

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL
FACULTAD DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD Y
COMPUTACIÓN



TESIS DE GRADO:

**APLICACIÓN DE BONOS DE CARBONO EN EL
MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO, CASO DE
ESTUDIO: DE UNA CENTRAL HIDRÁULICA.**

Presentado por:
José Andrés Ávila Oñate
Omar Enrique Pineda Basurto
Para obtener el título de **Ingeniero en Electricidad**

Tutor: **PhD. Renan Xavier Zambrano Aragundy**

Febrero 2023

DEDICATORIA

Esta tesis está dedicada a mis padres Luis Alfredo Ávila Barros y Dolores Jacqueline Oñate Chávez quienes, con su guía, ánimo y amor me han ayudado para poder terminar la carrera, que es un pequeño escalón en mi vida profesional, a mis amigos quienes de manera directa o indirecta me han ayudado y forman parte de este logro, por haberme aconsejado responsabilidad, visión y confianza.

Jose Andrés Ávila Oñate

DEDICATORIA

Esta tesis está dedicada a:

A mis padres Johnny Pineda y Cecibel Bazurto, quienes han mantenido su fe en mí y su gran apoyo para asegurar que yo pudiera alcanzar mis metas académicas, quiero agradecerles a ellos por todo lo que me han dado y por inculcarme un espíritu trabajador que ha persistido en todos estos años.

A mi hermana Elsa Pineda, quien me ha apoyado en momentos difíciles con ayudas en tareas y necesidades que no pudiese haber enfrentado por mí mismo. A mis tíos Alberto Santisteban y Karina Pineda quienes me abrieron las puertas de su casa para poder estudiar en la ciudad de Guayaquil, quienes siempre me apoyaron y me dieron un segundo hogar.

Finalmente, a mis docentes quienes invistieron en mí su conocimiento, aun en los momentos en los que no podía seguir las lecciones sus enseñanzas prevalecieron y alcance la meta del estudiante universitario.

Omar Enrique Pineda Bazurto.

AGRADECIMIENTOS

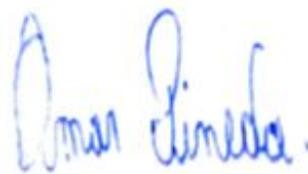
Agradecimientos especiales a los profesores que nos sirvieron en el proceso de ser profesionales y al PhD. Xavier Zambrano que, gracias a su consejo y experiencia, ha sido la principal guía para terminar este presente trabajo, a nuestros padres que con su amor y paciencia nos acompañaron en todo este proceso, sin olvidarnos de los amigos imperecederos que se hicieron en el proceso de culminar la carrera.

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; Jose Andrés Ávila Oñate y Omar Enrique Pineda Bazurto y damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”



Jose Andrés Ávila Oñate



Omar Enrique Pineda Bazurto

EVALUADORES

MSc. Ángel Recalde Lino
Profesor de materia integradora

PhD. Renan Xavier Zambrano Aragundy
Profesor tutor

RESUMEN

En Ecuador se ha tenido un notable incremento en el uso de energías alternativas para abastecer la demanda de energía eléctrica del país, esto ha derivado en varios beneficios: una reducción en los costos de producción de energía eléctrica, una menor dependencia en los combustibles fósiles y también una disminución considerable en los agentes contaminantes en el sector eléctrico. Esta última representa una gran ayuda a la lucha contra el cambio climático y la protección del medio ambiente, sin embargo, también podría ofrecer beneficios económicos a los operadores de la central. En esta tesis se presenta la vía mediante la cual se pueden alcanzar estos beneficios, a través de los mercados de carbono, los cuales ofrecen beneficios económicos a cambio de la reducción de emisiones de CO₂ o equivalentes a la atmósfera, tomando como referencia a la central Coca Codo Sinclair.

Palabras clave: Energía alternativa, energía hidroeléctrica, electricidad, créditos de carbono, mercados de carbono, Coca Codo Sinclair.

ABSTRACT

Ecuador has had a notable increment in the use of alternative energies to supply the country's demand, this has resulted in several benefits: a reduction in the cost of electricity production, less dependency on carbon fuels as well as a considerable reduction of the contaminating agents of the electric sector. This last one representing a great help in the fight against climate change and environmental protection, however, this could also offer economic benefits to the plant's operators. This thesis presents the way in which those benefits can be achieved, through being carbon markets, which offer economic benefits in exchange of reductions of CO₂ emitted to the atmosphere, taking as a reference power plant Coca Codo Sinclair.

Keywords: Alternative energy, hydraulic energy, electricity, carbon credits, carbon markets, Coca Codo Sinclair.

Índice general

Índice de figuras	10
Índice de cuadros	10
Siglas	13
1. PLANTEAMIENTO Y ESTRUCTURA DE LA TESIS	14
1.1. Descripción del problema	14
1.2. Objetivos	14
1.2.1. Objetivo general	14
1.2.2. Objetivos específicos	14
1.3. Justificación del problema	15
1.4. Alcance	15
1.5. Estructura de la tesis	15
2. BONOS Y MERCADO DEL CARBONO (GREEN COVENANTS).	17
2.1. Bonos de carbono	17
2.1.1. Origen	17
2.1.2. Definición	17
2.1.3. Alcance	18
2.2. Mercado de carbono	18
2.2.1. Origen	18
2.2.2. Metodología de distribución nacional de créditos de carbono.	18
2.2.3. Principales compradores y certificadores.	19
2.2.4. Definición	20
2.2.5. Alcance	20
2.3. Tipos de programa - Mecanismos de aplicación o implementación.	20
2.4. Mercados comerciales.	20
2.5. Estándares y certificaciones requeridas	21
2.6. Diferencias entre mercados	21
2.6.1. Mercados de carbono regulados	21
2.6.2. Mercados de carbono voluntarios	22
2.7. Análisis FODA: Bonos de carbono.	22
2.7.1. Fortalezas:	22
2.7.2. Oportunidades:	22

2.7.3.	Debilidades:	22
2.7.4.	Amenazas:	23
2.8.	Análisis FODA: Créditos de carbono.	23
2.8.1.	Fortalezas:	23
2.8.2.	Oportunidades:	23
2.8.3.	Debilidades:	24
2.8.4.	Amenazas:	24
3.	EL MERCADO DE CRÉDITOS DE CARBONO.	25
3.1.	Propuesta de ingreso al mercado.	25
3.2.	Decreto ejecutivo.	25
3.3.	Integrantes del mercado de carbono.	26
3.4.	Agentes reguladores.	27
3.5.	Requerimientos para ingresar al mercado de carbono.	27
3.6.	Cómo ingresaría Ecuador.	27
3.7.	Análisis del mercado.	28
3.7.1.	Ventajas y desventajas para un mercado nacional	28
3.7.1.1.	Ventajas:	28
3.7.1.2.	Desventajas:	28
3.7.2.	Ventajas y desventajas para un mercado internacional	29
3.7.2.1.	Ventajas:	29
3.7.2.2.	Desventajas:	29
3.7.3.	Ventajas y desventajas para un mercado existente a través de una empresa privada:	29
3.7.3.1.	Ventajas:	29
3.7.3.2.	Desventajas:	29
4.	EVALUACIÓN DEL CASO APLICADO	30
4.1.	Contexto de la producción eléctrica en Ecuador.	30
4.2.	Descripción de la central hidroeléctrica propuesta.	31
4.3.	Emisiones de carbono de las centrales eléctricas.	33
4.4.	Estimación de emisiones de CO2 evitadas en el sector eléctrico ecuatoriano.	34
4.4.1.	Central hidroeléctrica.	35
4.4.2.	Central térmica.	36
4.4.3.	CO2 no emitido a la atmósfera.	36
4.5.	Estudio de prefactibilidad.	37
4.5.1.	Análisis mediante la herramienta ESG GAP.	37
4.5.2.	Reducción de emisiones en los últimos 5 años.	42
4.5.3.	Producción de 5W/m2 de agua.	43
4.5.4.	Conclusión.	43
4.6.	Análisis económico.	44
4.6.1.	Escenario 1: Beneficios de ingresar en el mercado de créditos de carbono en el año 2016.	45
4.6.2.	Posibles beneficios de los créditos de carbono.	47
4.6.3.	Inversiones necesarias.	49

5. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS.	50
5.1. Conclusiones.	50
5.2. Recomendaciones.	51
5.3. Trabajos futuros.	51
5.4. Cronograma de actividades	51
Bibliografía.	52
Apéndices.	54

Índice de figuras

2.1. Estándares de bonos de carbono Fuente: [1]	21
4.1. Evolución de las fuentes de energías renovables en Ecuador. Fuente: [2]	30
4.2. Evolución de la demanda en Ecuador. Fuente: [2]	31
4.3. Ubicación geográfica de Coca Codo Sinclair. Fuente: Google maps	32
4.4. Generación anual de la central Coca Codo Sinclair (2016 - 2021). Fuente: [2].	35
4.5. Emisiones de CO2 en años de operación de Coca Codo Sinclair.	35
4.6. Emisiones de CO2 en años de operación de una central térmica tradicional.	36
4.7. CO2 evitados por la entrada de Coca Codo Sinclair.	36
4.8. Efecto de la erosión en el poblado San Luis. Fuente: [3]	38
4.9. Frente de erosión del río Coca. Fuente: [4]	38
4.10. Medidas emergentes de control de erosión. Fuente: [4]	39
4.11. Efectos de la erosión en el río Coca. Fuente: [5]	40
4.12. Hábitat de la rana de Cristal del río Coca. Fuente: [6]	41
4.13. Hábitat de la rana de Cutín del río Coca. Fuente: [6]	41
4.14. Toneladas de CO2 emitidas a la atmósfera desde el (2014 - 2020). Fuente: [7]	42
4.15. Emisiones de CO2 por OM, BM y CM Fuente: [7]	43
4.16. Evolución del precio de los créditos de carbono a nivel global. Fuente: [8]	44
4.17. Precio de los créditos de carbono en el mercado europeo. Fuente: [8]	45
4.18. Potencial beneficio en mercado de carbono de Coca Codo Sinclair.	46
4.19. Potencial ingreso anual por venta total de créditos de carbono del 2016 - 2021.	46
4.20. Costo de créditos de carbono 2021 - 2022 (EU ETS).	47
4.21. Costo de créditos de carbono 2022 - 2023 (EU ETS), aproximación modelo arima.	48
4.22. Aproximación de la demanda mediante regresión lineal.	48

Índice de cuadros

4.1. Generación anual de Coca Codo Sinclair (2016 - 2021)	34
4.2. Emisiones de CO2 en años de operación de Coca Codo Sinclair	35
4.3. Emisiones de CO2 en años de operación de una central térmica tradicional.	36
4.4. CO2 no emitido a la atmósfera.	36
4.5. Precio promedio de compra - venta del EU ETS	45
4.6. Ingreso anual por venta de créditos de carbono del 2016 - 2021.	46
5.1. Cronograma de actividades	51

Siglas

BM margen de construcción. 11, 43

CELEC Corporación Eléctrica del Ecuador. 51

CER Certificado de Emisiones Reducidas. 20

CM margen combinado. 11, 43

CO₂ dióxido de carbono. 11, 12, 17–20, 22, 25, 33–35, 42, 43

EIB Banco Europeo de Inversión. 17

EP Empresa Pública. 51

ESG Environmental, Social y Governance. 15, 27, 37

GAP Gestión y administración pública. 15, 27, 37

GEI Gas de Efecto Invernadero. 14, 20

OM margen de operación y mantenimiento. 11, 43

UNFCCC Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. 19

Capítulo 1

PLANTEAMIENTO Y ESTRUCTURA DE LA TESIS

1.1. Descripción del problema

En la actualidad, a nivel mundial se perciben los efectos provocados por el cambio climático. Su impacto es significativo, por lo que tomar acciones a corto-mediano plazo resulta prioritario para la humanidad. Por ello, enfocar nuestros esfuerzos en alternativas que optimicen el consumo de energía resulta crucial, creando así los “créditos de carbono” como un mecanismo que permita estimular el interés de los grandes consumidores de energía hacia la eficiencia energética. El mercado de créditos de carbono es un tópico relativamente nuevo, del cual se planteará un análisis de prefactibilidad de aplicación a nivel nacional, tomando como referencia el potencial de la nueva central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair, y sus posibles incentivos económicos por la reducción de las emisiones de Gas de Efecto Invernadero (GEI).

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Evaluar la aplicación de créditos de carbono en la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair mediante el uso de los criterios establecidos por los entes internacionales pertinentes.

1.2.2. Objetivos específicos

- Exponer el cumplimiento de los criterios y certificados requeridos según los estándares de créditos de carbono.
- Determinar las instituciones que pueden ofrecer créditos de carbono en la región.
- Realizar propuestas de solución en caso de que algunas de las etapas de acreditación no sean cumplidas.

- Evaluar si la planta hidroeléctrica de referencia cumple con todos los requerimientos de acuerdo con el análisis ESG GAP.
- Realizar un análisis aplicado a una de las hidroeléctricas del sistema nacional interconectado.

1.3. Justificación del problema

Actualmente es de alta importancia tener un sistema eléctrico que sea eficiente y confiable, sin embargo, esto no siempre es acompañado por un sistema amigable con el medio ambiente. En los últimos años, se han observado los efectos que tiene ignorar el impacto ambiental de los grandes contaminantes como el petróleo y el carbón en la producción de energía, por lo que es importante utilizar fuentes cuyo impacto en el medio ambiente sea tolerable.

Para poder continuar en el proceso de reducción de emisiones de carbono, se pretende utilizar incentivos económicos para aumentar el atractivo del uso de energías alternativas, para ello se busca entrar en el mercado de créditos de carbono con las hidroeléctricas del país o, en su defecto, participar de los programas de bonos de carbono, lo cual presenta una entrada económica viable extra para estas centrales.

1.4. Alcance

El alcance del presente documento es evaluar la aplicación del mercado de bonos de carbono en Ecuador, enfocado a un ejemplo práctico en la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair. Esto es, un primer análisis técnico-económico asumiendo la aplicación de los bonos de carbono en los primeros 5 años de producción de la central y, en un segundo escenario, la proyección esperada de posibles ingresos por bonos de carbono considerando los datos históricos de energía limpia entregada.

1.5. Estructura de la tesis

Con la finalidad de entregar un documento estructurado adecuadamente y presentar los resultados de manera eficiente, se muestra una descripción de cada capítulo del documento.

En el capítulo 2, se dan a conocer los fundamentos teóricos sobre los cuales se establecerán las bases para realizar el documento, aquí se realizará la introducción al lector sobre los conceptos del mercado y los créditos de carbono, qué oportunidades presentan y cómo se los puede obtener, además se describirán los índices regulatorios para la participación en los mismos.

En el capítulo 3, se hace una comparación entre los bonos de carbono y los créditos de carbono, como se diferencian entre sí y qué mercados son de interés para poder participar en estos programas.

En el capítulo 4, se realizará la evaluación de factibilidad del proyecto, desarrollando un análisis de la central Coca Codo Sinclair, observando si de acuerdo a sus características es posible la aplicación de créditos de carbono o su entrada en el mercado de carbono. Para poder determinar si se cumple con los criterios internacionales, se realizará una proyección de las emisiones de carbono realizadas por la central al igual que la evaluación de la hidroeléctrica seleccionada, considerando

cada una de sus características se realiza una comparación paso a paso con los criterios establecidos por los entes regulatorios.

En el capítulo 5, se presentará las conclusiones a las que se ha llegado en el desarrollo del documento, recomendaciones para aquellos interesados en el tema y los pasos necesarios continuar con el estudio de la aplicación de los créditos de carbono.

Capítulo 2

BONOS Y MERCADO DEL CARBONO (GREEN COVENANTS).

2.1. Bonos de carbono

2.1.1. Origen

Desde el lanzamiento del programa “World Bank Green Bonds” en 2007 y los bonos de conciencia climática por el Banco Europeo de Inversión (EIB) en 2008, los inversores han participado en proyectos que combaten el cambio climático. El hecho de que los bonos son de emisión simple, significa que tienen un riesgo diferente al de deuda multilateral estándar, esto es, que los administradores de fondos pueden cumplir con las demandas de los inversores para reducir el impacto ambiental sin comprometer su estrategia de inversión. Es importante recordar que a pesar de que aquellos países con poder económico son conscientes de los impactos que el cambio climático puede tener en su ecosistema, ellos mantienen la necesidad de proteger los intereses de sus inversores, por lo que la aplicación de créditos de carbono es una opción viable, ya que mitiga la posibilidad de pérdidas, además de que evita que ellos sean los que tengan que ver los riesgos propios de las inversiones relacionadas con la energía limpia, eficiencia energética o reforestación. El estándar de bonos de carbono intenta lograr una seguridad similar a los otros competidores en el mercado, en este proyecto en particular se intenta no solo dar la oportunidad de participar en proyectos obvios, sino también permite a bonos corporativos ser conectados con actividades bajas en emisiones, sin tener que impactar el crédito del usuario [9].

2.1.2. Definición

Los bonos de carbono son un instrumento financiero de ingresos fijos ligados a soluciones climáticas, estos son entregados para poder financiar medidas dispuestas a combatir el cambio climático, como proyectos de mitigación o adaptación, al igual que medidas de absorción de dióxido de carbono (CO₂) de la atmósfera. Estos proyectos pueden ser, desde generación de energía limpia a eficiencia

energética, o proyectos de adopción desde construcción de deltas del río Nilo, a la adaptación de la barrera de coral a las nuevas temperaturas de los mares. Como cualquier bono, estos pueden ser emitidos por instituciones financieras, bancos multinacionales o corporaciones, este bono deberá ser repagado en su totalidad en un periodo de tiempo definido al inicio del programa.

2.1.3. Alcance

Estos bonos deben ser destinados a proyectos que busquen solventar algún problema relacionado al cambio climático, se debe de asegurar que todos los fondos obtenidos mediante este programa sean utilizados en su totalidad para la inversión en reducir las emisiones de CO₂ a la atmósfera o proporcionar una medida de seguridad al medio ambiente, estos podrán ser emitidos a cualquier entidad dependiendo de la influencia de la entidad financiera que los emite.

2.2. Mercado de carbono

2.2.1. Origen

Los mercados de carbono empezaron en el año 1997 cuando 180 países firmaron el protocolo de Kioto. El protocolo pidió a los países que redujeran sus emisiones de gas invernadero entre los años 2008-2012 en un 5% por debajo de los niveles de 1990, un objetivo que por desgracia nunca fue alcanzado. En los años siguientes varios países se retiraron del programa empezando con Estados Unidos en el 2001. Los países que dejaron de formar parte del programa son Japón, Nueva Zelanda y Rusia, quienes después del primer periodo no determinaron una nueva meta para el segundo, mientras que Canadá se retiró del acuerdo en el año 2011. Con el objetivo de cumplir la meta de reducción del 5%, se crearon cuatro tipos de créditos de carbono, estos son:

- Unidades de cantidad asignadas (Assigned mount units): se refiere a la cantidad de unidades que pueden ser intercambiadas, éstas son los llamados créditos de carbono, representan el límite permitido de emisiones de gases de efecto invernadero que son dados mediante toneladas métricas de CO₂ o gases equivalentes.
- Unidad de remoción (Removal unit): Similares al caso anterior, son unidades que determinan el límite de emisiones, sin embargo, están basadas en el uso de tierra o el uso de recursos forestales.
- Unidades de reducción de emisiones (Emission reduction unit): Unidad equivalente a una tonelada de CO₂, pero enfocada a la implementación conjunta de un proyecto.
- Certificado de reducción de unidades (Certified emission reduction): Unidad equivalente a una tonelada de CO₂ enfocada al desarrollo de mecanismos sostenibles en cualquier proyecto o actividad.

2.2.2. Metodología de distribución nacional de créditos de carbono.

Para poder realizar la distribución de créditos de carbono dependerá de la cantidad de créditos de carbono que el país desee producir o la industria que pertenece ese programa en particular, en cualquier caso, el método que se suele utilizar es llamado límite e intercambio (cap and trade). En este programa el gobierno decide el límite de emisiones que puede realizar una industria en

particular, luego emite los créditos anuales que cada empresa puede utilizar en relación a la contaminación que expulsa al medio ambiente, cada permiso es de una tonelada de emisiones. Para poder contribuir a la reducción de emisiones de CO₂, cada año se reduce el límite de carbono que se puede producir en cada industria, reduciendo así el total de emisiones, incrementando el precio de los créditos de carbono, añadiendo también una penalización o impuesto a las empresas que no cumplan con los límites de emisiones establecidos. Para poder establecer los límites por empresa que han sido asignados, se realiza un análisis histórico, aquí se establece el límite que se ha generado anualmente hasta la fecha actual, como su límite operacional y este se reducirá anualmente, lo que impulsará a la empresa a reducir sus emisiones o pagar los impuestos por las mismas.

2.2.3. Principales compradores y certificadores.

Cualquier país que se encuentre dispuesto a reducir su huella de carbono puede empezar un programa de mercado de carbono a nivel nacional, para ello deciden internamente como realizaran la distribución de límites de carbono, dando un límite a cada empresa de la cantidad de emisiones que podrán emitir, es por ello que los principales compradores de créditos de carbono no son países sino compañías que buscan reducir su huella de carbono de acuerdo a los reglamentos nacionales, las compañías que compran la mayor cantidad de créditos de carbono son [10]:

- Alphabet.
- Cemex.
- Delta.
- Disney.
- General Motors.
- Honeywell.
- Jetblue.
- Microsoft.
- PG&E.
- Salesforce.
- Shell.
- Unilever.

Mientras que, a nivel nacional, el país con el programa más grande es China, estos principalmente compran los créditos de carbono de programas avalados por miembros de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC).

- **El Protocolo de Kioto y el Acuerdo de París, en países de la Unión Europea como España.** A continuación, se repasan de manera resumida: “España debía limitar el incremento de sus emisiones de gases de efecto invernadero, de manera que la media de emisiones netas no superase el 15 % del nivel de emisiones del año base (1990)” [11]. En el año 1990 las emisiones

eran de 232,11 Mt de CO₂ – 1 Megatoneladas [Mt] = 1 000 000 000 Kilogramo [kg]. Para lo cual España hasta el año 2012 tenía 287,06 Mt de CO₂ siendo el porcentaje de aumento con respecto al año base de 23% hasta el 2012, pero hasta el 2021, las emisiones eran de 231,91 Mt de CO₂, para lo cual se considera que no solo se mantuvo dentro del porcentaje de las emisiones que menciona el protocolo de Kioto, sino que también ha tenido una reducción de sus emisiones en un -0,086%, actualmente España está en el puesto número 26 de los países con más emisiones de carbono. Como se puede ver, España es un país que tiene un mix energético muy parecido al ecuatoriano, debido a que es predominantemente energía no convencional renovable.

2.2.4. Definición

Los mercados de carbono son un sistema de intercambio no muy diferente de la bolsa de valores, donde los créditos de carbono son vendidos y comprados. Un crédito de carbono es igual a una tonelada de dióxido de carbono o un gas equivalente reducido, eliminado o evitado. En estos mercados es posible participar mediante el ingreso a programas destinados a reducir el impacto ambiental de diferentes medios, como puede ser el uso de energía limpia o la reducción de emisiones mediante vehículos eléctricos.

