales.

Es importante mencionar que este proyecto no sólo se beneficiará de los Bonos de Carbono sino que también, por sus características técnicas, proporcionará la seguridad energética que el Ecuador requiere para su desarrollo, permitiendo cubrir el déficit de energía que actualmente sufre el país, e inclusive crea expectativas de poder exportar energía.

2.2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.

El Proyecto Coca Codo Sinclair es un proyecto cuya misión es generar energía hidroeléctrica con eficiencia, calidad, mínimo impacto ambiental y bajos costos, para impulsar el desarrollo del país. El Proyecto Coca Codo Sinclair está ubicado en la parte nor-oriental del Ecuador, en las Provincias de Napo (Cantón El Chaco) y Sucumbíos (Cantón Gonzalo Pizarro). Se basa en el aprovechamiento de las aguas del Río Quijos en su confluencia con el Río Salado, en la sub-cuenca del

Río Coca de la cuenca hidrográfica del Río Napo (vertiente amazónica), la más grande del país. Ver Figura 2.1.

Figura 2.1: Río Coca en el punto de CCS, aguas abajo.
Fuente: Trabajo de Campo, ENTRIX, Marzo 2008.

Inicialmente este proyecto fue identificado por el ex Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), el cual para conocer las características técnicas y estudios de factibilidad del proyecto, contrató a las empresas consultoras "Electroconsult – Tractionel – Rodio – Astec – Inelin –Ingeconsult - Caminos y Canales".

Posteriormente, en el año 2008, los estudios realizados por las empresas mencionadas fueron actualizados, definiéndose la construcción del Proyecto Coca Codo Sinclair con una capacidad de 1.500 MW.

Para llevar a cabo este proyecto se constituyó la Compañía Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair S.A., que a su vez está conformada por la Compañía de Generación Termoeléctrica Pichincha Termopichincha S.A, con una inversión del 70% y la Compañía Energía Argentina S.A. ENARSA, con el 30% restante.

En el año 2009 la Compañía Energía Argentina S.A. ENARSA, procede a vender la totalidad de sus acciones a favor de la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC).

Finalmente, el 26 de mayo de 2010, con Decreto Ejecutivo No. 370, el Presidente de la República, Eco. Rafael Correa Delgado, transforma a la compañía hidroeléctrica Coca Codo Sinclair S.A. en la Empresa Pública Estratégica Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair EP, como persona jurídica de derecho público, con patrimonio propio, dotada de autonomía presupuestaria, financiera, económica, administrativa y de gestión, con domicilio principal en el Distrito Metropolitano de Quito, provincia de Pichincha, responsabilizándose del 100% de la participación para llevar adelante el proyecto.

Con estos antecedentes y ante las circunstancias actuales del país, el Proyecto Hidroeléctrico Coca Codo Sinclair está considerado como prioritario y de alto interés nacional, con el fin de cubrir de forma adecuada la demanda de potencia y energía en los próximos años, e incluso tener la posibilidad de exportar energía a los países vecinos.

A continuación se muestra las principales características del proyecto:

- Generación eléctrica: 1.500 MW.
- Producción de energía anual: 8.743 GWh.
- Caudal de diseño: 222 m^3/s.
- Caudal ecológico: se define en EIAD.
- Factor de planta: 0,8.
- Tipo de turbinas de eje vertical: Pelton 6 chorros.
- Número de turbinas: 8
- Potencia unitaria por turbina: 187,5 MW.
- Velocidad de rotación por turbinas: 300 r.p.m.
- Caída neta: 609 metros.
- Vida útil: 50 años.
- Líneas de transmisión (2 paralelas de 500 kV y 1 de 230 kV).
- Carreteras y puentes de acceso a obra de captación, casa de máquinas y zona de trabajo de los topos de perforación.

En este momento el avance físico del proyecto se encuentra en la fase de construcción de vías de acceso y obras preliminares. De acuerdo al Plan Maestro de Electrificación 2009 – 2020, se estima la entrada en operación comercial en el año 2016.

2.3. COCA CODO SINCLAIR Y EL MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO (MDL).

El Proyecto Coca Codo Sinclair se ha convertido en un proyecto de gran interés y gran atracción, no sólo por su capacidad energética, sino también por los beneficios que involucran al ambiente y por los cuales el proyecto puede calificar al Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).

La Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair es un proyecto de energía renovable con una potencia instalada de 1.500 MW y un embalse con capacidad de almacenamiento de aproximadamente 3,03 km^2, con estas características el proyecto CCS podría ser un proyecto MDL de gran escala debido a que su capacidad instalada es mayor de 15 MW (límite superior de un proyecto de pequeña escala).

Además cumple con las condiciones que debe tener un proyecto para ser MDL:

- Participación voluntaria.
- Ecuador tiene una Autoridad Nacional Designada para el MDL. (Ministerio del Ambiente).
- El proyecto CCS se desarrolla en un país que se ratificó en el Protocolo de Kyoto.
- La construcción y operación de este proyecto contribuirá al desarrollo sostenible de la zona y del país.
- La operación de este proyecto, contribuirá con la mitigación y reducción de gases de efecto invernadero (GEI) adicionales.

Para la demostración de este último requisito, la reducción de emisiones de dióxido de carbono, se utilizará la metodología ACM0002, la cual es aprobada por la Junta Ejecutiva de las Naciones Unidas. La razón por la que se empleará esta metodología se basa en las condiciones de aplicabilidad de la misma. En la Figura 2.2 se presenta las condiciones de aplicabilidad del Proyecto Coca Codo Sinclair a esta metodología.

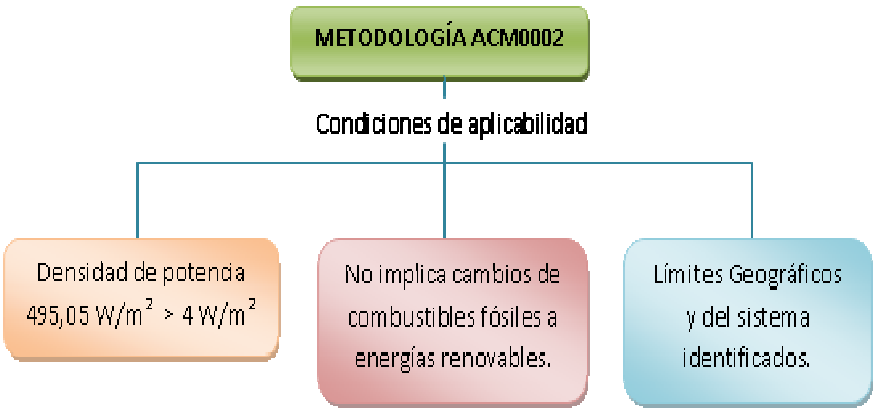


Figura 2.2: Condiciones de aplicabilidad de CCS en la metodología ACM0002.
Fuente: Elaboración propia en base a la metodología ACM0002 de la Junta Ejecutiva.

Además, para que este proyecto pueda ser aprobado por la Junta Ejecutiva como MDL debe demostrar la adicionalidad que se mencionó en el capítulo 1.

2.3.1. ANÁLISIS DE LA ADICIONALIDAD.

Como se mencionó en el capítulo 1, los bonos no se otorgan a cualquier proyecto limpio, sino solamente a aquellos capaces de demostrar que sin la ayuda financiera provista por el MDL su implementación hubiera sido muy difícil de llevar a cabo.

Entonces las estrategias que se utilizan para ello son mediante las barreras tecnológicas y financieras que en el siguiente apartado se explican.

2.3.1.1. Barreras tecnológicas y financieras.

2.3.1.1.1. Barreras tecnológicas

Como barrera tecnológica se puede citar la falta de infraestructura en el área de construcción. Las estructuras geológicas y geotécnicas se deben considerar muy detenidamente, ya que la zona es muy rocosa. Además se realizarán obras subterráneas, razón por la cual el equipamiento debe ser de muy buena calidad y apropiado para la zona, porque está expuesta a posibles contratiempos naturales causados por el volcán El Reventador.

Además el proyecto de 1500 MW que tiene un impacto ambiental, sin embargo a pesar de ser un proyecto de gran escala su impacto es mínimo en comparación a su magnitud.

2.3.1.1.2. Barreras financieras

En cuanto a la parte financiera "El Proyecto Coca Codo Sinclair tiene un costo de USD$ 1.979.700.000 de dólares que serán financiados por el banco Eximbank de China con un crédito de USD$1.682.745.000 a 15 años plazo, con un interés del 6,9% a tasa fija, incluyendo un período de gracia de 5,5 años. El Estado financiará el proyecto con USD$ 296.955.000"[7].

La Tabla 2.1 comparativa muestra las características económicas del Proyecto Coca Codo Sinclair, realizadas por la Consultora Electroconsult y la Comisión Federal de Electricidad de México (CFE).

[7] Datos tomados de la REVISIÓN DEL ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DEL PROYECTO HIDROELÉCTRICO COCA CODO SINCLAIR (Alternativa 1.500 MW), del CONELEC y de la revista del Comercio, publicada en Enero de 2011.

Tabla 2.1: Evaluación Financiera del Proyecto COCA CODO SINCLAIR.

CONCEPTO	ELECTROCONSULT	CFE
Potencia (MW)	1500	1500
Generación Media Anual (GWh)	7697	8991,5
Inversión (Millones USD)	1889,72	1937,2
Tasa de descuento (%)	6	6
Costo de la energía (EPC) (USD/kWh)	1,95	1,66
Valor Presente Neto (Millones de dólares)	1229	1637
Relación B/C	1,69	1,91
Tasa Interna de Retorno (%)	10,7	11,8

Fuente: Revisión del estudio de factibilidad del proyecto hidroeléctrico CCS del CONELEC y CFE.

De acuerdo al informe final de la revisión de factibilidad del proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair, realizado por el CONELEC y revisado por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México, la Tasa Interna de Retorno (TIR) es 10,7%, por lo que la CFE menciona que la tasa de rendimiento mínima atractiva adoptada como línea de base por Electroconsult es diferente a la utilizada en México; la entidad responsable de los recursos para la construcción de este tipo de obras exige una tasa mínima del 12%, considerando para ello la tasa de mercado, la inflación esperada, así como el riesgo de destinar los recursos económicos de este tipo de obras de infraestructura. Con ello se garantiza las altas tasas de rentabilidad en los proyectos de infraestructura construidos por el Gobierno Mexicano.

A continuación se presentan alternativas de proyectos similares que pueden ser construidos en la zona para obtener una mejor rentabilidad:

Alternativa 1: Central Térmica Esmeraldas II (MCI)

La central Térmica Esmeraldas está ubicada en la provincia de Esmeraldas, en la zona costera del Ecuador, tiene una potencia efectiva de 148,5 MW, y entregará

anualmente al Sistema Nacional Interconectado (SNI) aproximadamente 1.147,36 (GWh). La Tabla 2.2 muestra la evaluación financiera del proyecto.

Tabla 2.2: Evaluación Financiera del proyecto térmico Esmeraldas.

PROYECTO TÉRMICO ESMERALDAS	
Inversión (USD)	187.440.486,41
Tasa de descuento	12%
Tasa Interna de Retorno (TIR)	12,01%
Valor Actual Neto (VAN USD)	98617,33
Período de Retorno (AÑOS)	5,97
Costo del Kilowatio instalado (USD/KW)	4,1653

Fuente: Elaboración propia en base a la información del CENACE.

Alternativa 2: Proyecto Hidroeléctrico Mazar – Dudas

El proyecto hidroeléctrico Mazar-Dudas de potencia 20,82 MW está ubicado en la provincia de Cañar, Cantón Azogues, parroquias Taday, Pindilig, Rivera, Luis Cordero y Azogues.

En la Tabla 2.3 se presenta la evaluación financiera del proyecto hidroeléctrico Mazar-Dudas con y sin la venta de los CERs.

Tabla 2.3: Evaluación Financiera del proyecto hidroeléctrico Mazar – Dudas indicadores de rentabilidad.

INDICADOR	CON MDL	SIN MDL	VARIACIÓN
Inversión Inicial (USD)	41607,714	41607,714	-
Tasa de Descuento	12,00%	12,00%	-
Tasa Interna de Retorno (TIR)	16,84%	14,68%	2,10%
Valor Actual Neto (VAN USD)	7924,593	4676,243	3248,35
Valor Presente Costos (VPC USD)	64636,179	64636,179	-
Valor Presente Beneficios (VPB USD)	72560,772	69312,422	3248,35
Relación Beneficio Costo (RBc)	112260306	1072347147	0,05
Período de Retorno (años)	15	19	-4
Costo del Kilowatio Instalado (USD / KW)	1,998	1,998	-

Fuente: Proyecto Hidroeléctrico Mazar - Dudas.

Se puede apreciar que este proyecto con la venta de los CERs sus indicadores de rentabilidad se hacen más atractivos puesto que se incrementan, la tasa interna de retorno aumenta en un 2,1 % y por ende el período de retorno disminuye.

Por lo tanto, de las alternativas analizadas se concluye que el Proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair tiene la menor tasa interna de retorno (TIR), demostrando ser el proyecto menos rentable a pesar de sus características técnicas, sin embargo cuenta con la posibilidad de calificar como proyecto MDL y así beneficiarse de la venta de los CERs. Entonces si el hidroeléctrico Mazar-Dudas de 20,82 MW, que es un proyecto pequeño comparado con el proyecto CCS obtuvo un incremento del 2,1% en su Tasa Interna de Retorno, esto sería lo mínimo que se esperaría para el proyecto CCS, alcanzando de esta manera una rentabilidad apropiada de más del 12%.

2.4. IMPACTOS ESPERADOS SOBRE LAS EMISIONES DE CO_2 EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO.

Otro factor importante dentro de la adicionalidad es la demostración de reducción de emisiones adicionales. Entonces de acuerdo a la metodología, las emisiones se miden respecto a un hipotético escenario en el cual el proyecto no se implementa (línea de base), por lo tanto la reducción de emisiones es igual a la diferencia entre la cantidad de emisiones de este escenario hipotético y la cantidad de emisiones prevista una vez que se implemente el proyecto. En este caso, para tener una referencia de lo que sucederá en el año 2016 cuando ingrese el proyecto Coca Codo Sinclair, se realizará un análisis de un caso hipotético considerando que ingresa en el año 2009.

A continuación se presenta el análisis de la Línea de Base y posteriormente la estimación de reducciones de emisiones de CO_2.

2.4.1. LÍNEA DE BASE.

La información a ser empleada para este estudio es la que proviene de la generación neta del Sistema Nacional Interconectado (SNI) en el año 2009, proporcionada por el CENACE, el Factor de Emisión de CO_2 del SNI para el año 2009 tomado del MAE y la energía media que producirá el proyecto CCS anualmente.

Entonces, multiplicando la energía neta por el Factor de Emisión de CO_2 se obtiene las emisiones de CO_2 arrojadas durante el año 2009 en ausencia del proyecto, es decir, sin considerar la implementación del proyecto Coca Codo Sinclair. Por lo tanto, en el año 2009 el sector eléctrico del país emitirá a la atmósfera 10.321.226,15 tCO_2e (Ver Tabla 2.4). Cabe recalcar que de no efectuarse el proyecto hasta el año 2016, el Factor de Emisión de CO_2 aumentará y como consecuencia de ello, las emisiones de CO_2 también lo harán.

Tabla 2.4: Estimación de emisiones de CO_2 SIN CCS, en el año 2009.

EMISIONES DE CO_2	
SIN COCA CODO SINCLAIR	
Energía Térmica al año 2009 (MWh)	6.260.500,00
FE_MO (tCO2/MWh)	0,7282
FE_BM (tCO2/MWh)	0,3268
FE_MC (tCO2/MWh)	0,62785
Toneladas de CO_2	3.930.654,93

Fuente: Elaboración propia en base a la información del CENACE.

2.4.2. ESTIMACIÓN DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CO_2 QUE SE LOGRARÁN.

En vista de que al proyecto Coca Codo Sinclair no se le asocia ninguna emisión de CO_2, en base a la metodología ACM0002; la reducción anual de emisiones será igual a la cantidad de CO_2 que el proyecto desplaza y que en ausencia del

mismo será servida por las plantas térmicas del SNI, dejando de emitirse a la atmósfera 5.489.292,55 tCO_2e por año. Como se muestra en la Tabla 2.5.

Tabla 2.5: Estimación de emisiones de CO_2 CON CCS, en el año 2009.

