

UNEP/UNDP/WRI
**GCF READINESS
PROGRAMME**




UN 
environment



*Al servicio
de las personas
y las naciones*

Supported by:

 Federal Ministry for the
Environment, Nature Conservation,
Building and Nuclear Safety

based on a decision of the German Bundestag

EVALUACIÓN DE LOS FLUJOS DE INVERSIÓN Y FLUJOS DE FINANCIAMIENTO PARA LA MITIGACIÓN DE EFECTOS DEL CAMBIO CLIMÁTICO EN EL SECTOR ENERGÉTICO DE EL SALVADOR, 2018.

**SUBSECTOR INDUSTRIA ENERGÉTICA (HIDROELÉCTRICA, FOTOVOLTAICA Y EÓLICA)
SUB-SECTOR TRANSPORTE (MEJORAR LA CALIDAD DEL COMBUSTIBLE DIESEL SERVIDO EN EL
PAÍS LIMITANDO EL CONTENIDO DE AZUFRE A 500 PM)**



Empresa Consultora

Marzo, 2018

EQUIPO DE PAIS SECTOR ENERGIA

COORDINACION GENERAL

**Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales
Lic. Lina Pohl
Ing. Ernesto Duran**

**Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
Ing. Silvia Vides
Ing. Carlos Gómez**

EQUIPO DE PAIS

**Dra. Mildred Alvarado, Coordinadora Evaluación FIFF
Ing. Francisco López, Responsable Sectorial en Energía
Licda. Karina Meléndez, Responsable de Levantamiento de
Información Financiera**

APOYO TECNICO

**Comisión Nacional de Energía
Ing. Luis Reyes
Ing. Carlos Nájera,
Ing. Moisés Urbina
Ing. Herberth Palacios
Licda. Cony Guardado**

Tabla de contenido

1. Introducción.....	1
1.1 Objetivo.....	1
1.2 Antecedentes.....	1
1.2.1 Análisis previos.....	1
1.2.2 Arreglos institucionales y colaboraciones.....	3
1.2.3 Metodología básica y terminología clave.....	3
1.2.4 Breve descripción de la metodología.....	4
2. Alcance, Datos Incorporados y escenarios.....	6
2.1 Subsector Industria energética y subsector transporte.....	6
2.2 Entrada de datos y escenarios.....	8
2.2.1 Periodo de evaluación y parámetros de contabilización de costos.....	8
2.2.2 Enfoque analítico.....	8
2.4.3 Escenario Base.....	19
2.4.4 Derivación de FI, FF, O&M del escenario base.....	24
2.4.5 Escenario de Mitigación.....	28
3. Resultados.....	38
3.1 Cambios Incrementales.....	38
4. Implicaciones Políticas.....	44
4.1 Generación de Energía.....	44
4.2 Eficiencia Energética.....	44
4.3 Subsector Transporte.....	44
5. Incertidumbres claves y Limitaciones Metodológicas.....	44
5.1 Generación de energía.....	44
5.2 Eficiencia Energética.....	45
5.3 Subsector Transporte.....	45
6. Referencias.....	46
7. Anexos.....	47

Índice de Gráficos

Gráfico 1. Generación de CO2 en el sector de energía.....	6
Gráfico 2. Demanda Nacional de Energía en El Salvador (GWh) 2015 - 2030	10
Gráfico 3. Comparación de flujos de inversión y financiamiento de escenarios BAU y Mitigación	41

Índice de Tablas

Tabla 1. Porcentaje de consumo de combustibles en los diferentes subsectores del Sector Energía	7
Tabla 2. Demanda histórica de energía 2011 - 2015	9
Tabla 3. Factores de emisión de CO2 por fuente de energía.....	11
Tabla 4. Factores de Planta históricos y típicos por tipo de generación instalada en El Salvador	12
Tabla 5. Proyectos históricos y futuros utilizados para determinar costos unitarios de instalación para cada una de las diversas fuentes de generación	13
Tabla 6. Costos unitarios de flujos de inversión por fuente de energía.	14
Tabla 7. Costos de O&M fijo unitarios (US\$MM/MW anual) y variable (US\$MM/MWh) por tipo de recurso	15
Tabla 8. Datos del año base FF y FI, por Tipo de Inversión, Entidad de Inversión y Fuente de Financiamiento (2015)	17
Tabla 9. Potencias de Generadores nacionales en periodo histórico 2011-2015	18
Tabla 10. Cálculos técnicos del escenario BAU, Generación de Energía	20
Tabla 11. NDCs para la Generación de energía.....	20
Tabla 12. Cálculos Técnicos del escenario BAU, Eficiencia energética en edificios públicos	22
Tabla 13. Cálculos técnicos escenario BAU, Eficiencia energética en Alumbrado Público	23
Tabla 14. Escenario Base: Estimaciones acumuladas de FI, FF y O & M, por Tipo de Inversión, Entidad de Inversión y Fuente de Financiamiento (2015-2030)	25
Tabla 15. Escenario de Referencia: Estimaciones anuales de FI, FF y O y M por Tipo de Inversión.....	27
Tabla 16. Cálculos técnicos del escenario Mitigación, Generación de energía, NDCs 1 y 3	29
Tabla 17. Cálculos técnicos del escenario Mitigación, Generación de energía, NDCs 1.1 y 3.1	31
Tabla 18. Cálculos Técnicos del escenario de Mitigación, Eficiencia energética en edificios públicos, Meta 2.1	33
Tabla 19. Cálculos Técnicos del escenario Mitigación, Eficiencia energética en Alumbrado Público, NDC 2.1	34
Tabla 20. Escenario objetivo: Estimaciones acumuladas descontadas de IF, FF y O & M, por tipo de inversión, entidad de inversión y fuente de financiamiento.	36
Tabla 21. Estimaciones anuales de IF, FF y O & M por tipo de inversión	37
Tabla 22. Estimaciones acumuladas descontadas de IF, FF y O & M, por tipo de inversión, entidad de inversión y fuente de financiamiento.	39
Tabla 23. Estimaciones anuales incrementales de IF, FF y O & M por tipo de inversión	40
Tabla 24. Cronograma de inversiones propuestas	43