2.2.5. Alcance

Los mercados de carbono abarcan cualquier transacción que involucre un decrecimiento de la huella de carbono que no sea parte de los mercados económicos. Estos mercados se encuentran en diversos lugares del mundo siendo el más grande el “EU Emission Trading System” de Europa.

2.3. Tipos de programa - Mecanismos de aplicación o implementación.

- **Carbon trading (Mercados de carbono):** Los bonos de carbono pueden ser vendidos a países del - Anexo I del Protocolo de Kioto-, es decir, a todos los países industrializados. Pueden ser adquiridos por individuos y empresas interesadas en la reducción de su huella de carbono, ya sea voluntariamente o en cumplimiento de sus compromisos de reducción de emisiones.
- **Carbon bonds (Bonos de carbono):** Un bono de carbono se convierte en un Certificado de Emisiones Reducidas (CER), por lo tanto, un CER equivale a una tonelada de CO₂ que se deja de emitir a la atmósfera.

2.4. Mercados comerciales.

- **Mercados regulados:** Estos son el principal representante de los mercados de carbono, debido a que son los mercados que las empresas encuentran cuando sus límites de emisiones deben de participar o pagar la multa correspondiente. Este mercado es aquel que es directamente controlado por los gobiernos para asegurar que las emisiones GEI de las empresas dentro del país no superen los límites establecidos.

- **Mercados voluntarios:** Estos son los mercados que el gobierno no regula activamente, debido a que sus participantes no se encuentran fuera de los límites impuestos sobre ellos por la ley. En otras palabras, este mercado se conforma de empresas que, voluntariamente, tratan de cumplir con un nivel máximo de emisiones; sin embargo, a diferencia del caso anterior, si estas empresas no cumplen con estos requerimientos, no recibirán ninguna penalización.

2.5. Estándares y certificaciones requeridas

Los estándares para la aplicación de créditos de carbono son variados dependiendo del ente encargado de realizar la evaluación de la central o proyecto en cuestión, sin embargo, existen ciertos estándares que son considerados por la mayoría de intermediarios dependiendo del tipo de mercado con el que se esté trabajando, en la figura 2.1 se muestran estos estándares para los mercados voluntarios y los mercados no voluntarios.

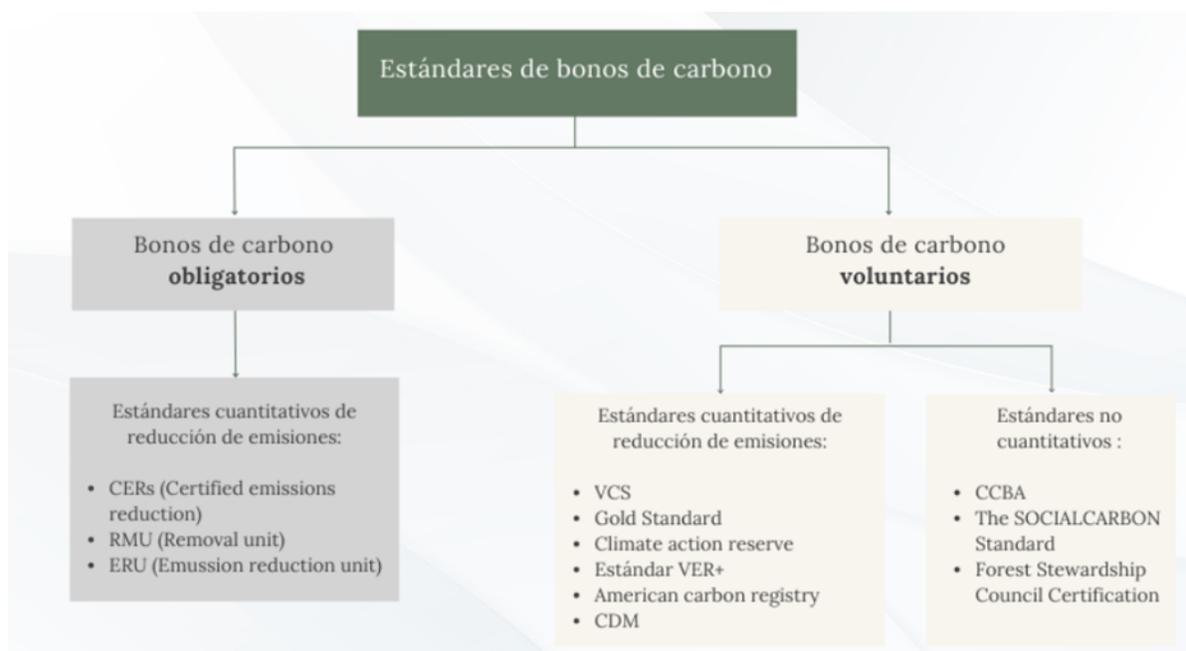


Figura 2.1: Estándares de bonos de carbono

Fuente: [1]

2.6. Diferencias entre mercados

2.6.1. Mercados de carbono regulados

Los mercados voluntarios han sido creados con el objetivo de que empresas y gobiernos tengan la capacidad de cumplir con sus límites de emisiones, ya que no siempre es posible reducir las

emisiones que las operaciones de una empresa genera, y así utilizar multas como incentivo para reducir las mismas. Este tipo de sistemas no solo motiva a las empresas a controlar sus emisiones de CO₂ mediante penalizaciones, sino que permite a aquellas empresas que se encuentran por debajo de sus límites de emisión vender este excedente, otorgándoles un beneficio o estímulo monetario.

2.6.2. Mercados de carbono voluntarios

Permiten que distintas industrias puedan compensar sus emisiones de carbono de forma voluntaria. Estas emisiones muchas veces están asociadas al consumo de energía eléctrica y combustibles fósiles de procesos de manufactura, transporte y consumo de energía. Los créditos de carbono voluntarios se emiten a través de proyectos que compensan emisiones de carbono y se encuentran avaladas por alguna de las certificaciones de los estándares existentes en el mercado. De esta forma, las empresas pueden acceder a la compra de estos créditos de carbono y así compensar también las emisiones que generan en sus actividades.

2.7. Análisis FODA: Bonos de carbono.

2.7.1. Fortalezas:

- Sirven de un beneficio económico a una empresa o entidad.
- Pueden ser solicitados directamente a entidades económicas como bancos o fondos de inversores.
- Suelen ser entregados a países en vía de desarrollo por parte de países con mayor poder económico.
- Tienen menor interés que un préstamo ordinario o pueden considerados como una inversión y no se requiere liquidar la deuda.

2.7.2. Oportunidades:

- Son un sistema económico que no se utiliza en el mercado ecuatoriano.
- Se cuenta con un recurso ampliamente disponible, como es el uso de energía alternativa en la forma de hidroeléctricas.
- Presentan un ingreso directo a la matriz energética al igual que un impulso económico a cualquier iniciativa que utilice energías alternativas.
- En el programa existen ya varios participantes del área como Perú y Colombia.

2.7.3. Debilidades:

- Suelen requerir un pago inicial a certificadores como parte del proceso.
- Dependiendo de la entidad que emitió el dinero será necesario pagarlo como un préstamo regular.

- Es desconocido en el mercado ecuatoriano.
- La mayoría de las organizaciones que conforman este programa son extranjeras y de habla inglesa.

2.7.4. Amenazas:

- El cambio climático podría afectar el contexto hídrico actual, y de esa manera afectar a la generación hidroeléctrica.
- La falta de conocimiento en el área puede afectar la percepción del público al programa.
- Los organismos internacionales que emiten estos bonos son extranjeros, por lo que requieren de intermediarios para participar en nuestra zona geográfica.
- La falta de consideración de este tipo de programas al momento de la construcción de las centrales puede afectar a su participación.

2.8. Análisis FODA: Créditos de carbono.

2.8.1. Fortalezas:

- Cuenta con el aval de varios países con gran poder económico.
- Los estándares para participar en el mercado de carbono son similares entre sí ya que han sido establecidos en el protocolo de Kyoto.
- Cuenta con organizaciones internacionales que tienen presencia en la región.
- El protocolo de Kyoto asegura que el programa se mantenga en funcionamiento mientras exista exceso de emisiones de carbono.

2.8.2. Oportunidades:

- Los países que ingresan a este programa tienen la obligatoriedad de cumplir con sus metas establecidas en el protocolo de Kyoto.
- Se puede observar una gran reducción en las emisiones de CO₂.
- El Ecuador actualmente no participa del programa, por ello los primeros participantes tendrán una ventaja.
- Cualquier iniciativa que reduzca las emisiones generadas pueden participar en el programa sin importar el tamaño de la misma.

2.8.3. Debilidades:

- Las organizaciones que regulan este tipo de organizaciones son en su mayoría extranjeras y de habla inglesa.
- No es un mercado seguro y puede variar el ingreso obtenido en corto plazo.
- Para entrar a este tipo de programas se necesita del aval del intermediario que muestre interés en el país.

2.8.4. Amenazas:

- El incremento de participantes en estos programas reduce las ganancias a nuevos competidores e incrementa la competencia.
- El cambio de varios países a energías alternativas reduce el número de compradores.
- Las acciones de países productores de combustibles fósiles están cambiando la percepción del público frente a los mismos y causando un distanciamiento hacia ellos.
- Debido a la escala del programa en caso de no contar con el apoyo del gobierno no se puede participar de este tipo de programas.

Capítulo 3

EL MERCADO DE CRÉDITOS DE CARBONO.

3.1. Propuesta de ingreso al mercado.

Los mercados de carbono representan una oportunidad para cualquier empresa que siga los lineamientos establecidos en los mecanismos de desarrollo sostenible, esto se debe a que para poder solventar los problemas climáticos se ha propuesto el uso de este mecanismo. Los mercados de carbono son un sistema mediante el cual se busca reducir las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) a la atmósfera a través el uso de impuestos de carbono. Estos impuestos son aplicados a empresas que superan un cierto límite de emisiones de carbono, pero, ya que no es posible esperar que las empresas reduzcan sus emisiones instantáneamente, se ha buscado una solución, esta ha sido el intercambio de créditos de carbono. Los créditos de carbono son una herramienta que mide las emisiones realizadas a la atmósfera y equivalen a una tonelada de CO₂, a cada empresa se le asigna un total de créditos que pueden utilizar en un cierto periodo, sin embargo, en caso de no utilizarlos pueden ser intercambiados de una empresa a otra, usualmente a cambio de incentivos económicos.

En este sentido, el Ecuador cuenta con varias oportunidades en estos mercados, principalmente por el ingreso de nuevas hidroeléctricas, reduciendo el impacto ambiental en el país al reemplazar a las plantas térmicas, ofreciendo un camino para la inversión en el mercado de carbono. Este mercado puede llegar a ser muy lucrativo gracias a que la inversión requerida ya ha sido realizada, en caso de cumplir con todas las condiciones establecidas por el mercado no se necesita una nueva inversión, y los ingresos pueden ser considerados como un ingreso o beneficio adicional.

3.2. Decreto ejecutivo.

En el año 2021, el entonces presidente en Ecuador emitió dos decretos ejecutivos que buscan fomentar la inversión privada en varios mercados en el país, específicamente en el caso de los decretos 238 y 239, en el mercado eléctrico. Para la implementación de los mercados de carbono se necesitará del uso de empresas privadas que actúen como intermediarios para la compra-venta de créditos de carbono, así que basándonos en estos decretos se puede buscar su implementación en

estos mercados.

Principalmente, en el Decreto Ejecutivo 238 se destaca el artículo 29 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía eEléctrica, donde indica que “se podrá suscribir a contratos de concesión con empresas privadas” y, en el decreto, establece en el artículo 3 que el sector eléctrico debe ser “eficiente, competitivo, sostenible, ambientalmente responsable, basado en la innovación, garantizando la seguridad jurídica y potenciando la inversión privada” [12,13].

3.3. Integrantes del mercado de carbono.

Los países que cuentan con mercados de carbono se cubren a continuación:

- Colombia.
- Chile.
- México.
- Brasil.
- China.

Algunos países cuentan con impuestos por emisiones de carbono, pero no con un mercado robusto, como son:

- Argentina.
- Uruguay.
- Canadá.
- Sudáfrica.
- Kazajistán.
- Ucrania.

Existen también relaciones internacionales que permiten el intercambio de créditos de carbono, como son el caso de varios países de la Unión Europea, entre los que se encuentran:

- Suecia.
- Noruega.
- Alemania.
- Francia.
- España.

Inglaterra solía ser parte del mercado de Reino Unido, pero desde su salida, ésta ha participado con impuestos a las emisiones. Finalmente, existe el caso particular del mercado de California y Massachusetts en Estados Unidos, estos son mercados de carbono establecidos, sin embargo, son considerados casos especiales debido a que son estados individuales del país.

3.4. Agentes reguladores.

Los agentes reguladores de cada mercado de carbono son los gobiernos de cada país, o en el caso de la Unión Europea, los líderes de la comisión. Son los líderes del país o países que gobiernan el sitio del mercado quienes indican qué se puede o no realizar en un mercado de carbono, ellos indican cuáles son los impuestos por emisiones de carbono, al igual que los límites de cada empresa, de la misma manera, son ellos quienes indican a qué condiciones se regirá la entrega los créditos de carbono.

3.5. Requerimientos para ingresar al mercado de carbono.

Los requerimientos para ingresar al mercado de carbono son diversos y varían de un ente a otro, sin embargo, algunas condiciones que tienen todas en común, en el caso de plantas hidroeléctricas son:

- Debe de ser evaluado por la herramienta ESG GAP, la cual indica si cumple con las características de sostenibilidad, esta evalúa [12]:
 - Manejo ambiental y social.
 - Condiciones de trabajo.
 - Calidad del agua y sedimentos.
 - Impactos en la comunidad y la seguridad de las estructuras.
 - Relocación.
 - Biodiversidad y especies invasivas.
 - Indígenas de la región.
 - Herencia cultural.
 - Gobierno.
 - Comunicaciones y consultas.
 - Recurso hidrológico.
 - Mitigación y resistencia del cambio climático.
- Se debe además demostrar una reducción de emisiones de carbono en los últimos 5 años.
- Se necesita evidencia que la generación debe de producir al menos 5 (si la planta entró en función antes del 2020) o 10 (si la planta entró en función después del 2020) W/m² de agua.

3.6. Cómo ingresaría Ecuador.

El Ecuador tiene dos rutas para ingresar al mercado de carbono, la primera es entablar relaciones internacionales con algún país que busque implementar restricciones en las emisiones de carbono, de tal manera que les dé la opción a las empresas del mismo de comprar créditos de carbono al Ecuador. La segunda opción, que es más factible, es permitir a empresas privadas a ingresar en

convenios con agentes internacionales que funcionarían como intermediarios en la compra venta de créditos de carbono, estos intermediarios se encargan de ofertar los créditos de carbono que cualquier empresa en el país pueda generar y venderlos al mejor postor.

Otra opción que se ha llevado a cabo en otros países es la creación de un mercado de carbono a nivel nacional, en este caso se establecen reglas sobre las emisiones permitidas por las empresas nacionales y las medidas que se necesitaran para el intercambio, este método provee sus propios beneficios, sin embargo, ha sido descartado por las razones explicadas en la siguiente sección.

3.7. Análisis del mercado.

Una vez establecidas las posibles rutas a tomar para poder participar en el mercado de créditos de carbono, será necesario evaluar cuáles son los pros y contras que ofrecen cada escenario, y evaluar la factibilidad de cada uno.

3.7.1. Ventajas y desventajas para un mercado nacional

3.7.1.1. Ventajas:

- Se cuenta con el completo control sobre los requerimientos para el ingreso al mercado.
- Se puede empezar en cualquier momento.

3.7.1.2. Desventajas:

- Se necesita empezar un mercado que actualmente no existe.
- Los únicos clientes estarán a nivel estatal.
- El país tendrá todo el control sobre el mercado.
- No asegura que las empresas compren bonos de carbono en lugar de pagar el impuesto.
- En un contexto nacional, las emisiones en el país son relativamente pequeñas, así que no habría una gran proyección entrada de dinero.

En el caso de un mercado nacional, a pesar de que es más fácil empezarlo, nos encontraremos con un inconveniente económico, y ese problema es la realidad de que no se puede multar gran cantidad de dinero a empresas únicamente por funcionar, muchas podrían tomar caminos alternativos como migrar o invertir en otros países para evitar penalizaciones, esto último en especial debido a que no hay una gran cantidad de plantas de manufactura en el país, y este camino alejaría a nuevos inversores.

3.7.2. Ventajas y desventajas para un mercado internacional

3.7.2.1. Ventajas:

- Se puede elegir miembros convenientes al país.
- Se puede determinar los límites de emisiones.
- Se tiene cierto control sobre el mercado.
- Se cuenta con recursos disponibles para su venta.

3.7.2.2. Desventajas:

- Tomaría considerable tiempo establecer el mercado.
- Sería necesario cumplir ciertas demandas de los otros miembros del acuerdo.
- Es un proceso de mayor dificultad ya que involucra agentes internacionales.

Al iniciar un nuevo mercado tenemos ciertas oportunidades que no encontraremos en un mercado existente, principalmente en el establecimiento de reglas y normativas para la participación, el principal problema de este modelo es que tomaría bastante tiempo, y aunque menor, aún existe el impuesto por emisiones que empresas extranjeras tendrán que considerar antes de hacer negocios en el país.

3.7.3. Ventajas y desventajas para un mercado existente a través de una empresa privada:

3.7.3.1. Ventajas:

- Existen clientes disponibles en el mercado.
- En el mercado actual se cuenta con los mecanismos necesarios para el intercambio de créditos de carbono.
- Únicamente se tiene que entablar convenios con el intermediario.

3.7.3.2. Desventajas:

- Ya existen lineamientos estrictos establecidos que no siempre serán favorables.
- Se tiene que evaluar regularmente por los entes de control.
- No se cuenta con convenios previos que puedan ayudar al proceso.

Finalmente, en el caso de ingresar a un mercado existe como una empresa privada, se tienen varias ventajas, primeramente, el mercado ya está establecido, por lo que ya hay compradores para el producto, además de que no es necesario un proceso largo para la creación del mismo, el problema con este sistema es que se deberá seguir los requerimientos antes establecidos estrictamente, de no ser posible cumplir con estos, no se podrá participar.

Se ha decidido seguir el tercer caso, ingresando a un mercado ya existente como una empresa individual, debido a que este camino tiene más promesa en el corto plazo y el mayor retorno posible sin influir políticas nacionales.

Capítulo 4

EVALUACIÓN DEL CASO APLICADO

4.1. Contexto de la producción eléctrica en Ecuador.

En el mercado eléctrico ecuatoriano se cuenta con varias ventajas frente a otros a nivel mundial, principalmente su acceso a fuentes de energía hidráulica. Esto se debe a que la energía hidráulica es utilizada como energía base, y permite al país poder cumplir con su demanda energética mediante el uso de una energía confiable y de calidad, además de que tiene la ventaja añadida de ser una fuente de energía renovable, lo que significa que al emplearla se reduce el impacto ambiental primario en la generación de energía eléctrica. Es importante observar la evolución de las fuentes de energía con las que cuenta el país, las cuales se pueden ver en la figura 4.1.

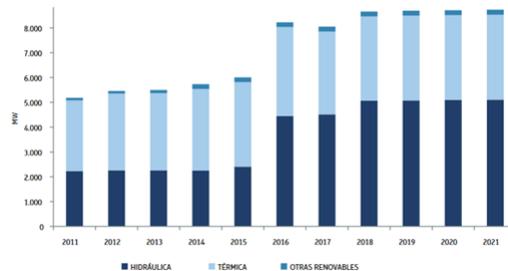


Figura 4.1: Evolución de las fuentes de energías renovables en Ecuador.
Fuente: [2]

En la figura 4.1, se muestra la evolución de la potencia instalada en el país, nótese como la energía hidráulica ha incrementado considerablemente, inclusive representado más del 50 % de toda la potencia instalada a nivel nacional. Este crecimiento de la capacidad instalada de generación se dió desde el año 2016, debido principalmente al ingreso de la central eléctrica Coca Codo Sinclair con una potencia nominal de 1500 MW.

Sin embargo, estos números no muestran toda la realidad, no solo es importante conocer cómo se distribuyen las fuentes de energía primaria en la potencia instalada, sino también en cómo están siendo utilizadas para suplir la demanda, esto se puede observar en la siguiente figura 4.2.

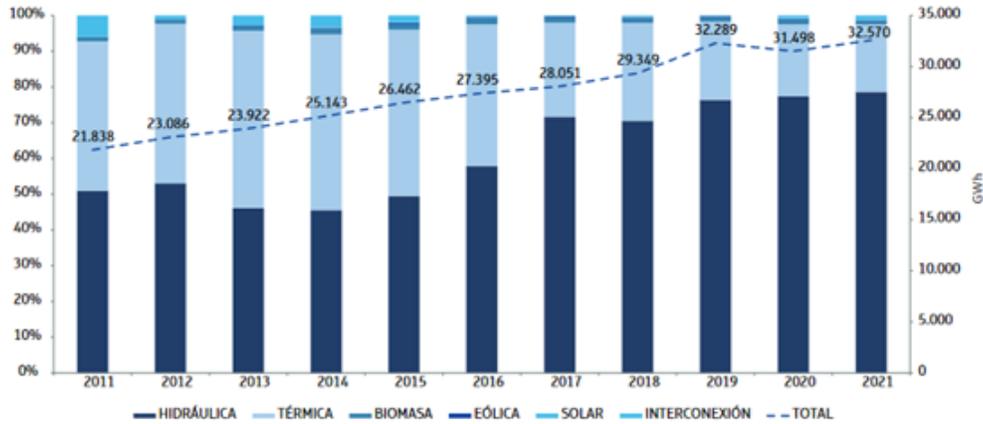


Figura 4.2: Evolución de la demanda en Ecuador.

Fuente: [2]

En la figura 4.2 se puede evidenciar como se suple la demanda eléctrica nacional y las fuentes de las que proviene dicha potencia. En el período 2011 al 2016, la energía primaria utilizada principalmente era térmica, debido a que la capacidad hidroeléctrica en el país era limitada. Además, se puede observar un crecimiento de la demanda durante todos estos años. Así mismo, a partir del 2016 se evidencia un constante incremento del uso de la potencia hidráulica en el país, supliendo esta fuente de energía renovable casi el 80 % de la demanda en el Ecuador en el año 2021, reduciendo no solo el costo de la producción de la energía, sino también las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera.

Otra consideración es el crecimiento de la demanda eléctrica en el país, y cómo a pesar de dicho incremento el porcentaje de uso de la energía hidroeléctrica ha incrementado, por lo que se puede determinar que las fuentes de energía hidroeléctricas determinantes para cumplir con los requerimientos del país.

4.2. Descripción de la central hidroeléctrica propuesta.

Tras realizar un análisis de las centrales eléctricas en el país, se ha decidido utilizar la planta hidroeléctrica Coca Codo Sinclair para el desarrollo del proyecto de créditos de carbono. Esto se debe a varios factores, principalmente por la potencia que es capaz de generar, y el hecho de que es una planta hidroeléctrica que recientemente ha sido inaugurada. A continuación, se describirán los datos de la central hidroeléctrica.

La central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair fue puesta en operación el 18 de noviembre del 2016, esta central tiene una potencia instalada de 1500 MW, cuenta con una obra de captación constituida por una presa de un volumen de 800000 metros cúbicos, y una altura de presa de 31,8 metros, esto nos indica que la represa tiene un área de 25157,2 metros cuadrados. La central cuenta con 8 turbinas tipo Pelton, cada una de 187,5 MW, las cuales se conectan al acuífero mediante un túnel de conducción de 24,83 km de longitud y un diámetro interior de 8,20 metros, tiene además una caída de 620 metros desde el embalse compensador hasta la casa de máquinas.