EMISIONES DE CO_2	
CON COCA CODO SINCLAIR	
Energía anual C.C.S (MWh)	8743000
FE_MO (tCO2/MWh)	0,7282
FE_BM (tCO2/MWh)	0,3268
FE_MC (tCO2/MWh)	0,62785
Toneladas de CO_2	**5.489.292,55**

Fuente: Elaboración propia en base a la información del CENACE.

A continuación, en la Figura 2.3, se detalla el esquema de la adicionalidad de reducción de emisiones adicionales del proyecto Coca Codo Sinclair para el año 2009, en el que se muestra los escenarios con y sin el proyecto CCS.

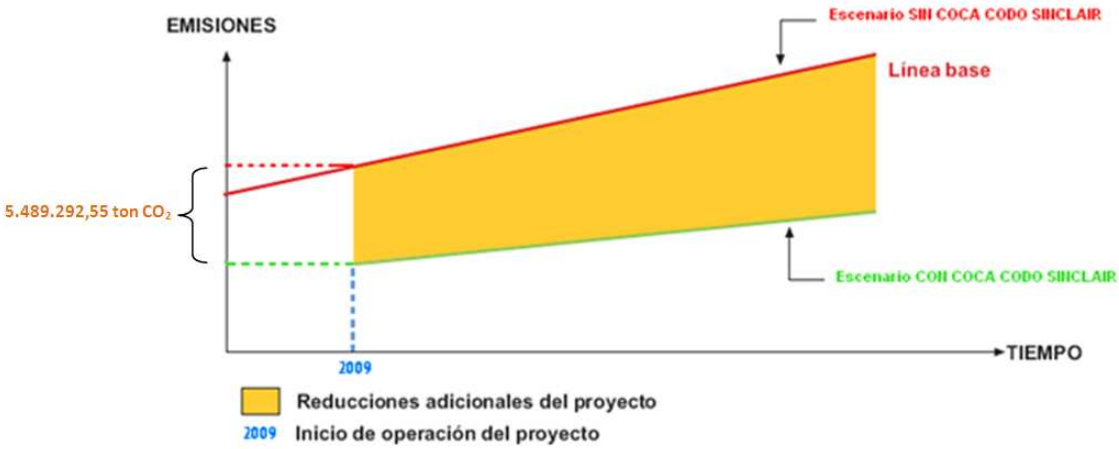


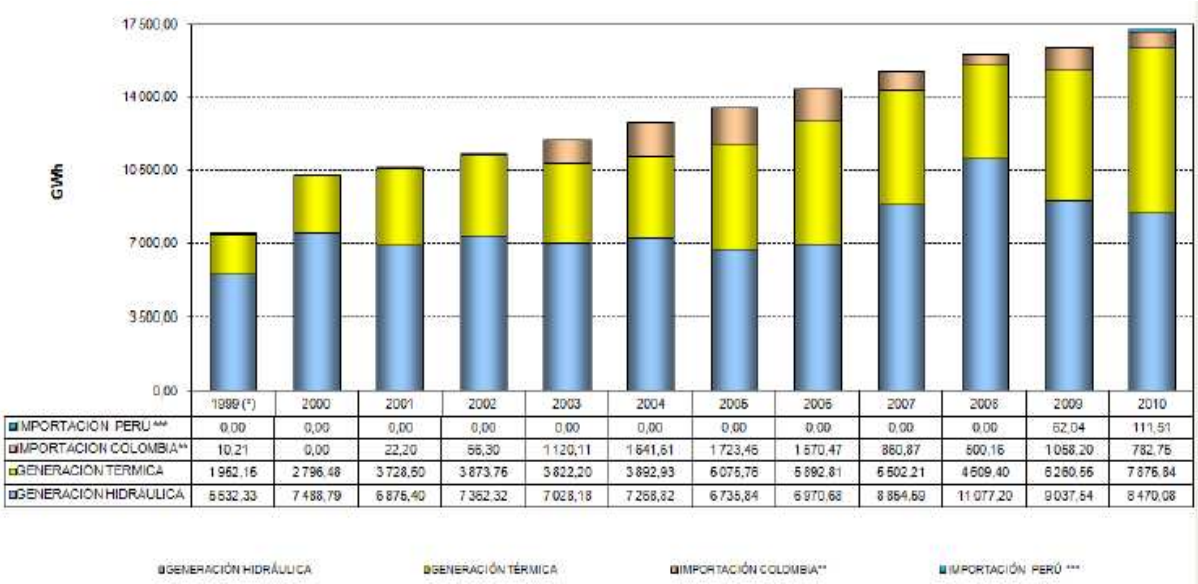
Figura 2.3: Esquema de la Adicionalidad del Proyecto COCA CODO SINCLAIR.
Fuente: Elaboración propia en base a los resultados de las tablas 2.4 y 2.5.

De modo que, sin el proyecto Coca Codo Sinclair, la matriz energética se mantendría similar a la que se ha venido llevando en los últimos años, la

generación térmica continuaría con una alta participación en la oferta de energía y potencia.

También, podría incrementarse la dependencia de importación de electricidad de Colombia; consecuentemente el incremento de la generación térmica repercutiría en un aumento de emisiones de dióxido de carbono (CO_2).

La Figura 2.4 detalla la producción neta total de energía del SNI desde el año 2000 hasta el año 2010, en la que se puede apreciar la tendencia creciente que ha tenido la generación termoeléctrica en los últimos años, lo cual es una señal de que se deben realizar acciones para detener este crecimiento.



	1999 (*)	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
IMPORTACION PERU ***	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	62,04	111,51
IMPORTACION COLOMBIA**	10,21	0,00	22,20	66,30	1120,11	1641,51	1723,46	1570,47	860,87	500,16	1058,20	782,75
GENERACION TERMICA	1962,16	2796,48	3728,50	3873,76	3822,20	3892,93	6075,76	5892,81	6502,21	4509,40	6260,56	7876,84
GENERACION HIDRAULICA	5532,33	7488,79	6875,40	7362,32	7028,18	7268,82	6735,84	6970,68	8884,69	11077,20	9037,54	8470,08

Figura 2.4: Producción neta de energía en GWh.
Fuente: Informe anual 2010, de CENACE.

2.4.3. DESARROLLO SOSTENIBLE DEL PAÍS.

Para el tratamiento de este tema es necesario considerar aspectos sociales, económicos y ambientales.

2.4.3.1. Aspectos Sociales

El área de influencia del proyecto Coca Codo Sinclair, desde el punto de vista socioeconómico, incluye los asentamientos poblacionales de las parroquias

Gonzalo Pizarro, Reventador y Gonzalo Días de Pineda, cabe mencionar que en la zona donde se instalará la infraestructura del proyecto no se localiza ningún centro poblado, solo propietarios de fincas.

En el área de influencia del proyecto hidroeléctrico se evidencia un alto porcentaje de pobreza por necesidades básicas insatisfechas (NBI), ubicándose muy por encima del indicador del país 61,3 %.

Tabla 2.6: Población en el área de estudio por necesidades básicas insatisfechas (NBI).

Fuente: SIISE, versión 4.5., Elaboración: ENTRIX, 2008.

En cuanto al nivel de educación, estas zonas presentan bajas cifras, si nos referimos a una educación completa a nivel secundario y menores aún en instrucción superior, lo cual provoca una vulnerabilidad laboral. Como consecuencia se limita la participación en procesos de toma de decisión y cargos técnicos.

Ante estas realidades, la empresa Coca Codo Sinclair está firmemente decidida a consolidar la buena vecindad con las comunidades en las que se asienta la construcción del proyecto hidroeléctrico de su nombre. Para ello mantendrá un sincero compromiso para mejorar los niveles de bienestar de la población, a través de mecanismos de co-responsabilidad de los gobiernos seccionales y con los propios habitantes de la zona.

Con estas bases, la empresa Coca Codo Sinclair ha comprometido su esfuerzo con los moradores de la parroquia El Reventador, para colaborar en la dotación y reparación del mobiliario escolar de los 6 centros de educación primaria y uno de educación secundaria.

Esta decisión beneficiará directamente a 380 estudiantes de estos establecimientos públicos.

Para la construcción y reparación del mobiliario, se ha convocado a artesanos de la zona, los cuales utilizarán la madera extraída del lugar en que se construyó la vía a la casa de máquinas. Esta extracción se realizó con la debida licencia de aprovechamiento forestal, especialmente otorgada por el MAE.

De esta manera, la empresa devuelve los recursos de la zona a los propios pobladores además de beneficiarlos con trabajo.

Una acción similar se realizará en la parroquia de Lumbaqui, zona también aledaña a la construcción del proyecto CCS.

Es importante mencionar que la ejecución de las diferentes obras del proyecto CCS también permitirá la utilización de mano de obra ecuatoriana calificada y no calificada, y tendrá un efecto multiplicador, por la contratación de otro tipo de servicios. Se considera que la obra generará entre 2.500 y 3.000 puestos de trabajo directos y 5.000 indirectos". [8]

2.4.3.2. Aspectos Económicos

El proyecto CCS proporcionará la seguridad energética que el Ecuador requiere para su desarrollo, pues permitirá al fin cubrir el déficit de energía que tradicionalmente sufre el Ecuador, además facilitará cubrir la demanda para actividades productivas y también el ahorro de 2,5 millones de dólares diarios, al sustituir la importación de electricidad desde Colombia y Perú y de 533 millones de galones de diesel anuales para las plantas térmicas.

El proyecto CCS incrementará en un 36% la producción de energía eléctrica del país, lo cual permitirá que inclusive pueda exportarse energía.

[8] Fuente: Revista del periódico del Comercio, publicada en Enero de 2011.

Una vez en funcionamiento la central CCS, el proyecto ahorrará al Estado cerca de USD$ 730 millones debido a la suspensión de las importaciones de electricidad y de combustible[9].

Además este proyecto regulará las tarifas eléctricas para favorecer las condiciones de vida de la población de menos ingresos.

Todo lo mencionado anteriormente se verá reflejado en el Producto Interno Bruto puesto que la electricidad es un factor muy importante en la economía de un país, ya que es el elemento motor de todas las industrias, empresas, comercio, etc.

El ingreso del proyecto CCS afecta a varios rubros económicos del país como son:

- El volumen monetario de importación, ya que éste disminuiría debido a que se dejaría de importar electricidad y combustibles.
- La inversión monetaria del país también se vería incrementada por el préstamo obtenido por el gobierno ecuatoriano para la construcción del proyecto CCS.
- El volumen monetario de las exportaciones se incrementaría, puesto que hay muchas expectativas de que se pueda exportar electricidad a los países vecinos.

Entonces, de acuerdo a la información del Banco Central del Ecuador, el producto interno bruto para el 2009 fue de 52.022 millones de dólares; simulando un caso en el que el proyecto CCS hubiese ingresado en el año 2009 el impacto sobre el PIB sería el siguiente:

[9] Periódico digital del gobierno de -la Revolución Ciudadana "El Ciudadano"

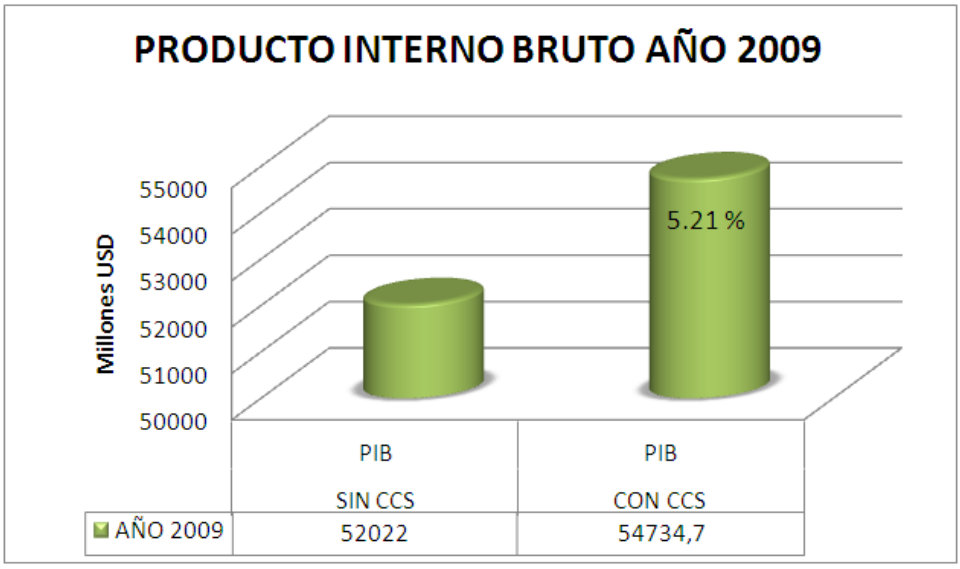


Figura 2.5: Producto Interno Bruto año 2009.

Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar en la Figura 2.5, con el ingreso del proyecto Coca Codo Sinclair el PIB se incrementa en un 5,21%, considerando la inversión de USD$ 1.979,7 millones de dólares, y si a esto sumamos los 733 millones de dólares por ahorro de importaciones de energía y combustibles, sin considerar el rubro económico de las futuras exportaciones de energía que se pueden dar, se esperaría que para el año 2016 el ingreso del proyecto CCS aporte significativamente a la economía del país.

2.4.3.3. Aspectos Ambientales

El proyecto Coca Codo Sinclair es un proyecto ecológicamente limpio, con muy pocos efectos negativos sobre el ambiente. Los responsables de la construcción de la nueva central hidroeléctrica han tomado todas las precauciones para minimizar los efectos adversos del asentamiento del proyecto en la región, a través del estricto apego a las normas ambientales.

Como las obras más importantes son subterráneas, y a través de la aplicación de los Planes de Manejo Ambiental, el proyecto no causará deforestación y permitirá

la conservación del bosque y de la biodiversidad. Las características de esta central no contemplan la construcción de un gran embalse.

La central luego de producir energía, devolverá el agua al río, el cual no se consumirá ni se contaminará.

Figura 2.6: Vista de la cascada San Rafael desde el mirador.
Fuente: Entrix. Trabajo de campo, marzo 2008.

El proyecto Coca Codo Sinclair emitirá energía limpia y renovable, lo cual permitirá reducir los impactos ambientales generados por el uso de combustibles fósiles. De esta manera se reducirá la contaminación ambiental del planeta, la disminución de emisiones de dióxido de carbono beneficiará al ambiente y permitirá que el Estado obtenga recursos, producto de la comercialización de Bonos de Carbono, a través de los Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL).

El proyecto Coca Codo Sinclair ha obtenido las concesiones y licencias de los órganos gubernamentales responsables, que certifican su estricto apego a las normas ambientales que rige el país, como la licencia ambiental, licencia de aprovechamiento forestal especial, concesiones mineras de libre

aprovechamiento de material para construcción y autorización para investigaciones arqueológicas de las vías y del proyecto en general.

El cuidado y manejo de las cuencas hidrográficas, como sustento del proyecto y de la comunidad, también es preocupación de la empresa. En este momento se encuentran en proceso de licitación los estudios del manejo de las cuencas aportantes al proyecto: Río Quijos y Río Salado para la conservación de los recursos naturales y sobre todo del hídrico con miras a fomentar actividades de conservación y desarrollo económico sustentable, para numerosas comunidades de la región. Su responsabilidad con el ambiente permite que, a través de una Autoridad Ambiental, se evalúe el cumplimiento, por parte del proyecto, de los compromisos adquiridos en este delicado tema.

El apoyo específico a proyectos que favorezcan procesos de desarrollo a largo plazo, con generación y agregación de valor, como el ecoturismo, es uno de los objetivos del Plan de Responsabilidad Social que ejecuta la empresa Coca Codo Sinclair.

Se trata de ofrecer a las comunidades locales la posibilidad de desarrollar el ecoturismo, cuya rentabilidad va de la mano con el mantenimiento de las condiciones naturales y su belleza escénica, así como con la flora y la fauna.

Con este concepto, el proyecto ha desarrollado planes de manejo turístico cantonal, apoyando a los municipios del El Chaco y Gonzalo Pizarro, mediante un diagnóstico de los atractivos turísticos, infraestructura, análisis de mercado y estrategias de acción, cuyo resultado permitirá obtener herramientas necesarias para la inversión o mejora de su infraestructura y la implementación de servicios y productos encaminados a la atención del turista, con visión ecológica y comunitaria.

Los cantones Quijos, El Chaco y Gonzalo Pizarro, que conforman el área de influencia directa del proyecto, tienen una pródiga naturaleza, con magníficos escenarios para el desarrollo del ecoturismo que es una actividad responsable,

que promueve la conservación del medio ambiente y brinda oportunidades para mejorar las condiciones de vida de las poblaciones locales, especialmente de las personas involucradas en la operación turística.