INDICE DE ABREVIATURAS

CH4

Metano, Gas de Efecto Invernadero5

GNL

Gas Licuado Natural, combustible no renovable emisor de CO2 en bajas cantidades . 9, 10, 11, 12, 13, 14, 20, 28, 29, 31, 43

GWh

Gigavatio, unidad de medida de energia electrica..9, 10, 11, 12, 15, 19, 20, 22, 23, 28, 29, 30, 31, 33, 34

HFO

Heavy Fuel Oil

Combustible fosil emisor de CO2 en grandes proporciones 5, 7, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 18, 19, 20, 26, 28, 29, 31

MW

Megavatio, unidad de potencia electrica . 10, 12, 13, 14, 15, 18, 20, 28, 29, 31, 45

MWh

Megavatio-hora, unidad de medida de energia electrica 14, 15, 16

SEER

Seasonal Energy Efficiency Rating, factor que denota la eficiencia de equipos de climatizacion, incluyendo aires acondicionados. A mayor valor, mas eficiente es el equipo. 16

US\$MM

"USDMM" o "USMM", Millones de dolares de los Estados Unidos de America 13, 15, 43

1. Introducción

1.1 Objetivo

El objetivo principal de este documento es determinar, a través de la aplicación de la metodología de evaluación de flujos de inversión y flujos de financiamiento, los fondos monetarios y políticas necesarios para implementar las medidas de mitigación que hagan frente a los efectos del cambio climático en el Sector Energía de El Salvador.

1.2 Antecedentes

El cambio climático es una realidad cuyos efectos ya se perciben a nivel mundial. Uno de estos efectos directos es el incremento en la temperatura ambiente. Estudios revelan que la temperatura promedio del planeta incrementará 4º C si no se toma acción alguna.

Como respuesta a este efecto, representantes de países de todo el mundo se reúnen en París, comprometiéndose a adoptar medidas para que la temperatura del planeta no aumente a más de 2º C. El 22 de abril de 2016 El Salvador firma el Acuerdo de París y La Asamblea Legislativa lo ratifica el 17 de noviembre de ese mismo año.

Sin embargo, la implementación de estas medidas implica inversiones importantes de dinero que el presupuesto del estado debe considerar, por lo cual es necesaria la obtención de financiamiento ya sea de fuentes internas o externas. Es aquí donde surge la necesidad de adoptar una metodología que permita identificar estas inversiones críticas y determinar sistemática y ordenadamente los flujos de inversión y financiamiento que deben adquirirse y programarse para implementar los proyectos de mitigación que el sector energético precisa. La Metodología de Evaluación de Flujos de Inversión y Financiamiento (FIFF) desarrollada por el PNUD es la herramienta principal de evaluación del presente análisis.

1.2.1 Análisis previos

El Consejo Nacional de Energía (CNE) es la entidad que el gobierno de El Salvador designó para establecer las metas concretas de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), específicamente de CO₂ en el sector energía. En el 2016, CNE realizó un análisis técnico para determinar los tipos de generadores, sus capacidades de potencia y energía asociados, necesarios para determinar los Compromisos Nacionalmente Determinados (NDCs). Como producto de este análisis técnico, CNE elaboró el documento denominado “Contribución Determinada a Nivel nacional de El Salvador en el marco de la Política Energética Nacional y la Estrategia de Eficiencia Energética” en el cual se seleccionaron los subsectores claves y sus actividades específicas, se estimaron las emisiones de gases de efecto invernadero tales como Dióxido de Carbono (CO₂) que se obtienen de no tomar medidas de mitigación, así como las emisiones de CO₂ que se obtienen de implementar medidas específicas de mitigación.

Contribución Determinada a Nivel nacional de El Salvador en el marco de la Política Energética Nacional y la Estrategia de Eficiencia Energética

El desarrollo de la presente evaluación financiera del sector de Energía se basa en el mencionado análisis técnico previamente realizado por CNE. Además, se evalúan las propuestas realizadas, se validan, comentan, actualizan y de ser aplicable, se realizan recomendaciones y comentarios con la retroalimentación del sector. Además de validar y actualizar la propuesta técnica realizada por CNE, se traducen las implementaciones de potencia y energía en los respectivos flujos de inversión, financiamiento y gastos de operación y mantenimiento, que son el objetivo de este análisis.

