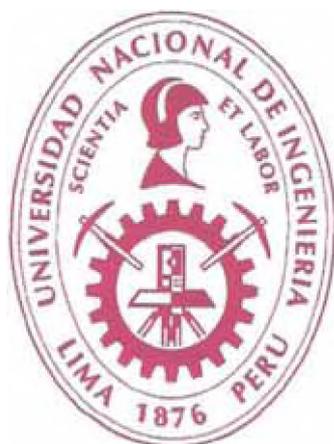


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

Facultad de Ciencias

Escuela Profesional de Ingeniería Física



INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO FÍSICO

Evaluación del uso de diferentes metodologías para el cálculo del factor de emisión de gases de efecto invernadero del sistema eléctrico interconectado nacional para su aplicación en proyectos de reducción de carbono en proyectos de hidroeléctricos de pequeña escala

Presentado por:
David Ricardo García Howell

Asesor:
Rafael Espinoza

LIMA-PERÚ
2011

EVALUACIÓN DEL USO DE DIFERENTES METODOLOGÍAS PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO DEL SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO NACIONAL PARA SU APLICACIÓN EN PROYECTOS DE REDUCCION DE CARBONO EN PROYECTOS DE HIDROELECTRICOS DE PEQUEÑA ESCALA

RESUMEN

El Perú ha ratificado el Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (UNFCCC por sus siglas en ingles), con lo que se habilita la posibilidad de que se desarrollen proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) en el Perú. Los llamados proyectos MDL tienen la característica de reducir emisiones de CO₂ como una manera de combatir el cambio climático, pero además pueden generar flujos de dinero dado que dicha reducciones se pueden certificar y vender en el mercado mundial de carbono creado mediante el Protocolo de Kyoto.

El objetivo del presente trabajo de suficiencia es realizar una comparativa entre los distintos métodos de estimación de reducciones de emisiones para efectos del MDL, llegándose a estimar la diferencia en emisiones, los flujos de caja generados y la evaluación de inversión a realizar para estas distintas opciones, en el contexto de proyecto de hidroelectricidad de pequeña escala, los cuales tienen problemas para aplicar a dicho mecanismo por los costos de transacción asociados a este contexto.

Palabras claves (Keywords). Cambio climático. Emisiones de gases de efecto invernadero. Mecanismo de Desarrollo Limpio. Factor de emisión de un sistema eléctrico interconectado.

Contenido

1. INTRODUCCIÓN	3
2. FUNDAMENTO TEÓRICO	8
3. LEVANTAMIENTO Y MANIPULACIÓN DE DATOS	18
4. RESULTADOS	22
5. DISCUSIÓN	30
6. CONCLUSIONES	34
7. REFERENCIAS	35

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

Cambio Climático, Calentamiento Global y el Efecto Invernadero.

El calentamiento global de la atmósfera es actualmente uno de los problemas ambientales de mayor importancia a nivel global, sino el más importante. La evidencia científica demuestra que en los últimos 200 años se ha incrementado la temperatura promedio mundial, como consecuencia del incremento en las emisiones de los Gases de Efecto Invernadero (GEI), originados por la actividad humana, entre las que se encuentra, la quema de combustible fósil como el petróleo y el carbón para la generación de energía eléctrica y calefacción, la quema de bosques, el cambio del uso del suelo, la producción de gases inertes, como los HFC (Hidrofluorocarbonados), SF₆ (hexafluoruro de azufre) como gases aislantes y refrigerantes.

Según los Informes de Evaluación del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC por sus siglas en inglés), el aumento de la temperatura promedio de la superficie terrestre, daría lugar a cambios climáticos que pueden causar grandes impactos negativos en diferentes frentes, desde eventos climáticos extremos hasta problemas de disponibilidad de agua (stress hídrico), pasando por impactos en la seguridad alimentaria y energética (hidroelectricidad) dependiendo de las características de cada región.

Existe evidencia que el sistema climático del planeta ha cambiado de manera importante a escala y mundial desde la revolución industrial, algunos de estos cambios se atribuyen al progresivo calentamiento global producto de las actividades humanas que han generado un aumento en las emisiones y de concentración de contaminantes locales del aire, así como de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en el aire.

El Protocolo de Kyoto

En diciembre de 1997, durante la Tercera Conferencia de las Partes (COP-3) de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (UNFCCC), realizada en la ciudad de Kyoto Japón, se acordó el Protocolo de Kyoto, el cual compromete a los países desarrollados y a los países en transición hacia una economía de mercado a alcanzar objetivos cuantificables de reducción de emisiones.

Los Países Desarrollados (Países del Anexo I), se comprometieron a reducir su emisión total de seis gases de efecto invernadero hasta al menos 5,2 por ciento por debajo de los niveles de emisión de 1990 durante el periodo 2008-2012 (el primer periodo de compromiso), con objetivos específicos que varían de país en país. El nivel de compromiso de estos países se refleja en el Anexo B del Protocolo de Kyoto (PK) en forma de porcentajes respecto del año base (1990).

Cabe señalar que el PK entró en vigor el 16 Febrero del 2005, pues la Federación Rusa lo ratificó el 3 de noviembre del 2004, este país representa el 17,4% de las emisiones. En la actualidad, ciento ochenta y dos (182) han ratificado o aceptado el Protocolo, que representan en total 63.7% de las emisiones de dióxido de carbono (UNFCCC, 13 de Mayo del 2008).

Al final del primer periodo de compromiso del Protocolo de Kyoto en el 2012, un nuevo marco internacional necesita ser negociado y ratificado a fin de poder continuar con la reducción de emisiones que el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC) ha indicado claramente se necesita.

El Mecanismo de Desarrollo Limpio

Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), es el único que involucra a países en vías de desarrollo. El MDL permite que proyectos de inversión elaborados en países en desarrollo puedan obtener beneficios económicos adicionales a través de la venta de Certificados de Emisiones Reducidas (CER) también llamados "bonos de carbono", mitigando la emisión o secuestrando gases de efecto invernadero de la atmósfera. El propósito del MDL es ayudar a los países en desarrollo a lograr un desarrollo sostenible, así como contribuir con los países con metas de reducción a cumplir sus compromisos cuantificados.

En el Gráfico 1.1 se presenta la esquematización del Mecanismo de Desarrollo Limpio, a través del cual la parte anfitriona (no Anexo I, corresponde a países en desarrollo) que no tiene una obligación de reducción de GEI, puede realizar un proyecto que reduzca estas emisiones y venderlas a los Países Anexo I o países con obligaciones, para cumplir con los objetivos establecidos en el Protocolo de Kyoto (IGES, 2008, [2]).

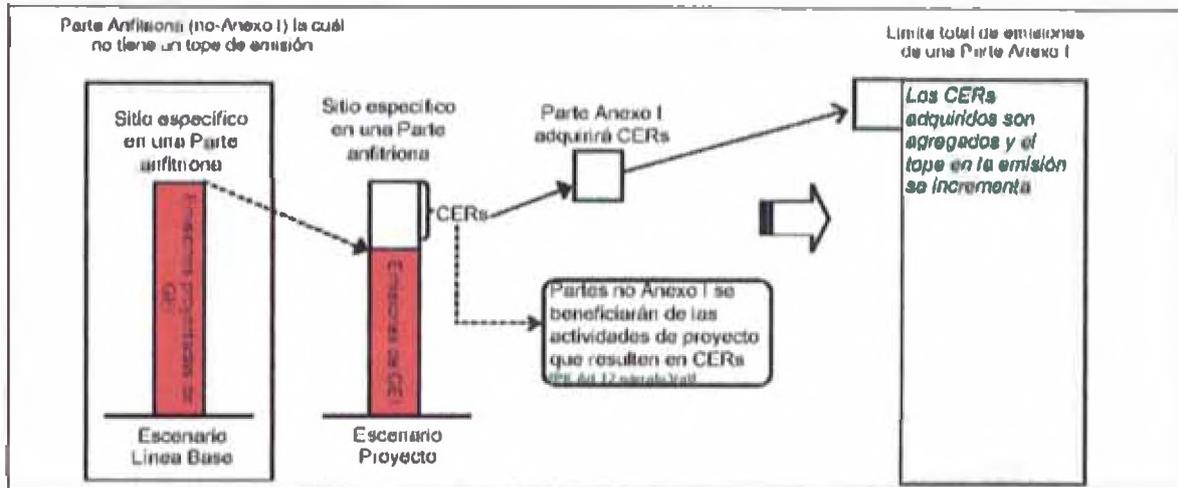


Figura 1.1 Mecanismo de Desarrollo Limpio

Cuando un proyecto aplica al mencionado mecanismo, debe estimar las reducciones de emisiones y demostrar el cumplimiento de adicionalidad definido en el Protocolo de Kyoto.