La conservación de la naturaleza, sus recursos y paisajes es compromiso de la empresa con el país y con la tierra.

3. CAPÍTULO 3: METODOLOGÍA DEL PROGRAMA SDDP

3.1. INTRODUCCIÓN

Este capítulo resume la metodología del SDDP® utilizada por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) para obtener los resultados de generación y consumo de combustibles utilizados en el cálculo del Factor de Emisión de CO_2.

El SDDP® permite el análisis de la operación autónoma e interconectada de sistemas con el fin de optimizar la operación y alcanzar los objetivos de planeamiento energético, es decir, es una herramienta de apoyo de toma de decisiones, para que las decisiones del presente no afecten el futuro.

3.2. PROGRAMA SDDP®

El SDDP es un paquete computacional que permite la simulación operativa de sistemas hidro-térmicos para estudios operativos de corto, mediano y largo plazo, con representación integrada de la red de transmisión. Este programa fue creado al inicio de la década de los 90's y viene siendo utilizado en estudios efectuados por consultores y en centros de administración de más de 40 países incluyendo algunos países de América del Sur.

Entre las principales características del SDDP® están:

- El modelo calcula los costos marginales de demanda (por sub mercado y barra).
- Representación de la demanda por bloques y por barra eléctrica en períodos mensuales y semanales (para estudios de largo y mediano plazo).

- Encadenamiento de los horizontes de planeamiento mediante la función que determina el costo futuro del nivel de almacenamiento de los embalses denominada como FCF.
- Representación detallada del sistema hidro-térmico: balance hídrico en las centrales, representación de los límites de almacenamiento, volumen de alerta y mínimo, turbinamiento máximo, difluencias mínimas y máximas, mantenimientos, etc.
- Representación detallada de las centrales térmicas (térmicas multi – combustible, mantenimientos, etc.).
- Representación detallada de la red de transmisión: modelo de flujo de potencia activa DC con modelación de las pérdidas.

Los resultados que se obtienen del programa SDDP® son:

1) Estadísticas Operativas: generación de cada central hidroeléctrica y unidad térmica, para cada escenario hidrológico; costos operativos térmicos; consumo de combustibles, riesgo de déficit por sistema o por barra de demanda; intercambios de energía entre áreas eléctricas y flujos de potencia por circuito (ver Figura 3.1). Esta información se encuentra disponible para cada serie hidrológica y bloque de demanda del período de estudio.

2) Informaciones económicas: costos marginales de operación por bloque de demanda y escenario hidrológico para el área, sistema o por barra eléctrica, beneficios marginales de variables de incremento de capacidad de las centrales, unidades y/o interconexiones para cada sistema.

Figura 3.1: Diagrama del SDDP®

Fuente: Seminario Planeamiento Operativo del MEM, CENACE.

Es decir mediante la utilización de este avanzado software se puede realizar la expansión del sistema eléctrico, el cual tiene como objetivo la seguridad del suministro de electricidad que debe estar balanceada por una parte de centrales de generación, cuyo nivel de producción depende de la estocacidad[10] del recurso y dosificar la presencia de unidades de generación térmica para disminuir las emisiones de CO_2 y por ende la reducción en los impactos en el cambio climático, tal como lo delinean los objetivos 4 y 12 del (PNBV) 2009 – 2013, a través de las metas de disminución de la huella ecológica, el incremento de la capacidad instalada mediante proyectos de energías renovables y la gestión adecuada de la demanda.

Es importante mencionar que las variables aleatorias del SDDP son los caudales que constituyen la serie de escenarios que a continuación se explica en detalle.

3.3. ANÁLISIS DE ESCENARIOS.

En Ecuador, tradicionalmente los modelos para la incertidumbre hidrológica usados en el sector eléctrico, utilizan la información contenida en una base de datos que almacena el registro histórico de los caudales durante un período de 50 años hidrológicos. Esta muestra de escenarios hidrológicos deberá ser representativa de las respectivas centrales y debe ser actualizada

[10] Es la variabilidad de la disponibilidad del recurso, el cual depende de las condiciones de la naturaleza por ejemplo: el caudal del río.

periódicamente, de modo que siempre incluya los datos correspondientes al año hidrológico anterior al que precede a aquel en que se esté efectuando la programación de la operación.

Las series de caudales de la muestra se obtienen principalmente de mediciones realizadas en las distintas cuencas del país. Sin embargo para algunos afluentes no se cuenta con mediciones directas de los caudales, habiendo sido obtenidos por métodos indirectos debido a que es necesario contar con la información completa de todas las centrales conectadas al Sistema Eléctrico Ecuatoriano.

Por su estructura, el SDDP® requiere conocer el valor de la serie en *p* instantes pasados para comenzar la generación de series sintéticas de caudales, luego sortea un conjunto de *L* secuencias de caudales iniciales con una determinada duración y que serán usadas en la recursión backward del SDDP (ver Figura 3.2). Una secuencia inicial de caudales debe entenderse como una trayectoria completa de la variable hidrológica a lo largo de todo el horizonte de planificación. Alternativamente, el SDDP® permite obtener los escenarios iniciales directamente como sorteos del registro históricos asumiendo independencia estadística entre años.

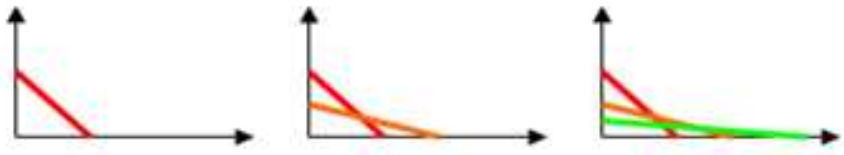


Figura 3.2: Recursión Backward.
Fuente: Seminario Planeamiento Operativo del MEM, CENACE.

A continuación se presenta el algoritmo del SDDP®:

3.3.1. ALGORITMO DEL PROGRAMA SDDP®.

El algoritmo de Programación Dinámica Dual Estocástica es un algoritmo genérico que resuelve problemas de optimización en sistemas hidro-térmicos. En la Figura 3.3 se presenta el diagrama del algoritmo.

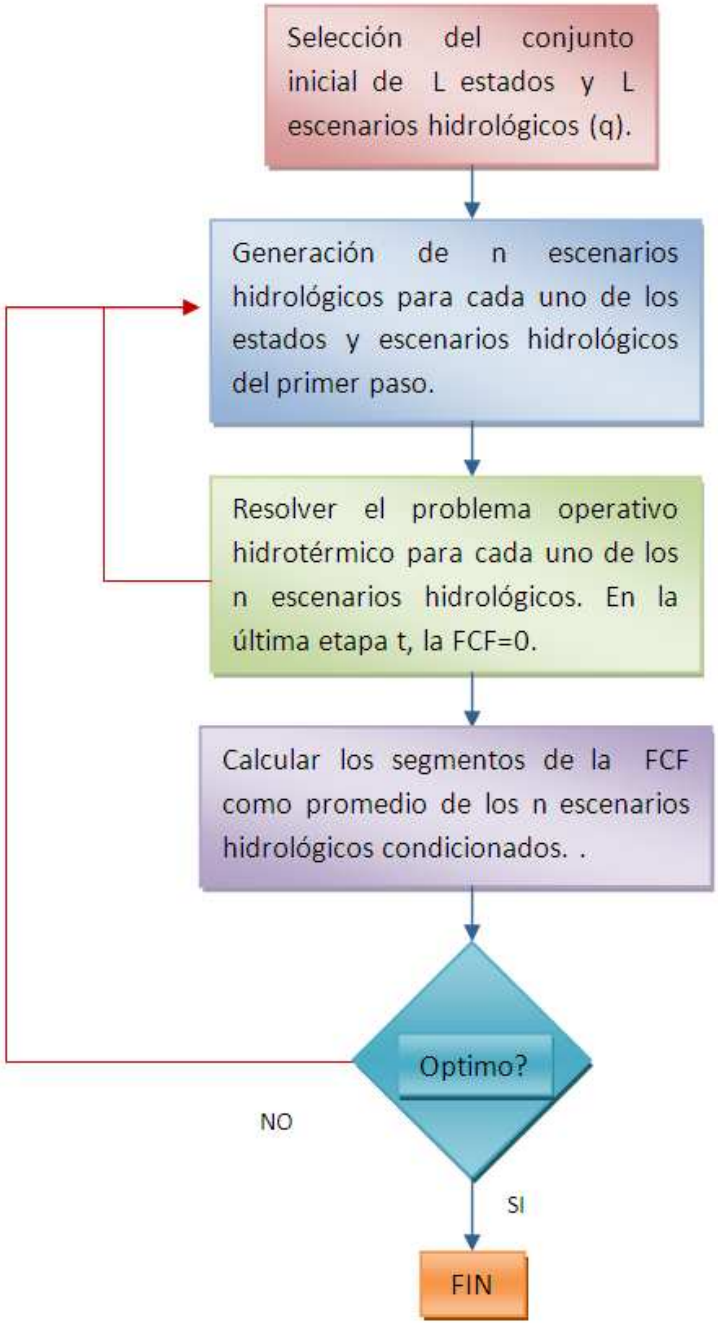


Figura 3.3: Algoritmo de la metodología del SDDP.

Fuente: Elaboración propia.

3.3.2. SELECCIÓN DEL CONJUNTO INICIAL DE ESTADOS.

En la primera iteración se requieren *L* estados iniciales. Para cada etapa *t* el estado representa las condiciones iniciales de almacenamiento y afluencias.

3.3.2.1. Estados iniciales de almacenamiento y afluencias condicionados

Los estados iniciales se obtienen dividiendo la capacidad del embalse en *L* valores. Por ejemplo, si *L* = 5, los estados de almacenamiento serían 100%, 75%, 50%, 25% y 0%. Mientras que la condición hidrológica es un dato conocido. Los estados iniciales de afluencias anteriores se obtienen generando un conjunto de *L* secuencias hidrológicas para las etapas *t* = 2,..,,*T*. El proceso de generación consiste en sortear aleatoriamente un vector ruidos y calcular el vector de afluencias para la etapa *t*.

3.3.3. SOLUCIÓN DEL PROBLEMA OPERATIVO

3.3.3.1. Planteamiento del Problema.

El problema de planeamiento de largo plazo significa decidir, al inicio de cada etapa, la cantidad de agua que se debe turbinar para minimizar el costo de operación a lo largo de todo el período de planeamiento.
La Figura 3.4 presenta el proceso de decisión para el despacho hidro-térmico.

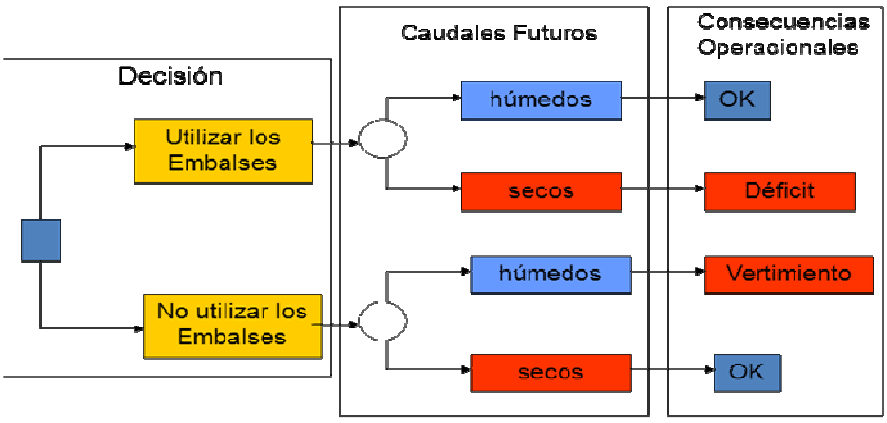


Figura 3.4: Proceso de decisión para despacho hidro-térmico.

Fuente: Seminario Planeamiento Operativo del MEM, CENACE.

El despacho hidro-térmico para la etapa *t* se plantea como:

Minimizar la Función Objetivo FCI + FCF
FCI: Función Costo Inmediato
FCF: Función Costo Futuro
Sujeto a las restricciones operativas básicas de la etapa.

3.3.3.2. Función Objetivo

Como se mencionó anteriormente, se deben minimizar los costos inmediato y futuro, para de esta manera obtener el uso óptimo del agua. Ver Figura 3.5.

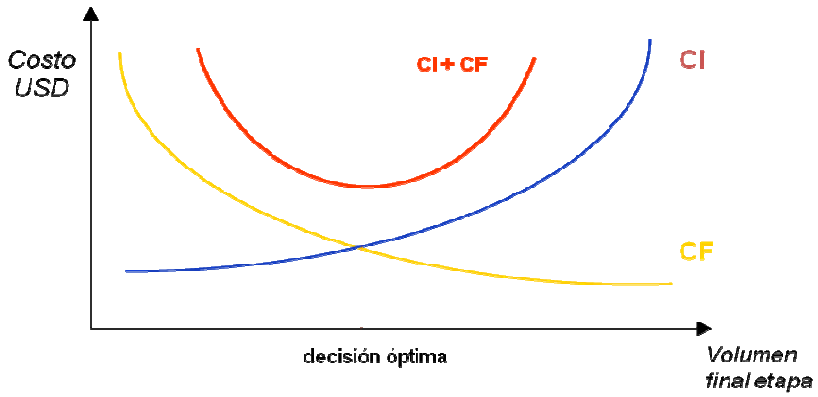


Figura 3.5: Costos inmediatos y futuros por volumen turbinado.
Fuente: Seminario Planeamiento Operativo del MEM, CENACE.

La función Costo Inmediato (CI), está dada por los costos térmicos más las penalizaciones por las violaciones de restricciones operativas.

La función (CF), es el costo futuro, el cual depende del nivel de almacenamiento de los embalses al final del período de planificación.

Cabe recalcar que la FCF depende de los caudales debido a una dependencia temporal, esto es, un caudal húmedo en la etapa *t* indica que en promedio los caudales de la etapa *t*+1 también serán húmedos.

3.3.4. RESTRICCIONES OPERATIVAS BÁSICAS

A continuación se describen las restricciones operativas del problema de despacho.

- Ecuaciones de balance hídrico
- Ecuaciones de suministro de la demanda
- Límites operativos (límites de almacenamiento en los embalses, restricciones de turbinamiento mínimo y máximo y límites en la generación térmica)
- Restricciones adicionales
- Restricciones de seguridad en los embalses
- Volúmenes de alerta
- Volúmenes mínimos operativos
- Volúmenes de espera operativos
- Restricciones en la difluencia total
- Restricciones de regulación en centrales de pasada.- Disponen de pequeños embalses que permiten por lo menos una regulación diaria.
- Centrales térmicas con costos lineales por parte.- Se representa centrales térmicas cuyo consumo específico (gal/MWh) varíe hasta un máximo de tres valores, de acuerdo a la cantidad despachada.

3.3.5. CÁLCULO DE LA APROXIMACIÓN DE LA FUNCIÓN COSTO FUTURO

Después de calcular los segmentos de la FCF de los *N* problemas correspondientes a los *N* escenarios condicionados al estado de la etapa *t*-1, la aproximación de la FCF es el promedio de los *N* escenarios condicionados alrededor del estado inicial y así sucesivamente para todas las etapas actualizando los estados iniciales con los vectores finales obtenidos de la solución del problema operativo.

En la Figura 3.6 se puede apreciar lo anterior, donde las líneas de color azul corresponden a los *L* escenarios iniciales.

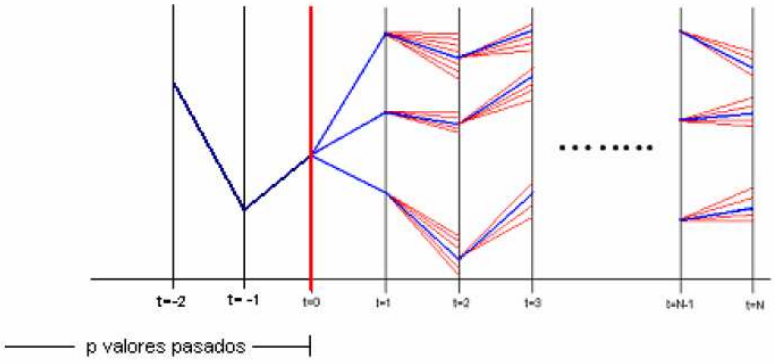


Figura 3.6: Árbol de escenarios para la variable hidrológica.

Fuente: Modelo para manejo de la incertidumbre hidrológica en la planificación de operación del SIC.

Con esta información se simula la operación del sistema para varios escenarios y se obtienen los resultados, tanto de producción física como de parámetros económicos. En la Figura 3.7 se presenta el proceso de la aplicación del SDDP®.