Esta central se encuentra en las provincias de Napo y Sucumbíos, en los cantones El Chaco y Gonzalo Pizarro, donde se alimenta de las cuencas de los ríos Quijos y Coca. Su ubicación geográfica se muestra en la siguiente figura 4.3.

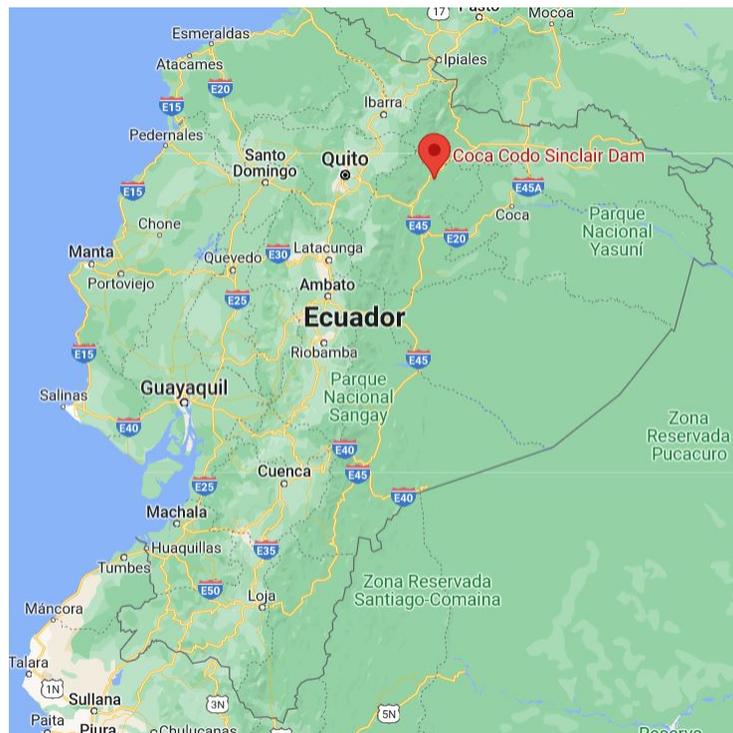


Figura 4.3: Ubicación geográfica de Coca Codo Sinclair.

Fuente: Google maps

Esta central es de gran interés debido a su capacidad de producción de energía eléctrica limpia, su generación es mucho mayor que la de las otras centrales hidroeléctricas a nivel nacional, lo que la convierte en un objetivo muy atractivo de inversión para su potencial ingreso al mercado de créditos de carbono.

4.3. Emisiones de carbono de las centrales eléctricas.

Para poder determinar los créditos de carbono que se pueden obtener para la planta hidroeléctrica Coca Codo Sinclair, se debe cuantificar las emisiones de CO2 que se generan por el funcionamiento tanto de la planta hidroeléctrica como de la planta térmica que reemplazó, para ello, se utilizan los siguientes factores:

- **Central térmica tradicional:** Para el cálculo de las emisiones de dióxido de carbono (CO2) de una planta térmica se calcula un factor, el cual está calculado con una central térmica estándar, utilizando las emisiones de CO2 que tendría por la cantidad de combustible que suelen utilizar por MWh, este factor está dado por [13]:

$$884,2 \text{ lbs} \frac{\text{CO}_2}{\text{MWh}} * \frac{1 \text{ ton}}{2204,6 \text{ lbs}} * \frac{1}{1 - 0,073} \frac{\text{MWh entregado}}{\text{MWh generado}} * \frac{1 \text{ MWh}}{1 \text{ kWh}} = 4,3310^{-4} \text{ ton} \frac{\text{CO}_2}{\text{kWh}}$$

Siendo el factor de interés $4,33 \times 10^{-4}$ toneladas métricas de CO2/kWh, con este factor se determinará cuántas toneladas de dióxido de carbono (CO2) se hubiesen generado de estar en funcionamiento estos tipos de centrales.

- **Planta hidroeléctrica:** Para el análisis de las emisiones de CO2 de una central hidroeléctrica se considera su densidad de energía, esta depende del área de embalse de la central y su fórmula es:

$$PD = \frac{C_{appj} - C_{apbl}}{A_{pj} - A_{bl}} \quad (4.1)$$

Donde:

PD: Densidad de potencia.

C_{appj} : Potencia instalada luego de la implementación del proyecto (W).

C_{apbl} : Potencia instalada antes de la implementación del proyecto (W).

A_{pj} : Área de la superficie del embalse luego de la implementación del proyecto (m²).

A_{bl} : Área de la superficie del embalse antes de la implementación del proyecto (m²).

Al ser una central nueva C_{apbl} , A_{bl} son cero, y considerando que la central hidroeléctrica cuenta con una generación de 1500 MW y un área de embalse de 251551,2 metros cuadrados, reemplazando en la ecuación 4.1 se obtiene:

$$PD = \frac{1,5 * 10^9 - 0}{251551,2327 - 0} = 5962,998 [W/m^2]$$

Usualmente para el análisis de centrales hidroeléctricas se consideran los siguientes límites:

- Si $4W/m^2 \leq PD \leq 10W/m^2$:

$$PE_{hp} = EF_{res} * TEG \quad (4.2)$$

Donde:

PEhp: Emisiones del proyecto desde el embalse en el año de estudio (tCO₂eq/año).

EFres: Factor de emisión por defecto para emisiones desde embalses de centrales hidroeléctricas en el año de estudio (tCO₂eq/MWh).

TEG: Energía total generada por el proyecto en el año de estudio (MWh).

El factor de emisión por defecto para emisiones desde embalses de centrales hidroeléctricas es de 0,09 tCO₂eq/MWh [14].

- Si $PD > 10W/m^2$:

$$PEhp = 0 \tag{4.3}$$

Sin embargo, para el presente proyecto esa aproximación no es indicada, ya que al definir las emisiones de la planta como 0 no se muestra un valor real, por lo que para acercarse a la realidad se utilizara el factor de emisión por defecto.

4.4. Estimación de emisiones de CO₂ evitadas en el sector eléctrico ecuatoriano.

Para poder determinar las emisiones de CO₂ que se genera, se empieza determinando la generación de la central, pues a partir de estos valores se determinará cuáles son las posibles emisiones que se han evitado.

La generación de la central Coca Codo Sinclair en los años 2016 - 2021 se muestra en la siguiente tabla:

Año	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Generación	2971	5953	6242,8	6401,9	6795,5	6599,5

Cuadro 4.1: Generación anual de Coca Codo Sinclair (2016 - 2021)

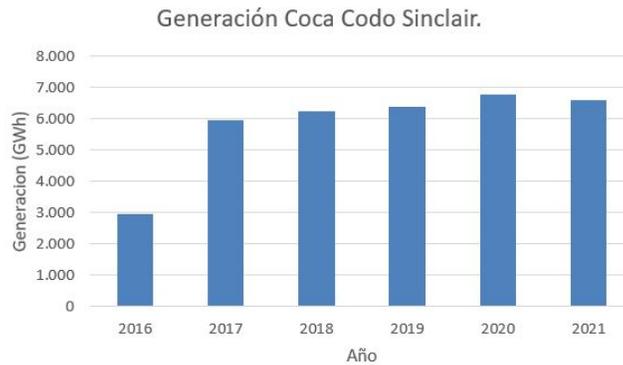


Figura 4.4: Generación anual de la central Coca Codo Sinclair (2016 - 2021).
Fuente: [2].

Con base en estos valores, se procederá a determinar las emisiones de CO₂ desde el inicio de operación de la central hasta el año de interés, en este caso 2021, siendo este el período en el que se determinará la efectividad de Coca Codo para reducir las emisiones.

4.4.1. Central hidroeléctrica.

En la siguiente tabla se muestran las emisiones proyectadas de la central, con esta información se podrá visualizar la diferencia en las emisiones.

Año	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Miles de toneladas De CO ₂	267,3	535,7	561,8	576,17	611,6	593,9

Cuadro 4.2: Emisiones de CO₂ en años de operación de Coca Codo Sinclair .

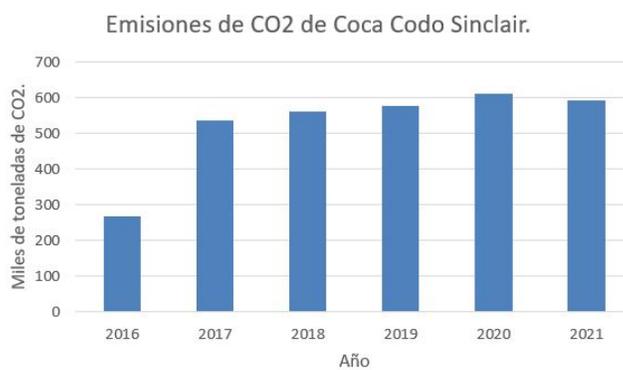


Figura 4.5: Emisiones de CO₂ en años de operación de Coca Codo Sinclair.

4.4.2. Central térmica.

En la siguiente tabla se muestran las emisiones proyectadas durante el mismo período, de esta manera se realizará la comparación con la central hidroeléctrica.

Año	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Miles de toneladas de CO2	1286,4	2577,6	2703,1	2772,02	2942,4	2857,6

Cuadro 4.3: Emisiones de CO2 en años de operación de una central térmica tradicional.



Figura 4.6: Emisiones de CO2 en años de operación de una central térmica tradicional.

4.4.3. CO2 no emitido a la atmósfera.

En la siguiente tabla se puede observar la cantidad de CO2 que se ha evitado tras la inauguración de Coca Codo Sinclair, estos son equivalentes a créditos de carbono a razón de un crédito por tonelada de CO2.

Año	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Miles de toneladas de CO2	1019,05	2041,8	2141,2	2195,8	2330,8	2263,6

Cuadro 4.4: CO2 no emitido a la atmósfera.

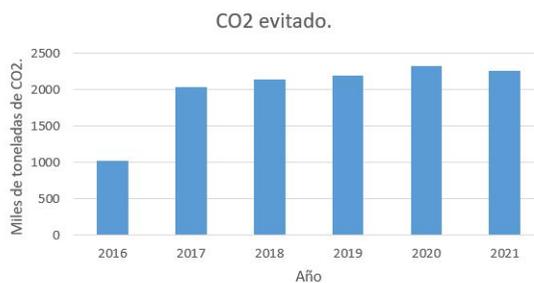


Figura 4.7: CO2 evitados por la entrada de Coca Codo Sinclair.

Tras realizar el análisis de las emisiones en el período de interés, se puede notar una considerable reducción en las emisiones realizadas por el sistema eléctrico ecuatoriano, las cuales pueden ser directamente atribuidas a Coca Codo Sinclair.

4.5. Estudio de prefactibilidad.

Para poder formar parte de algún convenio existente, mediante el cual se pueda entrar en el mercado de compra venta de créditos de carbono, nos debemos regir a sus estándares. Estas varían de caso en caso, sin embargo, las cualificaciones estándar que cualquier proyecto debe cumplir son aquellas mencionadas en el capítulo 3, estas son la herramienta ESG GAP que realiza un análisis de sostenibilidad, la reducción de emisiones de carbono en los últimos 5 años, y la producción de 5 W/m² de agua, ya que la planta hidroeléctrica Coca Codo Sinclair empezó en funcionamiento desde el año 2016.

4.5.1. Análisis mediante la herramienta ESG GAP.

La herramienta ESG GAP contiene una serie de condiciones que tienen que ser estudiadas para poder determinar el impacto ambiental y social de la construcción de la central.

- **Manejo ambiental y social:** La planta hidroeléctrica Coca Codo Sinclair considera el impacto ambiental que esta tendrá en la biodiversidad del sector, sin embargo, esto solo fue durante la construcción de la planta, a pesar de que existen medidas para reducir el impacto de problemas que están siendo ocasionados por la planta estas no han sido suficientes y el impacto ambiental es considerable.

El aspecto más importante es la erosión de las cuencas del río Coca Codo, su impacto se nota principalmente en el ámbito social y como esto ha repercutido en el sector.

Inicialmente el impacto social fue mínimo e incluso positivo, varias carreteras fueron construidas para la llegada al sector lo que incrementó el movimiento económico de la zona, en especial en las zonas aledañas como es el poblado de San Luis, pero actualmente la situación ha cambiado y esto se debe al impacto de la erosión en el sector, esto ha producido derrumbes y deslaves que preocupan a la población y los lleva a considerar opciones fuera del área, así como se muestra en la figura 4.8 adjunta.

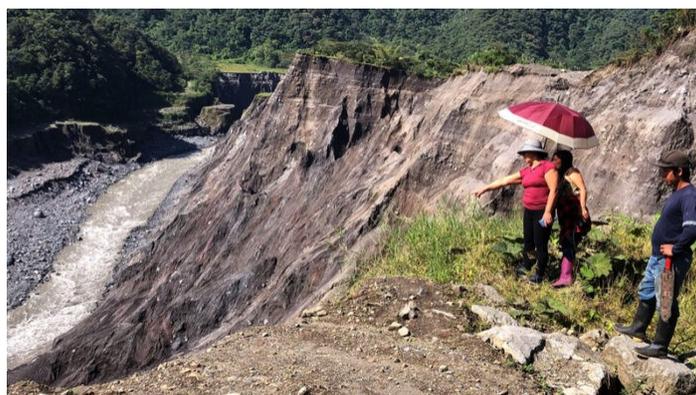


Figura 4.8: Efecto de la erosión en el poblado San Luis.
Fuente: [3]

Uno de estos impactos fue la socavación y el colapso de la cascada San Rafael, lo que eliminó un atractivo turístico del sector y afectó al estado ambiental.

- Calidad del agua y sedimentos:** En este punto se destaca la raíz de los principales problemas que tiene la planta hidroeléctrica, siendo la erosión que la represa causa sobre el río Coca Codo, lo cual se ha reflejado en varios informes de socavamiento del área, uno de ellos llevado a cabo en noviembre de 2020, donde se destaca el efecto del frente de erosión y cómo esto conlleva a la caída de la cascada San Rafael. En la figura 4.9 se pueden observar las áreas afectadas por la erosión.



Figura 4.9: Frente de erosión del río Coca.
Fuente: [4]

Como se puede observar en la figura 4.9, desde el punto de salida de la captación de la central existe una serie de sitios donde la erosión afecta negativamente, especialmente el área del poblado San Luis, además de la cascada San Rafael. Para poder mitigar estos problemas, se han construido obras emergentes que incluyen pantallas que reducen el cauce del agua y con ello el efecto de la misma. Tal como se muestra en la figura 4.10. Para poder ingresar a mercados de créditos de carbono será necesario enfrentar este problema.

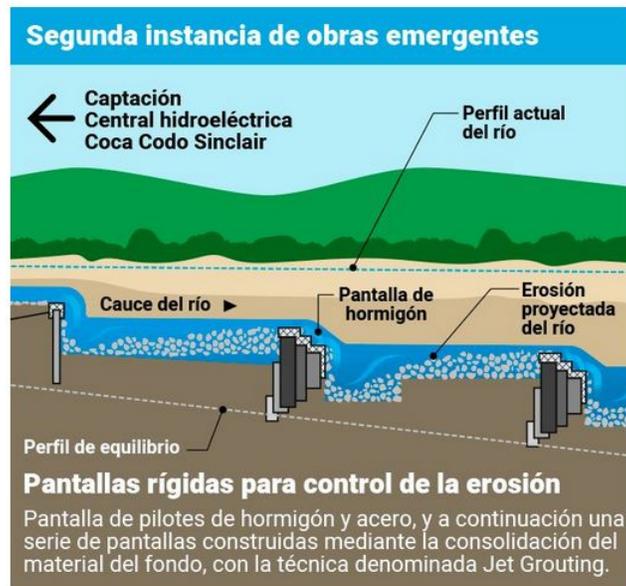


Figura 4.10: Medidas emergentes de control de erosión.

Fuente: [4]

- **Impactos en la comunidad y la seguridad de las estructuras:** Las estructuras construidas para la generación de energía eléctrica no afectan en ninguna medida a la seguridad de los habitantes de la zona, estas se encuentran fuera del área donde los habitantes del sector desarrollan sus actividades cotidianas, por otro lado, los campamentos petroleros y de trabajadores conocen las medidas a tomar y las zonas a evitar, por lo que no existe un efecto directo sobre la comunidad.

El aspecto importante en la comunidad, como se mencionó en el punto anterior, es la erosión de las cuencas del río Coca Codo, esto ha conllevado a varios problemas sobre las personas que habitan cerca de las cuencas del río aguas abajo. En la figura 4.11, se pueden observar algunos efectos de la erosión.



Figura 4.11: Efectos de la erosión en el río Coca.
Fuente: [5]

Con el pasar del tiempo esto ha alcanzado áreas habitables, y ha causado deslaves que ponen en peligro la vida de los habitantes del sector.

- **Relocación:** La relocación de trabajadores al sector no ha afectado en gran medida al área de interés, el campo de trabajo se encuentra cerca de la central y no requiere de transporte fuera del sitio, además se cuenta con los poblados cercanos para suplir cualquier necesidad.

En el caso de los poblados cercanos el impacto es mayor; muchas personas han necesitado cambiar su vivienda debido a los efectos de la erosión en el sector, esto debe ser considerado ya que a pesar de que la construcción original no causó la relocación de poblados, la operación e impacto de la planta ha conllevado a estos cambios sociales en el área.

- **Biodiversidad y especies invasivas:** El efecto que la central ha tenido en la reducción de la biodiversidad de la zona no se conoce del todo, se han llevado a cabo varios estudios de la zona y no se determinan las causas exactas de la reducción de las especies nativas del área, sin embargo, es importante destacar que se han reconocido 35 especies diferentes de peces de agua dulce que se encuentran en peligro, posiblemente por sobrepesca o por el efecto de sedimentos causados por la central Coca Codo Sinclair, aunque no se ha determinado cual ha tenido un mayor impacto, se necesita de un estudio enfocado para determinar el principal agente culpable.

En cuanto a flora y fauna sin incluir a especies de peces, unicamente hay dos especies de anfibios del área que podrían ser afectados, estos son la rana de cristal del río Coca y el Cutín del río Coca, su hábitad esta mostrado en la figura 4.12 y figura 4.13, respectivamente.

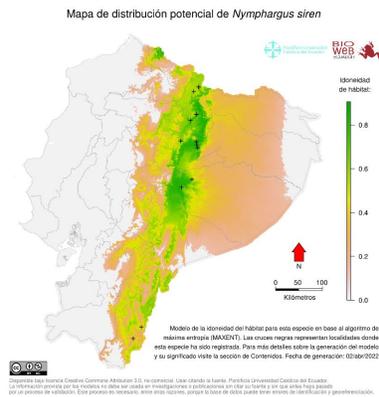


Figura 4.12: Hábitat de la rana de Cristal del río Coca.
Fuente: [6]

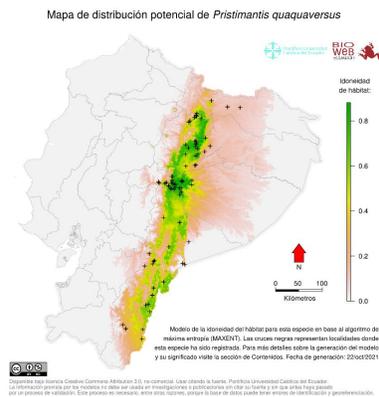


Figura 4.13: Hábitat de la rana de Cutín del río Coca.
Fuente: [6]

Como se puede observar el área en la que estas especies habitan depende la cuenca del río donde se sitúa la central Coca Codo Sinclair, a pesar de que actualmente no hay una reducción considerable de los números de ambas especies, si no se enfrenta a la erosión causada por la central estas especies podrían perder su hábitat.

- **Indígenas de la región:** No se ha requerido de la relocación de comunidades indígenas para la construcción de la hidroeléctrica, los indígenas de la región se asientan en sitios cercanos y no utilizan el área donde se construyó la planta hidroeléctrica.

El problema que la planta ha ocasionado es una vez más relacionado con la erosión, causando el movimiento de sedimentos y la erosión de áreas aguas debajo de la represa que afecta a los acuíferos que estas comunidades utilizan.

- **Herencia cultural:** Durante la construcción de la planta no se impactó en la herencia cultural del área, pero con el pasar del tiempo la erosión del sitio causando el colapso de la cascada San Rafael, la cascada con mayor altura en el Ecuador. La desaparición de esta cascada, un atractivo turístico y un sitio de interés del país, es algo que debió ser evitado y podrá representar un problema para el aval del proyecto como un miembro de los mercados de carbono.
- **Mitigación y resistencia del cambio climático:** Como se puede observar, desde el inicio de funcionamiento de la central Coca Codo Sinclair se tiene una reducción en el uso de las plantas térmicas, lo cual a su vez combate el cambio climático mediante la reducción de emisiones de CO₂ a la atmósfera.

4.5.2. Reducción de emisiones en los últimos 5 años.

La reducción de emisiones de carbono ha sido considerable desde el inicio de funcionamiento de la planta hidroeléctrica Coca Codo Sinclair, esto se debe principalmente a la reducción de la necesidad de contar con plantas térmicas para la producción de energía, lo que deriva en una masiva reducción en las emisiones como se muestra en la figura 4.14:

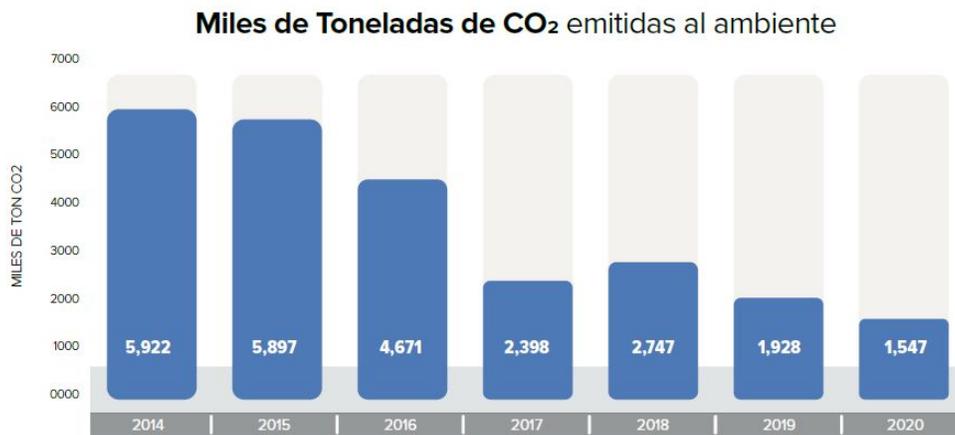


Figura 4.14: Toneladas de CO₂ emitidas a la atmósfera desde el (2014 - 2020).

Fuente: [7]

Se puede notar la reducción de emisiones a la atmósfera desde el año 2016, causado principalmente por la entrada de la central Coca Codo Sinclair. Se puede también observar cómo se mantiene una reducción en las emisiones desde ese año hasta el año 2020, donde se ha pasado de 5897 millones de toneladas de CO₂ en el año 2015, hasta únicamente 1547 millones de toneladas de CO₂ en el año 2020, teniendo la reducción más notable en el año 2017, en el primer año de operación de Coca Codo Sinclair, donde se reduce en casi la mitad. También se deben considerar las emisiones generadas para la construcción de la planta hidroeléctrica, esto se puede observar en la figura 4.15.