El desarrollo de proyectos MDL es frenado por los costos de transacción a los que se debe incurrir para el registro de los proyectos ante Naciones Unidas, siendo una gran parte de estos costos los dedicados a la contratación de consultoría especializada en el desarrollo de la documentación requerida.

Actividad	Costo (Gran Escala) USD	Costo (Pequeña Escala) USD	Tipo de Costo
Fase de Planeamiento			
Estudio de pre-factibilidad, Nota Idea de Proyecto (PIN)	5,000 – 30,000	2,000 – 7,500	Pago de consultoría
Documento Diseño de Proyecto	30,000 – 50, 000	15,000 – 35,000	Pago de consultoría
Nueva metodología (de ser necesaria)	20,000 – 100,000	20,000 – 50,000	Pago de consultoría
Validación	8,000 – 30,000	6,500 – 10,000	Tasa de la EOD
Tasa de Registro	10,500 – 350,000	18,500 – 117,000	Tasa de la Junta Ejecutiva

Cuadro 1: Costos Específicos asociados a las etapas del MDL

Dentro de estos costos tenemos al desarrollo del Documento de Diseño de Proyecto el cual necesita realizar la estimación de las reducciones de emisiones por parte de los potenciales proyectos MDL (UNEP, 2006, [2]).

Así un parte importante de esos recursos se consumen en el cálculo de las reducciones de emisiones, en especial para los proyectos que tienen que estimar dichas reducciones respecto a la energía eléctrica que es reemplazada de un sistema interconectado de electricidad, donde es bastante complejo establecer una línea base de emisiones.

1.2 Objetivo

Para la estimación de las reducciones de emisiones en el marco del MDL, se tienen diferentes metodologías establecidas por la Junta Ejecutiva del MDL de Naciones Unidas. El objetivo del presente trabajo de suficiencia es establecer una caracterización de los diferentes métodos para la estimación del Margen de Operación del Factor de Emisión de una red interconectada, enfoque usado para el cálculo de reducciones con energía alternativas a la red eléctrica y realizar una evaluación económica del uso de ellas para diferentes proyectos de pequeña escala.

2. FUNDAMENTO TEÓRICO

2.1 Definiciones y Metodología

- **Central/Unidad de energía.** Una central/unidad de energía es una instalación para la generación de energía eléctrica. Varias unidades de energía en una instalación componen una central de energía, en la cual una unidad de energía se caracteriza por que puede funcionar en forma independiente de las unidades ubicadas en la misma instalación. Cuando varias unidades de energía idénticas (es decir, con la misma capacidad, vida útil y eficiencia) se instalan en una instalación, se puede considerar como una única unidad de energía.
- **Generación neta de electricidad.** La generación neta de electricidad se refiere a la diferencia entre la cantidad total de electricidad generada por la central/unidad de energía y el consumo de electricidad auxiliar de la central de energía (por ejemplo, bombas, transporte, control, etc.)
- **Sistema eléctrico del proyecto/Red.** Se define por la extensión espacial de las centrales que están físicamente conectadas a través de líneas de transmisión y distribución a la actividad de proyecto (por ejemplo, la ubicación de la central de energía renovable o de los consumidores donde la electricidad es almacenada), y que puedan ser enviadas sin restricciones de transmisión significativas.
- **Fecha de Puesta en Servicio.** La fecha de puesta en servicio es proporcionado para cada unidad. Las fechas de puesta en servicio son importantes para la determinación del margen de construcción.
- **Capacidad o Potencia Instalada.** La capacidad instalada está basada en las capacidades nominales en MW para cada unidad.
- **Tecnología.** Indica el tipo de tecnología de la central: turbina a gas, turbina a vapor, ciclo combinado.
- **Combustible.** Indica el combustible principal usado para la generación de energía eléctrica en cada central. En una central termoeléctrica puede existir el uso de dos combustibles como Diesel y Residual.

- Centrales de generación de base. Son las unidades de generación con el menor costo marginal de generación¹ que son despachadas prioritariamente sin importar la demanda estacional de la red. En el Perú, la generación de base está compuesta por las centrales hidroeléctricas, para las cuales el costo marginal de generación es igual a cero.

La metodología para la estimación de las reducciones de emisiones de proyectos que se conecten a una red eléctrica interconectada con propósitos de aplicar al MDL está definida por la UNFCCC a través del Panel Metodológico de la Junta Ejecutiva del MDL (UNFCCC, "ACM0002 Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources", 2009 [3] ; UNFCCC, "Tool to calculate the emission factor for an electricity system", 2009 [4]).

Las reducciones de emisiones se estiman mediante "factores de emisión" los cuales son ratios de emisión de CO₂ respecto a niveles de actividad, en estos casos la actividad se define como energía eléctrica en MWh desplazada/entregada a la red interconectada.

De esta manera se determina el Factor de emisión de la red interconectada nacional, que en el caso del Perú es el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). El factor de emisión es una caracterización de dicho sistema desde el punto de vista de emisiones de CO₂ y se estima calculando el "margen de operación" (OM, por sus siglas en inglés), el "margen de construcción" (BM, por sus siglas en inglés) para finalmente calcular el "margen combinado" (CM, por sus siglas en inglés).

Los pasos se describen a continuación:

- Paso 1. Identificar el sistema eléctrico relevante (en este caso el SEIN).
- Paso 2. Decidir si se incluye las plantas de generación que no están conectadas a la red (opcional).
- Paso 3. Seleccionar el método para determinar el margen de operación.
- Paso 4. Calcular el factor de emisión del margen de operación de acuerdo al método seleccionado.
- Paso 5. Identificar el conjunto de unidades de generación que serán incluidas en el margen de construcción.
- Paso 6. Calcular el factor de emisión del margen de construcción.
- Paso 7. Calcular el factor de emisión del margen combinado.

¹ Costo marginal de generación el costo de adicionar una nueva unidad de energía en USD/MWh

- **Margen de Operación (OM):** El margen de operación es calculado en base a la generación de electricidad de plantas que hubiesen operado en lugar del proyecto MDL, es decir, refleja el promedio de las emisiones de CO₂ que son generadas por las actuales centrales conectadas a la red, que están propensas a reducir su generación de electricidad debido a la puesta en servicio de un proyecto MDL que suministrará electricidad a la red (o reducirá el consumo de electricidad de la red). La Herramienta de cálculo plantea la posibilidad de varias opciones para el cálculo del Margen de Operación, entre las cuales tenemos: OM Promedio, OM Simple, OM Simple Ajustado y el OM Análisis de Despacho.
- **Margen de Construcción (BM):** El margen de construcción es calculado en base a la generación de electricidad de nuevas plantas que hubiesen sido construidas o conectadas a la Red en lugar del proyecto MDL propuesto, es decir, refleja el promedio de las emisiones de CO₂ generadas por las nuevas centrales que se conectarán a la red, las cuales podrían ser parcial o totalmente reemplazadas por un proyecto MDL. La Herramienta de cálculo establece 2 opciones para realizar el cálculo: el grupo de las últimas 5 centrales que han sido construidas recientemente, y el grupo de las últimas centrales que representan el 20% de la generación anual y que han sido construidas recientemente.
- **Margen Combinado (CM):** El margen combinado es el promedio ponderado del margen de operación y el margen de construcción. La Herramienta establece que los desarrolladores de proyectos pueden utilizar diferentes pesos para el cálculo. Para proyectos hidroeléctricos se utilizan pesos iguales (50%); sin embargo, para los proyectos de generación de energía eólica, solar y fotovoltaica, se puede utilizar los pesos del 75% para el OM y 25% para el BM.

Nota: La Herramienta establece que se debe excluir del cálculo del BM a todas las centrales que han sido registradas como proyectos MDL.