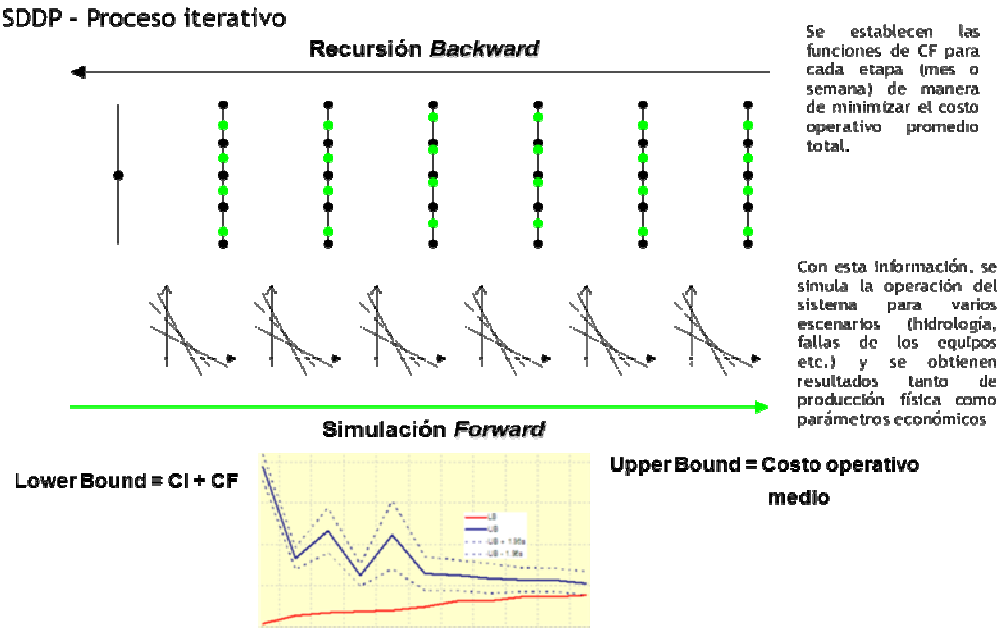


Figura 3.7: Proceso del SDDP®,

Fuente: Seminario Planeamiento Operativo del MEM, CENACE.

3.3.6. CRITERIOS DE CONVERGENCIA

Los criterios de convergencia están basados en la verificación de la optimalidad de la solución, para lo cual se calcula los límites inferior (backward) y superior (forward) y la solución debe estar dentro de estos límites, caso contrario, la solución no es óptima y se debe regresar a determinar los escenarios hidrológicos condicionados.

4. CAPÍTULO 4: PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN

4.1. INTRODUCCIÓN

El propósito de este capítulo es detallar el procedimiento y la información requerida para el cálculo del Factor de Emisión anual y mensual del SNI. del Ecuador para el periodo 2011 – 2020, de acuerdo a los pasos establecidos por la metodología ACM0002: "*Herramienta para calcular el factor de emisión para un sistema eléctrico v.02*" publicado por la UNFCCC. A partir del año 2016 se establecerán dos escenarios: con y sin el proyecto Coca Codo Sinclair.

El objetivo es determinar los impactos que se presentaran en el Factor de Emisión y en las emisiones de dióxido de carbono del SNI para los dos escenarios de estudio, es decir, con y sin el proyecto Coca Codo Sinclair, así como también los beneficios económicos que puede proporcionar la venta de los bonos de carbono.

El mercado de carbono representa una gran oportunidad para el Ecuador no sólo en términos de ayuda al ambiente, sino también porque puede llegar a ser una nueva fuente de financiamiento para proyectos que incentiven la reducción de emisiones de dióxido de carbono a nivel mundial. En especial los proyectos de carácter hidro-energético son importantes y cotizados candidatos para entrar al mercado.

De acuerdo a la metodología ACM0002 el cálculo del Factor de Emisión se realizará siguiendo los pasos mostrados en el capítulo 1, los cuales hacen referencia al cálculo del Factor de Emisión de CO_2 de Margen de Operación (OM) , Margen de Construcción (BM) y Margen Combinado (CM), los mismos que a continuación serán ampliados detalladamente.

4.2. IDENTIFICACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO Y FUENTES DE INFORMACIÓN.

El Sistema Nacional Interconectado está integrado por empresas generadoras, distribuidoras, autogeneradoras y la interconexión internacional (Colombia y Perú), razón por la cual, el cálculo de Factor de Emisión del SNI. del Ecuador está definido por las centrales de generación físicamente conectadas mediante las líneas de transmisión y distribución en operación. Por lo tanto, la información requerida para este análisis es la generación neta mensual del período 2011 - 2020, especialmente en el año 2016, debido al ingreso del Proyecto Coca Codo Sinclair en el Factor de Emisión de CO_2.

La información obtenida en base a la simulación del programa SDDP es la siguiente:

- Generación neta anual para el período 2011 – 2020 por tipo de tecnología**,** como se observa en la Tabla 4.1**,** donde la generación hidroeléctrica en el año 2016 alcanza un 94,37% con el ingreso del proyecto Coca Codo Sinclair, mientras que, sin contar con la generación del proyecto y considerando que la generación hidroeléctrica del año 2015 se mantendrá para los años posteriores. Se presenta la Tabla 4.2, la misma que hace notar que la energía del proyecto CCS sería absorbida por las centrales hidráulicas y térmicas.

Tabla 4.1: Producción neta total porcentual del SNI con el proyecto CCS

ENERGÍA / AÑO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CCS	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	35,29%	32,43%	30,57%	29,49%	27,30%
HIDRAÚLICA	59,94%	62,16%	59,42%	68,95%	90,44%	59,08%	59,54%	61,97%	62,39%	63,65%
TÉRMICA	39,48%	37,30%	39,77%	28,47%	6,19%	2,23%	2,19%	2,00%	1,66%	2,90%
NO CONVENCIONAL	0,58%	0,54%	0,82%	2,58%	3,37%	3,40%	5,84%	5,45%	6,46%	6,15%

Fuente: Elaboración Propia.

Tabla 4.2: Producción neta total porcentual del SNI sin el proyecto CCS.

ENERGÍA / AÑO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CCS	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
HIDRAÚLICA	59,94%	62,16%	59,42%	68,95%	90,44%	90,44%	90,44%	90,44%	90,44%	90,44%
TÉRMICA	39,48%	37,30%	39,77%	28,47%	6,19%	6,16%	3,72%	4,10%	3,10%	3,40%
NO CONVENCIONAL	0,58%	0,54%	0,82%	2,58%	3,37%	3,40%	5,84%	5,45%	6,46%	6,15%

Fuente: Elaboración Propia.

- Consumo por tipo de combustible de cada unidad y centrales de generación conectadas al sistema eléctrico, que se encuentra en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3: Consumo de Combustible del SNI.

COMBUSTIBLE / AÑO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
DIESEL	10,27%	5,60%	2,01%	1,25%	0,24%	0,00%	0,00%	1,03%	3,82%	4,45%
FUEL OIL	31,58%	27,67%	33,33%	30,94%	39,88%	65,07%	60,92%	51,69%	16,00%	22,78%
RESIDUO	54,68%	63,17%	62,61%	65,60%	57,90%	33,57%	38,21%	46,00%	78,16%	70,76%
GAS NATURAL	2,43%	2,45%	2,04%	2,21%	1,97%	1,36%	0,87%	1,28%	2,01%	2,01%
NAFTA	1,04%	1,12%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Fuente: Elaboración Propia.

- El poder calorífico y el Factor de Emisión de cada tipo de combustible tomado de las Directrices del IPCC del año 2006 para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero. Ver Tabla 4.4.

Tabla 4.4: Consumo de Combustible del SNI.

Factor de emisiones por tipo de combustibles (referencia IPCC)	Oxidación	Factor de emisión tCO2/TJ	Cantidad de energía TJ/unidades	Poder calorífico TJ/Gal	FE tCO2/Gal
Fuel oil	1,00	76,80	40,18	0,00014463	0,01091947
Diesel	0,99	72,60	41,40	0,00013791	0,01001198
Nafta	1,00	73,30	41,80	0,00011709	0,00790337
Crudo	1,00	73,30	40,10	0,00013054	0,00928138
Otros	0,88	72,20	20,30	0,00000000	0,00477125
Gas Natural	1,00	56,30	38,49	0,00000097	0,00005288

Fuente: Elaboración Propia.

- Fechas de ingreso de las unidades de generación al Sistema Nacional Interconectado del Ecuador tomadas del Plan Maestro de Expansión de Electrificación 2009 - 2020 del CONELEC. La Tabla 4.5 presenta los principales proyectos del PME hasta el año 2020 y en el Anexo I se colocará el detalle de la misma.

Tabla 4.5: Principales proyectos del PME 2009 - 2020

Proyecto de Generación	Potencia MW	Tecnología	Ingreso
Nueva Generación Fuel Oil	190	Termoeléctrica	Ene. 2011
Villonaco	15	Eólica	Dic. 2012
Esmeraldas II	150	Termoeléctrica	Feb. 2013
Toachi - Pilatón	253	Hidroeléctrico	Abr. 2014
Sopladora	487	Hidroeléctrico	Dic. 2014
Chespí - Palma Real	420	Hidroeléctrico	Feb, 2015
Llurimaguas	625	Hidroeléctrico	Jun. 2015
Coca Codo Sinclair	1500	Hidroeléctrico	Ene. 2016
Total	3640		

Fuente: Elaboración Propia en base al PME 2009 – 2020.

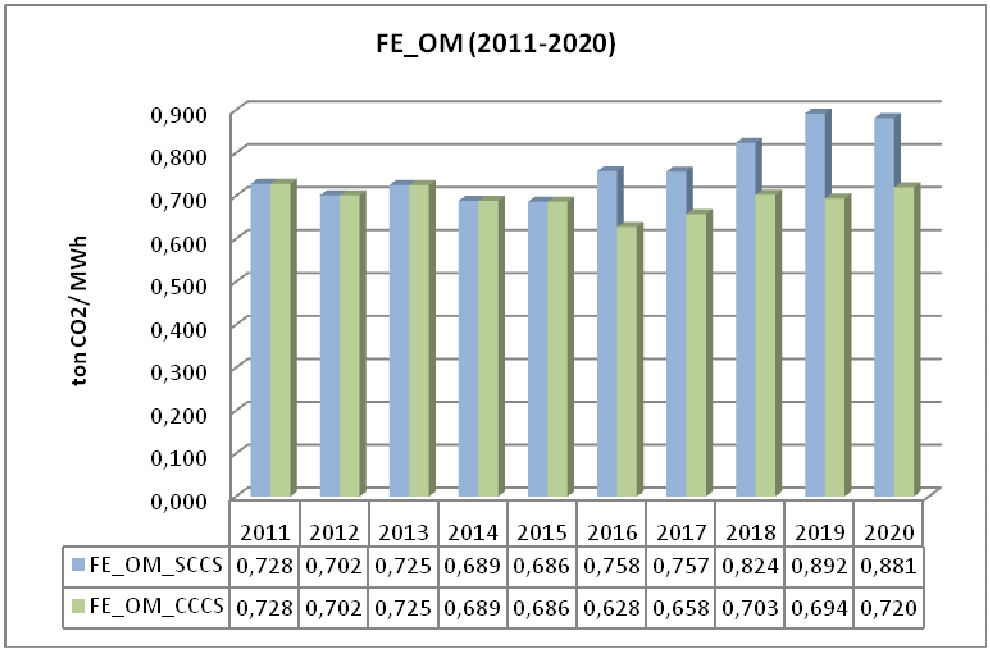
4.3. SELECCIÓN DE UN MÉTODO DE CÁLCULO PARA EL FACTOR DE EMISIÓN DE MARGEN DE OPERACIÓN (OM).

El método seleccionado para el cálculo del Factor de Emisión de Margen de Operación FE_{OM} es el método de Margen de Operación Promedio por las razones mencionadas en el capítulo 1.

4.3.1. ESCENARIOS DEL FACTOR DE EMISIÓN DE CO_2 DE MARGEN DE OPERACIÓN ANUAL Y MENSUAL PARA EL SNI DE LOS AÑOS 2011-2020.

El cálculo del Factor de Emisión de Margen de Operación anual y mensual del período 2011 - 2020, presenta dos escenarios a partir del año 2016 con el proyecto (CCCS) y sin el proyecto (SCCS), esto con la finalidad de determinar claramente los impactos de su ingreso en el Factor de Emisión de CO_2 del SNI.

Como resultado de la aplicación de la ecuación 1.1, se obtuvo el Factor de Emisión de Margen de Operación anual para el período de años 2011 - 2020 con y sin el Proyecto Coca Codo Sinclair, como se muestran en la Figura 4.1.



	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
FE_OM_SCCS	0,728	0,702	0,725	0,689	0,686	0,758	0,757	0,824	0,892	0,881
FE_OM_CCCS	0,728	0,702	0,725	0,689	0,686	0,628	0,658	0,703	0,694	0,720

Figura 4.1: Escenarios del Factor de Emisión de Margen de Operación anual con y sin el proyecto Coca Codo Sinclair.

Fuente: Elaboración Propia en resultados obtenidos aplicando la metodología ACM0002.

De la Figura 4.1 se puede notar claramente que, a partir del año 2016, el Factor de Emisión de Margen de Operación con el proyecto Coca Codo Sinclair disminuye en un 20,69% con relación al Factor de Emisión de Margen de Operación sin el proyecto, debido a que con la energía de éste y de otros proyectos hidroeléctricos, se desplaza el 4% de la generación termoeléctrica con respecto al año 2015, puesto que como se observó en la Tabla 4.1 la operación del proyecto CCS cubre el 35,29% de la demanda de generación.

Además obteniendo el promedio ponderado del FE_{OM} del período 2011-2020 con y sin el proyecto Coca Codo Sinclair se tiene lo siguiente 0,692 y 0,775 tCO_2/MWh, respectivamente.

Para el período 2016-2020 el Factor de Emisión de Margen de Operación promedio ponderado con y sin el proyecto Coca Codo Sinclair es de 0,683 y 0,827 tCO_2/MWh, respectivamente.

También se puede observar que para el periodo 2016-2020 considerando la generación del proyecto CCS, el máximo valor se presenta el año 2020 con 0,719 tCO_2/MWh y el mínimo valor en el año 2016 con 0,628 tCO_2/MWh.

De no ingresar el proyecto CCS en el año 2016 el FE_{OM} es de 0,758 tCO_2/MWh incrementándose en un 21% con respecto al año 2016 con CCS.

La Figura 4.2 muestra el cálculo del Factor de Emisión mensual para el margen de operación en el año de ingreso del proyecto CCS

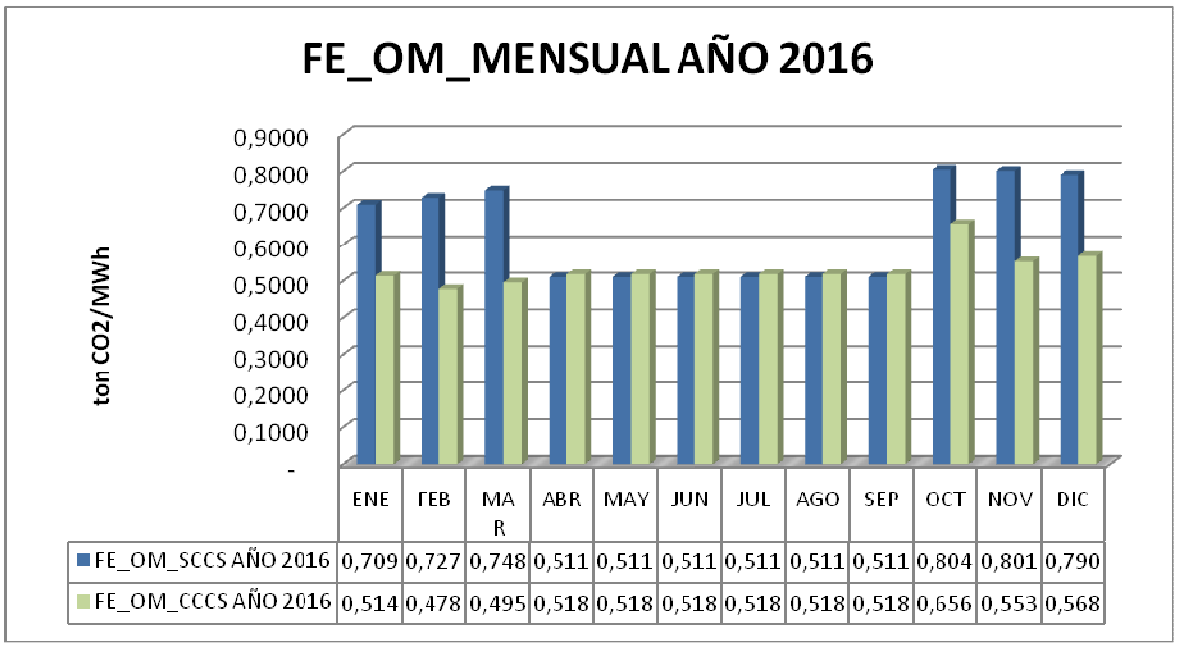


Figura 4.2: Escenarios del Factor de Emisión mensual de Margen de Operación con y sin el proyecto Coca Codo Sinclair.