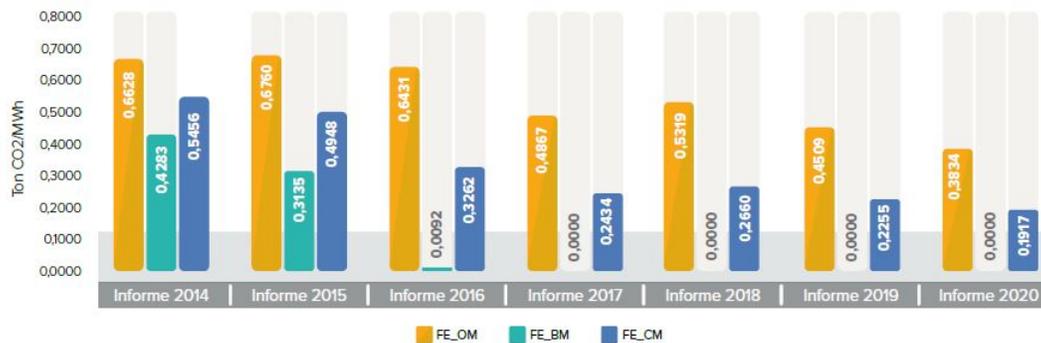


Figura 4.15: Emisiones de CO₂ por OM, BM y CM
Fuente: [7]

Donde el margen de operación y mantenimiento es OM, el margen de construcción es BM y el margen combinado es CM. Nótese como las emisiones realizadas por el sector eléctrico por razones de construcción son muy elevadas en los años 2014 y 2015 [7], mientras que se reducen hasta cero en los años subsecuentes, esto es principalmente por la construcción de la central. Se puede observar que también existe una reducción considerable en las emisiones de CO₂ por operación a partir de ese año, y cómo en los tres años a partir de la entrada en operación de la central Coca Codo Sinclair ya se obtuvo una reducción suficiente para compensar las emisiones por construcción.

4.5.3. Producción de 5W/m² de agua.

Este factor se refiere a la densidad de energía del proyecto, dicho valor se calculó anteriormente, siendo 5,9 kW/m², el cual cumple sin ningún problema este requerimiento, esto se debe a que la central se encuentra muy por encima de la producción de una central hidroeléctrica promedio.

4.5.4. Conclusión.

La central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair no cumpliría con los requisitos de desarrollo sostenible para poder recibir créditos de carbono en su estado actual, sin embargo, esta cumple con facilidad los requisitos para ser acreditada debido a su alta densidad de energía y la drástica reducción de emisiones de CO₂ desde su construcción. Se recomienda tratar con los efectos y mitigar la erosión del sitio para poder cumplir con los requisitos de sostenibilidad, pues este es el mayor obstáculo para ingresar al mercado de créditos de carbono, de solucionar este problema, se cumplirían con todos los requerimientos.

Esto es conveniente, puesto que actualmente ya se están considerando opciones para enfrentar el problema que representa la erosión, es por ello que cualquier costo asociado a esto puede ser visto como una inversión para emprender en el ingreso del sector eléctrico ecuatoriano a los mercados de créditos de carbono.

4.6. Análisis económico.

Para evaluar los potenciales beneficios económicos de ingresar a los mercados de bonos de carbono, en la figura 4.16, se muestra la evolución del precio de los créditos de carbono a nivel mundial.

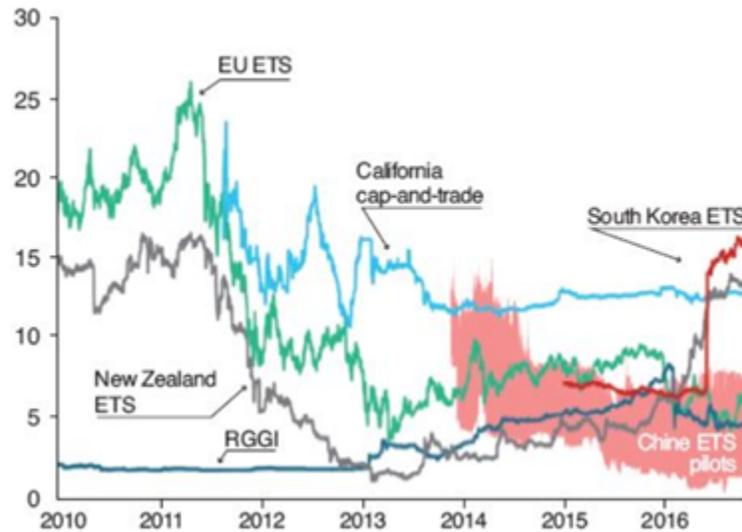


Figura 4.16: Evolución del precio de los créditos de carbono a nivel global.

Fuente: [8]

En la figura 4.16, se puede observar como a nivel global los precios de créditos de carbono han fluctuado de manera diferente dependiendo del mercado al que estos pertenezcan, por ello una decisión importante a tomar al ingresar a los mercados de carbono es, a qué mercado se desea ingresar. En los siguientes cálculos se asume un ingreso a los mercados de carbono europeo (EU ETS) por dos razones, el precio de los créditos de carbono es mayor en comparación a otros mercados; además, estos mercados se encuentran en búsqueda de obras para realizar sus inversiones, en especial en la actualidad donde el sector industrial emite una gran cantidad de CO₂ a la atmósfera y las multas que estos enfrentan vuelven mucho más atractivos a estos mercados debido a que el costo de compra de un crédito de carbono es mucho menor que el de la multa que se verán obligados a asumir.

En la figura 4.17, se observa el precio de los créditos de carbono en el mercado europeo y como estos han evolucionado, se puede notar la tendencia al alza de los precios con el pasar del tiempo.



Figura 4.17: Precio de los créditos de carbono en el mercado europeo.
Fuente: [8]

Estos son los valores que se ofrecen los mercados de carbono en el mercado, sin embargo, al momento de realizar la compra los precios pueden variar dependiendo del estado de otras energías, el momento de la compra u otras ofertas de los vendedores y compradores.

4.6.1. Escenario 1: Beneficios de ingresar en el mercado de créditos de carbono en el año 2016.

Para poder determinar el potencial beneficio de haber ingresado en el mercado desde el año 2016, se parte del precio promedio de compra de un crédito de carbono:

AÑO	2016	2017	2018	2019	2020	2021
USD	3,5	4,1	5,7	6,4	7,2	7,6

Cuadro 4.5: Precio promedio de compra - venta del EU ETS

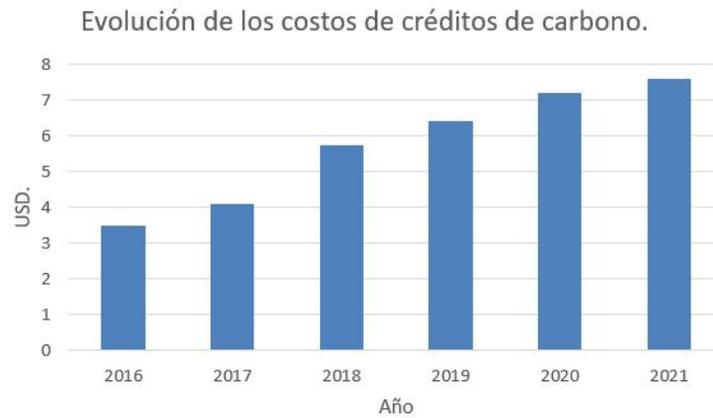


Figura 4.18: Potencial beneficio en mercado de carbono de Coca Codo Sinclair.

Conociendo el precio promedio, y considerando un caso ideal (venta total), se estima en la figura 4.19 el ingreso anual por concepto de venta de créditos de carbono en la central Coca Codo Sinclair durante el periodo 2016 - 2021:

ANO	2016	2017	2018	2019	2020	2021
MILLONES DE USD	3,5	8,3	12,2	14,1	16,7	17,2

Cuadro 4.6: Ingreso anual por venta de créditos de carbono del 2016 - 2021.

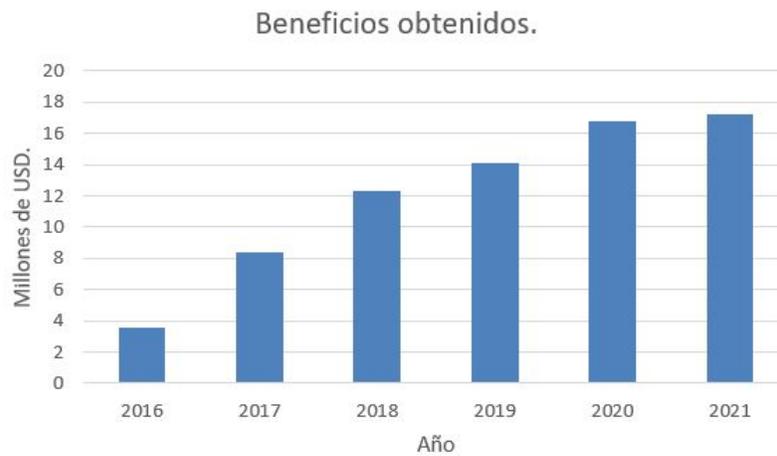


Figura 4.19: Potencial ingreso anual por venta total de créditos de carbono del 2016 - 2021.

Como se mostró en la figura 4.19, para un periodo de aproximadamente 5 años la central Coca Codo Sinclair pudo haber generado un ingreso aproximado de 72,3 millones de dólares por concepto de créditos de carbono.

4.6.2. Posibles beneficios de los créditos de carbono.

Para determinar qué ocurriría si se ingresara hoy a los mercados de créditos de carbono, se realizó un análisis del periodo 2021 - 2022, aquí se puede observar el costo de los créditos de carbono durante el año, y cómo fluctuaría, tal como se muestra en la figura 4.20.

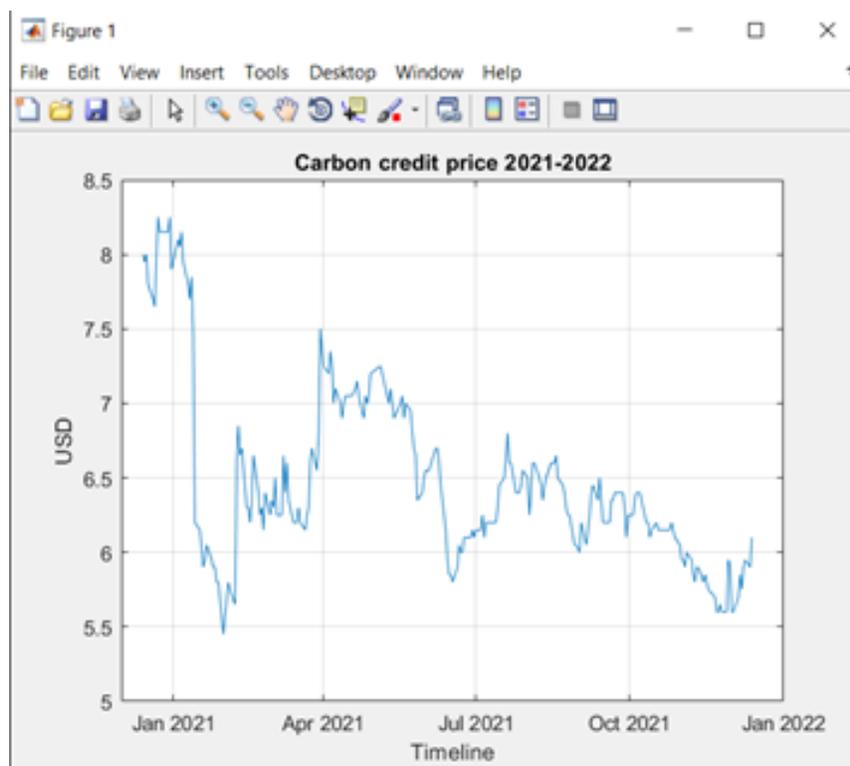


Figura 4.20: Costo de créditos de carbono 2021 - 2022 (EU ETS).

Mediante el modelo arima se realizó una estimación de los precios de los créditos de carbono en el siguiente periodo, esto se evidencia en la siguiente figura 4.21.

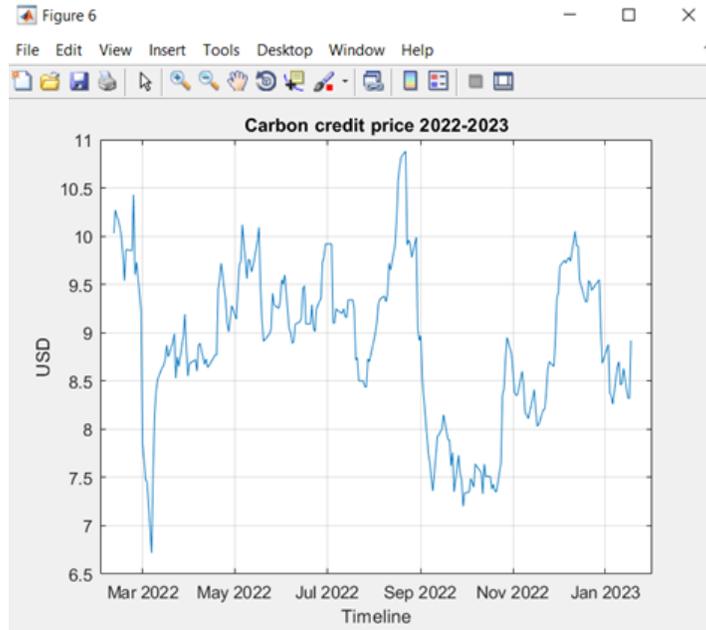


Figura 4.21: Costo de créditos de carbono 2022 - 2023 (EU ETS), aproximación modelo arima.

También se realizó una estimación de la generación de la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair mediante el uso de un modelo de regresión lineal, esto se puede observar en la siguiente figura 4.22.

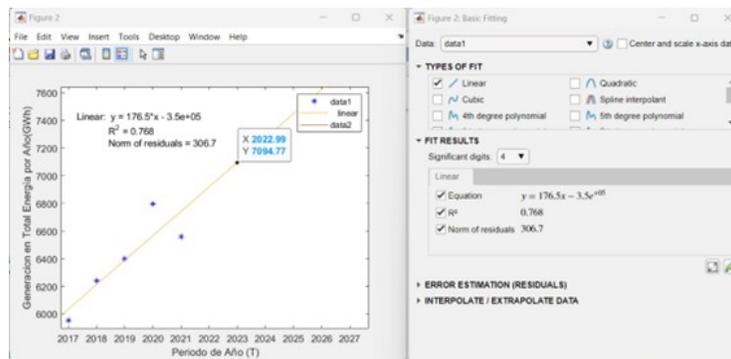


Figura 4.22: Aproximación de la demanda mediante regresión lineal.

Conociendo entonces una estimación tanto del valor promedio de los créditos de carbono y la generación de la central, se puede determinar cuánto se podría generar si se ingresara en el mercado de créditos de carbono.

$$Beneficios = G * (Ft - Fh) * PC \quad (4.4)$$

Donde:

G: Generación en MWh

Ft: Factor término.

Fh: Factor hidráulico.

PC: Precio del crédito de carbono.

$$\text{Beneficios} = 7094,77 * (0,433 - 0,09) * 9,85 = 23,9 \text{ millones de USD}$$

Siendo 23,9 millones de dólares el potencial beneficio económico de ingresar al mercado de carbono en el año 2023, para central Coca Codo Sinclair.

4.6.3. Inversiones necesarias.

Para poder ingresar entrar a los mercados de créditos de carbono se necesitará resolver el problema de la erosión del río Coca Codo, de lo contrario, no se podrá participar del mercado. Actualmente se están proponiendo proyectos para remediar los daños ambientales y sociales producidos por la operación de la central, siendo el costo relacionado a este procedimiento es una inversión dentro del presupuesto actual.

Otro aspecto a considerar es el costo de los intermediarios, este puede ser desde un 15 % hasta un 40 %, de la venta, por lo que será necesario interactuar con aquellos cuyo costo sea menor. Los intermediarios no son considerados parte de la inversión, sino costos de operación, además de que estos costos son cubridos por la venta de los créditos de carbono.

Capítulo 5

CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS.

5.1. Conclusiones.

- Los mercados de carbono representan una oportunidad para cualquier empresa que tenga un impacto positivo en el medio ambiente, esto no solo se limita a las empresas que se dedican a mitigar las emisiones de CO₂ a la atmósfera. Este tipo de mercados puede ser aprovechado por sitios turísticos y naturales, ya que la conservación del medio ambiente les atribuye créditos de carbono, además de mejorar su reputación como empresa.
- El Ecuador tiene un alto potencial para aplicar el sistema de créditos de carbono en la reciente infraestructura eléctrica basada en energías renovables (hidroeléctrica). Estos ingresos por venta de créditos de carbono podrían servir para amortizar el pago de estas inversiones o, en su defecto, enfocarlos en la remediación ambiental o social de la zona.
- La central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair representa la mayor inversión en el sector eléctrico ecuatoriano, por lo que es importante aprovechar todo su potencial. El uso de créditos de carbono representa una oportunidad para recuperar la inversión sin necesidad de afectar en ninguna medida a la generación o a los dependientes de la central con incrementos de costo o impuestos.
- Los mercados de carbono son una herramienta económica emergente, que en la actualidad sirve para reducir las emisiones, y se han convertido en un gran atractivo para inversionistas, ya que no solo reducen las penalizaciones que estos podrían recibir debido a su operación, sino también representan publicidad positiva para los involucrados.
- El Ecuador busca promover la inversión extranjera, para ello uno de los caminos pueden ser los mercados de carbono, con la ventaja de que nuestro mix energético en el sistema nacional interconectado es predominantemente hidráulico (>85 %).
- En este estudio se han expuesto los puntos a desarrollar para que Ecuador pueda participar

en los mercados de carbono, siendo la mitigación de impactos sociales y ambientales los principales puntos a resolver en el caso de la central Coca Codo Sinclair.

- Bajo un escenario optimista de venta de créditos de carbono, la central Coca Codo Sinclair pudo recibir un valor estimado de 72,3 millones de dólares en el periodo 2016 - 2021.

5.2. Recomendaciones.

- Controlar y/o mitigar la erosión del río Coca Codo, esto puede ser realizado por diferentes medios, ya sea por la construcción de pantallas a la salida de las casas de máquinas de la central para reducir los efectos de la erosión, tratando los sedimentos que se generan en la operación de la central, también se pueden remover los sedimentos que ya se encuentran atrapados en los reservorios y por supuesto el factor más importante reducir la producción de sedimentos mediante el manejo y operación de la salida del agua. Así mismo, fortalecer la relación entre la empresa pública CELEC EP y la zona de influencia de la central.
- Entablar comunicaciones con entes reguladores de crédito de carbono y con aquellos que se encarguen de trabajar como intermediarios en la compra-venta de dichos créditos de tal manera que se pueda ingresar a estos mercados con facilidad y se pueda realizar el estudio de factibilidad de las empresas del país.
- Ingresar a los mercados de carbono lo antes posible, actualmente es un mercado emergente en el que muy pocos participan como vendedores, por el momento esto significa que existe una gran oportunidad.

5.3. Trabajos futuros.

- Análisis de mercados de compra - venta de créditos de carbono.
- Estudio del impacto de la biodiversidad fluvial de la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair.
- Estudio de prefactibilidad del ingreso de otras centrales hidroeléctrica a mercados de carbono.

5.4. Cronograma de actividades

En la figura 5.1, se puede observar el cronograma de actividades utilizado para la realización del proyecto.

Actividad	Octubre				Noviembre				Diciembre				Enero			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Capítulo 1: Estructura																
Capítulo 2: Bonos y Mercado de carbono																
Capítulo 3: El Mercado de Bonos de Carbono																
Capítulo 4: Evaluacion del caso Aplicado																
Capítulo 5: Conclusiones y trabajos Futuros																

Cuadro 5.1: Cronograma de actividades

Bibliografía

- [1] C. neutral+. (2022) Estándares de bonos de carbono. [Online]. Available: <https://www.carbonneutralplus.com/estandares-de-bonos-de-carbono/>
- [2] IIGE, *Balance energético nacional 2021*, ser. Balance energético nacional. Ministerio de energía y minas, 2022.
- [3] L. Vásquez. (2022) La erosión del río coca impide planificar a futuro a los habitantes de san luis. [Online]. Available: <https://www.elcomercio.com/actualidad/ecuador/erosion-rio-coca-futuro-habitantes-san-luis.html>
- [4] W. Torres. (2022) Sedimentos de los cuatro afluentes del río coca, otro riesgo para coca codo. [Online]. Available: <https://www.primicias.ec/noticias/economia/erosion-sedimentos-afluentes-rio-coca-riesgo-hidroelectrica/>
- [5] U. de Monitoreo de Eventos Adversos de Napo/Orellana, *Informe de situación - Socavamiento Napo*. Servicio nacional de gestión de riesgos y emergencias, 2017.
- [6] C. Frenkel. (2022) Fauna del río coca. [Online]. Available: <https://bioweb.bio/faunaweb/amphibiaweb/FichaEspecie/Pristimantis%20quaquaversus>
- [7] L. Haro, *Factor de emisión de CO₂ del sistema nacional interconectado de Ecuador*. CENACE, 2020.
- [8] P. Coussy. (2017) Overview of economic carbon pricing tools worldwide. [Online]. Available: <https://www.ifpenergiesnouvelles.com/article/overview-economic-carbon-pricing-tools-worldwide>
- [9] C. bonds initiative. (2022) Historia de los bonos de carbono. [Online]. Available: <https://www.climatebonds.net/standard/about/history>
- [10] E. Management. (2021) Companies that buy carbon offsets. [Online]. Available: <https://www.perillon.com/blog/12-companies-that-are-buying-carbon-offsets>
- [11] V. tercera del gobierno. (2021) Objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. [Online]. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/objetivos.aspx>
- [12] C. bond certified, *The hydropower criteria for the climate bonds standard certification scheme*, 2021.

- [13] EPA. (2022) Greenhouse gases equivalencies calculator - calculations and references. [Online]. Available: <https://www.epa.gov/energy/greenhouse-gases-equivalencies-calculator-calculations-and-references>
- [14] I. universidad de la republica, *Bases para estimar la reducción de emisiones de GEI en proyectos de PCH*. Banco interamericano de desarrollo, 2013.