2.2 Cálculo del Margen de Operación (OM):

a. Método OM Simple Ajustado:

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

Donde:

$EF_{\text{grid,OM-adj},y}$ = margen de operación en ajuste simple del factor de emisión CO₂ en el año y . (tCO₂/MWh)

λ_y = Factor que expresa el porcentaje de tiempo cuando las unidades de generación de base (menor costo marginal) están dentro del margen de operación en el año y .

$EG_{m,y}$ = Electricidad neta generada y despachada a la red por unidad de generación m en el año y . (MWh)

$EG_{k,y}$ = Electricidad neta generada y despachada a la red por unidad de generación k en el año y . (MWh)

$EF_{EL,m,y}$ = Factor de emisión CO₂ de la unidad de generación m en el año y (tCO₂/MWh)

$EF_{EL,k,y}$ = Factor de emisión CO₂ de la unidad de generación k en el año y (tCO₂/MWh)

m = Todas la unidades de generación despachando a la red en el año y excepto las unidades de generación de base.

k = Todas las unidades de generación de base despachando a la red en el año y .

y = Año relevante a la data seleccionada.

Donde:

$$EF_{EL,m,y} = \frac{EF_{CO_2,m,i,y} \times 3.6}{\eta_{m,y}} \quad (2)$$

- $EF_{CO_2,m,i,y}$ = factor de emisión de CO₂ de la unidad de generación m en el año y para el tipo de combustible i (tCO₂/MWh)
- $\eta_{m,y}$ = Eficiencia promedio de conversión de energía de la unidad de generación
- m = Todas la unidades de generación despachando a la red en el año y y excepto las unidades de generación de base.
- y = Año relevante a la data seleccionada.

En las unidades donde haya uso de de varios tipo de combustible, se usará el factor de emisión del combustible de menor valor.

La ecuación 2 es válida para $EF_{EL,k,y}$.

El parámetro λ_y es definido de la siguiente manera:

$$\lambda_y (\%) = \frac{\text{Número de horas de unidades de generación de base en el margen en el año } y}{8760 \text{ horas por año}} \quad (3)$$

λ_y debe ser calculado de la siguiente manera.:

- 1 Graficar una curva de duración de carga. Obtener data de carga cronológica en MW para cada hora del año y , y ordenar los datos desde el mayor al menor nivel de MW. Graficar MW vs 8760 horas en el año en orden descendente.
- 2 Obtener los datos de generación de cada unidad/planta. Calcular la generación anual total en MWh de las plantas de generación de base. ($\sum_k EG_{k,y}$)
- 3 Llene la curva de carga. Grafique una línea horizontal a lo largo de la curva de duración de carga de tal manera que el área debajo de la curva (MW por horas) sea igual a la generación total en MWh de las plantas de generación de base.

- 4 Determine el número de horas para el cual las planta de generación de base están en el margen en el año y. Primero localice la intersección de la línea horizontal graficada en el punto anterior y la curva de carga. El número de horas a la derecha de la intersección es el número de horas para el cual las plantas de generación de base se encuentran en el margen. Si no se interceptan entonces el valor de λ_y es cero.

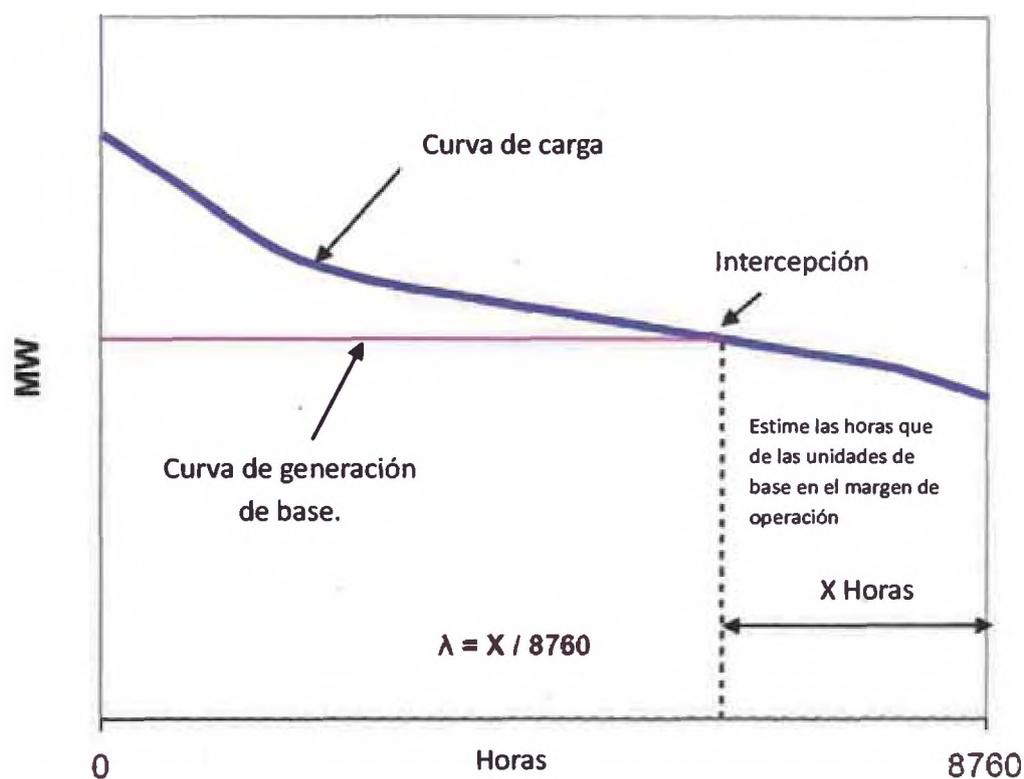


Figura 2.1-1 Cálculo de λ_y

b. Método de análisis de despacho

El factor de emisión de margen operativo calculado por análisis de despacho es determinado basándose en las unidades de generación que están despachando marginalmente durante la hora h donde el proyecto está desplazando electricidad. Este enfoque requiere monitoreo anual de este valor.

Es calculado de la siguiente manera:

$$EF_{\text{grid,OM-DD,y}} = \frac{\sum_h EG_{\text{PJ,h}} \times EF_{\text{EL,DD,h}}}{EG_{\text{PJ,y}}} \quad (4)$$

Donde:

$EF_{\text{grid,OM-DD,y}}$ = factor de emisión CO₂ del margen de operación calculado mediante análisis de despacho en el año y. (tCO₂/MWh)

$EG_{\text{PJ,h}}$ = Electricidad desplazada por el proyecto en la hora h del año y. (MWh)

$EF_{\text{EL,DD,h}}$ = Factor de emisión CO₂ de las unidades con prioridad de despacho en la hora h en el año y (tCO₂/MWh)

h = horas en el año y donde el proyecto está desplazando electricidad.

y = Año relevante a la data seleccionada.

Y donde:

$$EF_{\text{EL,DD,h}} = \frac{\sum_n EG_{\text{n,h}} \times EF_{\text{EL,n,y}}}{\sum_n EG_{\text{n,h}}} \quad (5)$$

Donde:

$EF_{\text{EL,DD,h}}$ =factor de emisión CO₂ de las unidades con mayor prioridad de despacho en la hora h en el año y (tCO₂/MWh)

$EG_{\text{n,h}}$ = Electricidad generada y despachada a la red por la unidad de generación n en la hora h (MWh)

$EF_{\text{EL,n,y}}$ = Factor de emisión CO₂ de la unidad n en el año y. (tCO₂/MWh)

h = horas en el año y donde el proyecto está desplazando electricidad.

n = Unidades de generación con mayor prioridad de despacho (ver más abajo)

El factor de emisión de las unidades n ($EF_{EL,n,y}$) debe ser determinado tal como se detalla en el método simple OM y descrito en la ecuación (2).

Para determinar el grupo de unidades de generación que se encuentran en el mayor orden de mérito de despacho, se necesita:

- El orden de despacho en la operación de cada unidad de generación de la red, y
- La cantidad de energía (MWh) que es despachada por todas las unidades en la red en cada hora h en la que el proyecto se encuentra desplazando electricidad.