Fuente: Elaboración Propia en base a resultados obtenidos aplicando la metodología ACM0002.

En la Figura 4.2 se observa variaciones bruscas del Factor de Emisión mensual de Margen de Operación, las mismas que pueden ser atribuidas a la hidrología presentada en cada mes. Por ejemplo, los meses de abril a julio presentan alta hidrología, razón por la cual en este período el Factor de Emisión mensual

disminuye debido a que durante este tiempo la participación de las centrales térmicas se debe sólo a las características de operación del SNI y de cada una de las unidades térmicas, mientras que en los meses de baja hidrología la operación de las centrales térmicas es para cubrir el consumo de energía del país y por ende, el Factor de Emisión es mayor.

Es importante mencionar que la operación del proyecto Coca Codo Sinclair, se hace notoria directamente en los meses en los que sin este proyecto operan más las centrales térmicas.

A continuación, en la Figura 4.3, se presenta el Factor de Emisión de Margen de Operación mensual para el período 2011 - 2020 para los escenarios con y sin el proyecto CCS.

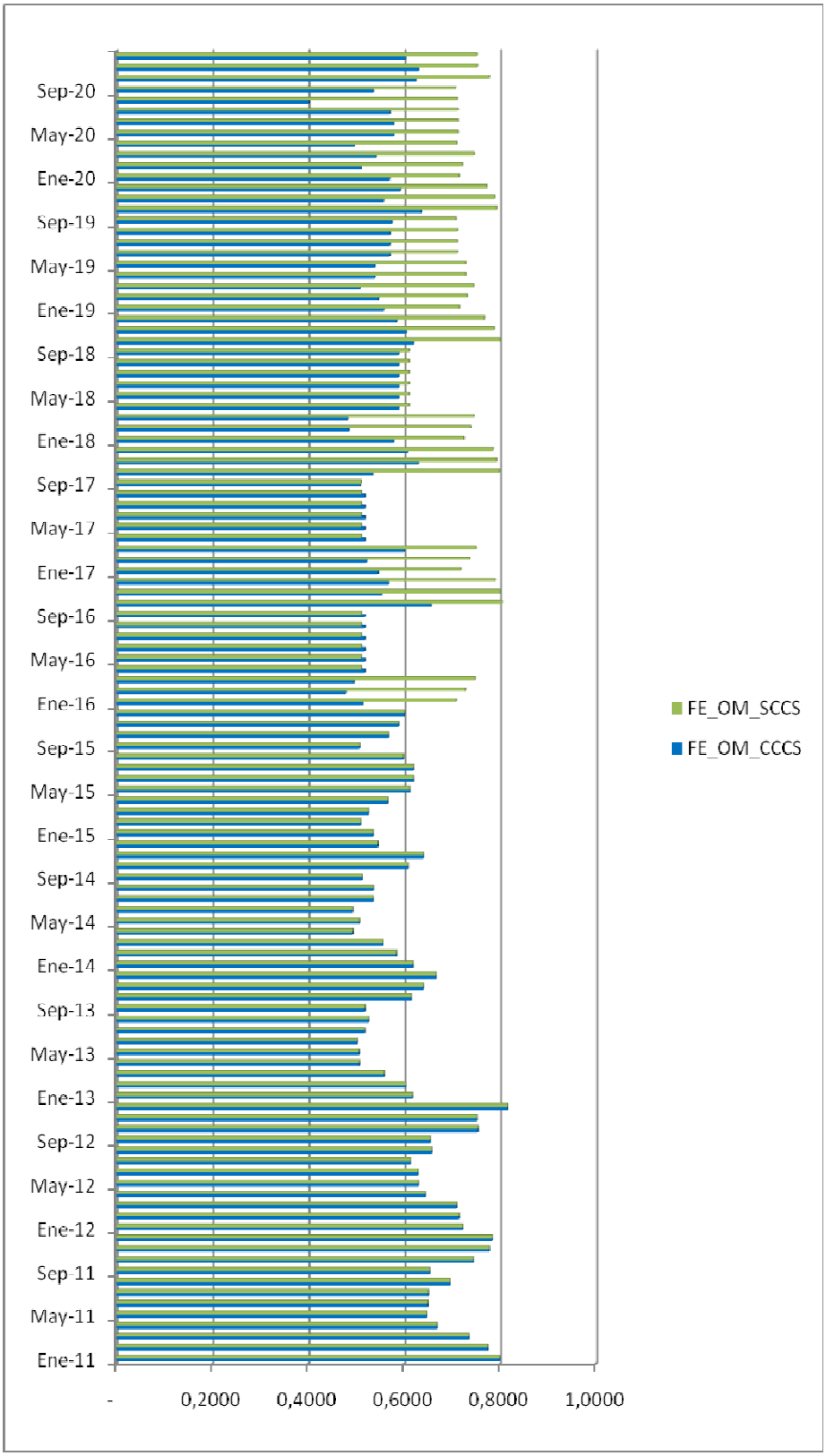


Figura 4.3: Escenarios del Factor de Emisión mensual de Margen de Operación con y sin el proyecto Coca Codo Sinclair, período 2011 - 2020.

Fuente: Elaboración propia en base a resultados obtenidos aplicando la metodología ACM0002.

Realizando un promedio ponderado para el período 2011 - 2020, en el ciclo de alta hidrología con la presencia del proyecto CCS, el Factor de Emisión de Margen de Operación mensual promedio es de 0,564 tCO_2/MWh, mientras que para el ciclo de baja hidrología es de 0,598 tCO_2/MWh; sin el proyecto CCS, en el periodo de alta hidrología, el valor del FE_{OM} se incrementa en un 4,35% y en el periodo de baja hidrología en un 10,40% con respecto al escenario con el proyecto CCS, respectivamente.

De igual manera analizando el periodo 2016-2020 que es el más impactado por el ingreso del proyecto CCS se encontró los siguientes resultados con el proyecto CCS, en los ciclos interanuales que presentan alta hidrología, el FE_{OM} mensual promedio es de 0,566 tCO_2/MWh, y para los ciclos de baja hidrología el FE_{OM} mensual es de 0,594 tCO_2/MWh mientras que sin CCS en los ciclos interanuales de alta hidrología, el valor del FE_{OM} se incrementa en un 6% y en los ciclos interanuales de baja hidrología se tiene un aumento del 14% con respecto al escenario con el proyecto CCS, respectivamente.

4.4. IDENTIFICACIÓN DEL CONJUNTO DE UNIDADES A SER INCLUIDAS EN EL CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN DE MARGEN DE CONSTRUCCIÓN (BM).

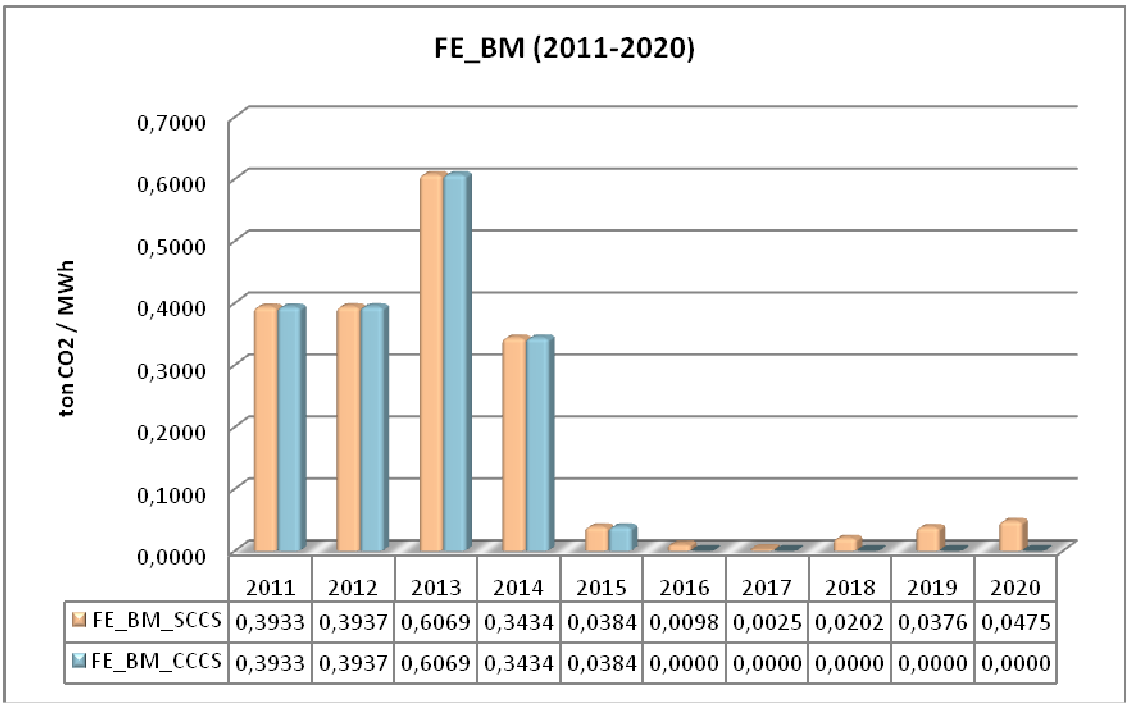
Adicionalmente a lo indicado en el capítulo 1, para la determinación del Margen de Construcción (BM), se tomó en cuenta las siguientes consideraciones para el cálculo del Factor de Emisión de este margen:

- La fecha de inicio de suministro de energía a la red, de cada unidad de generación.
- Las unidades de generación registradas como proyectos MDL se excluyeron del cálculo.
- A partir del año 2016 el cálculo se realizó en dos escenarios: con y sin el Proyecto Coca Codo Sinclair.

- Para el período 2011 - 2020, el cálculo se puede realizar solamente anualmente.

4.4.1. ESCENARIOS DEL FACTOR DE EMISIÓN DE CO_2 DE MARGEN DE CONSTRUCCIÓN ANUAL PARA SNI DE LOS AÑOS 2011-2020.

Aplicando la ecuación 1.2 se obtuvo los siguientes resultados, presentados en la Figura 4.4.



	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
FE_BM_SCCS	0,3933	0,3937	0,6069	0,3434	0,0384	0,0098	0,0025	0,0202	0,0376	0,0475
FE_BM_CCCS	0,3933	0,3937	0,6069	0,3434	0,0384	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Figura 4.4: Escenarios del Factor de Emisión de Margen de Construcción anual con y sin el proyecto Coca Codo Sinclair.

Fuente: Elaboración Propia en base a resultados obtenidos aplicando la metodología ACM0002.

Como se puede observar en la Figura 4.4, el Factor de Emisión de Margen de Construcción hasta el año 2015, es el mismo para los dos escenarios. En este período se observa que para el año 2013, el factor es más elevado, esto se debe a que éste se calculó en base al 20% de la generación de las unidades más recientes, y de acuerdo al Plan Maestro de Electrificación (2009-2020); la muestra de las unidades del 20% la cubren unidades térmicas.

Mediante los escenarios presentados en la Figura 4.4, el Factor de Emisión de Margen de Construcción a partir del año 2016 presentan diferencias, las mismas que son atribuidas a la gran magnitud de generación que el proyecto Coca Codo Sinclair representa; en la Tabla 4.1 se muestra la producción neta del Sistema Nacional Interconectado (2011 – 2020), entonces en los años en los que se considera la generación de este proyecto, el Factor de Emisión de Margen de Construcción baja a cero puesto que cubre más del 20% de la demanda de energía de cada año y en los años en los que no se considera al proyecto CCS ingresan otros proyectos hidráulicos, donde varios de ellos son MDL y nuevamente para cubrir el 20% de la demanda se ingresan centrales térmicas.

Analizando el periodo 2011-2020, el Factor de Emisión de Margen de Construcción (FE_{BM}) promedio con y sin Coca Codo Sinclair presenta los siguientes valores 0,145 tCO_2/MWh y 0,159 tCO_2/MWh respectivamente mientras que para el periodo 2016-2020 con y sin el proyecto Coca Codo Sinclair es de 0 tCO_2/MWh y 0,024 tCO_2/MWh, respectivamente demostrando que el impacto del ingreso del proyecto CCS se acentúa en este periodo.

Bajo estos antecedentes, en los años donde ingresan más centrales térmicas el Factor de Emisión de Margen de Construcción es más elevado, mientras que en los años donde solo las centrales hidráulicas cubren el 20% de la demanda de generación de cada año, el Factor de Emisión de Construcción tiende a cero.

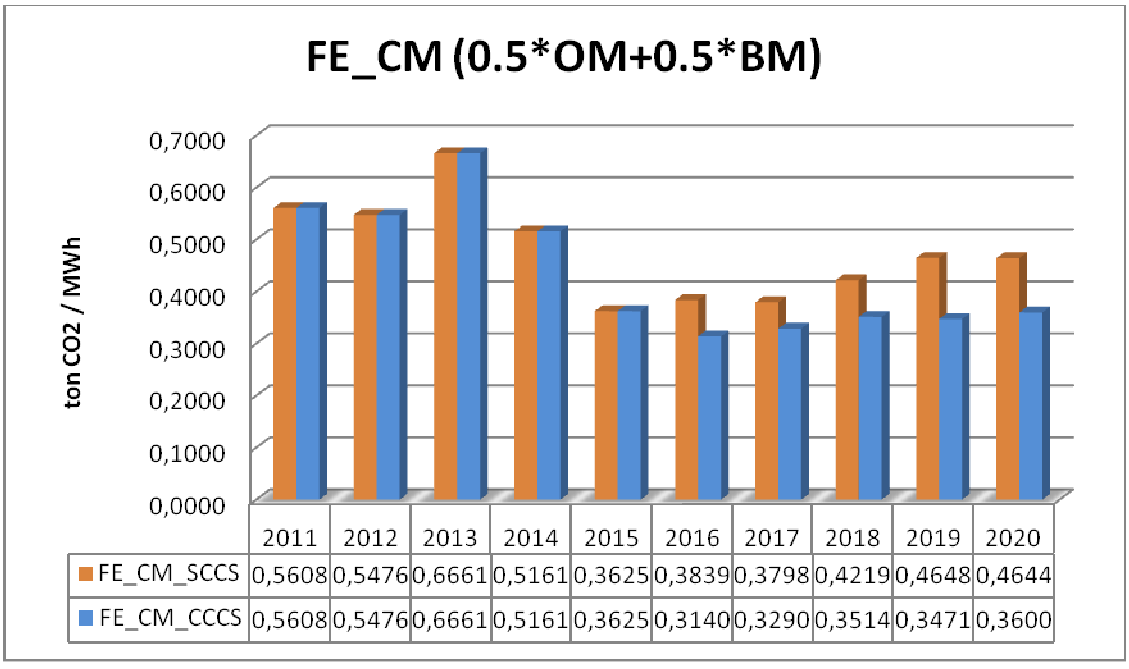
Un punto importante que se debe considerar es el caso en que el proyecto CCS sea proyecto MDL y, como se mencionó anteriormente, de acuerdo con la metodología ACM0002, estas unidades de generación se deben excluir, entonces si el proyecto CCS llega a ser MDL los resultados del Factor de Emisión de Margen de Construcción serían los obtenidos en el escenario SCCS, el cual se puede observar en la Figura 4.4.

4.5. DEFINICIÓN DE LOS FACTORES DE PONDERACIÓN Y CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN DE MARGEN COMBINADO (CM).

Aplicando la ecuación 1.3 y el valor de las ponderaciones w_{OM} y w_{BM}, como la metodología lo recomienda, es del 50 % para proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos. En los casos en los que se han reportado ingresos de centrales no convencionales como lo son las centrales eólicas, solares, estos valores podrían ser del 75% y 25%, respectivamente; razón por la cual, este análisis se realizó de dos maneras:

4.5.1. ESCENARIOS DEL FACTOR DE EMISIÓN ANUAL Y MENSUAL DE CO_2 DE MARGEN COMBINADO EN EL SNI DEL PERIODO 2011 - 2020.

En las Figuras 4.5 y 4.6 se muestra los resultados del cálculo del Factor de Emisión del Margen Combinado con y sin el proyecto Coca Codo Sinclair, con los valores de ponderación de los Factores de Emisión.