APÉNDICES

1. Factor de emisión de CO2 del Sistema Nacional Interconectado 2016 .

Informe 2016

Factor de emisión de CO2 del Sistema Nacional Interconectado

2016



Informe 2016

Calculo del Factor de Emisión de CO2 equivalente del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, de acuerdo a la “Herramienta para el calcular el factor de emisión de CO2 para un sistema eléctrico”, versión V5.0 de la UNFCCC

Contenido

INTRODUCCIÓN	3
1. Antecedentes.	4
1.1. Dediciones Generales.	4
1.2. Aspectos considerados para la realización del cálculo.	5
2. Desarrollo del cálculo del factor de emisión de CO2 del Sistema Nacional Interconectado.	5
2.1. Parámetros del cálculo.	5
2.2. Procedimiento de Línea Base.	5
2.2.1. Paso 1. Identificación del sistema eléctrico relevante.	5
2.2.2. Paso 2. Unidades de generación aisladas de la red eléctrica.	6
2.2.3. Paso 3. Selección del método de cálculo del Margen de Operación.	6
2.2.4. Paso 4. Cálculo del factor de emisión de CO2 OM, conforme el método seleccionado.	6
2.2.5. Paso 5. Cálculo del margen de construcción BM.	10
2.2.6. Paso 6. Cálculo del margen combinado CM.	13
3. Recomendaciones.	14
4. Anexos.	14



INTRODUCCIÓN

El efecto invernadero es un proceso natural, sin el cual la vida en el planeta no sería posible. En este proceso, el dióxido de carbono (CO₂) y el vapor de agua son importantes gases de efecto invernadero (GEI) para mantener estable la temperatura atmosférica. Sin embargo, antes de 1950 la concentración de CO₂ en la atmósfera nunca pasó de 330 partes por millón (ppm), mientras que a partir de la revolución industrial los incrementos en las emisiones son muy evidentes.

Se está tomando varias iniciativas con el fin de frenar el incremento de la temperatura del planeta, reforzando las habilidades para hacer frente a los impactos del cambio climático, es por ello que la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático UNFCCC por sus siglas en inglés, ha volcado sus esfuerzos por conseguir acuerdos de mitigación frente al cambio climático, con la realización de la Conferencia de las Partes COP, el 30 de noviembre de 2015 se dio lugar a la COP21 en París, donde se adoptaron acuerdos históricos para combatir el cambio climático mediante el impulso de medidas e inversiones, reunión en la cual Ecuador fue parte dando a conocer las iniciativas que se han venido desarrollando para mitigar la emisión de gases de efecto invernadero.

Es así, que la Comisión Técnica de Determinación de Factores de Emisión de Gases de Efecto Invernadero, continuando con el mandato otorgado en el 2010 de mantener actualizado el cálculo del Factor de CO₂ del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, presenta el informe correspondiente al año 2016, en base a los datos de operación de los años 2013, 2014, y 2015, de acuerdo a la “Herramienta para el cálculo del factor de emisión de CO₂ para un sistema eléctrico”, versión v5.0

1. Antecedentes.

La comisión Técnica de Determinación de Factores de Emisión de Gases de Efecto Invernadero (CTFEE), es responsable del cálculo y actualización del factor de emisión de CO₂ del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador (SNI), la cual se conformó en el año 2010 bajo un acuerdo ministerial entre los Ministerio de Electricidad y Energía Renovable MEER y el Ministerio del Ambiente MAE, esta comisión esta integrada por el MEER, MAE, el Operador Nacional de Electricidad CENACE, y la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL).

CENACE como parte de esta Comisión Técnica es el responsable de la actualización anual del cálculo del Factor de Emisión de CO₂ facilitado a los proponentes de proyectos energías renovables y eficiencia energética, la realización de los correspondientes cálculos de las reducciones de emisiones de CO₂.

1.1. Dediciones Generales.

- **Factor de emisión de CO₂:** es la masa estimada de toneladas de CO₂ emitidas a la atmósfera por cada unidad de MWh de energía eléctrica generada en base a la combustión de combustible fósil.
- **Unidades de Generación:** es el equipamiento mínimo que se requiere para la generación de electricidad.
- **Red Eléctrica:** se establece como el conjunto de elementos y sistemas que se encuentran en las unidades de generación y consumidores finales, que en el caso del Ecuador tiene el nombre de Sistema Nacional de Interconectado.
- **Sistema Nacional de Transmisión:** “Es el sistema de trasmisión de energía eléctrica o medio de conexión entre consumidores y centros de generación (unidades de generación), el cual permite el paso de la energía a todo el territorio nacional”.
- **Sistema Nacional Interconectado SNI:** “Es el sistema integrado por los elementos del sistema eléctrico, conectado entre sí, que permite la producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación y consumo”.
- **Generación Neta:** es la diferencia entre la generación total y el consumo de los servicios auxiliares de la unidad de generación, es lo que se entrega a la red eléctrica para el consumo del usuario y el consumo propio del sistema de transmisión.
- **Margen de Construcción BM:** El factor de emisión de CO₂ del margen de construcción representa las emisiones asociadas al ingreso de nuevas unidades de generación para el periodo que se ha calculado, cuya construcción y operación sería desplazada por la actividad del proyecto MDL.
- **Margen de Operación OM:** El factor de emisión de CO₂ del margen de operación se estima con la operación de las centrales actualmente conectadas a la red, que sería afectada por la actividad de proyectos MDL.

- **Margen Combinado CM:** El factor de emisiones de CO₂ del margen de combinado corresponde a la ponderación asignada en el cálculo de los anteriores.

1.2. Aspectos considerados para la realización del cálculo.

Dentro de las consideraciones que se tomaron en cuenta para la realización de este informe, de modo que se reflejen las características de operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano son las siguientes:

- Para el caso de los sistemas eléctricos aislados, la afectación se consideró a través de la demanda abastecida por la generación térmica del SNI.
- Para el caso de la interconexión eléctrica con Colombia, ya que en el año 2008 existió una repotenciación del sistema de transmisión de 230kV, se consideró la energía registrada en los medidores en barras de Ecuador por los circuitos adicionales con un factor de emisión de CO₂ igual a cero, como indica la “Herramienta para calcular el factor de emisión para un sistema eléctrico v5.0”.
- Las unidades que se han registrado como proyectos MDL en las Naciones Unidas, no han sido consideradas dentro del cálculo, así como las unidades de generación de energías renovables no convencionales (fotovoltaicas, eólicas, biomasa).

2. Desarrollo del cálculo del factor de emisión de CO₂ del Sistema Nacional Interconectado.

Esta metodología permite estimar los factores de OM, BM, y CM cuando calculamos una Línea base de emisiones para un proyecto de eficiencia energética o ahorro de demanda las cuales disminuirán el consumo de electricidad de la red eléctrica, así como también para proyectos de generación de electricidad con fuentes renovables. Los factores de emisión utilizados para las energías renovables no convencionales se estiman en cero, esta herramienta metodológica entró en vigor desde el 27 de noviembre de 2015.

2.1. Parámetros del cálculo.

Considerando los criterios de la Herramienta metodológica v5.0, de la UNFCCC para el cálculo del factor de emisión de CO₂ de una red eléctrica se debe considerar los siguientes parámetros hacer calculados.

Parámetros	Unidades	Descripción
$EF_{grind,BM}$	tCO_2/MWh	Margen de construcción de CO ₂ para el año y
$EF_{grind,OM}$	tCO_2/MWh	Margen de operación CO ₂ para el año y
$EF_{grind,CM}$	tCO_2/MWh	Margen combinado de CO ₂ en el año y

2.2. Procedimiento de Línea Base.

2.2.1. Paso 1. Identificación del sistema eléctrico relevante.

La red eléctrica considerada en este cálculo está conformada por todos los elementos conectados al Sistema Nacional Interconectado del Ecuador.

2.2.2. Paso 2. Unidades de generación aisladas de la red eléctrica.

Para el presente cálculo se ha dejado por fuera las unidades de generación que no están conectadas al SNI, como son las unidades de la región Insular Galápagos, Isla Puna, Sistemas aislados región Oriental, y los sistemas eléctricos de PETROECUADOR.

2.2.3. Paso 3. Selección del método de cálculo del Margen de Operación.

El cálculo del margen de operación está basado en uno de los siguientes métodos de cálculo.

- Simple OM.
- Simple ajustado OM,
- Análisis de despacho OM,
- Ponderado OM,

La selección del método de cálculo se la realizó tomando en cuenta el método Simple Ajustado OM, realizando el balance de los últimos cinco años, la generación de bajo costo es mayor al 50% de la generación total del red eléctrica, como se muestra en la Tabla 1, la disponibilidad de datos para las unidades de generación sobre el consumo de combustibles es mensual, así como también la generación de electricidad.

Tabla 1. Generación eléctrica del SNI de los últimos 5 años

	2011	2012	2013	2014	2015	Promedio	%
Low cost/must run	12398.28	12457.97	11729.52	12533.63	13892.31	12602.34	61.8%
No Low cost/must run	6041.42	6861.69	8337.41	8934.02	8711.14	7777.14	38.2%
Total	18439.71	19319.66	20066.93	21467.64	22603.45	20379.48	100%

2.2.4. Paso 4. Cálculo del factor de emisión de CO2 OM, conforme el método seleccionado.

El margen de operación OM bajo el método simple ajustado se lo calcula utilizando la siguiente ecuación.

$$EF_{grid,OM-adj,y} = (1 - \lambda_y) \times \frac{\sum_m EG_{m,y} \times EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} + \lambda_y \times \frac{\sum_k EG_{k,y} \times EF_{EL,k,y}}{\sum_k EG_{k,y}}$$

Dónde:

$EF_{grid,OM-adj,y}$	Factor de emisión de CO2 del margen de operación simple ajustado para el año y ($t\ CO_2/MWh$)
λ_y	Factor que expresa el porcentaje de tiempo que la generación de bajo costo marginó en el año y
$EG_{m,y}$	Energía neta entregada a la red por las unidades de generación m en el año y (MWh)
$EG_{k,y}$	Energía neta entregada a la red por las unidades de generación k en el año y (MWh)

$EF_{EL,m,y}$	Factor de emisión de las unidades de generación m en el año y ($t CO_2/MWh$)
$EF_{EL,k,y}$	Factor de emisión de las unidades de generación k en el año y ($t CO_2/MWh$)
m	Todas las unidades de generación conectadas a la red en el año y a excepción de las unidades de bajo costo
K	Todas las unidades de generación de bajo costo conectadas a la red en el año y
y	Año correspondiente a los datos utilizados para el análisis

Para la determinación del método Simple Ajustada OM se lo realiza considerando las siguientes opciones:

Opción A para este caso se realiza el cálculo en base de la generación eléctrica neta de cada unidad de potencia y el factor de emisión para cada una de las de las unidades de generación, como muestra la siguiente ecuación.

$$EF_{EL,m,y} = \frac{\sum_i FC_{i,m,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{CO_2,i,y}}{EG_{m,y}}$$

Donde:

$EF_{EL,m,y}$	Factor de emisión de CO2 de las unidades de generación m en el año y ($t CO_2/MWh$)
$FC_{i,m,y}$	Cantidad de combustible fósil i consumido en el año y de las unidades de generación m (unidad de masa o volumen)
$NCV_{i,y}$	Poder calorífico neto (contenido de energía) del combustible fósil tipo i en el año y (TJ/unidad de masa o volumen)
$EF_{CO_2,i,y}$	Factor de emisión de CO2 por tipo de combustible i en el año y ($t CO_2/TJ$)
$EG_{m,y}$	Energía neta generada en el año y a excepción de las unidades de bajo costo (MWh)
m	Todas las unidades de generación conectadas a la red en el año y a excepción de las unidades de bajo costo
i	Todos los combustibles utilizados por las unidades de generación m en el año y
y	Año correspondiente a los datos utilizados para el análisis

Opción A2 si se dispone de solo el dato de generación eléctrica y el tipo de combustible que tiene, el factor de emisión debe ser determinada con base en el factor de emisión de CO2 del tipo de combustible utilizado y la eficiencia de la unidad de energía con la siguiente ecuación:

$$EF_{EL,m,y} = \frac{EF_{CO_2,m,y} \times 3.6}{\eta_{m,y}}$$

Donde:

$EF_{EL,m,y}$	Factor de emisión de CO2 de las unidades de generación en el año y ($t CO_2/MWh$)
---------------	---

$EF_{CO_2,m,i,y}$	Factor de emisión de CO ₂ promedio del combustible i utilizado por la planta m en el año y ($t\ CO_2/TJ$)
$\eta_{m,y}$	Eficiencia de conversión promedio de la planta m en el año y
m	Todas las unidades de generación conectadas a la red en el año y a excepción de las unidades de bajo costo
y	Año correspondiente a los datos utilizados para el análisis

Para el cálculo de λ_y utilizamos la siguiente ecuación

$$\lambda_y = \frac{\text{Number of hours low - cost/must - run are on the margin in year } y}{8760 \text{ hours per year}}$$

Las fuentes de información empleadas para el cálculo del Factor de Emisión de CO₂ del SNI del Ecuador son las siguientes:

- $FC_{i,m,y}$ La cantidad de combustible fósil utilizado por las unidades de generación conectadas a la red eléctrica es proporcionada por ARCONEL, presentada en la Hoja de cálculo “Combustibles” del archivo “Matriz Factor de Emisión_CO2_SNI_2016.xlsx”.
- $EG_{m,y}$ La energía neta generada por cada unidad de generación conectada a la red eléctrica es proporcionada por el CENACE, presentada en la hoja “Energía_NETA-SNI” del archivo “Matriz Factor de Emisión_CO2_SNI_2016.xlsx”.
- $NCV_{i,y}$ Se consideró la información disponible del Poder Calorífico Neto utilizado para fuel oil 6, fuel oil 4, diesel, y residuo; los valores de Nafta y Gas Natural se tomaron de la Tabla 1.2. del Capítulo 1 de las Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories (IPCC, 2006) correspondientes a Naphtha y Natural Gas, como lo muestra la Tabla 2.

Tabla 2. Poder calórico de los combustibles utilizados por el sector eléctrico.

Combustible	Poder Calorífico Neto (TJ/1000 ton)
Fuel oil	39.2
Diesel	40.8
Gas Natural	46.5
Nafta	41.8
Residuo	39.7
Bunker	39.7

Fuente: IPCC, PETROECUADOR

- $EF_{CO_2,i,y}$ El factor de emisión por cada tipo de combustible tiene como referencia la Tabla 1.4 del Capítulo 1 de las Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, IPCC 2006, utilizando el límite inferior del inventario al 95% de confianza, los criterios para seleccionar los combustibles son similares a los indicados para el Poder Calorífico Neto como se indica en la Tabla 3.

Tabla 3. Factor de Emisión de CO2 por cada uno de los combustibles utilizados por el sector eléctrico

Combustible	FE (kg CO2/TJ)
Fuel oil	75.500
Diesel	72.600
Gas Natural*	54.300
Nafta*	69.300
Residuo	73.300
Bunker	73.300

Fuente: IPCC

Resultados obtenidos para el margen de operación OM

Con base en las ecuaciones y los parámetros de cálculo mencionados se ha realizado el cálculo del factor OM para los años 2013, 2014, y 2015.

Los resultados del año 2013 se presentan en la Tabla 4 disponibles en la hoja del cálculo "FE_OM_13" del archivo "Matriz Factor Emisión_CO2_SNI_2016.xlsx".

Tabla 4. Resultados del Margen de Operación OM para el año 2013

Parámetros		Unidad
λ_{2013}	0.0043	
$\sum_m EG_{M,2013} \times EF_{EL,m,2013}$	5,437,135.58	tCO ₂
$\sum_m EG_{m,2013}$	8,337,411.03	MWh
$\sum_k EG_{k,2013} \times EF_{EL,k,2013}$	0.000	tCO ₂
$\sum_k EG_{k,2013}$	11,729,518.64	MWh
$EF_{grid,OM-adj,2013}$	0.6494	tCO ₂ /MWh eq

Los resultados del año 2014 se presentan en la Tabla 5 disponibles en la hoja del cálculo "FE_OM_14" del archivo "Matriz Factor Emisión_CO2_SNI_2016.xlsx".

Tabla 5. Resultados del Margen de Operación OM para el año 2014

Parámetros		Unidad
λ_{2014}	0.0007	
$\sum_m EG_{M,2014} \times EF_{EL,m,2014}$	5,922,363.67	tCO ₂
$\sum_m EG_{m,2014}$	8,934,016.68	MWh
$\sum_k EG_{k,2014} \times EF_{EL,k,2014}$	0.000	tCO ₂
$\sum_k EG_{k,2014}$	11,693,534.00	MWh

$$EF_{grid,OM-adj,2014} = 0.6624 \quad tCO_2/MWh \text{ eq}$$

Los resultados del año 2015 se presentan en la Tabla 6 disponibles en la hoja del cálculo "FE_OM_15" del archivo "Matriz Factor Emisión_CO2_SNI_2016.xlsx".

Tabla 6. Resultados del Margen de Operación OM para el año 2015

Parámetros		Unidad
λ_{2015}	0.0013	
$\sum_m EG_{M,2015} \times EF_{EL,m,2015}$	5,896,868.43	tCO_2
$\sum_m EG_{m,2015}$	8,711,141.02	MWh
$\sum_k EG_{k,2015} \times EF_{EL,k,2015}$	0.000	tCO_2
$\sum_k EG_{k,2015}$	13,365,063.72	MWh
$EF_{grid,OM-adj,2015}$	0.6760	$tCO_2/MWh \text{ eq}$

Tabla 7. Factor de Emisión margen de operación OM ex ante

	2013	2014	2015	
$EF_{grid,OM-adj,y} [tCO_2/MWh]$	0.6494	0.6624	0.6760	
	2013	2014	2015	Total
Generación anual [GWh]	20,066.93	21,467.64	22,603.45	64,138.02
Ponderación	31.3%	33.5%	35.2%	

$$EF_{grid,OM-adj,ex\ ante\ 2013-2015} = 0.6631 [tCO_2/MWh] \text{ eq}$$

El cálculo del factor de emisión ex post se determina con los datos del año 2015,

$$EF_{grid,OM-adj,ex\ post\ 2015} = 0.6760 [tCO_2/MWh] \text{ eq}$$

2.2.5. Paso 5. Cálculo del margen de construcción BM.

Para la determinación de las unidades que se deben ser incluidas dentro de cálculo BM se ha determinado conforme los siguientes parámetros.

- El conjunto de las cinco unidades de generación que han ingresado a la red eléctrica recientemente, SET 5-units las cuales representan el 1.41% de la generación total de la red eléctrica.

Tabla 8. Conjunto de las 5 unidades de generación recientemente ingresadas.

Central Eléctrica	Inicio de Operación	Tecnología	Tipo de Combustible	Unidad	Generación Neta	%	% acumulado
C.H. Manduriacu	abril/2015	Hidráulica	Agua	U1	75307.01	0.3%	0.33%
C.H. Manduriacu	abril/2015	Hidráulica	Agua	U2	78221.67	0.3%	0.68%
C.H. San Bartolo	julio/2015	Hidráulica	Agua	U1	165948.66	0.7%	1.41%
C.H. San Bartolo	julio/2015	Hidráulica	Agua	U2	0.00	0.0%	1.41%
C.H. San Bartolo	julio/2015	Hidráulica	Agua	U3	0.00	0.0%	1.41%
Total					319477.34		1.41%

- b) El conjunto de las unidades que componen el 20% de la producción de energía en el año 2015, AEG SET->= 20%.

Tabla 9. Conjunto de las unidades que conforman el 20% de la generación eléctrica del año 2015

Central Eléctrica	Inicio de Operación	Tecnología	Tipo de Combustible	Unidad	Generación Neta	%	% acumulado
C.H. Manduriacu	abril/2015	Hidráulica	Agua	U1	75307.01	0.3%	0.3%
C.H. Manduriacu	abril/2015	Hidráulica	Agua	U2	78221.67	0.3%	0.7%
C.H. San Bartolo	julio/2015	Hidráulica	Agua	U1	165948.66	0.7%	1.4%
C.H. San Bartolo	julio/2015	Hidráulica	Agua	U2	0.00	0.0%	1.4%
C.H. San Bartolo	julio/2015	Hidráulica	Agua	U3	0.00	0.0%	1.4%
Guangopolo II	noviembre/2014	Térmica MCI	Fuel oil	U1	36,463.40	0.2%	1.6%
Guangopolo II	noviembre/2014	Térmica MCI	Fuel oil	U2	28,978.41	0.1%	1.7%
Guangopolo II	noviembre/2014	Térmica MCI	Fuel oil	U3	32,002.98	0.1%	1.8%
Guangopolo II	noviembre/2014	Térmica MCI	Fuel oil	U4	32,102.12	0.1%	2.0%
Guangopolo II	noviembre/2014	Térmica MCI	Fuel oil	U5	31,228.43	0.1%	2.1%
Guangopolo II	noviembre/2014	Térmica MCI	Fuel oil	U6	34,974.84	0.2%	2.3%
Loreto	octubre/2013	Térmica MCI	Diesel	U1	2,799.74	0.0%	2.3%
Dayuma	diciembre/2013	Térmica MCI	Diesel	U1	3,006.45	0.0%	2.3%
Macas	noviembre/2014	Térmica MCI	Diesel	U1	155.10	0.0%	2.3%
Limon	noviembre/2014	Térmica MCI	Diesel	U2	1,526.05	0.0%	2.3%
C.H. BABA	abril/2013	Hidráulica	Agua	U2	150,254.31	0.7%	3.0%
C.H. BABA	mayo/2013	Hidráulica	Agua	U1	-	0.0%	3.0%
CELSO CASTELLANOS U1	julio/2012	Térmica MCI	Diesel	U1	911.45	0.0%	3.0%
CELSO CASTELLANOS U2	julio/2012	Térmica MCI	Diesel	U2	760.81	0.0%	3.0%
CELSO CASTELLANOS U3	julio/2012	Térmica MCI	Diesel	U3	718.74	0.0%	3.0%
CELSO CASTELLANOS U4	diciembre/2012	Térmica MCI	Diesel	U4	860.19	0.0%	3.0%

Jivino I U1	julio/2012	Térmica MCI	Diesel	U1	473.17	0.0%	3.0%
Jivino I U2	julio/2012	Térmica MCI	Diesel	U2	95.51	0.0%	3.0%
Santa Elena III U1	mayo/2012	Térmica MCI	Fuel oil	U1	58,351.67	0.3%	3.3%
Santa Elena III U2	mayo/2012	Térmica MCI	Fuel oil	U2	81,535.85	0.4%	3.6%
Santa Elena III U3	mayo/2012	Térmica MCI	Fuel oil	U3	74,559.17	0.3%	3.9%
Jaramijo U1	abril/2012	Térmica MCI	Fuel oil	U1	594,898.93	2.6%	6.6%
Jivino III U1	abril/2012	Térmica MCI	Fuel oil	U1	72,729.96	0.3%	6.9%
Jivino III U2	abril/2012	Térmica MCI	Fuel oil	U2	71,635.53	0.3%	7.2%
Jivino III U3	abril/2012	Térmica MCI	Fuel oil	U3	71,405.71	0.3%	7.5%
Jivino III U4	abril/2012	Térmica MCI	Fuel oil	U4	64,974.62	0.3%	7.8%
Jivino II U1	agosto/2012	Térmica MCI	Fuel oil	U1	20,732.93	0.1%	7.9%
Jivino II U2	agosto/2012	Térmica MCI	Fuel oil	U2	21,795.26	0.1%	8.0%
Ocaña	enero/2012	Hidráulica	Agua	U1	189,748.12	0.8%	8.8%
Ocaña	enero/2012	Hidráulica	Agua	U2	-	0.0%	8.8%
Manta II	enero/2011	Térmica MCI	Fuel oil 6	U1	104,394.14	0.5%	9.3%
Santa Elena II	enero/2011	Térmica MCI	Fuel oil 4	U1	402,249.37	1.8%	11.1%
Quevedo II	marzo/2011	Térmica MCI	Fuel oil 6	U1	439,651.38	1.9%	13.0%
Mazar	noviembre/2010	Hidráulica embalse	Agua	U2	462,920.79	2.0%	15.1%
Mazar	mayo/2010	Hidráulica embalse	Agua	U1	482,793.47	2.1%	17.2%
Machala Gas II	enero/2010	Térmica Turbo gas	Gas Natural	TM1	135,408.97	0.6%	17.8%
Machala Gas II	enero/2010	Térmica Turbo gas	Gas Natural	TM2	151,977.89	0.7%	18.5%
Machala Gas II	enero/2010	Térmica Turbo gas	Gas Natural	TM3	80,025.00	0.4%	18.8%
Machala Gas II	enero/2010	Térmica Turbo gas	Gas Natural	TM4	141,597.68	0.6%	19.5%
Machala Gas II	enero/2010	Térmica Turbo gas	Gas Natural	TM5	84,676.04	0.4%	19.8%
Saymirin V	agosto/2014	Hidráulica	Agua		60,824.63	0.3%	20.1%
TOTAL					4,545,676.13		20.11%

c) Considerando los resultados de los dos grupos anteriores se ha seleccionado las unidades que conforman el 20% de la generación eléctrica, tomado en cuenta las siguientes consideraciones:

- Las unidades de generación entra en la operación el día que inicia su suministro de energía a la red eléctrica.
- Las unidades de generación registradas como MDL y proyectos de energías renovables no convencionales se excluyen de la muestra m.