En cada hora h ordenar la generación de cada unidad usando el orden de mérito de despacho. El grupo de unidades de generación n en el margen de despacho incluye las unidades en el $X\%$ superior del total de la electricidad despachada en la hora h donde $x\%$ es igual o superior a:

(a) 10%; ó

(b) La cantidad de electricidad desplazada por el proyecto durante la hora h dividido por el total de la electricidad generada por las unidades de la red durante dicha hora h .

2.3 Cálculo del margen de construcción BM

El factor de emisión del margen de construcción BM, es el promedio ponderado de los factores de emisión de las unidades m consideradas en el margen de construcción. El margen de construcción se define de dos maneras:

- Últimas centrales incorporadas correspondientes al 20% de la energía total generada en el año.
- Últimas 5 centrales incorporadas.

Se deberá usar la alternativa que implique la mayor cantidad de electricidad despachada en el periodo de análisis.

Entonces, para calcular el factor de emisión margen de construcción tenemos la siguiente ecuación:

$$EF_{\text{grid,BM},y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \times EF_{\text{EL},m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} \quad (6)$$

- $EF_{\text{grid,BM},y}$ = factor de emisión CO₂ del margen de construcción en el año y. (tCO₂/MWh)
- $EG_{m,y}$ = Electricidad desplazada por el proyecto por la unidad m en el año y. (MWh)
- $EF_{\text{EL},m,y}$ = Factor de emisión CO₂ de las unidades m en el año y (tCO₂/MWh)
- m = unidades incluidas en el margen de construcción.
- y = Año relevante a la data seleccionada.

2.4 Cálculo del Factor de emisión margen combinado CM

Finalmente, el factor de emisión usado para calcular las estimaciones de reducciones de emisiones en proyectos el sistema interconectado nacional es

$$EF_{\text{grid,CM},2009} = P_1 \times EF_{\text{grid,OM-DD},y} + P_2 \times EF_{\text{grid,BM},y} \quad (7)$$

Donde $P_1=P_2 = 0.5$, dado que este factor será utilizado para analizar proyectos de hidroelectricidad.

2.5 Reducciones de emisiones de un proyecto MDL de generación de Hidroelectricidad

Las reducciones de emisiones de un proyecto hidroeléctrico que se adiciona al SEIN y que aplica al MDL se calculan ex-ante² de la siguiente manera:

$$RE = E_{LB} - E_{Proy} \quad (8)$$

Donde:

RE = Reducciones de emisiones (tCO₂)

E_{LB} = Emisiones de la línea base (tCO₂)

E_{Proy} = Emisiones del Proyecto (tCO₂)

Para proyectos de generación de electricidad, E_{proy} = 0, por lo que las reducciones de emisiones se reducen a las emisiones de línea base que el proyecto desplaza.

Para calcular E_{LB} se utilizan factores de emisión, los cuales son ratios de emisión por nivel de actividad. Para el caso de generación eléctrica se define un factor de emisión de la red eléctrica con el propósito caracterizar la emisión por unidad de energía producida.

$$E_{LB} = FE_{grid} \times E_y \quad (9)$$

Donde:

FE_{grid} = Factor de emisión de la red (tCO₂)

E_y = Energía desplazada en el año y (MWh)

² Los cálculos ex-ante se refieren a los que se realizan antes de la ejecución del proyecto. La aceptación de un proyecto MDL ante la UNFCCC requiere una estimación de este tipo a la hora de ser presentado al registro del proyecto. Los cálculos ex-ante son usados para el desarrollo de los contratos de venta de reducciones de emisiones, llamados ERPA por sus siglas en inglés.

3. LEVANTAMIENTO Y MANIPULACIÓN DE DATOS

La Base de Datos utilizada para el cálculo incluye a todas las centrales eléctricas conectadas al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). En el Perú existen 2 entidades involucradas con la disponibilidad de la información disponible para realizar el cálculo del factor de emisión. En primer lugar existe una institución pública encargada de la promoción de las actividades energéticas es el Ministerio de Energía y Minas (MINEM). En segundo lugar, está el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), el cual es una entidad privada encargada de coordinar la operación del SEIN.

Para el cálculo del factor de emisión, se ha tomado la información del COES como referencia debido principalmente a la mejor calidad de la información recolectada del SEIN (mediciones cada 15 minutos de la generación de electricidad).

Las recomendaciones del la UNFCCC señalan que para la energía eléctrica importada de otros sistemas eléctricos se debe considerar un factor de emisión de 0 tCO₂/MWh, lo cual no se aplica en este caso debido a que para el periodo seleccionado no ha habido importación de energía en el Perú.

Usamos la ecuación (3) y las directrices dadas en el marco teórico para la estimación de λ_y y con la data obtenida del COES. Este proceso consistió en el procesamiento de la data bruta provista por el COES la cual se encuentra monitoreada por medidores de manera continua, en intervalos de 15 minutos.

Para poder utilizar el marco teórico se procedió a procesar dicha data para tenerla en forma horaria, para cada unidad de generación de la red interconectada; el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Figura 3.1 Ejemplo de Hoja de datos del SEIN

A continuación se muestra un ejemplo de la data procesada de manera horaria, el cual será usado demás para el cálculo del factor de emisión OM por análisis de despacho.

Horario	0.00000 Hydro C.H. Arcata	0.00000 Hydro C.H. Aricota	0.00000 Hydro C.H. Cahua	0.00000 Hydro C.H. Callahuano	0.00000 Hydro C.H. Caba Brava	0.00000 Hydro C.H. Callahuano 1	0.00000 Hydro C.H. Chiriqui	0.00000 Hydro C.H. Chiriqui 1	0.00000 Hydro C.H. Chiriqui 2	0.00000 Hydro C.H. Chiriqui 3
01/12/2009 01:00	3.19	3.89	43.64	73.75	6.13	95.08	8.74	37.74	160.06	0.00
01/12/2009 02:00	3.20	3.89	44.28	73.88	6.13	95.04	9.78	69.44	150.78	0.00
01/12/2009 03:00	3.20	3.70	42.66	73.66	6.10	90.91	8.68	63.48	150.28	0.00
01/12/2009 04:00	3.19	3.74	43.89	67.30	6.11	94.30	8.68	61.68	150.74	0.00
01/12/2009 05:00	3.17	3.88	44.52	64.38	6.14	91.83	9.66	60.77	150.78	0.00
01/12/2009 06:00	3.16	3.82	46.36	64.38	6.18	91.38	9.66	62.82	160.21	0.00
01/12/2009 07:00	3.18	6.17	44.52	64.30	6.18	91.49	9.68	59.49	150.44	0.00
01/12/2009 08:00	3.16	8.20	43.48	75.27	6.19	91.04	9.87	51.16	149.92	0.00
01/12/2009 09:00	3.16	8.82	44.91	78.66	6.19	91.25	9.65	67.48	160.32	0.00
01/12/2009 10:00	3.16	8.06	43.91	78.85	6.18	91.39	9.63	70.94	150.26	0.00
01/12/2009 11:00	3.16	6.67	43.83	77.00	6.18	92.17	9.58	74.83	160.45	0.00
01/12/2009 12:00	2.98	8.70	43.28	78.98	6.20	92.19	9.71	81.02	150.29	0.00
01/12/2009 13:00	2.80	8.71	43.40	76.99	6.19	92.21	9.75	79.36	150.29	0.00
01/12/2009 14:00	2.83	8.66	43.41	78.98	6.19	92.19	9.74	82.88	150.23	0.00
01/12/2009 15:00	2.84	8.63	43.72	78.79	6.19	82.24	9.74	90.75	149.72	0.00
01/12/2009 16:00	3.12	8.63	43.99	76.63	6.19	92.17	9.77	102.59	150.63	0.00
01/12/2009 17:00	3.12	19.84	43.45	76.06	6.19	92.10	9.18	72.84	148.88	0.00
01/12/2009 18:00	3.12	27.90	43.24	79.29	6.18	92.12	9.16	86.28	149.88	0.00
01/12/2009 19:00	3.19	29.54	42.25	73.18	6.18	92.12	9.19	124.54	151.07	0.00
01/12/2009 20:00	3.14	20.01	44.53	78.43	6.17	92.27	9.19	112.83	160.28	0.00
01/12/2009 21:00	3.14	28.91	44.68	73.53	6.17	92.27	9.78	95.79	150.47	0.00
01/12/2009 22:00	3.08	24.47	44.26	74.25	6.17	92.27	9.78	83.20	150.26	0.00
01/12/2009 23:00	3.08	9.03	44.30	77.00	6.17	92.26	9.78	83.20	150.26	0.00
02/12/2009 00:00	3.07	4.36	44.61	76.65	6.17	92.28	9.79	87.29	151.63	0.00
02/12/2009 01:00	2.99	3.85	44.26	66.23	6.18	92.26	9.75	81.67	150.12	0.00
02/12/2009 02:00	3.06	3.64	44.41	85.00	6.17	92.27	9.71	43.42	150.08	0.00
02/12/2009 03:00	2.98	3.47	44.44	85.04	6.17	92.26	9.78	81.00	160.41	0.00