	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
FE_CM_SCCS	0,5608	0,5476	0,6661	0,5161	0,3625	0,3839	0,3798	0,4219	0,4648	0,4644
FE_CM_CCCS	0,5608	0,5476	0,6661	0,5161	0,3625	0,3140	0,3290	0,3514	0,3471	0,3600

Figura 4.5: Factor de Emisión de Margen Combinado anual con y sin el proyecto Coca Codo Sinclair, relación $0,5*FE_{OM} + 0,5*FE_{BM}$.

Fuente: Elaboración propia en base a resultados obtenidos aplicando la metodología ACM0002.

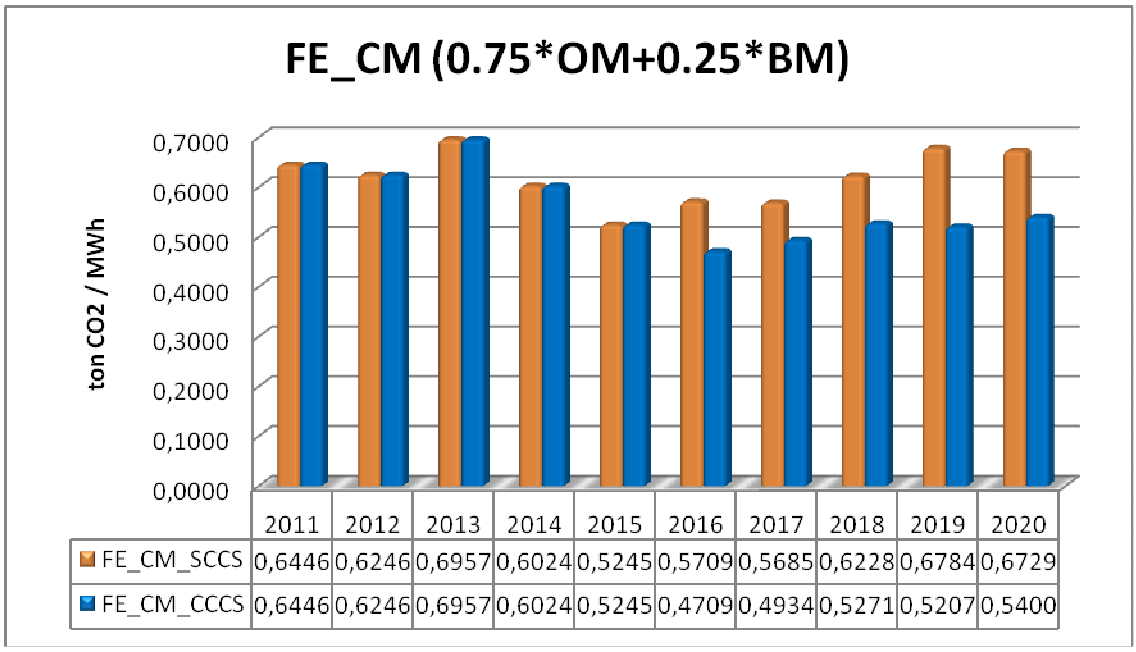


Figura 4.6: Factor de Emisión de Margen Combinado anual con y sin el proyecto Coca Codo Sinclair, relación 0,75*FE_{OM} +0,25*FE_{BM}.

Fuente: Elaboración propia en base a resultados obtenidos aplicando la metodología ACM0002.

De los resultados obtenidos se puede observar que en el Factor de Emisión de Margen Combinado, tanto para los proyectos de energías renovables y proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos, el máximo valor se presenta en el año 2013, mientras el valor mínimo se presenta en el año 2016 con la presencia del proyecto CCS.

Así como también se observa que al no ingresar el proyecto CCS en el año 2016, el Factor de Emisión de Margen Combinado se incrementa en un 18,20% para proyectos hidroeléctricos y en un 17,50% para proyectos de energías renovables no convencionales. Analizando los resultados obtenidos para el periodo 2011-2020 el FE_{CM} promedio ponderado con CCS para proyectos de energías renovables no convencionales es de 0,556 tCO_2/MWh y para proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos es de 0,419 tCO_2/MWh, del mismo modo sin CCS para proyectos de energías renovables no convencionales es de 0,626 tCO_2/MWh y para proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos es de 0,426 tCO_2/MWh.

Puesto que el impacto de ingreso del proyecto CCS se refleja más en el periodo 2016-2020 ,con CCS para proyectos de energías renovables no convencionales es de 0,512 tCO_2/MWh y para proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos es de

0,342 tCO_2/MWh y sin considerar la generación proporcionada por CCS para proyectos de energías renovables no convencionales es de 0,626 tCO_2/MWh y para proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos es de 0,426 tCO_2/MWh.

Del mismo modo, en las Figuras 4.7 y 4.8, se presenta los valores mensuales del Factor de Emisión de Margen Combinado para el período 2011 – 2020, tanto para proyectos de energías renovables no convencionales como para proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos.

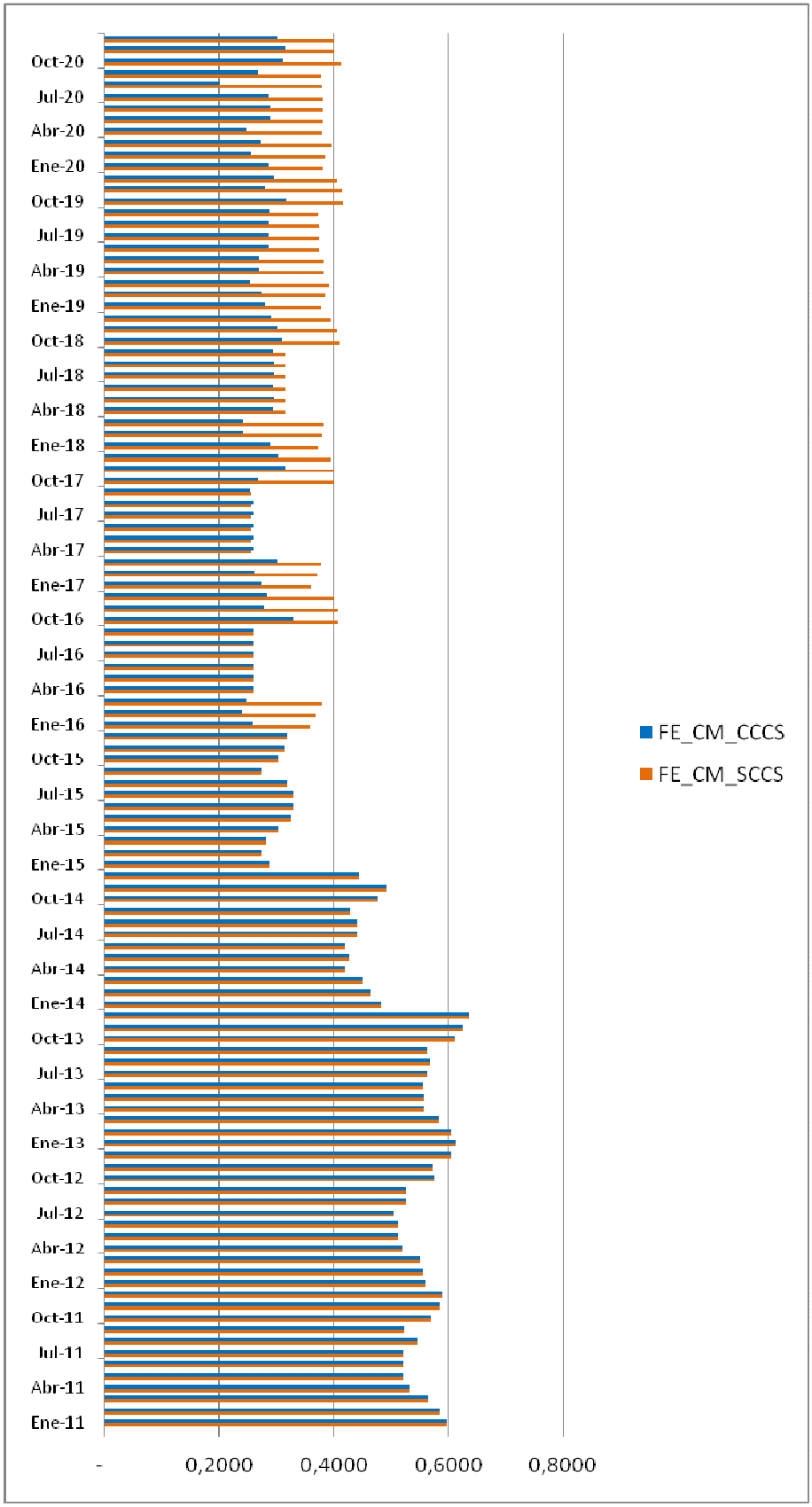


Figura 4.7: Factor de Emisión de Margen Combinado mensual con y sin el proyecto Coca Codo Sinclair, relación $0,5*FE_{OM} + 0,5*FE_{BM}$, período 2011 - 2020.

Fuente: Elaboración propia en base a resultados obtenidos aplicando la metodología ACM0002.

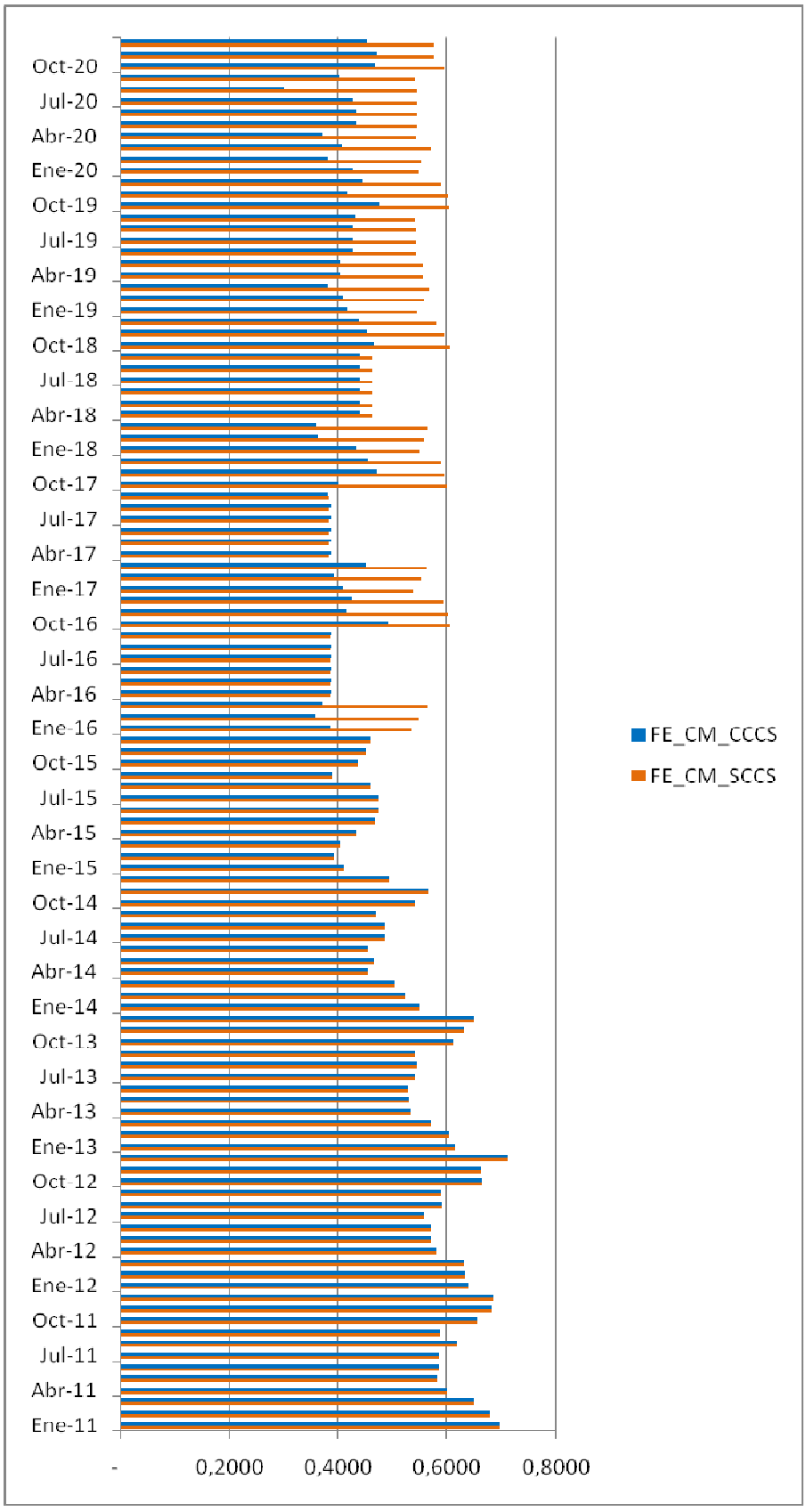


Figura 4.8: Factor de Emisión de Margen Combinado mensual con y sin el proyecto Coca Codo Sinclair, relación 0,75*FE_{OM} + 0,25*FE_{BM}, período 2011 - 2020.

Fuente: Elaboración propia en base a resultados obtenidos aplicando la metodología ACM0002.

Realizando el análisis de este factor, se observa que la variación mensual es similar al Factor de Emisión de Margen de Operación, puesto que el promedio en los meses de alta hidrología con el proyecto CCS para las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas, es 0,564 tCO2/MWh y en los meses de baja hidrología es de 0,598 tCO2/MWh, mientras que sin el proyecto CCS, estos valores se incrementan en un 4,35% y 10,34%, respectivamente; esta variación porcentual es similar a la ocurrida en el Factor de Emisión de Margen de Operación. La misma situación sucede para los proyectos de energías renovables no convencionales.

4.6. EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO PARA LOS DOS ESCENARIOS EN EL AÑO 2016.

4.6.1. EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO SIN EL PROYECTO COCA CODO SINCLAIR.

En la Tabla 4.6 se muestra el Factor de Emisión con el que se realizará el cálculo de las emisiones de Dióxido de Carbono que se emitirán a la atmósfera sin el proyecto Coca Codo Sinclair.

Tabla 4.6: Factor de Emisión de Margen Combinado al año 2016 sin el proyecto Coca Codo Sinclair.

AÑO 2016 SIN COCA CODO SINCLAIR	General	Eólicos / Solares
Factor de Emisión de Margen de Operación 2016:	0,7579	
FE_{OM2016} (tCO_2 / MWh)		
Factor de Emisión de Margen de Construcción 2016:	0,0098	
FE_{BM2016} (tCO_2 / MWh)		
Ponderación del Factor de Emisión de Margen de Operación 2016:	0,5	0,75
W_{OM}		
Ponderación del Factor de Emisión de Margen de Construcción 2016:	0,5	0,25
W_{BM}		
Factor de Emisión de Margen Combinado 2016:	0,38385	0,570875
FE_{CM2016} (tCO_2 / MWh)		

Fuente: Elaboración Propia en base a resultados obtenidos aplicando la metodología ACM0002.

De acuerdo al Plan Maestro de Expansión de Electrificación 2009 – 2020, la demanda de energía proyectada para el año 2016 es de 25.091,41 GWh, por lo tanto al multiplicar esta energía por el Factor de Emisión de 0,5709 tCO_2/MWh se emitirá al ambiente 14.322.175,91 tCO_2 (Ver Tabla 4.7).

Tabla 4.7: Emisiones de CO_2 en el año 2016 sin el proyecto COCA CODO SINCLAIR.

EMISIONES DE CO_2	
SIN COCA CODO SINCLAIR	
Energía Térmica al año 2016 (MWh)	1.545.630,76
FE_MO (tCO2/MWh)	0,7579
FE_BM (tCO2/MWh)	0,0098
FE_MC (tCO2/MWh)	0,5708
Toneladas de CO_2	882.246,04

Fuente: Elaboración Propia en base a resultados obtenidos aplicando la metodología ACM0002.

4.6.2. EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO CON EL PROYECTO COCA CODO SINCLAIR.

De igual manera, para el cálculo de las emisiones de Dióxido de Carbono en el año 2016 con el proyecto Coca Codo Sinclair, se utilizará la demanda de generación proyectada por el Plan Maestro de Electrificación 2009 - 2020 y el Factor de Emisión obtenido del cálculo, considerando la generación del proyecto CCS que se muestra en la Tabla 4.8.