Las contribuciones nacionalmente determinadas (NDCs) determinadas por CNE y contenidas en su estudio técnico se mencionan a continuación:

- 1.** Reducción de GEI en 46% para el 2025 con respecto a un crecimiento en la producción de energía sin acciones de mitigación concretas en la generación de energía.
 - 1.1. Se puede lograr un 15% adicional condicionado al apoyo financiero de 92MW adicionales provenientes de generación geotérmica.
- 2.** Reducción de GEI en 28% para el 2025 con respecto a un escenario sin acciones concretas.
 - 2.1. Se puede alcanzar un 5% adicional condicionado a la implementación de proyectos NAMA. a través de medidas de eficiencia energética
- 3.** Incremento de energía renovable para el año 2025 en 30% respecto a la energía renovable generada en el 2015.
 - 3.1. Se puede lograr un 19% adicional condicionado al apoyo financiero para desarrollar 92MW adicionales provenientes de generación geotérmica.
- 4.** Normativa para mejorar la calidad de combustible Diesel servido en el país disminuyendo el límite máximo permitido del contenido de azufre de 5000ppm a 500ppm

Las Contribuciones 1, 2 y 3 corresponden al subsector de Industria Energética y la Contribución 4 corresponde al subsector Transporte. Estas son consideradas por CNE como compromisos firmes mientras que las NDCs 1.1, 2.1 y 3.1 son condicionadas al apoyo financiero extranjero. En las siguientes secciones de este documento se analiza la importancia de estos subsectores y medidas en los mismos.

Otros estudios previos para la evaluación del sector de energía se mencionan a continuación:

Contribuciones Nacionales Determinadas (“NDC”): Metas que El Salvador se ha comprometido en cumplir para contribuir a afrontar los efectos del cambio climático.

“Política Energética Nacional 2010-2024” (“PEN 2010-2024”): Documento elaborado por CNE en el cual se establece un plan para diversificar la matriz de generación de energía eléctrica de El Salvador con el objetivo de hacerlo menos dependiente de hidrocarburos.

“Plan Maestro para el Desarrollo de Energías Renovables en El Salvador” (“Plan Maestro ER”)

“Contribución Determinada a Nivel nacional de El Salvador en el marco de la Política Energética Nacional y la Estrategia de Eficiencia Energética” (Reporte CNE-NDC-SE).

“Boletín de Estadísticas Eléctricas” 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015 (Boletín Estadísticas SIGET 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015): Boletines informativos emitidos por SIGET correspondientes a los años 2011 hasta 2015 y que contienen estadísticas anuales oficiales relativas al sector eléctrico incluyendo producción de energía por generador, capacidad de potencia instalada por generador y tipo de generación, consumo de energía por sector y otros datos de relevancia para la aplicación de la Metodología FI, FF y O&M

“Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA)”, 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015: emitidos anualmente por CEPAL en los años.

“Centroamérica: Estadísticas de Hidrocarburos” 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015 (Boletín Hidrocarburos CEPAL 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015)

1.2.2 Arreglos institucionales y colaboraciones

Para el desarrollo del presente documento, se gestionó la colaboración de las entidades gubernamentales responsables de planificar, legislar y ejecutar proyectos relacionados al Sector Energía: Comisión Nacional de Energía como entidad planificadora (“CNE”), Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (“SIGET”) como unidad reguladora, Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Rio Lempa (“CEL”) como entidad ejecutora de proyectos de generación de energía. La colaboración de estas entidades consiste principalmente en proporcionar información relevante de sus gastos históricos realizados en las actividades relacionadas al desarrollo de este documento tal como se definirá más adelante, retroalimentación de la implementación de la metodología y proporción de información relacionada a las medidas de mitigación identificadas en el sector.

1.2.3 Metodología básica y terminología clave

Tal como se definió en los objetivos, la metodología de evaluación de flujos de inversión y flujos de financiamiento es la herramienta básica que se utiliza en el desarrollo del presente documento.

Para una mejor comprensión se definen los términos técnicos más utilizados en este proyecto:

Los flujos de inversión (FI): son el costo de capital de un activo físico nuevo con una vida útil de más de un año. Se limitan a activos físicos nuevos porque tales inversiones tienen repercusiones en el cambio climático durante las vidas operativas de las instalaciones y el equipo adquirido.

Los flujos de financiamiento (FF): son los gastos en medidas programáticas en curso; los flujos de financiamiento abarcan gastos distintos de aquellos para expansión o instalación de activos físicos nuevos.

Costos de operación y mantenimiento (O&M): costos de operación y mantenimiento (O&M) asociados a los activos físicos adquiridos con flujos de inversión (por ejemplo, costos fijos y variables como salarios y materias primas).

Entidad de inversión: Son las entidades que han invertido o están invirtiendo. Las entidades inversoras pueden ser los hogares, el gobierno o las empresas del sector privado.

Las fuentes de los fondos de flujos de inversión y de financiamiento: son los orígenes de los fondos invertidos por las entidades de inversión. Por ejemplo, el patrimonio nacional, deuda exterior, subsidios internos, ayuda extranjera entre otros.

Escenario de Línea de Base (“Business As Usual”, “habitual”, o “BAU”): describe qué puede suceder si no hay políticas nuevas para abordar el cambio climático

Escenario de Mitigación: El escenario de mitigación incorpora nuevas medidas para responder a los impactos potenciales del cambio climático, describiendo las tendencias socioeconómicas esperadas, los cambios tecnológicos, las nuevas tendencias para responder a los potenciales impactos del cambio climático y las inversiones esperadas en el sector para la implementación de las medidas de respuesta a los impactos potenciales.

El periodo de evaluación: es el horizonte de tiempo para la evaluación; es decir, la cantidad de años que abarcan los escenarios de línea de base y de cambio climático, y la corriente asociada de flujos de inversión, flujos de financiamiento, y costos de operación y mantenimiento anual.

El año de base: es el primer año del periodo de evaluación; es decir, es el primer año de los escenarios de línea de base y mitigación, para este caso 2015.