Figura 3.2 Ejemplo de Hoja de datos procesados

Con la generación de electricidad horaria se procedió al cálculo de λ mediante el gráfico de la curva de carga definida en la ecuación (3). La producción de electricidad según el COES es

de 18 751.67 GWh para el año 2009, lo cual nos da un nivel de constante de 2 140 MW para las 8 760 horas, con el propósito de graficar la intersección con la curva de carga.

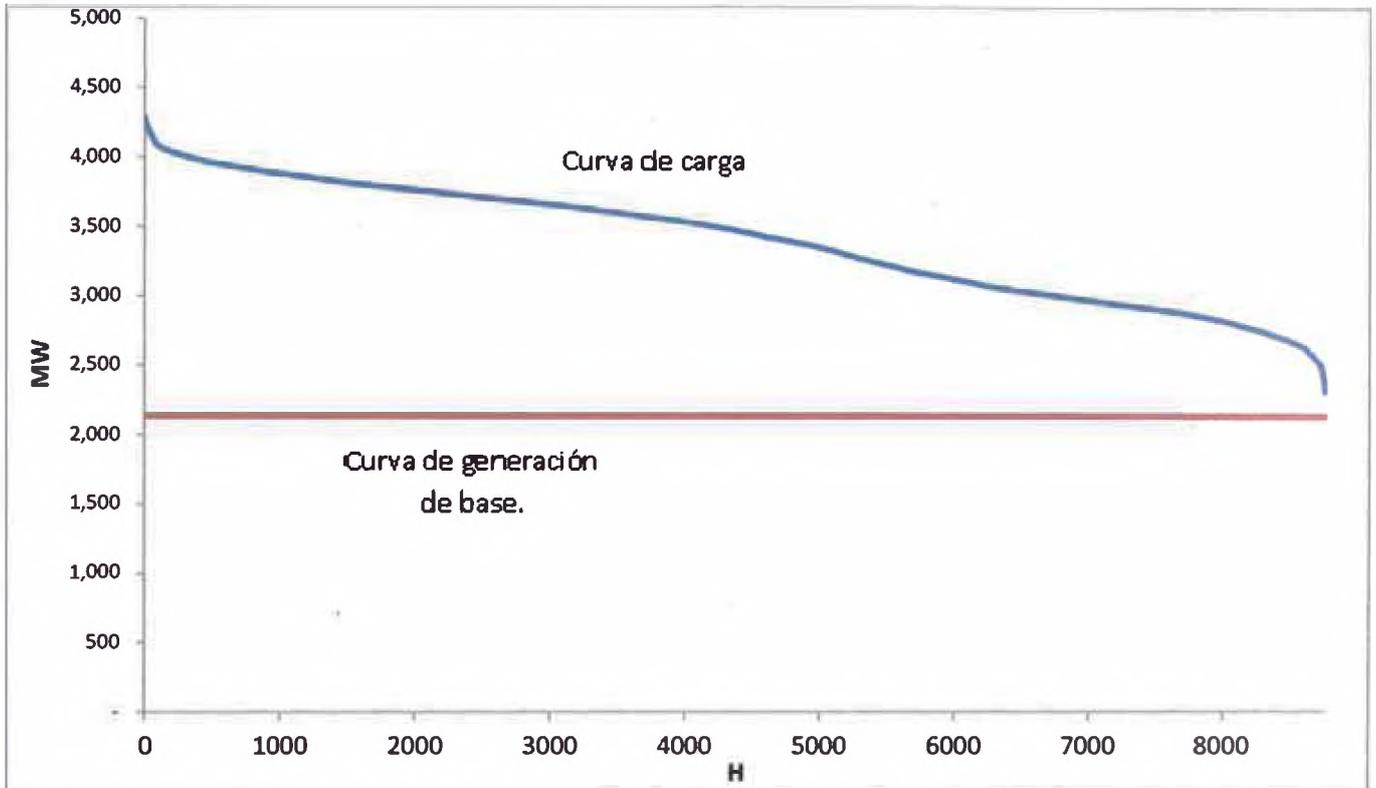


Figura 3.3 Estimación de λ

Vemos que las líneas no se interceptan dado que el valor menor de cara de despacho horario es de 2 316 MW, menor al menor valor dado por la curva de carga.

Por tanto podemos inferir que $\lambda = 0$ para el año 2009. (10)

De esa manera, reemplazando en la ecuación (1), esta quedaría tal como una estimación de margen operativo simple:

$$EF_{\text{grid.OMsimple},y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \times EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} \quad (11)$$

Donde:

$EG_{m,y}$ = Electricidad neta generada y despachada a la red por unidad de generación m en el año y . (MWh)

$EF_{EL,m,y}$ = Factor de emisión CO_2 de la unidad de generación m en el año y (tCO_2/MWh)

m = Todas la unidades de generación despachando a la red en el año y excepto las unidades de generación de base.

y = Año relevante a la data seleccionada.

4. RESULTADOS

4.1 Cálculo de EFEL,m

Usando la información obtenida del COES para el año 2009 (COES, Anuario Estadístico 2009 [5]) procedemos a realizar el cálculo de EF_{EL,m}

Plantas Térmicas (1)	Plantas Térmicas (2)	Tecnología (3)	Combustible	η_m, γ (4)	EF _{CO2} KgCO ₂ /Tj (5)	EF _{EL} (tCO ₂ /MWh)
AGUAYTIA TG1-GAS	AGUAYTIA (TG1 TG2)	Gas Turbine Natural Gas	Natural Gas	30.70%	54,300	0.63674
BELLAVISTA MAN 1 - D2	BELLAVISTA	Diesel 2 / Residual	Diesel 2	38.00%	72,600	0.68779
CHICLAYO OESTE -D2	CHICLAYO OESTE (CH-O_SZ1,2,CH-O_GMT1,2,3)	Diesel 2 / Residual	Diesel 2	35.00%	72,600	0.74674
CHILCA 1 TG1-GAS	CHILCA 1 (TG1)	Gas Turbine Natural Gas	Natural Gas	34.80%	54,300	0.56172
CHILCA 1 TG2 -GAS	CHILCA 1 (TG2)	Gas Turbine Natural Gas	Natural Gas	34.50%	54,300	0.56661
CHILCA 1 TG3 -GAS	CHILCA 1 (TG3)	Gas Turbine Natural Gas	Natural Gas	33.20%	54,300	0.58880
CICLO COMBINADO-D2	CHILINA CC	Combined Cycle Gas-Steam	Diesel 2	29.30%	72,600	0.89201
CHILINA TV3-R500	CHILINA (TV1,2,3)	Steam Turbine / Residual	R500	22.90%	75,500	1.18690
CHILINA SULZ 12-R500 D2	CHILINA (SULZ1,2)	Diesel 2 / Residual	Diesel 2	42.30%	72,600	0.61787
CHIMBOTE TG3-D2	CHIMBOTE (CHIM1,3)	Gas Turbine Diesel	Diesel 2	23.50%	72,600	1.11217
OQUENDO TG1 -GAS	CT OQUENDO	Gas Turbine Natural Gas	Natural Gas	33.60%	54,300	0.58179
ILO1 CATKATO-D2	ILO CAT	Diesel 2 / Residual	Diesel 2	41.70%	72,600	0.62676
ILO 1 TG2 - D2	ILO 1 (TG1 TG2)	Gas Turbine Diesel	Diesel 2	32.70%	72,600	0.79927
ILO 1 TV2-R500	ILO 1 (TV1, 2,3,4)	Steam Turbine / Residual	R500	34.90%	75,500	0.77880
ILO 2 TV1 -CARB	ILO 2 (TV1)	Steam Turbine / Coal	Coal	40.20%	87,300	0.78179
KALLPA TG1-GAS	KALLPA (TG1)	Gas Turbine Natural Gas	Natural Gas	33.30%	54,300	0.58703
KALLPA TG2-GAS	KALLPA (TG2)	Gas Turbine Natural Gas	Natural Gas	33.60%	54,300	0.58179
MALACAS TG4-GAS	MALACAS (TG1 TG2 TG3 TGN4)	Gas Turbine Natural Gas	Natural Gas	27.50%	54,300	0.71084
MOLLENDO 1 2 3-R500	MOLLENDO (MIR1,2,3, TGM1,TGM2)	Diesel 2 / Residual	R500	43.20%	75,500	0.62917
PAITA 1-D2	PAITA (PAITEMDS,PAITKDS)	Diesel 2 / Residual	Diesel 2	34.40%	72,600	0.75977
TRUJILLO SUR TG-D2	TRUJILLO (TRUJ4)	Gas Turbine Diesel	Diesel 2	24.40%	72,600	1.07115
PIURA 2 - D2	PIURA (PIURGMT1,2, PIURMAN,PIURMIRRES)	Diesel 2 / Residual	Diesel 2	37.30%	72,600	0.70070
SANTA ROSA UTI6-D2	SANTA ROSA (UTI5,6)	Gas Turbine Natural Gas	Natural Gas	30.30%	54,300	0.64515
STA ROSA WEST TG7-D2	SANTA ROSA TG7	Gas Turbine Natural Gas	Natural Gas	33.10%	54,300	0.59057