Tabla 4.8: Factor de Emisión de Margen Combinado año 2016 con el proyecto Coca Codo Sinclair.

AÑO 2016 CON COCA CODO SINCLAIR	General	Eólicos / Solares
Factor de Emisión de Margen de Operación 2016:	0,6279	
FE_{OM2016} (tCO_2 / MWh)		
Factor de Emisión de Margen de Construcción 2016:	0	
FE_{BM2016} (tCO_2 / MWh)		
Ponderación del Factor de Emisión de Margen de Operación 2016:	0,5	0,75
W_{OM}		
Ponderación del Factor de Emisión de Margen de Construcción 2016:	0,5	0,25
W_{BM}		
Factor de Emisión de Margen Combinado 2016:	0,31395	0,470925
FE_{CM2016} (tCO_2 / MWh)		

Fuente: Elaboración Propia en base a resultados obtenidos aplicando la metodología ACM0002.

Entonces, considerando los datos mencionados anteriormente, la Tabla 4.9 muestra las emisiones de Dióxido de Carbono para el año 2016 con el proyecto CCS.

Tabla 4.9: Emisiones de CO_2 en el año 2016 con el proyecto Coca Codo Sinclair.

EMISIONES DE CO_2 CON COCA CODO SINCLAIR	
Energía Térmica al año 2016 (MWh)	559.193,11
FE_MO (tCO2/MWh)	0,6279
FE_BM (tCO2/MWh)	0
FE_MC (tCO2/MWh)	0,4709
Toneladas de CO_2	263.324,03

Fuente: Elaboración Propia en base a resultados obtenidos aplicando la metodología ACM0002.

4.7. REDUCCIÓN DE EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO POR EL PROYECTO COCA CODO SINCLAIR EN EL AÑO 2016.

Las emisiones de Dióxido de Carbono evitadas por el proyecto Coca Codo Sinclair se determinan multiplicando la generación del proyecto por el Factor de

Emisión de Margen Combinado obtenido de la aplicación de la metodología ACM0002.

La siguiente tabla presenta el valor de las toneladas de Dióxido de Carbono que reduce el proyecto Coca Codo Sinclair.

Tabla 4.10: Reducción de emisiones de CO_2 en el año 2016 por el proyecto Coca Codo Sinclair.

REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CO_2	
PRODUCIDAS POR COCA CODO SINCLAIR	
Energía anual C.C.S (MWh) año 2016	8.743.000,00
FE_MO (tCO2/MWh)	0,7579
FE_BM (tCO2/MWh)	0,0098
FE_MC (tCO2/MWh)	0,5708
Reducción toneladas de CO_2	**4.990.504,40**

Fuente: Elaboración Propia en base a resultados obtenidos aplicando la metodología ACM0002.

Entonces, haciendo una comparación entre lo que se obtuvo en la simulación que se hizo en el capítulo 2 para el caso hipotético que el proyecto CCS ingresara en el año 2009, la Tabla 2.5 y los resultados obtenidos en la Tabla 4.10, se presenta la Tabla 4.11.

Tabla 4.11: Comparación de reducción de emisiones de CO_2 entre el año 2009 y el 2016.

COMPARACIÓN	2009	2016
Reducción ton CO2	5.489.292,55	4.990.504,40
FE_MC (tCO2/MWh)	0,62785	0,5708

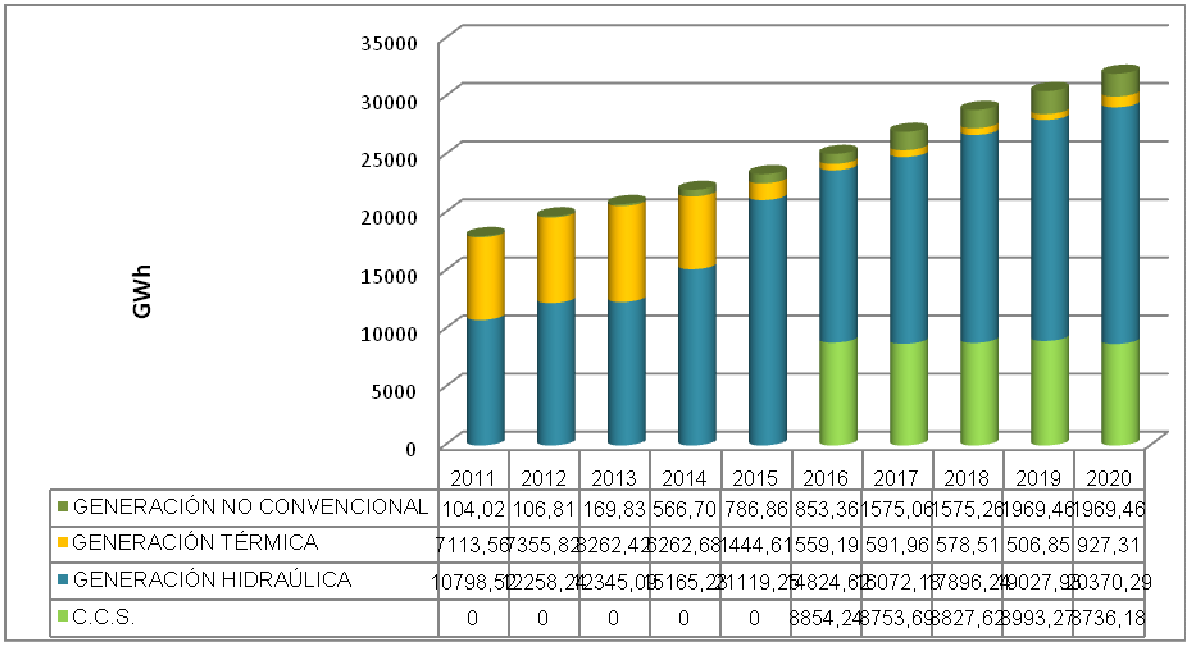
Fuente: Elaboración Propia en base a resultados obtenidos aplicando la metodología ACM0002.

Con la comparación de la Tabla 4.11 se observa que en el año 2009 se tiene mayor reducción de emisiones de CO_2 que en el año 2016; esto se debe a que la matriz energética del año 2009 está compuesta por más centrales térmicas, mientras que por la políticas gubernamentales establecidas, para el año 2016 se cuenta con más centrales de energías renovables, razón por la cual el Factor de

Emisión de este año es menor y por ende, cuando ingresa el proyecto CCS desplaza menos centrales térmicas que en el año 2009.

4.8. DESPLAZAMIENTO DE GENERACIÓN TÉRMICA EN EL AÑO 2016 POR EL PROYECTO COCA CODO SINCLAIR.

En la Figura 4.9 se presenta la producción neta total de energía para los años 2011 - 2020.



	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
GENERACIÓN NO CONVENCIONAL	104,02	106,81	169,83	566,70	786,86	853,36	1575,06	1575,28	1969,46	1969,46
GENERACIÓN TÉRMICA	7113,56	7355,82	8262,42	8262,68	1444,61	559,19	591,96	578,51	506,85	927,31
GENERACIÓN HIDRAÚLICA	10798,50	12258,24	12345,05	15165,22	31119,25	24824,62	26072,15	27896,24	29027,93	30370,29
C.C.S.	0	0	0	0	0	8854,24	8753,69	8827,62	8993,27	8736,18

Figura 4.9: Producción neta total del Sistema Nacional Interconectado en GWh.
Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 4.9 se puede observar que en el año 2015 la energía generada por fuentes térmicas es de 1.444,61 GWh, mientras que para el año 2016, considerando la energía proveniente del proyecto Coca Codo Sinclair, la generación de fuentes térmicas baja a 559,19 GWh, es decir, que del año 2015 al año 2016 disminuye 885,42 GWh. Y de acuerdo a las políticas del gobierno, este valor de energía debe ser de plantas térmicas que no consuman diesel con el objetivo de reducir el subsidio del combustible que otorga el estado para el sector eléctrico y que en el año 2009 fue de USD$ 12 millones de dólares y en el 2010 representó USD$ 24 millones de dólares

Con estas consideraciones, en la Tabla 4.12 se presenta en detalle la cantidad de galones de combustible que desplaza el ingreso del proyecto CCS en el año 2016 con respecto al año 2015.

Tabla 4.12: Reducción del consumo de combustibles en el año 2016 con respecto al año 2015.

COMBUSTIBLE	2015 (GALONES)	2016 (GALONES)	REDUCCIÓN EN EL 2016 RESPECTO AL 2015. (GALONES)	PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE COMBUSTIBLES A AGOSTO 2011 (USD/GALÓN)	REDUCCIÓN EN EL 2016 RESPECTO AL 2015. (USD)
DIESEL	195.135,66	0,00	195.135,66	0,918718	179.274,66
FUEL OIL	31.967.722,00	21.392.907,00	10.574.815,00	0,628320	6.644.367,76
RESIDUO	46.412.286,50	11.035.503,19	35.376.783,31	0,406805483	14.391.469,42
GAS NATURAL(*)	1.579.734,50	446.642,90	1.133.091,60	4,108521**	4.655,33
				TOTAL	21.219.767,17

*pies^3

**USD / 1000 pies^3

Fuente: Elaboración Propia en base a datos de CENACE.

La cantidad de galones de combustible desplazados constituye un ahorro para el país de USD$ 21,2 millones de dólares.

4.9. ANÁLISIS DEL IMPACTO DEL INGRESO DEL PROYECTO COCA CODO SINCLAIR EN EL MERCADO DE CARBONO DE LOS PROYECTOS MDL ECUATORIANOS.

Actualmente el Ecuador tiene varios proyectos que ya se han beneficiado de los bonos de carbono, como es el caso de los proyectos Hidrosibimbe , Hidroabanico y la generación eléctrica con bagazo de caña del Ingenio San Carlos. Del mismo modo hay otros proyectos que se encuentran en proceso de ser aceptados como MDL y así poder participar en el mercado de carbono.

"*Hemos calculado que Ecuador, fácilmente, con los proyectos que estamos realizando, podría recuperar USD$400 millones en bonos de carbono*", dijo el Presidente Rafael Correa en su informe semanal de labores.

Cabe mencionar que los precios bajo los cuales se rige el mercado de carbono dependen del tipo de proyecto, escala y etapa del proyecto, así como también del país de donde provengan, la tecnología que dispongan y la disponibilidad de una

certificación de calidad. Los precios para Ecuador están aproximadamente entre los USD$ 5 y USD$10 dólares[11].

El proyecto Coca Codo Sinclair reducirá 4.990.504,40 tCO_2, y en el mejor de los casos, puesto que es de gran escala, el precio de los CERs puede ser de USD$ 10 por tonelada de dióxido de carbono, obteniéndose aproximadamente USD$ 49.905.044 dólares por la venta de bonos de carbono, sin embargo a este valor se le debe restar los costos de transacción, los cuales son todos aquellos costos en los que se incurre en el transcurso de las etapas del ciclo MDL, desde su inicio hasta que éste sea completado. No necesariamente son solo gastos efectivos, ya que en las transacciones hay costos de oportunidad (las demoras en aprobación representan un costo de oportunidad), además se debe tomar en cuenta los riesgos de país, sectorial y del proyecto, así como también los beneficios colaterales como son ambientales y sociales principalmente.

Existen mecanismos en los que CCS no asumiría el riesgo por costos de transacción.

A continuación en la Tabla 4.13, se presenta los costos de transacción asumidos por el proyecto Coca Codo Sinclair simulados para un escenario crítico en caso de que este los ejecute directamente con las entidades involucradas.

Tabla 4.13: Costos de Transacción del Proyecto COCA CODO SINCLAIR.

ETAPA	DESCRIPCIÓN	USD $
DISEÑO DEL PROYECTO .	$100.000 + 10% CERs.	5.090.504,40
APROBACIÓN NACIONAL.	No tiene costo Financiero.	0,00
VALIDACIÓN.	$13.000 - $35.000.	35.000,00
REGISTRO COMO PROYECTO MDL.	Se paga una sola vez, depende de las Ton CO2 reducidas.	20.000,00
MONITOREO.	0.05% - 5 % del valor del proyecto, depende de las características del proyecto.	98.985,00
VERIFICACIÓN Y CERTIFICACIÓN.	$3.000 - $15.000 por visita.	50.000,00
MITIGACIÓN DE RIESGOS.	1% - 3% del valor anual de los CERs.	1.497.151,32
CARGO POR ADMINISTRACIÓN EN NACIONES UNIDAS.	% no definido.	2.495.252,20
CARGO PARA FONDO DE ADAPTACIÓN DE NACIONES UNIDAS.	2 % de los CERs anuales.	998.100,88
COMISIÓN DE BROKER ESPECIALIZADO EN LA VENTA DE CERs.	7 % de los CERs anuales.	3.493.353,08
TOTAL		13.778.346,88

Fuente: Elaboración propia en base a información del Centro Andino para la Economía en el Medio Ambiente (CAEMA).

[11]Pontificia Universidad Católica, "Necesidades de inversión en generación hidroeléctrica y los beneficios. del mercado de carbono en el ecuador 2007 – 2008" **Ana Cristina Avilés** Riascos

Sin embargo, a pesar de los altos costos de transacción, el proyecto CCS se beneficiaría con USD$ 36 millones de dólares.

4.10. ¿QUÉ SUCEDERÁ DESPUÉS DEL AÑO 2012?

Si bien, la fecha de culminación del Protocolo de Kyoto está próxima y podría darse la situación de que algún proyecto no alcance sus estudios hasta la fecha mencionada, se prevé que algunas naciones individualmente consideradas serán quienes conduzcan la estructura del mercado en el período comprendido entre el 2012 y el 2020 (Ver Figura 4.10).

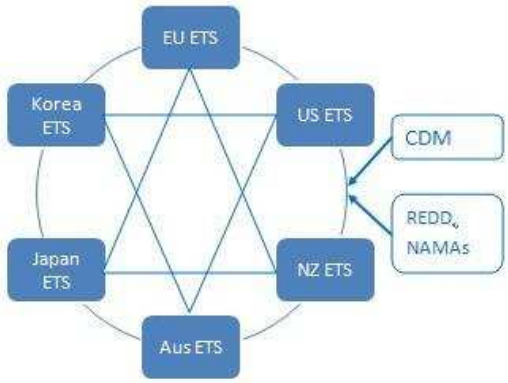


Figura 4.10: Integración de los sistemas Nacionales de comercio de derechos de emisión.
Fuente: IDEAcarbon.

Entonces, los sistemas individuales de comercio de emisiones (ETS por sus siglas en inglés) se entrecruzaran en forma bilateral, más que multilateral, a través de una estructura centralizada de comercio global, y de esta manera el Mecanismo de Desarrollo Limpio (CDM por sus siglas en inglés) seguirá contribuyendo con la reducción de emisiones que se ha extendido a varios sistemas nacionales como la deforestación y degradación (REDD por sus siglas en inglés) y las diferentes estrategias nacionales de mitigación (NAMAs por sus siglas en inglés) emprendidas por países en vías de desarrollo también supondrían créditos para los ETS de países desarrollados.

5. CAPITULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- El Factor de Emisión de Margen de Operación (FE_{OM}) promedio ponderado del período 2011-2020 con y sin el proyecto Coca Codo Sinclair es de 0,692 y 0,775 tCO_2/MWh, respectivamente, lo que demuestra que el proyecto CCS permitirá reducir el FE_{OM} en un 10,75%.

- El Factor de Emisión de Margen de Operación (FE_{OM}) promedio ponderado del período 2016-2020 con y sin el proyecto Coca Codo Sinclair es de 0,683 y 0,827 tCO_2/MWh, respectivamente, lo que demuestra que el proyecto CCS reducirá el FE_{OM} en un 17,38%.

- Para el período 2016-2020 sin la generación del proyecto Coca Codo Sinclair el valor máximo del FE_{OM} se presenta en el año 2019 con 0,892 tCO_2/MWh mientras que el valor mínimo se da en el año 2017 con 0,757 tCO_2/MWh.

- Con el ingreso del proyecto Coca Codo Sinclair a partir del año 2016 el valor máximo del FE_{OM} se presenta en el año 2020 con 0,719 tCO_2/MWh y el mínimo valor se da en el año 2016 con 0,628 tCO_2/MWh.

- Al no considerar la generación del proyecto Coca Codo Sinclair en el año 2016 el FE_{OM} es de 0,758 tCO_2/MWh.