1.2.4 Breve descripción de la metodología

Conceptualmente, la metodología FIFF presentada por el PNUD se resume a continuación: Una vez que se ha definido claramente el alcance del sector de energía, se proyectan los costos pertinentes de inversión para este sector para dos escenarios futuros: 1) un escenario de línea de base, que refleja una continuación de las políticas y planes actuales, es decir, un futuro en el que no se toman nuevas medidas para abordar el cambio climático (también llamado escenario “habitual”), y 2) un escenario de cambio climático, en el que se toman nuevas medidas de mitigación (“escenario de mitigación”) o se toman nuevas medidas de adaptación (“escenario de adaptación”). A continuación, se comparan los costos de inversión de los escenarios de línea de base y mitigación (o de línea de base y adaptación) para determinar los cambios necesarios en las inversiones para mitigar las emisiones debidas al sector (o adaptarse a los impactos al sector). Por último, se hacen recomendaciones de políticas pertinentes.

La metodología explica que los cambios en las inversiones pueden incluir no sólo aumentos en éstas (nueva financiación), sino también cambios en las inversiones existentes (reasignaciones de niveles de financiación existentes y proyectadas, de forma tal que disminuyan los fondos para un área, y aumenten en otra).

Terminología técnica en el Sector de Energía

Para el análisis sectorial y con el objetivo de facilitar la comprensión del documento al lector, se utilizó la terminología y abreviaciones propia del Sector Energía descritos a continuación:

Participantes del Mercado Eléctrico

Comisión Nacional de Energía (“CNE”): entidad gubernamental encargada de dictar las políticas energéticas nacionales y a quien el gobierno ha designado para representar a El Salvador en el tema de Contribuciones Nacionales Determinadas para El Sector Energía.

Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (“SIGET”): Entidad gubernamental que, entre otras funciones, es la encargada de regular el mercado eléctrico de El Salvador incluyendo la supervisión de procesos de licitación de contratos de energía, permitir el ingreso de operaciones a nuevos generadores.

Unidad de Transacciones (“UT”): entidad privada que administra y opera el mercado eléctrico mayorista de El Salvador.

Grupo CEL: Entidad estatal autónoma encargada, entre otras funciones, de ejecutar y operar proyectos de generación de energía eléctrica y administrar la red de transmisión de energía. Se compone de 5 divisiones:

- **Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Rio Lempa (“CEL”)**: Generador de energía a base de grandes centrales hidroeléctricas
- **Geotérmica Salvadoreña SA de CV (“LAGEO”)**: Generador de energía a base de recurso geotérmico
- **Inversiones Energéticas SA de CV (“INE”)**: Generador de energía eléctrica a base de combustibles fósiles (HFO)
- **Compañía Eléctrica Cucumacayán SA de CV (“CECSA”)**: Generador de energía eléctrica a base de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH)
- **Empresa Transmisora de El Salvador SA de CV (“ETESAL”)**: Empresa encargada de la operación, mantenimiento y expansión de la red de transmisión eléctrica de El Salvador y que permite las transacciones de energía nacionales e internacionales que se dan en el mercado mayorista administrado por la Unidad de Transacciones.

Distribuidora de electricidad DELSUR (“DELSUR”): Empresa privada que distribuye y comercializa energía eléctrica en la zona centro-sur del país al 21.5% de los clientes del mercado eléctrico.

AES El Salvador (“AES”): Empresa privada que distribuye y comercializa energía eléctrica en todo el país y cuenta con el 77.6% de los clientes del mercado eléctrico.

EDESAL, B&D y Abruzzo: Empresas privadas distribuidoras de energía eléctrica y que cuentan con 0.8%, 0.1% y 0.01% respectivamente de los clientes del mercado eléctrico del país.

Ministerio de Hacienda (“MH”): Entidad gubernamental que entre sus funciones es responsable de recolección de impuestos y administración de finanzas públicas.

Generador: Cualquier generador de energía

Generador(es) Privados: Todo generador que no pertenece al conglomerado de Grupo CEL.

Compañías distribuidoras (“Distribuidoras”): Significa el total de empresas distribuidoras del país (AES, DELSUR, EDESAL, B&D y Abruzzo).

2. Alcance, Datos Incorporados y escenarios

Sector Energía

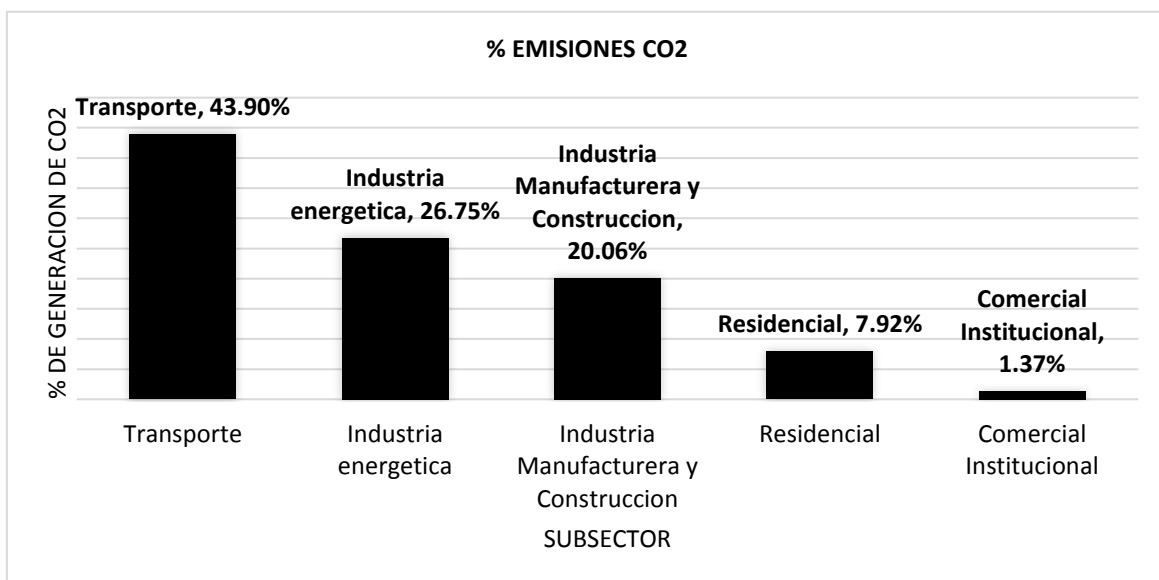
Históricamente el Sector Energía ha sido el principal emisor de Gases de Efecto invernadero (GEI) a nivel global, llegando a emitir el 70% de los mismos (WGIII contribución to the AR4 of the IPCC, 2007). En El Salvador se repite este comportamiento, siendo el Sector Energía el que durante el 2005 emitió el 40.9% de la combinación de dióxido de carbono (CO₂), metano CH₄) y Óxido nitroso (N₂O) (MARN-UCA 2010b). Es por esta razón que el Sector es prioridad de análisis y de aplicación de la Metodología FI, FF y OM.