Plantas Térmicas (1)	Plantas Térmicas (2)	Tecnología (3)	Combustible	$\eta_{m,y}$ (4)	EF _{CO2} KgCO ₂ /TJ (5)	EF _{EL} (tCO ₂ /MWh)
STAROSA TG8 GAS	SANTA ROSA TG8	Gas Turbine Natural Gas	Natural Gas	34.50%	54,300	0.56661
SAN NICOLAS CUMMINS-D2	SAN NICOLAS (ONAN)	Diesel 2 / Residual	Diesel 2	37.90%	72,600	0.68960
SAN NICOLAS TV3-R500	SAN NICOLAS (TV1 TV2 TV3)	Steam Turbine / Residual	R500	30.70%	75,500	0.88534
SULLANA - D2	SULLANA (SULLALCOS)	Diesel 2 / Residual	Diesel 2	34.00%	72,600	0.76871
TAPARACHI-D2	TAPARACHI	Diesel 2 / Residual	Diesel 2	35.90%	72,600	0.72802
PIURA TG -D2	PIURA TG (PIURTG)	Gas Turbine Diesel	Diesel 2	21.30%	72,600	1.22704
TRUJILLO NORTE-D2	EMERG_NORTE (EMERG)	Diesel 2	Diesel 2	37.90%	72,600	0.68960
TUMBES-R6	TUMBES (MAK1,2)	Diesel 2 / Residual	Residual 6	42.00%	75,500	0.64714
VENTANILLA CCOMB TG3 &TG4-GAS	VENTANILLA (TG3, TG4, TV)	Combined Cycle	Natural Gas	50.50%	54,300	0.38709
YARINACOCHA-R6	YARINACOCHA (WARI,2,3,4)	Diesel 2 / Residual	Residual 6	39.20%	75,500	0.69337

Tabla 4.1-1. Cálculo de EF_{EL,m}

(1) Fuente: COES. Anuario Estadístico 2009. Gráfico No 4.7.

(2) Fuente: COES. Despacho Horario 2009.

(3) Fuente: COES. Anuario Estadístico 2009. Gráfico No 4.7. Tecnología

(4) Fuente: COES. Anuario Estadístico 2009. Gráfico No 4.7. Eficiencia Neta %

(5) Ver tabla 2

	D2	Residual	Natural Gas	Coal
EF _{CO2} (Kg/TJ)	72,600	75,500	54,300	87,300

Tabla 4.1-2 Factores de emisión por combustible

Fuente: IPCC default values at the lower limit of the uncertainty at a 95% confidence interval as provided in table 1.4 of Chapter1 of Vol. 2 (Energy) of the 2006 IPCC Guidelines on National GHG Inventories.

4.2 Estimación del Factor de emisión mediante método simple-ajustado OM.

Obtenemos el valor de EG_m , EF_{EL} para cada unidad m. No se incluyen las unidades de generación hidroeléctrica dado estas producen cero emisiones de CO_2 , y adicionalmente son consideradas plantas de base.

Plantas Térmicas (1)	Plantas Térmicas (2)	EF_{EL} (tCO ₂ /MWh)	EG_m , 2009 (GWh)	$EG_m * EF_{EL}$ (tCO ₂)
AGUAYTIA TG1-GAS	AGUAYTIA (TG1 TG2)	0.63674	1038	660936.12
BELLAVISTA MAN 1 - D2	BELLAVISTA	0.68779	0.28	192.58
CHICLAYO OESTE -D2	CHICLAYO OESTE (CH-O_SZ1,2,CH-O_GMT1,2,3)	0.74674	31.62	23611.92
CHILCA 1 TG1-GAS	CHILCA 1 (TG1)	0.56172	996.14	559551.76
CHILCA 1 TG2 -GAS	CHILCA 1 (TG2)	0.56661	1144.14	648281.17
CHILCA 1 TG3 -GAS	CHILCA 1 (TG3)	0.58880	412.18	242691.58
CICLO COMBINADO-D2	CHILINA CC	0.89201	1.41	1257.73
CHILINA TV3-R500	CHILINA (TV1,2,3)	1.18690	3.8	4510.22
CHILINA SULZ 12-R500 D2	CHILINA (SULZ1,2)	0.61787	20.85	12882.59
CHIMBOTE TG3-D2	CHIMBOTE (CHIM1,3)	1.11217	10.89	12111.53
OQUENDO TG1 -GAS	CT OQUENDO	0.58179	187.44	109050.72
ILO1 CATKATO-D2	ILO CAT	0.62676	6.04	3785.63
ILO 1 TG2 - D2	ILO 1 (TG1 TG2)	0.79927	41.8	33409.49
ILO 1 TV2-R500	ILO 1 (TV1, 2,3,4)	0.77880	399.1	310819.08
ILO 2 TV1 -CARB	ILO 2 (TV1)	0.78179	929.15	726400.18
KALLPA TG1-GAS	KALLPA (TG1)	0.58703	734.24	431020.91
KALLPA TG2-GAS	KALLPA (TG2)	0.58179	503.69	293041.81
MALACAS TG4-GAS	MALACAS (TG1 TG2 TG3 TGN4)	0.71084	579.81	412152.14
MOLLENDO 1 2 3-R500	MOLLENDO (MIR1,2,3, TGM1,TGM2)	0.62917	42.75	26897.02
PAITA 1-D2	PAITA (PAITEMDS,PAITSKDS)	0.75977	2.01	1527.14
TRUJILLO SUR TG-D2	TRUJILLO (TRUJ4)	1.07115	0.85	910.48
PIURA 2 - D2	PIURA (PIURGMT1,2, PIURMAN,PIURMIRLES)	0.70070	11.64	8156.15
SANTA ROSA UTI6-D2	SANTA ROSA (UTI5,6)	0.64515	158.14	102024.02
STA ROSA WEST TG7-D2	SANTA ROSA TG7	0.59057	225.16	132972.74
STAROSA TG8 GAS	SANTA ROSA TG8	0.56661	42.96	24341.57
SAN NICOLAS CUMMINS-D2	SAN NICOLAS (ONAN)	0.68960	1.2	827.52
SAN NICOLAS TV3-R500	SAN NICOLAS (TV1 TV2 TV3)	0.88534	131.68	116581.57
SULLANA - D2	SULLANA (SULLALCOS)	0.76871	5.98	4596.89
TAPARACHI-D2	TAPARACHI	0.72802	2.04	1485.16
PIURA TG -D2	PIURA TG (PIURTG)	1.22704	14.06	17252.18

Plantas Térmicas (1)	Plantas Térmicas (2)	EF _{EL} (tCO ₂ /MWh)	EG _{m, 2009} (GWh)	EG _m *EF _{EL} (tCO ₂)
TRUJILLO NORTE-D2	EMERG_NORTE (EMERG)	0.68960	83.34	57471.26
TUMBES-R6	TUMBES (MAK1,2)	0.64714	24.49	15848.46
VENTANILLA CCOMB TG3 &TG4-GAS	VENTANILLA (TG3, TG4, TV)	0.38709	3255.3	1260094.08
YARINACOCHA-R6	YARINACOCHA (WAR1,2,3,4)	0.69337	11.19	7758.81

Tabla 4.2-1. Estimación de EG_m . EF_{EL}

No se tomó en cuenta la energía de la C.T. Paramonga que operó en modo de prueba.