- Con el ingreso del proyecto Coca Codo Sinclair en el año 2016 el FE_{OM} disminuye en un 17,15% con relación al escenario sin CCS.

- Para el período 2011-2020, en los ciclos interanuales que presentan alta hidrología y al contar el sistema con el proyecto CCS desde el año 2016, el

FE_{OM} mensual promedio es de 0,564 tCO2/MWh, y para los ciclos de baja hidrología el FE_{OM} mensual es de 0,598 tCO2/MWh.

- En el periodo 2011-2020 sin el proyecto CCS, en los ciclos interanuales de alta hidrología, el valor del FE_{OM} se incrementa en un 4,35% y en los ciclos interanuales de baja hidrología aumenta un 10,40% con respecto al escenario con el proyecto CCS, respectivamente.

- Para el período 2016-2020 con el proyecto CCS, en los ciclos interanuales que presentan alta hidrología, el FE_{OM} mensual promedio es de 0,566 tCO2/MWh, y para los ciclos de baja hidrología el FE_{OM} mensual es de 0,594 tCO2/MWh.

- En el periodo 2016-2020 sin el proyecto CCS, en los ciclos interanuales de alta hidrología, el valor del FE_{OM} se incrementa en un 6% y en los ciclos interanuales de baja hidrología se tiene un aumento del 14% con respecto al escenario con el proyecto CCS, respectivamente.

- El Factor de Emisión de Margen de Construcción (FE_{BM}) promedio para el periodo 2011-2020 con y sin Coca Codo Sinclair es de 0,145 tCO_2/MWh y 0,159 tCO_2/MWh respectivamente.

- Para el periodo 2011-2020 el FE_{BM} con CCS presenta su máximo valor en el año 2013 de 0,607 tCO_2/MWh y el mínimo en el año 2016 de 0 tCO_2/MWh.

- Para el periodo 2011-2020 el FE_{BM} sin CCS presenta su máximo valor en el año 2013 de 0,607 tCO_2/MWh y el mínimo en el año 2017 de 0,003 tCO_2/MWh.

- El Factor de Emisión de Margen de Construcción (FE_{BM}) promedio ponderado para el período 2016-2020 con y sin el proyecto Coca Codo Sinclair es de 0 tCO_2/MWh y 0,024 tCO_2/MWh, respectivamente.

- Con el proyecto Coca Codo Sinclair, en el periodo 2016-2020 el FE_{BM} es 0,0 tCO_2/MWh, debido a que la energía del proyecto CCS y las otras centrales de recursos renovables que no sean MDL ayudan a reducir las emisiones de CO_2.

- Desde el año 2016 en adelante el proyecto CCS cubrirá en promedio el 31% de la demanda de generación, por lo tanto el FE_{BM} es cero, mientras que en el año 2013 para cubrir el 20% de la demanda de generación se tiene la presencia de centrales térmicas como Esmeraldas II, Térmica MCI y Nueva Generación, razón por la cual el FE_{BM} es alto.

- De acuerdo a los resultados del Factor de Emisión de Margen de Construcción, a partir del año 2016, se tendrá una matriz energética limpia donde la energía predominante es la hidráulica con un promedio del 92% y 6% de energía renovable no convencional. Lo cual evidencia la aplicación de los objetivos 4 y 12 del PNBV diversificando la matriz energética nacional, promoviendo la eficiencia y una mayor participación de energías renovables, así como también el desarrollo de capacidades de planificación del Estado en el sector eléctrico.

- El FE_{CM} promedio ponderado para el periodo 2011-2020 con CCS para proyectos de energías renovables no convencionales es de 0,556 tCO_2/MWh y para proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos es de 0,419 tCO_2/MWh.
- El FE_{CM} promedio ponderado para el periodo 2011-2020 sin CCS para proyectos de energías renovables no convencionales es de 0,622 tCO_2/MWh y para proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos es de 0,468 tCO_2/MWh.

- Para el escenario con CCS para el periodo 2011-2020, el FE_{CM}, anualmente presenta un comportamiento similar al Factor de Emisión de Margen de Construcción con CCS, puesto que para proyectos de energía renovables no convencionales tiene un valor máximo en el año 2013 de 0,696 tCO_2/MWh y el mínimo de 0,471 tCO_2/MWh en el año 2016, la misma situación se presenta para los proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos, en el año 2013 el máximo valor de 0,666 tCO_2/MWh y en el año 2016 el mínimo con 0,314 tCO_2/MWh

- Para el periodo 2011-2020 sin el proyecto CCS el FE_{CM} para proyectos de energías renovables no convencionales, el máximo valor se presenta en el año 2013 con 0,696 tCO_2/MWh y el mínimo de 0,525 tCO_2/MWh en el año 2015, mientras que para proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos el máximo valor es de 0,666 tCO_2/MWh es en el año 2013 y el mínimo es en el año 2015 con un valor de 0,363 tCO_2/MWh.

- El FE_{CM} promedio ponderado para el periodo 2016-2020 con CCS para proyectos de energías renovables no convencionales es de 0,512 tCO_2/MWh y para proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos es de 0,342 tCO_2/MWh.

- El FE_{CM} promedio ponderado para el periodo 2016-2020 sin CCS para proyectos de energías renovables no convencionales es de 0,626 tCO_2/MWh y para proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos es de 0,426 tCO_2/MWh.

- Par el periodo 2016-2020 con CCS el Factor de Emisión del SNI anualmente presenta un comportamiento similar al Factor de Emisión de Margen de Operación puesto que para proyectos de energía renovables no convencionales tiene un valor máximo en el año 2020 de 0,540 tCO_2/MWh y el mínimo de 0,471 tCO_2/MWh en el año 2016, la misma situación se presenta para los proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos, en el año

2013 el máximo valor de 0,360 tCO_2/MWh y en el año 2016 el mínimo con 0,314 tCO_2/MWh

- La variación mensual del Factor de Emisión de Margen Combinado para el período 2011 - 2020 es similar a la del Factor de Emisión de Margen de Operación puesto que el promedio en los meses del ciclo interanual de alta hidrología con el proyecto CCS para los proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos es de 0,564 tCO_2/MWh y en los meses del ciclo de baja hidrología es de 0,598, mientras que sin el proyecto CCS, estos valores se incrementan en un 4,35% y 10,34%, respectivamente, la misma situación sucede para los proyectos de energías renovables no convencionales.

- El Factor de Emisión de Margen Combinado para proyectos de energías renovables no convencionales en el año 2016 con el proyecto CCS es de 0,4709 tCO_2/MWh y sin el proyecto CCS es de 0,5709 tCO_2/MWh, presentando una variación del 17,50% debido a que además del ingreso del proyecto CCS, las ponderaciones utilizadas favorecen a este factor con el objetivo de incentivar este tipo de proyectos.

- El Factor de Emisión de Margen Combinado para proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos en el año 2016 con el proyecto CCS es de 0,3140 tCO_2/MWh y sin el proyecto CCS es de 0,3839 tCO_2/MWh, presentando una variación del 18,21%. debido a que cuando ingresa el proyecto CCS tanto el Factor de Margen de Operación como el Factor de Margen de Construcción disminuyen.

- El Factor de Emisión de Margen Combinado para proyectos de energías renovables no convencionales con CCS en el año 2016 disminuye en un 44,61% con respecto al valor calculado para el año 2010 por la “Comisión Técnica de Determinación del Factor de Emisión de Gases de Efecto Invernadero” del Ecuador, mientras que para proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos con el proyecto CCS disminuye en un 28,94%

considerando que la demanda de generación del año 2016 se incrementará en 205% con respecto al año 2010.

- El valor del Factor de Emisión de Margen Combinado del SNI en el año 2016, a ser utilizado para demostrar la adicionalidad del proyecto CCS mediante la cuantificación de la reducción de emisiones de CO_2 es el calculado sin considerar el ingreso del mismo para proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos

- Con el ingreso del proyecto CCS en el año 2016 se reducirán 4.990.504,40 toneladas de CO_2 y a un precio optimista de USD$ 10 se obtendrá un ingreso de aproximadamente USD$ 37 millones de dólares por la venta de los CERs.

- En el año 2016, el proyecto CCS desplazará 885,42 GWh térmicos con respecto al año 2015, lo que evitará que el sector eléctrico consuma aproximadamente 47 millones de galones de diesel, que a un precio internacional de 0,918718 USD/galón representa un ahorro de aproximadamente USD$ 22 millones de dólares al año.

- En el año 2016 se cuenta con un excedente de energía del 4% con respecto al año 2015, lo cual puede ser aprovechado para la exportación de energía. Estimando un precio promedio de 14,63 centavos USD/kWh el país se beneficiaría aproximadamente con USD$ 375 millones de dólares de ingresos anuales.

5.2. RECOMENDACIONES

- Debido a los beneficios positivos del ingreso de proyectos de energía renovable, es necesario que sector eléctrico, cuente con una actualización anual del factor de emisión mediante esquemas de seguimiento de la operación diaria del parque generador como es el despacho.

- Es necesario contar con un seguimiento y validación de la información por medio de los medios tecnológicos existentes en las diferentes instituciones del sector eléctrico.

- Es necesario emprender en el análisis del impacto del MDL en los demás sectores de la actividad que dinamiza un proyecto, a fin de obtener su impacto en los otros sectores.

- Es necesario sistematizar el cálculo del factor de emisión a fin de aprovechar la existencia del mercado de carbono mediante los mecanismos actuales y a partir del 2012.

- Es necesario aprovechar el recurso humano existente en las diferentes instituciones (MEER, MAE, SENPLADES, CONELEC y CENACE) sobre el tema de MDL y factor de emisión, a fin de difundir sus experiencias en talleres y seminarios a personal de las empresas, inversores y académicos.

- Realizar un análisis de los costos de transacción que CCS puede tener junto con los diferentes mecanismos de financiamiento y/o proceso que esto conlleva.

6. BIBLIOGRAFIA

- Oscullo José, Influencia de la Tecnología del Parque de Generación del Sistema Eléctrico en el Factor de Emisión de CO2 y su impacto en el Mercado de Carbono. Versión a ser publicada en la Revista Energía Ene. 2012.
- Oscullo José, Importancia del Factor de Emisión del SNI en el desarrollo de proyectos MDL del Sector Eléctrico. SNSE-ECUACIER, Abr.2011.
- Oscullo José, Factor horario de Emisiones de CO2 producido por el parque generador del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador: Herramienta Metodológica. Revista Energía, Ene.2011.
- Vásquez Paúl, Cambio de Paradigma en el Pronóstico del Recurso Hidrológico: Influencia del Cambio Climático. Revista Energía, Ene.2011.
- Oscullo José, Análisis de la Metodología de la Convención Marco sobre el Cambio Climático para la determinación del Factor Horario de Emisiones de CO2 producido por el parque generador en un Sistema Eléctrico: perspectivas de aplicación al Sistema Nacional Interconectado del Ecuador. Monografía de Especialización UASB Sep.-2010.
- Haro Lenin y Oscullo José, Determinación Mensual del Factor de Emisiones de CO2 producido por el Parque Generador en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, Mediante la Aplicación de la Metodología de la Convención Marco sobre el Cambio Climático UNFCCC, para el periodo 2005-2009. Tesis EPN Sep.-2010.
- Revista Energías Renovables No. 96, Ene.-2011, Madrid.
- Metodología de la Secretaria de la Convención Marco sobre el Cambio Climático (United Nations Framework Convention on Climate Change) – UNFCCC- http://unfccc.int/documentation/items/2643.php.
- BID, Informe sobre el Desarrollo Mundial: Desarrollo y Cambio Climático, mayo.-2010
- Curso: Mercados de Carbono e o Sector de Energía, Acende Brasil, Jun.-2010
- Guía del Mecanismo de Desarrollo Limpio para Proyectos del Sector Energía en Chile,Karen Poriachik, Comisión Nacional de Energía.

- Taller Cambio Climático y el Sector Eléctrico en la Región CIER, Bracier, May.-2010.
- Plan Maestro de Electrificación 2009-2020, CONELEC.
- Guía Ecuatoriana para Formulación de Proyectos bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio, Daniel Valenzuela Philips, Giovanni Ginatta.
- Fundación Tucumán, MDL y Bonos Verdes como Instrumento para la Financiación de Proyectos Hidroeléctricos, Lic. Martin Rodriguez Marat.
- CENACE, Informe Anual 2010.

7. ANEXOS

ANEXO I

7.1. PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN 2009 - 2020

Año de entrada en operación	Mes de entrada en operación	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Tipo	Potencia actualizada (MW) (12-08-2010)	Energía media actualiz. (GWh) (12-08-2010)
2010	sep	Mazar	CELEC EP - Hidropaute	Hidroeléctrico	160,0	816,0
2010	jul	Incremento de energía en Paute Molino por Mazar	CELEC EP - Hidropaute	Hidroeléctrico	NA	700,0
2010	dic	MCI- Cuba - Manta II	CELEC EP - Termopichincha	Termoeléctrico	20,0	140,0
2011	ene	Nueva Generación Térmica Fuel Oil 2010 Etapa 1 (190 MW)	CELEC - EP	Termoeléctrico	190,0	1.415,0
2011	mar	Trasvase Baba a Marcel Laniado	Hidrolitoral S. A.	Hidroeléctrico	NA	441
2011	jul	Ocaña	Elecaustro S.A.	Hidroeléctrico	26,0	192
2011	oct	Baba	Hidrolitoral S. A.	Hidroeléctrico	42,0	161
2011	sep	Nueva Generación Térmica Fuel Oil 2010 Etapa 1 (190 MW)	CELEC - EP	Termoeléctrico	190,0	1.415,0
2011	dic	Buenos Aires	Empresa Eléctrica Norte S.A.	Hidroeléctrico	1,0	7
2012	jun	Chorrillos	Hidrozamora C.E.M.	Hidroeléctrico	4,0	21
2012	dic	Nueva Generación Térmica Fuel Oil 2010 Etapa 3 (450 MW)	CELEC - EP	Termoeléctrico	450,0	2.956,5
2013	feb	Esmeraldas II	CELEC EP - Termoesmeraldas	Termoeléctrico	150,0	1.117,0
2012	dic	Villonaco	CELEC EP - Renovables	Eólico	15,0	64
2012	dic	Salinas Etapa I	CELEC EP - Renovables	Eólico	15,0	33
2013	jul	Salinas Etapa II	CELEC EP - Renovables	Eólico	25,0	55
2013	ene	Victoria	Hidrovictoria S.A. (EEQSA)	Hidroeléctrico	10,0	64
2013	dic	La Merced de Jondachi	CELEC EP Termopichincha	Hidroeléctrico	18,7	121
2013	feb	Mazar-Dudas	Hidroazogues S.A.	Hidroeléctrico	20,9	146
2013	jun	Río Luis	Energyhdine S.A. (Fuerzas Armadas)	Hidroeléctrico	15,5	83
2014	feb	Chontal	Hidro equinoccio HEQ EP	Hidroeléctrico	200,0	1.115,0
2014	jul	Tortugo 1	Hidro equinoccio HEQ EP	Hidroeléctrico	200,0	838,0
2014	abr	Toachi - Pilatón	Hidrotoapi EP (H. Consejo Provincial de Pichincha)	Hidroeléctrico	253,0	1.190,0
2014	dic	Sopladora	CELEC EP - Hidropaute	Hidroeléctrico	487,0	2.800
2015	jun	Llurimaguas	Hidro equinoccio HEQ EP	Hidroeléctrico	150,0	625,0
2014	ago	Tigre (Tortugo 2)	Hidro equinoccio HEQ EP	Hidroeléctrico	200,0	834,0
2013	dic	Soldados Yanuncay Minas	Elecaustro S.A.	Hidroeléctrico	27,8	190
2015	ene	Quijos	Empresa Eléctrica Quito S.A.	Hidroeléctrico	50,0	355
2014	jun	Membrillo-Chinchas	CELEC EP - Renovables	Eólico	125,0	533
2015	feb	Chespí - Palma Real	Hidro equinoccio HEQ EP	Hidroeléctrico	420,0	1.903,0
2016	ene	Coca Codo Sinclair	Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair EP	Hidroeléctrico	1.500,0	8.600,0
2016	dic	Chacana Etapa I	CELEC EP - Renovables	Geotérmico	50,0	394
2016	dic	Chachimbiro	CELEC EP - Renovables	Geotérmico	50,0	394
2019	ene	Chalpatán	CELEC EP - Renovables	Geotérmico	50,0	394
2020	dic	Zamora San Juan Bosco G11 y otros saltos	Estudios a cargo del MEER	Hidroeléctrico	1.000,0	3.850