2.1 Subsector Industria energética y subsector transporte

Los subsectores y actividades específicas que serán objeto de la presente evaluación son seleccionados dependiendo de cuan alto es su aporte de emisiones de CO₂ en el sector energía.

El Sector Energía comprende 5 grandes subsectores¹ clasificados por su actividad económica. Estos subsectores son: Transporte, Industria Energética, Industria Manufacturera y de Construcción, Residencial y Comercial/Institucional. El Grafico 1 muestra las emisiones porcentuales de CO₂ por cada subsector.

Gráfico 1. Generación de CO₂ en el sector de energía



Fuente: MARN-UCA 2010b

¹ Fuente: MARN-UCA 2010b

Adicionalmente, considerando que el CO2 es producido mayormente por los combustibles fósiles, es necesario conocer cuáles y en qué medida son utilizados los combustibles fósiles en las actividades de los subsectores.

Los combustibles fósiles de uso en El Salvador son HFO, Diesel, Gasolina y GLP y son consumidos en un 100% por los 5 subsectores tal como se ilustra en la Tabla 1.

Tabla 1. Porcentaje de consumo de combustibles en los diferentes subsectores del Sector Energía²

Combustible	Subsectores				
	Transporte (Terrestre)	Industria energética (Generación)	Industria Manufacturera y Construcción	Residencial (Cocina)	Comercial Institucional
Gasolina	100%				
Diesel	64%		33%		2%
HFO		77%	23%		
GLP			16%	81%	2%
Madera			10%	88%	2%
Otra Biomasa		5%	95%		

Fuente: MARN-UCA 2010b

Considerando que la mayoría de las emisiones de CO2 son producidas por los subsectores Transporte con 43.9% e Industria Energética con 26.75% (Grafico 1) y que en estos subsectores se utiliza el 77% del HFO y el 64% del Diesel consumido en el país (Tabla 1), se justifica la priorización del CNE en seleccionar los subsectores Industria Energética y Transporte para que El Salvador cumpla con su cometido de disminuir las emisiones del GEI.

Adicionalmente, El Salvador es un país en creciente desarrollo poblacional, lo cual implica un incremento en el consumo de energía y por lo tanto en la generación de energía eléctrica, que son las actividades comprendidas en el subsector de Industria Energética. Así mismo, el crecimiento poblacional incrementa la necesidad de transporte terrestre, actividad que forma parte del subsector Transporte. El análisis del subsector industria energética abarca las actividades de generación y consumo de energía eléctrica, específicamente la generación de energía con fuentes renovables y no renovables de energía (generación) como en la implementación de medidas de eficiencia energética (consumo) en edificios públicos y alumbrado público.

El análisis del Subsector transporte se concentra en la implementación de políticas que mitiguen la contaminación del ambiente al limitar el contenido de azufre del combustible Diesel, el cual es el insumo primario del transporte terrestre público y comercial en El Salvador. Cabe mencionar que tal política ya está en proceso de implementación.

Área Geográfica

Es de igual importancia mencionar que la actividad de ambos subsectores se da en todo el territorio nacional por lo que el análisis comprende esa misma extensión geográfica.

² Fuente: MARN-UCA 2010b

2.2 Entrada de datos y escenarios

2.2.1 Periodo de evaluación y parámetros de contabilización de costos

El periodo de análisis comprende del año 2011 al 2030, se ha tomado como año base el 2015. Los datos históricos recolectados comprenden el periodo 2011 al 2015 mientras que el periodo del Escenario Base y del Escenario de Mitigación será del 2015-2030.

La moneda utilizada en todo el documento es el dólar de los Estados Unidos de América por ser la moneda en curso oficial de El Salvador.

2.2.2 Enfoque analítico

Se describe la fuente de datos históricos y enfoque analítico utilizado para cada actividad de cada subsector. Sin embargo, se analizaron y, de ser compatibles con la Metodología FI, FF y O&M, se actualizaron y utilizaron los datos y enfoques del Reporte CNE-NDC-SE.

CNE y SIGET

Es necesario mencionar que en el presente análisis se han considerado los gastos de CNE y SIGET. Estas entidades no están directamente encargadas de ejecutar las actividades de los subsectores (proyectos de generación de energía eléctrica, eficiencia energética, transporte). Sin embargo, su función principal es dictar políticas de programación (CNE) y regulación (SIGET) del mercado eléctrico, lo cual si incide directamente en la creación de políticas y leyes que impulsan las actividades que impactan en el cumplimiento o no de las NDCs. Por este motivo, la totalidad de los gastos realizados por estas entidades se consideran flujo de financiamiento (FF). En muchas ocasiones como se verá más adelante, sus actividades son financiadas por donaciones extranjeras.