Reemplazando estos valores en la ecuación (11) tenemos que:

$$EF_{grid, OM \text{ simple}, 2009} = 0.5667 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \dots (12)$$

4.3 Estimación del Factor de emisión OM mediante método de despacho.

Para el cálculo del Factor de emisión OM mediante análisis de despacho se procede desarrollar el orden de mérito de despacho, el cual se basa en los costos marginales de operación.

A continuación vemos los costos marginales de operación de las unidades de generación de la red interconectada.

Orden de despacho ³	Unidad de generación	Tecnología	Costo Marginal (US/MWh)
0	HP 1	Hidroeléctrica	0
0	HP 2	Hidroeléctrica	0
0	HP 3	Hidroeléctrica	0
0	HP 4	Hidroeléctrica	0
0	HP 5	Hidroeléctrica	0
0	C.H. Arcata	Hidroeléctrica	0
0	C.H. Aricota	Hidroeléctrica	0
0	C.H. Cahua	Hidroeléctrica	0

³ Las centrales hidroeléctricas son consideradas como unidades de generación de base.

0	C.H. Callahuanca	Hidroeléctrica	0
0	C.H. Caña Brava	Hidroeléctrica	0
0	C.H. Carhuaquero 1 2 3	Hidroeléctrica	0
0	C.H. Carhuaquero 4	Hidroeléctrica	0
0	C.H. Charcani 1-6	Hidroeléctrica	0
0	C.H. Chimay	Hidroeléctrica	0
0	C.H. El Platanal	Hidroeléctrica	0
0	C.H. Gallito Ciego	Hidroeléctrica	0
0	C.H. Huampani	Hidroeléctrica	0
0	C.H. Huanchor	Hidroeléctrica	0
0	C.H. Huinco	Hidroeléctrica	0
0	C.H. La Joya	Hidroeléctrica	0
0	C.H. Machupicchu	Hidroeléctrica	0
0	C.H. Malpaso	Hidroeléctrica	0
0	C.H. Mantaro	Hidroeléctrica	0
0	C.H. Matucana	Hidroeléctrica	0
0	C.H. Moyopampa	Hidroeléctrica	0
0	C.H. Oroya-Pachachaca	Hidroeléctrica	0
0	C.H. Pariac	Hidroeléctrica	0
0	C.H. Restitución	Hidroeléctrica	0
0	C.H. San Gaban 2	Hidroeléctrica	0
0	C.H. Santa Cruz I	Hidroeléctrica	0
0	C.H. Yanango	Hidroeléctrica	0
0	C.H. Yaupi	Hidroeléctrica	0
0	C.H. Yuncan	Hidroeléctrica	0
0	C.H. Cañon del Pato	Hidroeléctrica	0
1	CT OQUENDO	Turbina a Gas Natural	0.00 ⁴
2	CHILCA 1 (TG3)	Turbina a Gas Natural	3.00
3	CHILCA 1 (TG2)	Turbina a Gas Natural	3.70
4	CHILCA 1 (TG1)	Turbina a Gas Natural	3.70
5	VENTANILLA (TG3, TG4, TV)	Ciclo Combinado	12.10
6	KALLPA (TG2)	Turbina a Gas Natural	15.50
7	KALLPA (TG1)	Turbina a Gas Natural	15.60
8	SANTA ROSA TG8	Turbina a Gas Natural	17.40
9	AGUAYTIA (TG1 TG2)	Turbina a Gas Natural	23.70
10	SANTA ROSA TG7	Turbina a Gas Natural	29.60
11	SANTA ROSA (UT15,6)	Turbina a Gas Natural	35.90
12	ILO 2 (TV1)	Carbón	54.90
13	MALACAS (TG1 TG2 TG3 TGN4)	Turbina a Gas Natural	59.80
14	MOLLENDO (MIR1,2,3, TGM1,TGM2)	Diesel 2 / Residual	76.00
15	CHILINA (SUL21,2)	Diesel 2 / Residual	88.80
16	TUMBES (MAK1,2)	Diesel 2 / Residual	91.30
17	SAN NICOLAS (TV1 TV2 TV3)	Petróleo Residual	109.60
18	CHICLAYO OESTE (CH-O_SZ1,2,CH-O_GMT1,2,3)	Diesel 2 / Residual	120.60

⁴ De acuerdo a la legislación vigente, la cogeneración despacha como primera fuente de generación térmica. DS N° 064-2005-EM Reglamento de Cogeneración. Artículo 7.1

19	PIURA (PIURGMT1,2, PIURMAN,PIURMIRLEES)	Diesel 2 / Residual	125.80
20	ILO CAT	Diesel 2 / Residual	126.60
21	ILO 1 (TV1, 2,3,4)	Petróleo Residual	131.10
22	CHILINA (TV1,2,3)	Petróleo Residual	136.90
23	SAN NICOLAS (ONAN)	Diesel 2 / Residual	137.10
24	YARINACocha (WAR1,2,3,4)	Diesel 2 / Residual	143.70
25	BELLAVISTA	Diesel 2 / Residual	147.10
26	ILO 1 (TG1 TG2)	Diesel	152.40
27	EMERG_NORTE (EMERG)	Diesel 2	152.80
28	PAITA (PAITEMDS,PAITSKDS)	Diesel 2 / Residual	156.00
29	SULLANA (SULLALCOS)	Diesel 2 / Residual	156.00
30	TAPARACHI	Diesel 2 / Residual	156.70
31	CHILINA CC	Ciclo combinado	175.80
32	PIURA TG (PIURTG)	Gas Turbine Diesel	195.50
33	TRUJILLO (TRUJ4)	Gas Turbine Diesel	204.70
34	CHIMBOTE (CHIM1,3)	Gas Turbine Diesel	219.20

Tabla 4.1 Costo marginal de las unidades de generación de electricidad – Orden de despacho

Para la determinación del conjunto n de plantas de generación en la ecuación (5), se tomó aquellas que representaban el 10% del total de generación de esa hora y que hacían parte del tope del despacho.

Con las ecuaciones (4) y (5) se calcula el factor de emisión, procesando la información horaria del SEIN resultando:

$$EF_{\text{grid,OM-DD,y}} = 0.73512 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \quad (13)$$

La cantidad de procesamiento de datos es extensa y dada su magnitud no se pueden incluir en esta sección.

Estimación del factor de emisión BM.

Se procede a estimar las unidades de generación m según la sección 2.3, teniendo como resultado:

Año de Ingreso	Unidad de generación	Tipo	Generación 2009 (MWh)
ago-09	SANTA ROSA TG8	Gas Turbine Natural Gas	42,960
jul-09	CHILCA 1 (TG3)	Gas Turbine Natural Gas	412,180
jun-09	KALLPA (TG2)	Gas Turbine Natural Gas	503,690
jun-09	EMERG_NORTE (EMERG)	Diesel 2	83,340
ene-09	CT OQUENDO	Gas Turbine Natural Gas	187,440
jul-07	CHILCA 1 (TG2)	Gas Turbine Natural Gas	1,144,140
jul-07	KALLPA (TG1)	Gas Turbine Natural Gas	734,240
dic-06	CHILCA 1 (TG1)	Gas Turbine Natural Gas	996,140
oct-06	VENTANILLA (TG3, TG4, TV)	Combined Cycle	3,256,210
		TOTAL	7,360,340

El total de generación es 29,678,736 MWh en el año 2009, por lo que este grupo representativo generan 7,360,340 MWh y significan 24.80%, sobrepasan el nivel de 20% requerido. Este valor es mayor que la generación de los 5 últimas adiciones, las cuales representan 1,229,610 MWh. Por tanto el margen de construcción elegido es el de generación superior al 20%.