Con todas estas consideraciones el margen de construcción presente el siguiente valor.

$$EF_{grid,BM,2015} = 0.3135 [t CO_2/MWh] eq$$

2.2.6. Paso 6. Cálculo del margen combinado CM.

El factor de emisión del margen combinado representa un promedio ponderado considerando los márgenes antes calculados, como se muestra en las siguientes ecuaciones.

a) Opción ex ante:

$$EF_{grid,CM,2016} = EF_{grid,OM,2013-2015}xw_{OM} + EF_{grid,BM,2016}xw_{BM}$$

Dónde:

$EF_{grid,CM,2015}$	Factor de emisión margen combinado en los años 2013-2015 ($t CO_2/MWh$)
$EF_{grid,OM,2013-2015}$	Factor de emisión margen operación entre los años 2013 - 2015($t CO_2/MWh$)
$EF_{grid,BM,2016}$	Factor de emisión margen de construcción en el año 2016 ($t CO_2/MWh$)
w_{OM}	Ponderación del factor de emisión del margen de operación (50%)
w_{BM}	Ponderación del factor de emisión del margen de operación (50%)

$$EF_{grid,CM,2016} = 0.4883 tonCO_2/MWh eq$$

El factor CM ex ante se lo debe usar para los proyectos en fase de validación, por lo que no necesitan realizar un nuevo cálculo durante el periodo de acreditación, es por ello que se pondera los últimos tres años.

b) Opción ex post

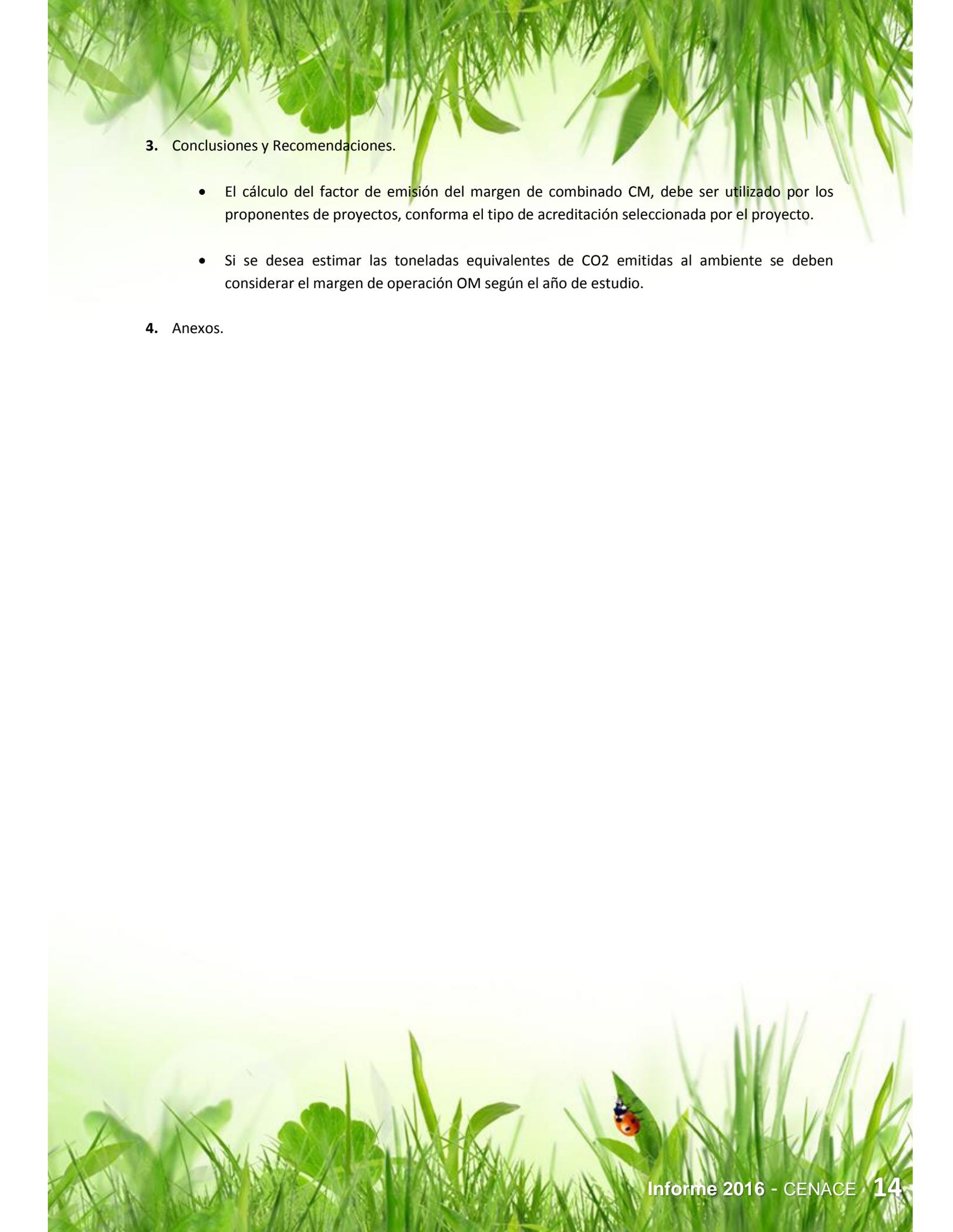
$$EF_{grid,CM,2016} = EF_{grid,OM,2015}xw_{OM} + EF_{grid,BM,2016}xw_{BM}$$

Dónde:

$EF_{grid,CM,2016}$	Factor de emisión margen combinado al año 2016 ($t CO_2/MWh$)
$EF_{grid,OM,2015}$	Factor de emisión margen operación en el año 2015($t CO_2/MWh$)
$EF_{grid,BM,2016}$	Factor de emisión margen de construcción en el año 2016 ($t CO_2/MWh$)
w_{OM}	Ponderación del factor de emisión del margen de operación (50%)
w_{BM}	Ponderación del factor de emisión del margen de operación (50%)

$$EF_{grid,CM,2016} = 0.4948 t CO_2/MWh eq$$

El factor CM ex post este debe ser determinado una vez que el proyecto empiece a desplazar generación en la red eléctrica y deberá ser actualizado anualmente durante la fase de seguimiento.

The page features a background of lush green foliage, including various leaves and grasses, which is visible at the top and bottom edges. The central area is white, providing a clear space for the text.

3. Conclusiones y Recomendaciones.

- El cálculo del factor de emisión del margen de combinado CM, debe ser utilizado por los proponentes de proyectos, conforma el tipo de acreditación seleccionada por el proyecto.
- Si se desea estimar las toneladas equivalentes de CO₂ emitidas al ambiente se deben considerar el margen de operación OM según el año de estudio.

4. Anexos.

2. Rendición de Cuentas 2020 CELEP EP.

CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR - CELEC EP

Rendición de Cuentas 2020

Enero - Diciembre 2020
CELEC EP TRANSELECTRIC



Lenín





DATOS GENERALES

CELEC EP TRANSELECTRIC



CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP

✓ **Kilómetros de líneas de transmisión - 6.091,91km**

500 kV - 610,17 km
230 kV - 3.239,90 km
138 kV - 2.241,84 km

✓ **Fibra Óptica (km de cable OPGW)**

5.842,25 km

✓ **Subestaciones**

69 a nivel nacional (incluye 4 subestaciones móviles)

✓ **Capacidad Instalada de transformación**

16.661,20 MVA (Incluye reserva)

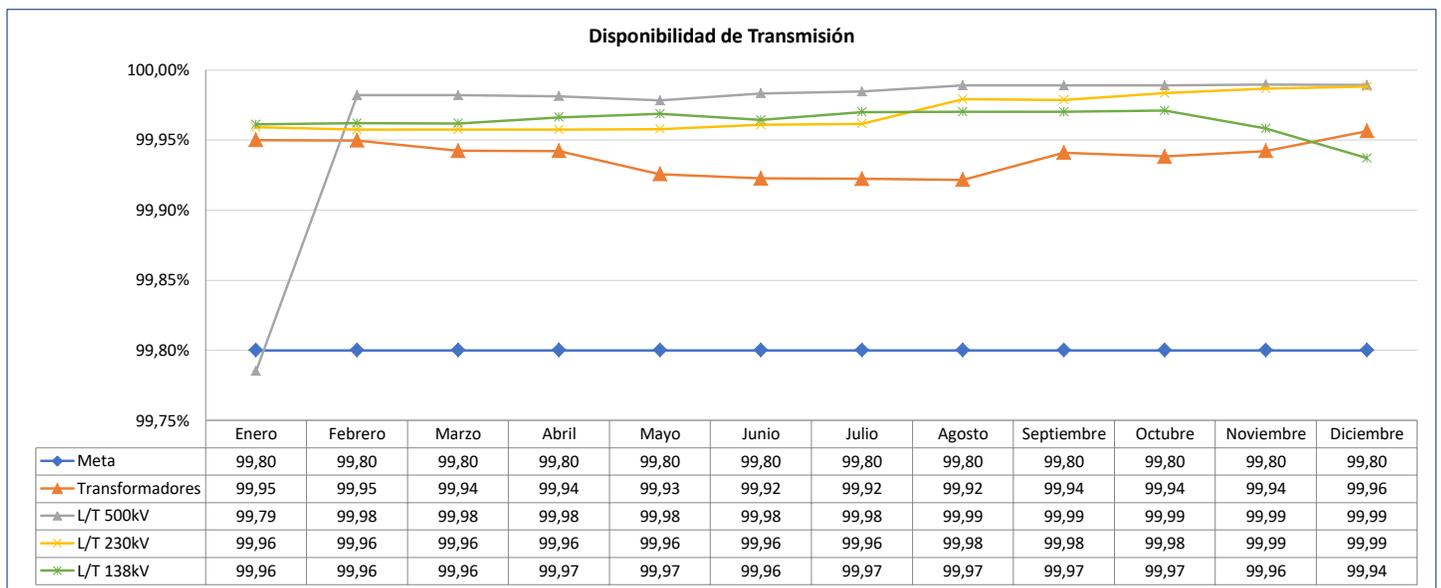
Lenín



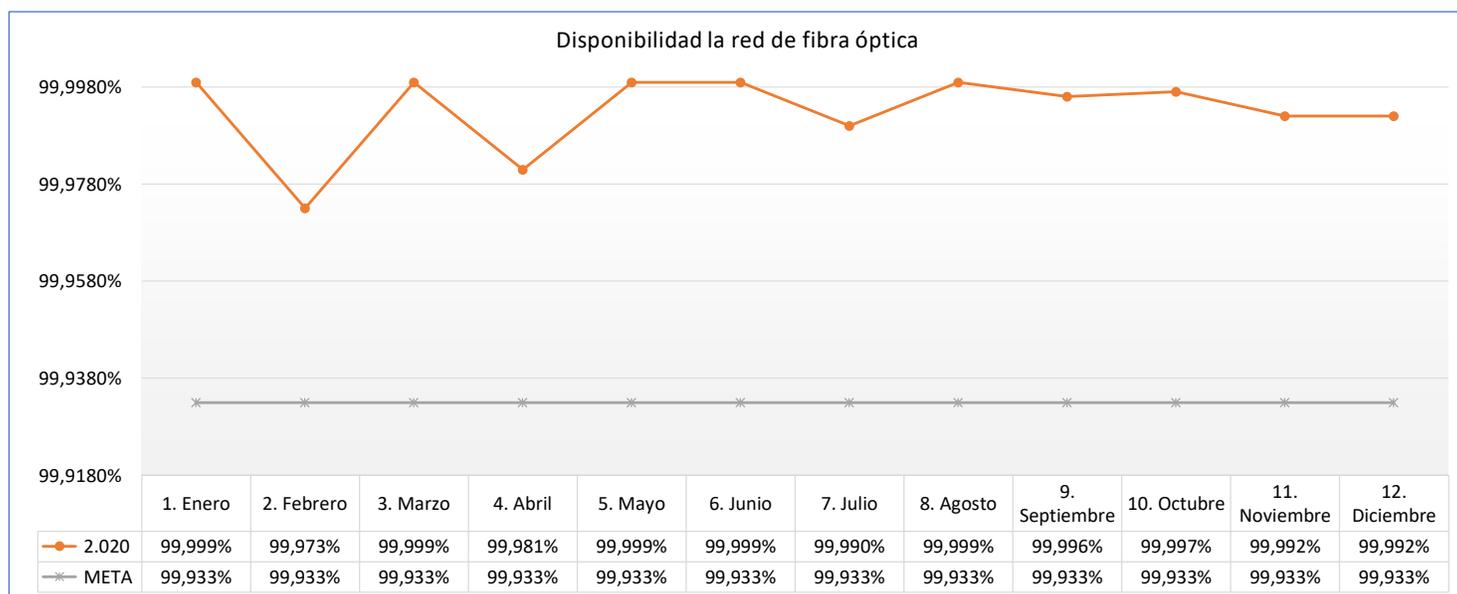


HITOS DE TRANSMISIÓN Y TELECOMUNICACIONES

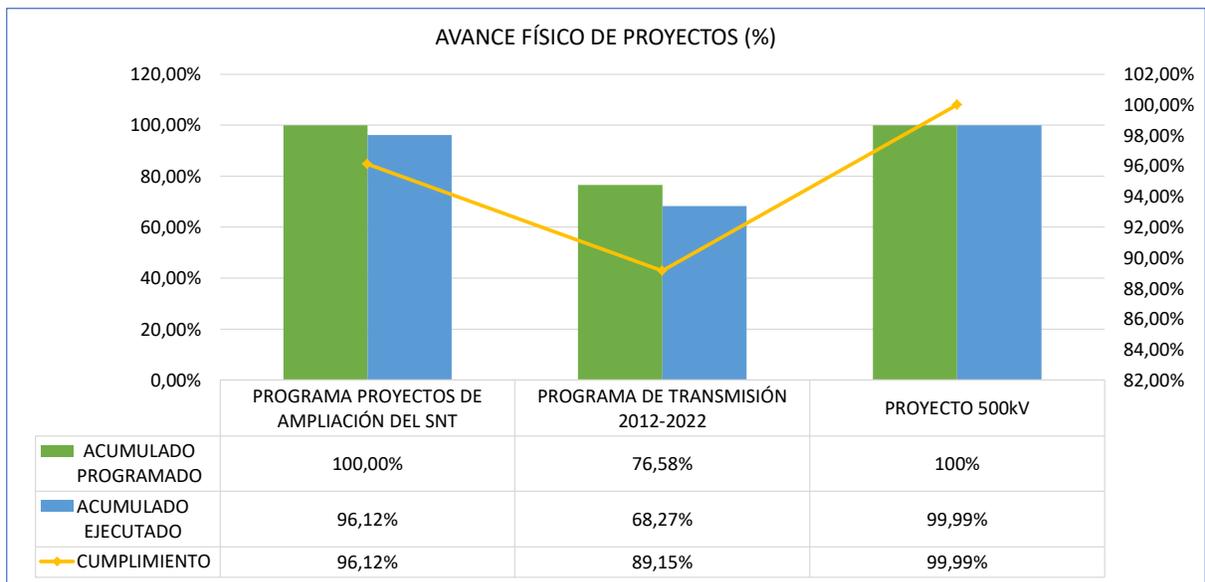
DISPONIBILIDAD DE TRANSMISIÓN



DISPONIBILIDAD DE TELECOMUNICACIONES

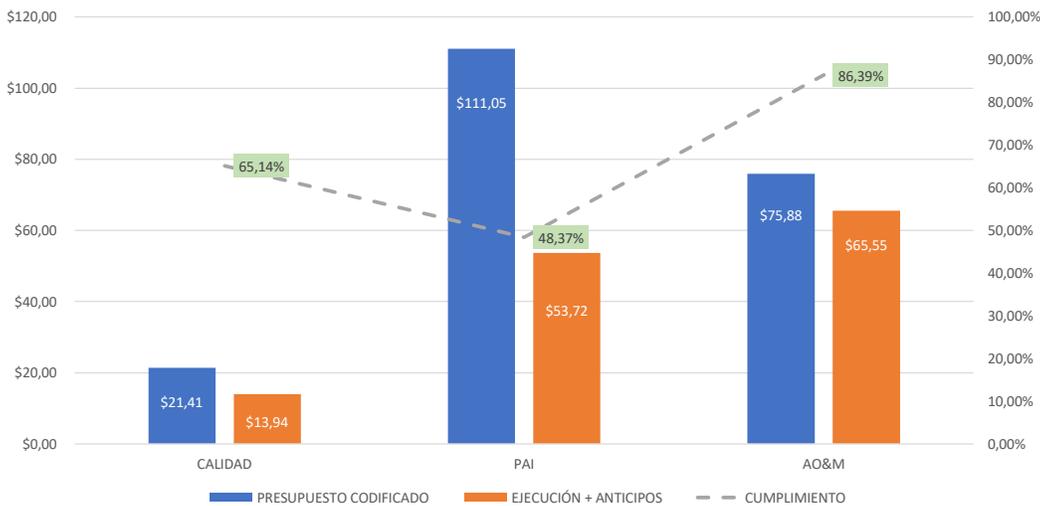


AVANCE FÍSICO DE PROYECTOS



EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA

ENERO - DICIEMBRE 2020 (MM USD)



TOTALES

CODIFICADO	\$208,34
EJECUTADO (MM)	\$133,22
CUMPLIMIENTO	63,94%

CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP

Lenin



EJECUCIÓN DEL PAC

Indicador número de procesos ejecutados

106 PROCESOS PLANIFICADOS

96 PROCESOS PUBLICADOS

90,57%

Indicador presupuesto referencial de las contrataciones anuales y plurianuales

\$ 236,85 MM

\$ 149,34 MM

63,05%

ÍNDICES ESTRATÉGICOS

IGOP (Índice de Gestión de Proyectos)

100%

IGE (Índice de Gestión Estratégica)

90,11%

ICPE= Suma ponderada (80% IGE ponderado + 20% IGOP)

92,09%

GESTIÓN SOCIAL Y AMBIENTAL

GESTIÓN SOCIAL Y AMBIENTAL

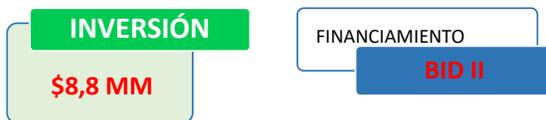
Nombre	Forma de Cálculo	Valor obtenido	Valor Planificado	% Cumplimiento
Licenciamiento ambiental	Número de instalaciones con licencia ambiental / Número de instalaciones en Operación	109	118	92.37%
Reportes cumplimiento PMA (Plan de manejo ambiental)	Número de informes de cumplimiento presentados / Número de instalaciones con licencia ambiental	103	103	100.00%
Cumplimiento PMA	Número de actividades cumplidas / Total actividades planificadas	4613	4892	94.30%
Cumplimiento PRC (planes de relaciones comunitarias)	Número de charlas realizadas / Número de charlas planificadas	26	37	70.27%



LOGROS INSTITUCIONALES

OBRAS FINALIZADAS Y ENERGIZADAS QUE CONFORMAN EL SNT:

- **SUBESTACIÓN DE SECCIONAMIENTO LA CONCORDIA 138 KV**
 - Patio 138 kV: esquema a doble barra, 3 bahías de línea, 1 bahía de acoplamiento, con espacio para 4 bahías a futuro.
 - Fecha de energización: 29 de enero de 2020
 - Ubicación: Provincia Santo Domingo de los Tsáchilas, Cantón La Concordia, Kilómetro 8 Vía Santo Domingo - Quinindé.



OBRAS FINALIZADAS Y ENERGIZADAS QUE CONFORMAN EL SNT:

- **SUBESTACIÓN PEDERNALES**

- Patio 138 kV: esquema a doble barra, 1 bahía de línea, 1 bahía de acoplamiento y 1 bahía de transformador.

- Patio 69 kV: esquema a doble barra, 2 bahías de línea, 1 bahía de acoplamiento y 1 bahía de transformador.

Fecha de energización: 25 de septiembre de 2020

Ubicación: Provincia Manabí, Cantón Pedernales, Sector Río Vite, Vía San José de Chamanga, Km 4.

INVERSIÓN

\$10,9 MM

FINANCIAMIENTO

BID II



- **LINEA DE TRANSMISIÓN CONCORDIA – PEDERNALES 138KV**

- Línea energizada a 138 kV (aislado a 230kV), línea de 80Km con estructura para doble circuito, montaje inicial 1 circuito, conductor 1200 acar.

Fecha de energización: 25 de septiembre de 2020

Ubicación: Entre las provincias Manabí y Santo Domingo de los Tsáchilas.

INVERSIÓN

\$14,4 MM

FINANCIAMIENTO

BID II



CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP



OBRAS FINALIZADAS Y ENERGIZADAS QUE CONFORMAN EL SNT:

- SUBESTACIÓN ESMERALDAS**

-Ampliación S/E Esmeraldas 230kV, 1 bahía

Fecha de finalización de construcción: 30 de septiembre de 2020, se espera energización completa una vez se cuente con la L/T de la Refinería de Esmeraldas asociada a esta subestación.

Ubicación: Provincia Esmeraldas, Cantón Esmeraldas, Parroquia Vuelta Larga, Km 7,5 Vía Atacames, frente a la Refinería de Esmeraldas.



INVERSIÓN

\$1,2 MM

FINANCIAMIENTO

Calidad

- SUBESTACIÓN SAN GREGORIO**

Ampliación Patio 230 kV (1 bahía de línea a 230 kV), Conexión S/E Quevedo y San Juan de Manta.

Fecha de energización: el 29 de noviembre de 2020

Ubicación: Provincia Manabí, Cantón Portoviejo, Parroquia 12 de El Coloso.



INVERSIÓN

\$4,4 MM

FINANCIAMIENTO

BID III

OBRAS FINALIZADAS Y ENERGIZADAS QUE CONFORMAN EL SNT:

- **SUBESTACIÓN SAN JUAN DE MANTA**

- Construcción S/E San Juan de Manta 230/69 kV 225 MVA

Fecha de energización: el 29 de noviembre de 2020. Se requieren obras de CNEL para atender demanda de la zona, existen 4 alimentadores de línea para la distribuidora.