Debido a la naturaleza de sus funciones, estas entidades no tendrán variación en sus gastos (FF). Lo anterior indica que el análisis no reflejara necesidad de financiamiento **adicional** para estas entidades y los gastos reflejados son presentados para fines de información únicamente.

2.2.2.1 Subsector Industria Energética

La Industria energética comprende dos grandes actividades: a) generación de energía, la cual es realizada por entidades estatales y privadas, estas últimas con capital nacional y extranjero y b) consumo de energía, en el cual participan entidades públicas y privadas.

Generación de energía.

CNE emitió el documento “Política Energética Nacional 2010-204” que tiene como objetivo principal la diversificación de la matriz energética, con el objetivo de disminuir la dependencia de generar energía utilizando combustibles fósiles, utilizando en su lugar energía renovables.

Siguiendo los lineamientos de esta política, las medidas de mitigación propuestas por CNE en la generación de energía consisten en incremento de generación de energía por medio de fuentes renovables para disminuir la producción de energía de fuentes no renovables y consecuentemente disminuir las emisiones de CO₂.

Para lograr que la diversificación de la matriz energética fuese una realidad y aprovechando la creciente demanda de energía del país, las distribuidoras de energía lanzaron licitaciones públicas internacionales para comprar energía a largo plazo específicamente de generadores de energía de fuentes renovable. Para hacer atractiva la licitación, se crearon diversas políticas y leyes, entre estas la ley de incentivos fiscales que incluye la exención de impuestos de importación y la exención de renta específicamente para generadores a base de energía renovable. También se lanzó una licitación pública internacional no limitada a fuentes renovables, pero si excluyendo el HFO. Como resultado de esta licitación se obtuvo la firma de un contrato de compraventa de energía a largo plazo por una fuente de energía a base de GNL que, si bien no es renovable, emite mucho menos CO2 que el que emitiría un generador de equivalente producción de energía a base de HFO.

Es importante entonces tener en cuenta que existen procesos de licitación ya concluidos. De estos, algunos generadores ya se encuentran operando, otros en construcción y otros a la espera de iniciar construcción. De la misma forma los incentivos fiscales atrajeron inversión privada en generación renovable para consumo propio o para venta de energía fuera de las licitaciones, este aporte energético también contribuye a suplir la creciente demanda de energía eléctrica nacional utilizando fuentes renovables.

De hecho, como primer paso del enfoque analítico para esta actividad deberá estimarse el crecimiento en la demanda energética nacional (GWh). Este crecimiento será el mismo para ambos el escenario BAU y el escenario de Mitigación. De los Boletines Estadísticos SIGET 2011 al 2015 se recolecta la energía generada anualmente por tipo de fuente. Considerando esta información se genera la Tabla 2

Tabla 2. Demanda histórica de energía 2011 - 2015

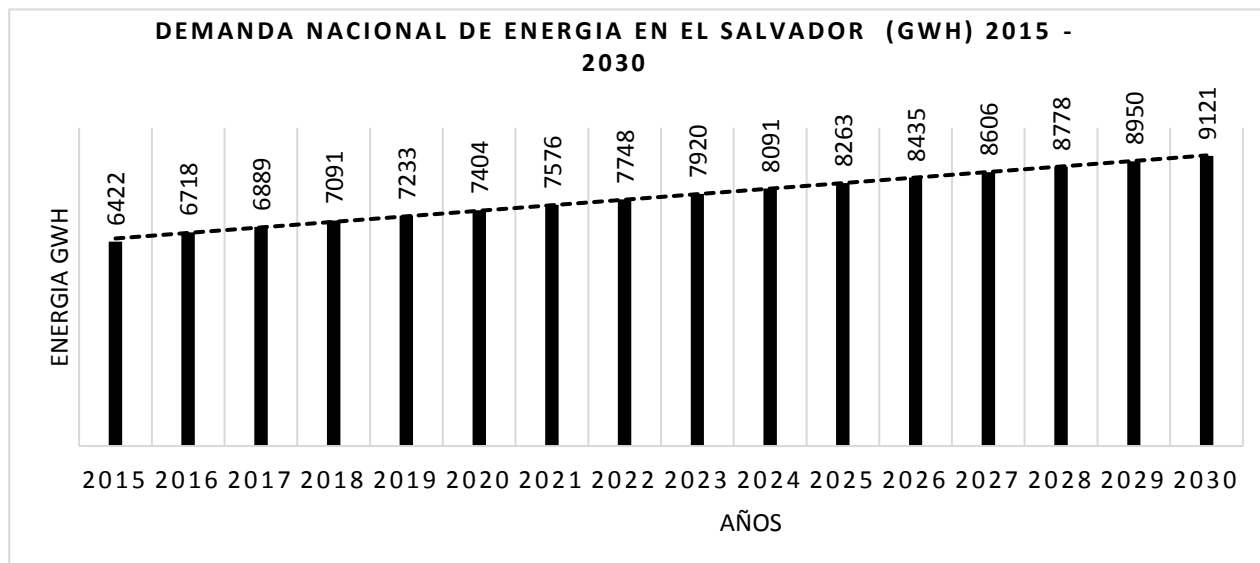
Demanda de energía histórica (GWh)	2011	2012	2013	2014	2015
Hidroeléctrico	2006.5	1841.9	1784.9	1713	1348.87
Geotérmico	1430	1420.4	1442.4	1443.9	1432.42
Térmico	2122.7	2367.2	2355.3	2404.1	2396.36
Biomasa	169.6	204.8	229.4	232	344.94
Biogás					
Fotovoltaica					
Eólica					
Subtotal Generación Nacional	5728.8	5834.3	5812	5793	5522.59
Importaciones	114.1	85.4	283.3	380.7	899.22
Total	5842.9	5919.7	6095.3	6173.7	6421.81

Fuente: Elaboración propia (datos de Boletín Estadísticas SIGET 2011 - 2015)

Considerando esta demanda histórica y el crecimiento poblacional y económico del país, el Reporte CNE-NDC-SE pronostica la demanda energética requerida para el periodo 2016 – 2026. El pronóstico se desarrolla con un software especializado llamado “E-Views”.