Unidad de Generación	Generación (MWh)	Factor de emision (tCO2/MWh)
SANTA ROSA TG8	42,960	0.56661
CHILCA 1 (TG3)	412,180	0.58880
KALLPA (TG2)	503,690	0.58179
EMERG_NORTE (EMERG)	83,340	0.68960
CT OQUENDO	187,440	0.58179
CHILCA 1 (TG2)	1,144,140	0.56661
KALLPA (TG1)	734,240	0.58703
CHILCA 1 (TG1)	996,140	0.56172
VENTANILLA (TG3, TG4, TV)	3,256,210	0.38709
Total	7,360,340	

Reemplazando en la ecuación (6) obtenemos:

$$EF_{\text{grid, BM, 2009}} = 0.49263 \text{ (tCO}_2\text{/MWh)} \quad (14)$$

Por tanto, reemplazando las ecuaciones (12), (13) y (14) en (7), el factor de emisión margen combinado (CM), a ser usado para el cálculo de reducciones de emisiones de CO₂ de proyectos MDL es:

a. Usando el OM simple

$$EF_{\text{grid, CMsimple, 2009}} = 0.52967 \text{ (tCO}_2\text{/MWh)} \quad (15)$$

b. Usando el OM análisis de despacho

$$EF_{\text{grid, CM.DD, 2009}} = 0.61388 \text{ (tCO}_2\text{/MWh)} \quad (16)$$

5. DISCUSIÓN

Las reducciones de emisiones para una central hidroeléctrica que provee una cantidad de energía E_y se pueden estimar mediante (8), (9), (15) y (16)

$$RE_{OM \text{ simple},y} = 0.52967 (E_y) \quad (17)$$

$$RE_{OM \text{ DD},y} = 0.61388 (E_y) \quad (18)$$

$RE_{OM \text{ simple}}$ = Reducciones de emisiones usando el factor de emisión OM simple para el año y (tCO_2).

$RE_{OM \text{ DD}}$ = Reducciones de emisiones usando el factor de emisión OM análisis de despacho para el año y (tCO_2).

E_y = Energía entregada a la red interconectada en el año y (MWh).

Restando (18) y (17), la diferencia se puede expresar

$$D_{RE} = 0.08421 (E_y) \quad (19)$$

Es decir la diferencia entre aplicar uno y otro método es de 0.08421 tCO_2 año por cada MWh.

5.1 Análisis económico de aplicación de las metodologías de análisis de despacho para pequeñas hidroeléctricas menores a 5 MW.

Se realizó una evaluación económica de la toma de decisión de optar por un factor de emisión más complejo respecto al método simple, pero que significan mayores costos de consultoría especializada.

$$\text{Energía anual esperada} = \text{capacidad instalada} \times \text{factor de planta} \times 8760 \quad (20)$$

Donde:

Factor de planta = 70%

El precio de los bonos de carbono provenientes de proyectos MDL, ronda entre los 8 USD y 12 USD por tonelada de CO₂ por lo que se asumirá un valor medio de 10 USD.

Usando la ecuación (19) y (20) y los datos expuestos podemos calcular los bonos de carbono adicionales por el uso de la metodología OM de análisis de despacho en vez de la metodología OM simple.

Tabla 5.1 Bonos de carbono adicionales (USD)

Potencia Instalada (MW)	Energía Anual (MWh)	Reducciones adicionales (tCO ₂)	Bonos de carbono adicionales (USD)
1	6132	516.4	5163.8
2	12264	1032.8	10327.5
3	18396	1549.1	15491.3
4	24528	2065.5	20655.0
5	30660	2581.9	25818.8

Tabla 5.2 Flujo anual (USD)

Bonos de carbono USD	Costo por Monitoreo USD	Flujo anual USD
5163.8	5000	163.8
10327.5	5000	5327.5
15491.3	5000	10491.3
20655.0	5000	15655.0
25818.8	5000	20818.8

Realizamos la evaluación económica de la aplicación de la actividad mediante el uso de la tasa interna de retorno TIR, metodología utilizada para evaluación económica financiera de proyectos de inversión.

Para esto proyectamos los cálculos realizados ex – ante para un periodo de 7 años, usualmente establecido como periodo de crédito por la UNFCCC.⁵ (FONAM, Guía Práctica para Desarrolladores de Proyectos, 2004 [6])

El costo adicional por aplicar la metodología de análisis de despacho para el factor de emisión OM es de 20 000 USD.⁶ Con esta información se proyectan los flujos de caja para realizar en análisis de inversión mediante la TIR.

⁵ La UNFCCC establece periodos de crédito de 7 años renovables por 2 periodos hasta un máximo de 21 años. Al final de cada periodo renovable tendrá que realizarse un nuevo procedimiento de evaluación del proyecto.

⁶ No existe documentación sobre estos costos dado que son contratos privados, pero se ha estimado este valor en base a la experiencia del autor en consultoría sobre desarrollo de proyectos MDL.

Tabla 5.3 Flujo de caja del uso de la metodología OM análisis de despacho (USD)

Año	Flujo de caja por Potencia Instalada (USD)				
	1 MW	2 MW	3 MW	4 MW	5 MW
0	-20000	-20000	-20000	-20000	-20000
1	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0
3	163.7572	5327.5144	10491.2716	15655.0288	20818.786
4	163.7572	5327.5144	10491.2716	15655.0288	20818.786
5	163.7572	5327.5144	10491.2716	15655.0288	20818.786
6	163.7572	5327.5144	10491.2716	15655.0288	20818.786
7	163.7572	5327.5144	10491.2716	15655.0288	20818.786
8	163.7572	5327.5144	10491.2716	15655.0288	20818.786
9	163.7572	5327.5144	10491.2716	15655.0288	20818.786

Se usó el programa de procesamiento de datos MS Excel para el cálculo de la TIR, con lo que se obtuvieron los datos en la tabla 5.4

Tabla 5.4 Tasa Interna de Retorno del uso de la metodología de análisis de despacho para el cálculo del factor de emisión

Potencia Instalada (MW)	TIR
1	negativo
2	11%
3	26%
4	37%
5	46%

Se concluye que para potencias instaladas menores a 3 MW, no valdría la pena realizar la inversión adicional en consultoría para la estimación del factor de emisión con margen de operación por análisis de despacho, tomando en cuenta que el TIR de un proyecto a actividad debe ser superior a 15%.

6. CONCLUSIONES

- Se ha realizado el cálculo del factor de emisión de CO₂ del SEIN mediante 2 diferentes metodologías las cuales significan diferentes costos por parte de un desarrollador de proyecto a la hora de contratar consultoría especializada.
- Mediante la proyección de las reducciones de emisiones y de los flujos de caja esperados se ha podido caracterizar la diferencia entre los rendimientos en términos monetarios a la hora de usar diferentes metodologías para la estimación del factor de emisión del SEIN.
- Los resultados nos muestran que para microcentrales hidroeléctricas, la aplicación de la metodología de análisis de despacho para el margen combinado del factor de emisión sólo se justifica si es que se implementa un proyecto de 3 MW de capacidad instalada en adelante.
- Esta información podrá ser usada por los próximos desarrolladores de proyectos de pequeñas centrales para decidir que alternativa usar a la hora de desarrollar sus proyectos para el registro de los mismos ante la Junta Ejecutiva del Mecanismo de Desarrollo Limpio de Naciones Unidas, y ser de esta manera mas costo efectivos.

7. REFERENCIAS

[1] IGES, "CDM on charts", (2008)

[2] UNEP RISOE. "Finance CDM Projects" (2007)

[3] UNFCCC, "ACM0002 Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources", (2009)

[4] UNFCCC, "Tool to calculate the emission factor for an electricity system", (2009)

[5] COES. Anuario Estadístico (2009)

[6] Fondo Nacional del Ambiente, Guía Práctica para Desarrolladores de Proyectos (2004)