Ubicación: Provincia Manabí, Cantón manta, Parroquia Tarqui, Barrio San Ramón.



INVERSIÓN

\$18,1 MM

FINANCIAMIENTO

BID III

- **LÍNEA DE TRANSMISIÓN SAN GREGORIO – SAN JUAN DE MANTA**

- Construcción de 41 km de línea en 230 kV de la L/T San Gregorio – San Juan de Manta

Fecha de energización: el 29 de noviembre de 2020

Ubicación: En la Manabí, entre Portoviejo y Manta.



FINANCIAMIENTO

BID III

INVERSIÓN

\$12,8 MM

CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP



BID

- Se ha gestionado la documentación habilitante para el inicio de proceso de contratación de bienes y obras para el desarrollo constructivo de proyectos de inversión cuyo financiamiento proviene del Banco Interamericano de Desarrollo – BID.
- En noviembre de 2020 se publicó el proceso de Licitación Pública Internacional LPI No. BID5-TRANS-001-201, para la “ADQUISICIÓN DE BIENES Y SERVICIOS CONEXOS PARA SISTEMAS DE TRANSMISIÓN A 230/138/69 kV Y AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN 138/69 kV - CUATRO (4) LOTES DE PROYECTOS FINANCIADOS CON BID
- En diciembre de 2020 se suscribió el contrato N° TRA-CON-0076-20 para la Consultoría de Estudios Eléctricos para el Diseño del Sistema de Interconexión Ecuador-Perú a 500 Kv

PROYECTOS DE INVERSIÓN BID V	
PROYECTOS	OBRAS
SISTEMA DE TRANSMISIÓN TANICUCHÍ 230/138 kV	L/T CONEXIÓN S/E TANICUCHÍ 138 kV (SANTA ROSA - TANICUCHI), DOBLE CIRCUITO
	L/T CONEXIÓN S/E TANICUCHÍ 138 kV (PUCARA - TANICUCHI), DOBLE CIRCUITO
	SUBESTACIÓN TANICUCHÍ 230/138 kV, 2x75 MVA
	L/T CONEXIÓN S/E TANICUCHI 230 kV, DOBLE CIRCUITO
SISTEMA DE TRANSMISIÓN LAS ORQUIDEAS 230/69 kV	L/T CONEXIÓN S/E LAS ORQUÍDEAS 230 kV
	SUBESTACIÓN LAS ORQUÍDEAS, 230/69 kV, 2X125 MVA.
AMPLIACIÓN S/E POSORJA, 138/69 kV	SUBESTACIÓN POSORJA, segundo transformador 138/69 kV
SISTEMA DE TRANSMISIÓN CAJAS 230/69 kV	SUBESTACIÓN CAJAS 230/69 kV, 2x75 MVA
	L/T CONEXIÓN S/E CAJAS 230 kV, MULTICIRCUITO
SISTEMA DE TRANSMISIÓN LA AVANZADA 230/138 kV	SUBESTACIÓN LA AVANZADA 230/138 kV, 2x75 MVA
	L/T CONEXIÓN S/E LA AVANZADA 230 kV, MULTICIRCUITO

PROYECTOS DE INVERSIÓN BID VI	
PROYECTOS	OBRAS
REPOSICIÓN DE ACTIVOS	NUEVA AMPLIACIÓN S/E POSORJA, AUTOTRAFO 138/69 kV, 67 MVA
	SE ESMERALDAS, AUTOTRANSFORMADOR TRIFÁSICO, 100/133/167 MVA. (REEMPLAZO TRANSFORMADOR AA1)
AMPLIACIÓN DE SUBESTACIONES	AMPLIACIÓN S/E TADAY 230 kV
	AMPLIACIÓN S/E DURÁN, 1 BAHÍA 69 kV
	AMPLIACIÓN S/E ESCLUSAS 230/69 kV, 225 MVA
	AMPLIACIÓN S/E SALITRAL 230/69 kV, 300 MVA

CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP



ESTUDIOS



▪ Estudios para la L/T Chorrillos Lago de Chongón a 230 kV, considera los estudios técnicos para la línea de transmisión, proceso publicado en noviembre de 2020, se encuentra en gestión la resolución de adjudicación.

Estudios para la L/T Lago de Chongón – Posorja a 230 kV, considera los estudios técnicos para la línea de transmisión, proceso publicado en diciembre de 2020, se encuentra en gestión la resolución de adjudicación.

▪ El 06 de marzo de 2020 se suscribió el contrato para el desarrollo de Estudios técnicos para el ST Bomboiza – Cumbaratza – Delsitanisagua a 230 kV por \$ 796.946,45 (sin IVA), considera los estudios de suelo y topografía para la línea de transmisión.

▪ El 17 de julio de 2020 se suscribió el contrato para el desarrollo de Estudios técnicos de la línea de transmisión Ducal Membrillo – Loja a 138 kV y Huayrapamba – Loja a 138 kV, por \$402.880,82 (sin IVA).

▪ El 21 de septiembre de 2020 se suscribió el contrato para el desarrollo de Estudios técnicos de la línea de transmisión Aromo – San Juan de Manta a 230 kV por \$40.000,00.

▪ El 16 de noviembre de 2020 se suscribió el contrato para el desarrollo de Estudios geotécnicos para la línea de transmisión Jivino – PAM a 69kV” por \$19.982,25, financiados con recursos de terceros, en diciembre de 2020 finalizó su ejecución.



ACCIONES FRENTE AL COVID-19

ACCIONES FRENTE AL COVID 19 PARA GARANTIZAR LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA



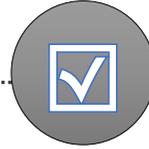
Supervisión

La supervisión de la operación de las 67 subestaciones del SNT se realizará remotamente desde el Centro de Operación de Transmisión - COT, las 24 horas del día, los 365 días del año en turnos rotativos con dos técnicos presenciales y uno en teletrabajo (backup).



Jornadas

Las subestaciones atendidas del SNT, se gestionan con 4 operadores, en jornadas laborales de 6 días de trabajo y 2 de descanso, con turnos de 12 horas diarias.



Jornadas

Las Subestaciones semiatendidas cuentan con 2 operadores, se mantiene la jornada de 10 días de trabajo y 4 de descanso, en turnos de 8 horas.



Mantenimientos

Para el mantenimiento correctivo, se organizó grupos de trabajo para atender emergencia del SNT con reparaciones temporales o puntuales del equipo o subsistema, a fin de que se restablezca la normal funcionalidad y, garantizar la transmisión de energía eléctrica

ACCIONES FRENTE AL COVID 19 PARA GARANTIZAR LAS TELECOMUNICACIONES

1

Horario

En el centro de gestión de telecomunicaciones se amplió el horario de turnos de 8 a 12 horas, con un técnico presencial y su backup

2

Disponibilidad de personal

Se coordinó la disponibilidad del personal de mantenimiento de equipos y de fibra óptica, para que en el caso de presentarse un evento se solviente lo más pronto posible

3

Internet

Se amplió la capacidad de Internet, entre un 25% y 300%

4

Trabajo remoto

Se configuraron los sistemas y equipos, con la finalidad de continuar con las actividades de forma remota.

ACCIONES FRENTE AL COVID 19 PARA EL PERSONAL

Priorización del teletrabajo emergente

Entrega de insumos para prevenir el contagio de Covid 19

Revisiones médicas presenciales en labores de mantenimiento y por actos oficiales

Telemedicina a personal que realiza trabajo presencial



Capacitaciones sobre cuidados para evitar el contagio del Covid 19 (870 personas).

Seguimiento diario de las condiciones de salud de las personas

Control de condiciones de salud de personal que realiza comisiones de servicio tanto en la salida como al regreso de las mismas

Revisiones médicas a pobladores de ciudades que se encuentran en la zona de influencia de los proyectos de Transelectric, como apoyo al Departamento de GSA

CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR - CELEC EP

GRACIAS



Lenín



3. Informe de situación de socavamiento en la provincia de Napo.

Informe de Situación – Socavamiento Napo

Fecha y Hora de actualización: viernes, 13 de noviembre de 2020 - 17:04:47

1. Identificación del evento peligroso



Situación peligrosa:	Socavamiento
Localización:	Napo/El Chaco/Gonzalo Díaz de Pineda/ San Rafael, vía Y de Baeza – Lago Agrio [E45]
Fecha de inicio de situación peligrosa:	Desde el 02 de febrero de 2020 hasta la actualidad
Descripción de la situación:	Desde el mes de febrero del año en curso, el río Coca y sus afluentes continúan erosionando su cauce, lo que puso en riesgo a varios recursos estratégicos tales como: la Red Vial Estatal E45, Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair, las tuberías de SOTE, Poliducto Shushufindi- Quito y al OCP. El 02/02/2020 se produjo una nueva deformación de la caída de la cascada San Rafael y el 07/04/2020 se produjo un hundimiento que causó la rotura de las 3 tuberías antes mencionadas para dar paso a una posterior contaminación de los ríos Coca y Napo. El 04/06/2020 debido al rápido proceso de erosión en los márgenes del río Montana, se ve afectada la vía E45 y el agrietamiento de la vía en el Km 67 y 66 en el sector San Rafael, lo que ha puesto en riesgo al puente del sector. El 22/08/2020 también se registró la pérdida de la vía en el km 66. El 22/10/2020 se produjo el colapso total del puente sobre el río Montana.

2. Situación actual

El frente de erosión se localiza a la altura del campamento La Loma, a 7.6 km de la cascada San Rafael. Morfológicamente el cauce del río erosionado, presenta un canal menos profundo y angosto, con relación a lo observado aguas abajo; en las márgenes de canal erosionado la geología observada continúa representada por las brechas vulcano clásticas en ambas márgenes del río.



Fotografía 1. Frente de erosión. Fuente: CELEC EP, fecha 25 de octubre de 2020

Gráfica con la consolidación de las afectaciones en los diferentes tramos:



Fotografía 2. Situación vial a causa de la erosión del río – vía Y de Baeza – Lago Agrio. Fuente: MTT3

1	Pérdida de la vía en el km 66 (22/08/2020)
2	Variante provisional para el Km. 66
3	Colapso del Puente sobre el río Montana (22/10/2020) Variante de la vía sobre el río Montana
4	Deslizamiento de gran magnitud el cual represó parcialmente el río Coca. (20/07/2020)

El día **22/10/2020**, como consecuencia de la erosión regresiva del río Coca, se produjo el colapso total del puente sobre el río Montana, ante este inminente colapso, el MTOP ejecutó una variante provisional de 650 metros de longitud en el Km 67.5, para mantener la conectividad entre las provincias de Pichincha, Napo y Sucumbíos, la cual estuvo habilitada y en operación desde el pasado mes de junio.



Fotografía 3. Colapso total del puente sobre el río Montana. Fuente: SNGRE C22 UMEVA Napo Orellana



Fotografía 4. Variante provisional de 650 metros en el km. 67.5 habilitada al paso vehicular sin restricciones desde el pasado mes de junio.

Informe de Situación – Socavamiento Napo

Fecha y Hora de actualización: viernes, 13 de noviembre de 2020 - 17:04:47

El día **11/09/2020** como consecuencia del proceso erosivo se generó un nuevo represamiento del río Coca en el sector de Piedra Fina, posteriormente mediante inspección se pudo evidenciar que el caudal empezó a fluir de manera paulatina.

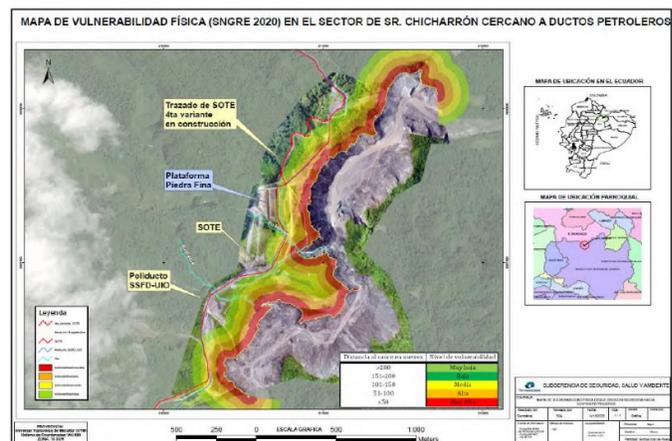
Anteriormente, el **20/07/2020**, fue registrado un deslizamiento de gran magnitud el cual represó parcialmente el río Coca y de la misma forma, el **18/07/2020** se reportó un deslizamiento hacia las aguas del río Coca. Estos represamientos fueron removidos paulatinamente de manera natural, sin causar afectaciones. El **15/07/2020**, se produjo un deslizamiento a la altura del río Marker, el cual provocó un represamiento momentáneo del río Coca y se reportaron nuevas grietas en el km 66, tramo de la vía cercana al río. El **10/07/2020** también se produjo un deslizamiento que causó el represamiento parcial del río Coca. OCP Ecuador como medida de prevención suspendió el bombeo y cierre de válvulas, el **11/07/2020** se reinició el bombeo del Oleoducto de Crudos Pesados (OCP).

CELEC continúa con el registro y cálculo de los caudales diarios del río Coca, basados en la bitácora de operación de las obras de captación, durante este periodo del 25 de octubre al 01 de noviembre, el caudal del río ha sido estable y bajo, teniendo como un caudal promedio aguas abajo de las obras de captación de 38.4 m³/seg. Se continúa con el programa de monitoreo con dron para el levantamiento de fotografías y videos, con inspecciones en sitio, revisión de caudales diarios, se elabora reporte de monitoreo diario.

Avance de la erosión regresiva. - Durante la semana del 26 de octubre al 01 de noviembre, la evolución de la erosión regresiva del río Coca, no registró avance. El frente de erosión se mantiene a 7,60 km aguas arriba de la Cascada San Rafael. Morfológicamente, el cauce del río erosionado presenta un canal menos profundo y angosto, con relación a lo observado aguas abajo; en las márgenes de canal erosionado la geología observada continúa representada por las brechas vulcano clásticas en ambas márgenes del río. El frente de erosión se presenta como una rápida con abundantes rodados de gran tamaño, y en el lado izquierdo está más hacia aguas arriba que en el lado derecho. De acuerdo a las observaciones de los hechos ocurridos y sin incluir otros factores como la geología o los caudales transitados, podemos estimar que, en iguales condiciones, la erosión podría llegar hasta las obras de captación en 1.1 años. Se tiene un promedio de 27.7 metros por día de avance de la erosión. Si se revisa informes anteriores este valor cambia, lo que confirma su carácter de empírico.

EP Petroecuador, en su reporte semanal N° 20 del 30 de octubre de 2020, indica que se cumplió al 100% con la construcción de variantes de tuberías en el sector para evitar afectación a la integridad de los ductos; con el drenaje de hidrocarburo de los tramos intervenidos (100%); con el retiro de tubería fuera de servicio (100%); con los trabajos de protección de integridad de los ductos construidos: variante 1 (71%), variante 2 (100%), variante 3 (100%), Bypass (100%), variante 4 (100%); con la ejecución de estudios geológicos e hidrogeológicos en conjunto con el IIGE, Geotecnia, Topografía, Movimientos en masa, Geología (100%); y con la construcción de la cuarta variante KM95+400 se realizan los trabajos de Instalación de recubrimiento, protección primaria y reconfiguración del DDV (Cama de arena y tapado).

El SOTE está operando al 100% de su capacidad, las 24 horas del todos los días. Se mantiene un monitoreo permanente de avances de proceso de socavamiento.



El 22/08/2020 luego de la **perdida de aproximadamente 120 metros lineales la red vial Estatal, en el km 66 de la carretera "Y" de Baeza – Lago Agro**, MTOP ejecutó los trabajos necesarios para habilitar la variante provisional planificada. Policía Nacional controló el tráfico vehicular y proporciona seguridad en la vía. MTOP indica que existe también la ruta alterna: Nueva Loja- Francisco de Orellana-Loreto-Baeza-Quito. Se informó que desde la ubicación del último socavamiento que **produjo** la pérdida de la vía hacia las tuberías OCP, existe una distancia aproximada de 152,13 metros.

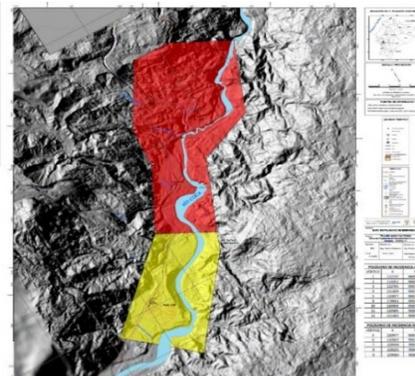
MERNNR ejecutó actividades de Remediación Ambiental y Social por la rotura Oleoductos SOTE, OCP y Poliducto SH-Q con fecha 20 de septiembre. Total, puntos de intervención en 189 puntos. (Variación obedece a inclusión de puntos nuevos o unificación de existentes) Porcentaje de avance del proyecto: 100%.

Se mantiene la delimitación del polígono de la zona de la antigua cascada San Rafael, debido a la acelerada desestabilización de los taludes:

Informe de Situación – Socavamiento Napo

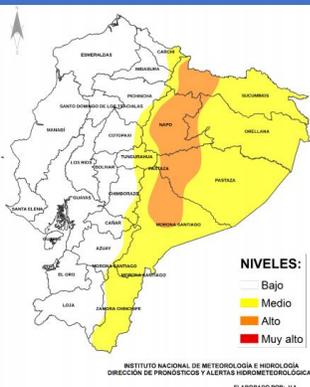
Fecha y Hora de actualización: viernes, 13 de noviembre de 2020 - 17:04:47

- **INCIDENCIA ALTA** (color rojo): este polígono está delimitado a partir del Campamento de San Rafael hasta el río Márquez, con una extensión de 6,6 km². Considerada como la zona de mayor afectación por la erosión regresiva, no solo del río Coca sino también de sus afluentes como el río Reventador, río Montana y río Márquez.
- **INCIDENCIA MEDIA** (color amarillo): Comprende los sectores del río Márquez hasta el río San Carlos, abarca una extensión de 3,6 km². Esta zona ha sido contemplada en el caso de continuar la erosión regresiva del río Coca, aguas arriba del sector en que se encuentra actualmente (confluencia de río Montana).



Mapa1. Mapa del polígono de la emergencia (05/06/2020). Fuente: IIGE

3. Situación Hidrometeorológica



Según el Boletín Meteorológico Nro. 056, Estatus: Advertencia, con vigencia desde 15h00 del 10 de noviembre hasta las 22h00 del 13 de noviembre de 2020 se prevé la ocurrencia de precipitaciones de ligera y moderada intensidad en gran parte de la región Amazónica. Estos episodios podrían en algunos casos estar acompañados de tormentas eléctricas y no se descarta algún evento puntual de fuerte intensidad.

4. Afectaciones - Resumen

Personas:

	Personas afectadas*:	188		Familias en riesgo:	6
	Personas evacuadas:	4		Personas en riesgo	17
	Personas indirectamente afectadas:**	25.108			

Fuente: reportes Petroecuador, UMEVA Orellana y Sucumbios - Fecha de corte: 12/11/2020-15:00

* De las 188 personas afectadas: 120 corresponden a la provincia de Orellana y 64 a la provincia de Sucumbios, quienes presentaron afectación a la salud por la contaminación ocasionada por la rotura de 3 ductos (SOTE, Poliducto Shushufindi-Quito y OCP) y 4 corresponden a las personas evacuadas del sector San Rafael por riesgo debido al socavamiento en la provincia de Napo.

** Personas que habitan en las riberas de los ríos Coca y Napo contaminados por el derrame de hidrocarburos en las provincias de Napo, Orellana y Sucumbios, las mismas que utilizan agua para consumo, pesca y medio de transporte.

El detalle por cantón de población afectada por los eventos en Orellana, Napo y Sucumbios, es el siguiente:

Provincia	Cantón	Personas Afectadas Directamente	**Personas Afectadas Indirectamente	Personas evacuadas
Orellana	Aguarico	-	6108	-
	Francisco de Orellana	120	8512	-
	La Joya De Los Sachas	-	5096	-
Napo	El Chaco	4	100	4
	Cascales	-	800	-
Sucumbios	Gonzalo Pizarro	-	2492	-
	Shushufindi	64	2000	-
Total		188	25108	4

Fuente: reportes Petroecuador, UMEVA Orellana y Sucumbios - Fecha de corte: 26/10/2020-15:00

Informe de Situación – Socavamiento Napo

Fecha y Hora de actualización: viernes, 13 de noviembre de 2020 - 17:04:47

Viviendas:

	Viviendas en riesgo:	7		Viviendas destruidas:	0
	Bien público afectado*	3		Puente destruido	1

* Napo/El Chaco/Gonzalo Díaz de Pineda: rotura de 3 tuberías: SOTE, Poliducto y OCP por el hundimiento ocurrido el 07/04/2020

Servicios básicos esenciales:

	Vías de acceso afectadas (metros lineales):	218,30*
---	---	---------

- Napo/El Chaco/Gonzalo Díaz de Pineda/San Rafael, parcialmente habilitada.
- Presencia de grietas paralelos al talud principal
- * 83.3 m. corresponde a afectación en la vía por presencia de grietas en el Km 67
- * 15 m con fisuras y 120 m de pérdida de la vía en el Km 66.

Fecha de corte: 26/10/2020-15:00

5. Acciones de respuesta

Continúan activos el COPAE de Gonzalo Díaz de Pineda, COE Cantonal El Chaco, COE Provincial de Napo, la MTT3 y MTT1 Nacional. A continuación, las principales acciones de respuesta de ésta coordinación:

- El 22 de octubre de 2020 sesionó el COE-M de El Chaco, resolviendo lo siguiente: Los informes de las MTT-M sean remitidas al COE-P para que sirvan como línea base para dicha declaratoria, a fin de movilizar los recursos necesarios para mitigar el proceso de erosión regresiva en la cuenca hídrica del río Napo. Que la MTT-M-7 coordine acciones con el SNGRE zonal para ampliar el polígono por el proceso de erosión regresiva en el río Alto Coca, y que las MTT-M se declaren en sesión permanente para tratar temas de afectaciones y alojamiento temporal en caso de evacuación de los moradores de San Luis, San Carlos y San Rafael. Autorizar planes de bioseguridad por tema de fechas de reapertura. Solicitar al Ministerio de Gobierno, Comisaría Municipal y al Ministerio de Salud coordinar las acciones y realizar las inspecciones en los espacios públicos y evaluar reapertura de comercio en el cantón en relación con las normas de bioseguridad, y remitir informe al COE-M para análisis de clausura por incumplimiento. Aplicar la extensión de horarios en los espacios públicos justificados en la finalización del régimen del estado de excepción y en el plazo vigente en la renovación del estado de excepción en horario de lunes a domingo hasta las 23h00 a partir del 23 de octubre de 2020 y que se socialice esta resolución por medio de la Comisaría Municipal y Participación Ciudadana. Solicitar a la máxima autoridad del GAD-M El Chaco por medio de la MTT-M-3 remita informe de la MTT-M-7 al MINTEL y se coordinen las acciones para que los infocentros en las parroquias se mantengan en funcionamiento por medio de convenios, por la necesidad de las familias de contar con equipos tecnológicos para la escolaridad de los estudiantes.
- En la semana del 19 de octubre del 2020, **CELEC EP** continuó con los trabajos de perforación en tres sitios, llegando a 387,7 metros perforados, adicionalmente se hacen ensayos de penetración para probar la resistencia del suelo y se sacan muestras preservadas para ensayos de laboratorio y ensayos de pérdida de agua. Las actividades para la construcción del dique conformado por contenedores metálicos están por concluir, y se trabaja en la colocación de enrocado de protección, aguas arriba y aguas abajo del dique de contenedores, los bajos caudales del río permitieron completar esta construcción sin mayores inconvenientes. Se continuaron los trabajos de construcción de obras emergentes, que son posibles con el contrato de alquiler de maquinaria de construcción, es así que se inició la construcción de los diques transversales con enrocado de gran tamaño y también la construcción del camino de acceso al río en el sitio aguas abajo del puente a Ventana 2, y para la adquisición del equipo de levantamiento topográfico del sistema LIDAR. Se iniciaron las actividades para los contratos de consultoría para el diseño de obras definitivas y también el contrato para el análisis del estado actual del puente que permite llegar a la Ventana 2 de acceso al túnel de conducción. También se continúa con el programa de monitoreo con el empleo de dron para levantamiento de fotografías y videos, y también con las inspecciones in situ, revisión diaria de caudales, produciendo un reporte diario de monitoreo. La erosión se mantiene a 7.6 km desde la cascada San Rafael.
- El **IIGE**, a partir del 04 al 18 de noviembre de 2020 se procede a dar inicio a las investigaciones de la Etapa 2 de San Rafael, comprendida entre el río Malo y la Obra de Captación de la Central Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair, por parte del componente topográfico, con el objetivo de realizar el levantamiento de información de 22.3 km² propuestos (Figura 1).