Entre los años 2027 al 2030 se utiliza la misma tasa de crecimiento de demanda de los últimos años para generar el pronóstico completo del escenario base 2015-2030. El resultado se muestra en gráfica 2.

Gráfico 2. Demanda Nacional de Energía en El Salvador (GWh) 2015 - 2030



Fuente: Reporte CNE-NDC-SE, octubre 2016

Para ambos escenarios, BAU y Mitigación, se considera que El Salvador tendrá solamente generación autónoma, es decir que no realizara importaciones de energía. Esto significa que la generación nacional debe incrementar en 2,741 GWh que corresponde a la diferencia de los 5,522 GWh correspondientes al 2015 (Ver Tabla 2) a los 8,263 GWh proyectados a ser demandados en el 2025 (Gráfico 2), fecha para la cual CNE ha propuesto cumplir la meta de reducción de emisiones en esta actividad.

Este incremento proyectado en la demanda de energía indica que será necesario instalar potencia adicional (MW) a la ya existente. Sin embargo, la diferencia entre el escenario BAU y Mitigación consiste en que la fuente de energía (HFO, GNL, Hidroeléctrica, geotérmica, Biomasa, Biogás, Eólica y fotovoltaica) será diferente. En el escenario BAU se considerara que no hay cambio en la matriz energética y se cubre la demanda adicional de energía (2,741 GWh) instalando solamente generadores a base de energía no renovable (HFO) mientras que en el escenario Mitigación se cubre la demanda adicional (2,741 GWh) considerando el cambio en la matriz energética nacional impulsado por CNE, es decir, utilizando energías renovables a excepción del generador a base de GNL mencionado anteriormente y con quien ya se cuenta un contrato de compraventa de energía vigente.

Dado que cada escenario utilizara diferentes fuentes de energías (HFO, GNL, Hidroeléctrica, geotérmica, Biomasa, Biogás, Eólica y fotovoltaica) es necesario considerar las diferencias claves entre ellas y que influyen en el resultado de las metas y en los resultados de la metodología FIFF. Estos factores son a) Factor de emisiones de CO₂ y b) Factor de Planta, ambos se detallan a continuación.

a) Factores de emisión de CO₂.

El factor de emisión de CO₂ indica cuanto CO₂ emite un generador luego de generar cierta cantidad de energía. En el presente análisis se usará como unidad las TCO₂/GWh o kTCO₂/GWh.

Ahora bien, no todas las fuentes de energía tienen el mismo factor de emisiones de CO₂. Las NDCs 1 y 1.1 consisten en disminuir las emisiones totales (TCO₂) generadas al 2025 por el escenario mitigación en 46% y 61% respectivamente, comparadas con las emisiones que se tendrían en el mismo periodo en el escenario BAU. Por lo tanto, es crucial considerar el factor de emisiones de las diferentes fuentes de energía. La Tabla 3 muestra los factores de emisión de CO₂ por tipo fuente de energía consideradas en el presente análisis.

Tabla 3. Factores de emisión de CO₂ por fuente de energía

Fuente de energía	Emisiones TCO ₂ /GWh	Fuente de datos
Térmica HFO	675	Informe CNE 2016 determinación de NDC Sector Energía
Térmica GNL	400	Informe CNE 2016 determinación de NDC Sector Energía
Biomasa	29	Informe CNE 2016 determinación de NDC Sector Energía
Biogás	16	https://cordis.europa.eu/news/rcn/31789_es.html
Hidroeléctrica	20	Informe CNE 2016 determinación de NDC Sector Energía
Fotovoltaica	0	Informe CNE 2016 determinación de NDC Sector Energía
Geotérmica	82	Informe CNE 2016 determinación de NDC Sector Energía
Eólica	0	Informe CNE 2016 determinación de NDC Sector Energía

Fuente: Informe CNE 2016 y estudios realizado por la Universidad de Lund, Suecia

b) Factor de planta.

El factor de planta de un generador indica que porcentaje de energía genera en un periodo de tiempo respecto a la energía que generaría si estuviese operando a potencia nominal en ese mismo periodo de tiempo. En el caso de las fuentes renovables de energía el factor de planta es limitado a la disponibilidad instantánea del recurso. Por ejemplo, no se puede almacenar el combustible de los generadores eólicos y fotovoltaicos (viento y radiación solar en su estado natural), solamente se puede almacenar la energía eléctrica ya producida por ellos (por ejemplo, en baterías), pero el costo de almacenamiento de energía actualmente es demasiado elevado.

Por el contrario, el costo de almacenar el combustible de fuentes no renovables (HFO o GNL) les permite tener la posibilidad de obtener un factor de planta elevado. Podría ser 100% si no existiera ningún generador renovable funcionando. Por este motivo, debe considerarse que el uso de los combustibles renovables (agua, viento, vapor geotérmico, radiación solar, biomasa,

biogás) será el máximo posible mientras se incrementa o disminuye el uso, y por tanto el factor de planta, de las fuentes no renovables, hasta lograr cubrir la demanda de energía necesaria.