Informe de Situación – Socavamiento Napo

Fecha y Hora de actualización: viernes, 13 de noviembre de 2020 - 17:04:47

Este Informe fue elaborado por el Equipo Técnico de la Unidad de Monitoreo de Eventos Adversos de Napo/Orellana

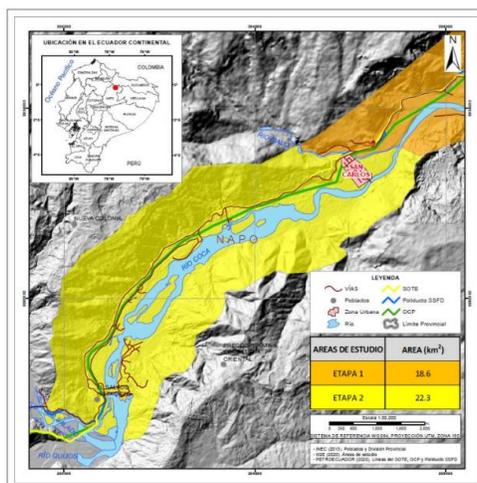


Figura 1. Ubicación del polígono de estudio para la Etapa 2.

- Durante la semana del 28 de octubre al 04 de noviembre, se realizaron los planes de vuelo para el levantamiento de información de la Etapa 2 (río Malo y Obra de Capacitación e la Central Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair) Figura 2.

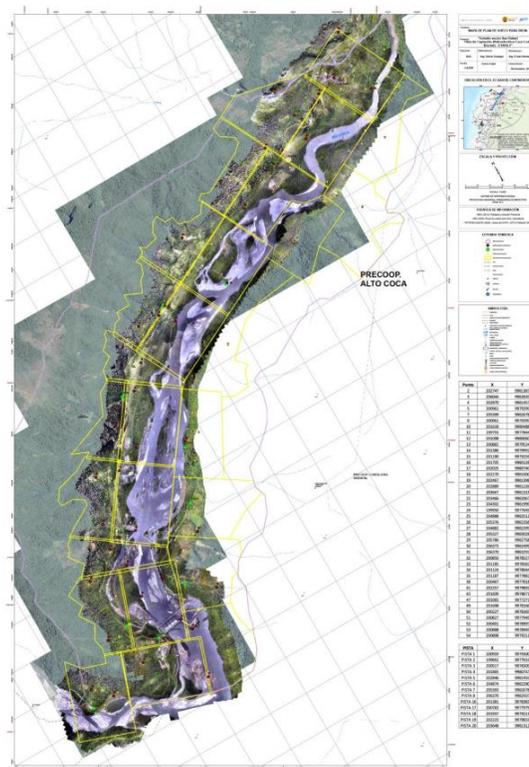


Figura 2. Levantamiento de información topográfica en la Etapa 2.

- Durante la segunda semana del 13 al 21 de octubre, el IIGE revisó el estado del dron DJI Matrice 600 Pro para que esté en óptimas condiciones para realizar la adquisición de los datos de campo. También se revisó la información topográfica levantada por el CELEC EP-UN Coca Codo Sinclair para definir la logística requerida considerando que el área que debe investigar el IIGE es mayor en extensión tanto en el margen izquierdo como el derecho del río Coca. Se procederá con el levantamiento de información topográfica en el mes de noviembre de 2020, con el objetivo de realizarse el levantamiento de información de 22,3 km² propuestos.
- El 13 de octubre de 2020 sesionó el COE provincial de NAPO, resolviendo lo siguiente: Activar la MTT 7 de Infraestructura Esencial y Vivienda, a fin de evaluar y coordinar acciones oportunas para evaluar la habitabilidad de las viviendas aledañas a la zona de

Informe de Situación – Socavamiento Napo

Fecha y Hora de actualización: viernes, 13 de noviembre de 2020 - 17:04:47

influencia del proceso de erosión regresiva en el río Coca, sectores San Luis, San Carlos, san Rafael, El Salado y Huataringo. Además de sugerir la ampliación del polígono de emergencia por el proceso de erosión regresiva en el río Coca.

- o Por administración propia, CELEC EP trabaja en la construcción de diques de enrocado de gran tamaño en el cauce del río.



Fotografía 5. Construcción de dique conformado por contenedores. Fuente: CELEC EP



Fotografía 6. Trabajos de reforzamiento de contenedores y construcción de acceso al río. Fuente: CELEC EP



Fotografía 7. Construcción de diques de enrocado de gran tamaño. Fuente: CELEC EP

- El 24 de septiembre de 2020, **OCP Ecuador** en conjunto con personal del SNGRE, Petroecuador y MAAE realizaron una inspección en campo para delimitar, analizar y evaluar el riesgo para los trabajos de limpieza y remediación ambiental en el sector comprendido entre la ex Cascada San Rafael y la confluencia del río Machacuyacu en la denominada "Zona de Atenuación Natural".
- El **MTOP**, acogiendo las sugerencias del COE Provincial, la MTT3 Nacional y de acuerdo a los informes técnicos remitidos por las áreas responsables, mediante acuerdo ministerial N° 022– 2020, firmado el 7 de septiembre de 2020, acuerda: DECLARAR en emergencia, por los hechos de fuerza mayor o caso fortuito justificados en los considerandos de este acuerdo, a la infraestructura vial a cargo del Ministerio de Transporte y Obras Públicas, en la Red Vial Estatal E45, Tramo Baeza - Nueva Loja, Sector El Reventador, dentro de la circunscripción territorial que une las Provincias de Napo y Sucumbíos, el cual presenta destrucción inminente como efecto de la erosión retrocedente del cauce del río, que determinan la imposibilidad de llevar a cabo procedimientos de contratación común para superar la situación de emergencia, toda vez que, conforme lo dispuesto en los artículos 6, numeral 31, 57 de la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública y demás normativa relacionada al efecto, la intervención que se debe efectuar es inmediata. Esta declaración de emergencia tendrá la vigencia de sesenta (60) días.
- Mediante la resolución N° 034-COE P – 2020, firmado el 24 de agosto, sugiere al Señor Ministro de Transporte y Obras Públicas declare en Situación de Emergencia a la Red Vial Estatal E45 de la provincia de Napo, tramo Baeza – Reventador, sector San Rafael.
- El 18 de agosto del 2020, **CELEC EP**, mediante la RESOLUCIÓN No. CEL-RES-0140-20 estableció la EMERGENCIA que permita realizar las contrataciones de estudios e investigaciones complementarias, diseño de obras definitivas, construcción de obras emergentes, arrendamiento de equipos y maquinaria necesaria. Se encargará de su ejecución a la Unidad de Negocio Coca Codo Sinclair, con el siguiente detalle:
 - o Investigaciones complementarias en los sitios de implantación de las obras definitivas.
 - o Arrendamiento de equipo pesado y maquinaria de construcción para continuar con la construcción de obras emergentes.
 - o Contratación de obras emergentes como son la construcción de estructuras transversales al cauce del río, para frenar la velocidad de las aguas y disminuir la energía de erosión, mediante la colocación de geocontenedores de gran volumen con aproximadamente 15 toneladas de peso, rellenos de suelo cemento.
 - o Contrato de construcción de un dique transversal compuesto de contenedores metálicos rellenos de hormigón ciclópeo y material granular.
 - o Contratación del diseño definitivo para la construcción de una obra definitiva definida como la construcción de resaltes hidráulicos por medio de una cortina subterránea por medio de la consolidación del lecho del río, empleando la metodología de inyección de alta presión o jet grouting.
 - o Estudio fluvio-morfológico del río Coca, en el tramo comprendido entre la Cascada San Rafael y las obras de captación en El Salado.
 - o Adquisición de un Dron Profesional con Sistema LIDAR para levantamiento topográfico.
- Se mantiene el NIVEL DE ALERTA **ROJA**, establecida en la [Resolución Nro. SNGRE-044-2020](#), de 06 de junio de 2020 y se declara EL NIVEL DE ALERTA **NARANJA** mediante [Resolución Nro. SNGRE-051-2020](#), de 3 de agosto de 2020, a los sectores aledaños al cauce del Río Quijos y sus afluentes, en el tramo comprendido entre las obras de captación de la Central Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair (Coordenadas 9977998/200951), ex cascada de San Rafael y el túnel de descarga de la Central (Coordenadas 9984675/226866), que se extiende entre las provincias de Napo y Sucumbíos, con excepción del polígono previamente declarado en Alerta Roja en la Resolución Nro. SNGRE-044-2020, de 06 de junio de 2020.
- El 12 de agosto de 2020, Director General del SNGRE, realizó la visita a la provincia de Napo, y en conjunto con el alcalde de El Chaco y el Gerente de CELEC, recorrieron el sector del río Montana, donde se verifican los sectores afectados por proceso erosivo, así mismo inspeccionaron las obras de mitigación, en el sector de Piedra Fina 2, ejecutados por las empresas eléctricas, lideradas

Informe de Situación – Socavamiento Napo

Fecha y Hora de actualización: viernes, 13 de noviembre de 2020 - 17:04:47

por CELEC. EL SNGRE, informó sobre las acciones realizadas ante el desarrollo del proceso de erosión regresiva en el río Coca a la población de San Luis, además entregó kit comunitario al Comité de Gestión de Riesgos para fortalecer el plan de respuesta local.



- El SNGRE realizó una inspección con el objetivo de delimitar posibles escenarios de riesgo debido a la erosión regresiva en el alto Coca, adicionalmente coordina activación de la MTT1, para que se realice un estudio de cuencas y asuntos de ambiente. También realiza el acercamiento a comunidades indígenas y coordina con MAG para activar la MTT6, para realizar el levantamiento de medios de vida y agrícolas de la zona.
- EP Petroecuador, CELEC EP Unidad Coca Codo Sinclair, continúan con el programa de monitoreo con el empleo de dron para levantamiento de fotografías, videos y también con las inspecciones en sitio, revisión de caudales diariamente, se produce el reporte de monitoreo diario.
- Petroecuador y OCP continúan con las labores de remediación en algunos puntos definidos a lo largo de los ríos Coca y Napo, adicional entregó de agua en las comunidades afectadas.
- Petroecuador culminó la construcción de la variante de 720 metros, con el fin de precautelar la tubería y la operación del oleoducto, drenaje de hidrocarburo de los tramos intervenidos. Retiro de tubería – fuera de servicio. Trabajos de protección de integridad de los ductos construidos. Ejecución de estudios geológicos e hidrogeológicos con el IIGE. Monitoreo permanente de avances de proceso de socavamiento.
- De manera periódica la MTT3 Nacional se reúne los días viernes, donde reportaron las acciones más recientes y coordinar actividades para la atención del evento.
- El SNGRE realizó el análisis de evaluación de riesgos ante el proceso de erosión regresiva desarrollado en la cuenca hidrográfica alta del río Coca entre la ex cascada de San Rafael y la confluencia con el río Montana realizado.
- El IIGE realizó la planificación de una campaña de campo entre el sector del río Marker y río Malo, para el levantamiento de información geofísica por los métodos gravimétrico y magnetométrico, con el objetivo de identificar las propiedades geoelectricas del subsuelo y conocer indirectamente los materiales sobre los cuales se encuentra asentado el sistema de oleoductos (SOTE y Poliducto Shushufindi - Quito).
- El IIGE y el GAD El Chaco realizaron mediciones de grietas sobre el puente del río Montana desde el 05 de junio al 29 de julio teniendo grandes variaciones en las grietas contiguas al borde de la vía.

Elaborado por: Analista de Monitoreo de Eventos Adversos DMEVA – SNGRE

Aprobado por: Director de Monitoreo de Eventos Adversos

4. Código de regresión lineal en matlab.

```

clear all

X =[2017 2018 2019 2020 2021 ] ; %Donde 1 es el año 2012
, el 2 el año 2013 ... y asi sucesivamente hasta 2021.
Y1 =[3745 3905 3953 4083 4207 ] %Donde X es el año y Y1
es la Demanda en MWh.
n=length(X)
XY1=X.*Y1
X2=X.^2
SumaX=sum(X)
promedioX=SumaX/n
SumaY1=sum(Y1)
promedioY1=SumaY1/n
SumaXY1=sum(XY1)
SumaX2=sum(X2)
m1 = (SumaXY1-n*promedioX*promedioY1)/(SumaX2-
n*promedioX.^2)
b1 = (SumaY1-m1*SumaX)/n
%y=m1*x+b
t=1:0.5:15
mt1=m1*t
f1=mt1+b1
%Graficamos los puntos obtenido y la regresion lineal en
la misma ventana. Recordando que el año 1 es el año
2012,
%el año 2 es el año 2013 y asi sucesivamente hasta 2021.
plot(X,Y1,"r*")
xlabel("Periodo de Año (T)")
ylabel("Demanda Maximas de Potencia por Año (MWh)")
hold on
plot(t,f1)
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
Y2 =[5953 6242 6402 6795 6559 ]
%Donde Y2 es la Generacion en Total Energía Entregada
para Demanda.
XY2=X.*Y2
X2=X.^2
SumaX=sum(X)
promedioX=SumaX/n
SumaY2=sum(Y2)
promedioY2=SumaY2/n
SumaXY2=sum(XY2)
SumaX2=sum(X2)

```

```
m2 = (SumaXY2-n*promedioX*promedioY2)/(SumaX2-
n*promedioX.^2)
b2 = (SumaY2-m2*SumaX)/n
%y=m2*x+b
mt2=m2*t
f2=mt2+b2

figure()
plot(X,Y2,"b*")
xlabel("Periodo de Año (T)")
ylabel("Generacion en Total Energía por Año (GWh)")
hold on
plot(t,f2)
```

5. Código de proyección de mercados - modelo arima.

```

warning('OFF', 'MATLAB:table:ModifiedAndSavedVarnames');
% read data from excel CC2021.KL
StockData =
readtable('CC2021.KVL2.csv','ReadVariableNames',true);
%Ensure the data is in correct data type
if isnumeric(StockData.Open) == false
    Open =cellfun(@str2double,StockData.Open);
    High = cellfun(@str2double,StockData.High);
    Low = cellfun(@str2double,StockData.Low);
    Close = cellfun(@str2double,StockData.Close);
    AdjustedClose =
cellfun(@str2double,StockData.AdjClose);
    Volume = cellfun(@str2double,StockData.Volume);
else
    Open = StockData.Open;
    High = StockData.High;
    Low = StockData.Low;
    Close = StockData.Close;
    AdjustedClose = StockData.AdjClose;
    Volume = StockData.Volume;
end
Date = StockData.Date;
%Tranform the data to timetable
StockData_TimeTable =
timetable(Date,Open,High,Low,Close,Volume);
%Check for missing Data
%Fill the missing data with previous value
if any(any(ismissing(StockData_TimeTable)))==true
    StockData_TimeTable =
fillmissing(StockData_TimeTable,'previous');
end
%View the data
plot(StockData_TimeTable.Date,StockData_TimeTable.Close)
;
title('Carbon credit price 2021-2021');
ylabel('USD');
xlabel('Timeline');
grid on

% get Year 2021 data out
tr = timerange('2021-01-01' , '2021-12-31');
StockData_TimeTable_2021 =
StockData_TimeTable(StockData_TimeTable.Date,:);

```

```

% clear unwanted variables
clear
('Open','Close','Date','AdjustedClose','High','Low','Volume','tr','StockData');

% Transform Data into Stationary Data
% Log
StockData_TimeTable_2021.CloseLog =
log(StockData_TimeTable_2021.Close);
% Remove Linear trend
StockData_TimeTable_2021.CloseLogLinear =
detrend(StockData_TimeTable_2021.CloseLog);
%Perform Differences
CloseLogLinearDifferences =
diff(StockData_TimeTable_2021.CloseLogLinear);
%View the data
figure
plot(StockData_TimeTable_2021.Date,StockData_TimeTable_2021.Close);
hold on
plot(StockData_TimeTable_2021.Date,StockData_TimeTable_2021.CloseLog);
plot(StockData_TimeTable_2021.Date,StockData_TimeTable_2021.CloseLogLinear);
plot(StockData_TimeTable_2021.Date(2:end),CloseLogLinearDifferences);
title('Carbon credit Price in Year 2021');
ylabel('SGD');
xlabel('Timeline');
legend('Original','1.Log','2.DetrendLinear','3.1st Order Differences','Location','best')
grid on
hold off

% Test Stationary
% Hypothesis test : Augmented Dickey-filer, KPSS,
Leybourne-McCabe, Philip-Peron, Variance Ratio
% Hypothesis test : Egale's ARCH, Ljung-Box Q-test
[h,p] = adftest(CloseLogLinearDifferences);
% if test is valid, it will return 1 or else 0
% P-Value will also verify the stationarity of data, It
may get extremely low if your data is not valid.
display(h)

```

```

% However, in order to make our analysis easier, I
recommend to try to direct apply difference techniques
to the data, and check the hypothesis test
% if hypothesis test is accepted, then we should go for
this way as not make our analysis complicated and have
strsight-forward view
CloseDiff = diff(StockData_TimeTable_2021.Close);
[h,p] = adftest(CloseDiff);
display(h)

% Autocorrelaton function (ACF)
% Identify series with serial correlation
% Determine whether an AR model is apprpriate
% Identify significant MA lags for model identification
figure
autocorr(CloseDiff)

% Partial ACF (PACF)
% Identify Series with Serial Correlation
% Determine whether an MA model is appropriate
% Identify significant AR lags for model identification.
parcorr(CloseDiff);

% In our explortory data analysis, it recommend to use
ARIMA(0,1,0)
ARIMA_Close = arima(0,1,0);
[ARIMA_Close1,~,Loglikelihood] =
estimate(ARIMA_Close,StockData_TimeTable_2021.Close);

rng(1); % For reproducibility
%View the predictive vallue
residual =
infer(ARIMA_Close1,StockData_TimeTable_2021.Close);
prediction = StockData_TimeTable_2021.Close + residual;
figure
plot(StockData_TimeTable_2021.Date,StockData_TimeTable_2
021.Close);
hold on
plot(StockData_TimeTable_2021.Date,prediction);
title('Carbon credit Price in Year 2021');
ylabel('SGD');
xlabel('Timeline');
legend('Original','ARIMA(0,1,0)','Location','best');
grid on

```

```

hold off

% View Residual Histogram
histogram(residual)

[aic,bic] = aicbic(Loglikelihood,2,250);

Name = "Arima(0,1,0)";
AIC = aic;
BIC = bic;
W=2;
for i = 1:2
    for j = 1:2
        for k=1:2
            Mdl = arima(i,j,k);
            ARIMA_Close1 = Mdl;
            [~,~,LoglikelihoodE] =
estimate(ARIMA_Close1,StockData_TimeTable_2021.Close,'di
splay','off');
            [aicE,bicE] = aicbic(LoglikelihoodE,2,250);

a=convertCharsToStrings(strcat('Arima(',num2str(i),',',num
2str(j),',',num2str(k),')'));
            Name(W) = a;
            AIC(W) = aicE;
            BIC(W) = bicE;
            W=W+1;
        end
    end
end
end
TableComparison = table;
TableComparison = table(Name',AIC',BIC');

TableComparison.Properties.VariableNames =
{'NameModel','AIC','BIC'};
%find the lowest AIC and BIC
AICWin = AIC(1);
recordAIC = i;
%Lowest AIC
for i=1:length(TableComparison.AIC)
    if TableComparison.AIC(i)>AICWin
        recordAIC=i;
    end
end
end

```

```

BICWin = BIC(1);
recordBIC = i;
%Lowest BIC
for i=1:length(TableComparison.BIC)
    if TableComparison.BIC(i)>BICWin
        recordBIC=i;
    end
end
end
%The lowest AIC and BIC is model ARIMA(1,2,1)
%Hence we use ARIMA(1,2,1) for forecastinh
ARIMA_CloseFinal = arima(1,2,1);
[ARIMA_CloseFinal,~,LoglikelihoodE] =
estimate(ARIMA_CloseFinal,StockData_TimeTable_2021.Close
,'display','off');
rng(1); % For reproducibility
%View the predictive value
residual =
infer(ARIMA_CloseFinal,StockData_TimeTable_2021.Close);
prediction = StockData_TimeTable_2021.Close + residual;
figure
plot(StockData_TimeTable_2021.Date,StockData_TimeTable_2
021.Close);
hold on
plot(StockData_TimeTable_2021.Date,prediction);
title('Carbon credit Price in Year 2021');
ylabel('SGD');
xlabel('Timeline');
legend('Original','ARIMA(1,2,1)','Location','best');
grid on
hold off

% get 1H Year 2022 data out
tr = timerange('2022-01-01','2022-06-30');
StockData_TimeTable_2022=StockData_TimeTable(StockData_T
imeTable.Date,:)

len=length(ARIMA_Close1);
%y=length(StockData_TimeTable_2022.Close)
y=rand(100,1)
arest=estimate(ARIMA_Close1,y)
ARIMA_CloseFinalForecast1 =
forecast(arest,len,'Y0',StockData_TimeTable_2021.Close);

```

```
ARIMA_CloseFinalForecast2 =  
forecast(ARIMA_CloseFinal,len,'Y0',StockData_TimeTable_2  
021.Close);  
figure  
plot(StockData_TimeTable_2021.Date,StockData_TimeTable_2  
021.Close);  
hold on  
plot(StockData_TimeTable_2022.Date,ARIMA_CloseFinalForec  
ast1);  
plot(StockData_TimeTable_2022.Date,ARIMA_CloseFinalForec  
ast2);  
plot(StockData_TimeTable_2022.Date,StockData_TimeTable_2  
022.Close);  
title('Carbon credit Price in Year 2021 & Forecast 1H  
2022');  
ylabel('SGD');  
xlabel('Timeline');  
legend('Original  
2021', 'ARIMA(1,2,1)', 'ARIMA(0,1,0)', 'Original  
2022', 'Location', 'best');  
grid on  
hold off
```