Las NDCs 3 y 3.1 consisten en un incremento del porcentaje de energía renovable al 2025 de 30% y 49% respectivamente en adición a la energía total generada en el 2015. Por tanto, el incremento de energía en la demanda de 2,741GWH necesario para dicho periodo debe cubrirse considerando el cumplimiento de la meta y considerando las limitaciones de factor de planta de las energías renovables. Los factores de planta históricos por tipo de generación en El Salvador son mostrados en la Tabla 4.

Tabla 4. Factores de Planta históricos y típicos por tipo de generación instalada en El Salvador

Tipo de generación	Factor de Planta
Térmica HFO	36.00%
Térmica GNL	0.00%
Biomasa	20.15%
Biogás	71.54%
Hidroeléctrica	32.62%
Fotovoltaica	22.00%
Geotérmica	80.00%
Eólica	34.00%

Fuente: Elaboración propia con datos de Boletín estadístico SIGET 2015 (No existen datos históricos de factor de planta de generación Térmica GNL ya que no existe generador alguno en El Salvador. El factor de planta de la generación Eólica es un factor típico).

Resumiendo, los cálculos técnicos para la creación de los escenarios BAU y Mitigación comprenderán lo siguiente:

1. En el enfoque analítico del escenario BAU, se considerará que la demanda de energía pronosticada a incrementar en el periodo del 2015 al 2025 (2,741GWh) será cubierta únicamente por generadores adicionales a base de HFO. Se calculará la potencia (MW) de este generador HFO adicional considerando el factor de planta histórico para esta fuente de energía y se calculará las emisiones generadas (kTCO₂).
2. En el escenario Mitigación, se considerará que la demanda de energía pronosticada a incrementar en el periodo del 2015 al 2025 (2,741 GWh) será cubierta por los generadores ganadores de licitaciones recientes, es decir, únicamente a base de energías renovables a excepción del generador a base de GNL también ganador de licitación. También se considerarán algunos proyectos no ganadores de licitación pero que han manifestado estar en proceso de construcción dentro de poco tiempo, incluyendo varios proyectos geotérmicos nacionales con alta probabilidad de ser construidos si existe el financiamiento o inversión extranjera. En este caso, las potencias (MW) de los generadores ya están definidas, y dado que los factores de planta de los generadores

renovables deben maximizarse, se calculará los factores de planta de los generadores HFO y en menor medida GNL, de tal forma que logren cumplir las NDCs 1, 1.1, 3 y 3.1 que son el objetivo de la actividad “Generación de energía”.

Una vez recreados los cálculos técnicos de cada escenario, será necesario ahora derivar los FI y O&M. Los FF, como ya justificara posteriormente, serán considerados despreciables. Para definir los flujos de inversión y financiamiento se procederá como se detalla a continuación.

Flujos de Inversión (FI)

La Tabla 5 refleja una recolección de algunos de los proyectos históricos y futuros y cuyas capacidades de potencia (MW) y costos de inversión (FI, en US\$MM) han sido declarados públicamente.

Tabla 5. Proyectos históricos y futuros utilizados para determinar costos unitarios de instalación para cada una de las diversas fuentes de generación

Proyecto	Tipo	MW	FI (US\$MM)	FI (\$USMM/MW)	Inicio Operación	Escenario
Termopuerto	Térmica	75.6	\$100	\$1.32	2012	Histórico
Hacienda San Julián	Biogás	0.15	\$0.7	\$4.67	2015	Histórico
Hacienda San Ramon	Biogás	0.3	\$1.3	\$4.33	2015	Histórico
CASSA	Biomasa	62.4	\$100	\$1.60	2015	Histórico
Ingenio La Cabaña	Biomasa	12.5	\$32	\$2.56	2016	Mitigación
Ingenio El Angel	Biomasa	44.3	\$70	\$1.58	2016	Mitigación
Ampliación 5 Noviembre	Hidráulica	80	\$189	\$2.37	2017	Mitigación
Providencia Solar	Fotovoltaica	60	\$113	\$1.89	2017	Mitigación
Providencia Solar II	Fotovoltaica	20	\$38	\$1.89	2017	Mitigación
Trinidad	Fotovoltaica	8	\$29	\$3.57	2018	Mitigación
Márquez	Fotovoltaica	6	\$21	\$3.57	2018	Mitigación
Bósforo I, II y III	Fotovoltaica	100	\$160	\$1.60	2018	Mitigación
Capella Solar 1 y 2	Fotovoltaica	100	\$150	\$1.50	2019	Mitigación
Chaparral	Hidráulica	65.7	\$300	\$4.57	2019	Mitigación
EDP	GNL	380	\$800	\$2.11	2020	Mitigación
Tracia Network	Eólica	50	\$110	\$2.20	2020	Mitigación
Chinameca	Geotérmica	8	\$53	\$6.60	2022	Mitigación

Fuente: Elaboración propia con costos de instalación declarados públicamente por los dueños de los proyectos.

Con las capacidades de potencia (MW) y costos de inversión (FI, en US\$MM) de la Tabla 5 se calculan los costos de instalación unitarios (\$USMM/MW) a ser considerados en proyectos de los

escenarios BAU y Mitigación y cuyo costo de inversión aún no ha sido declarado públicamente. Los costos unitario promedio se resumen en la Tabla 6.

Tabla 6. Costos unitarios de flujos de inversión por fuente de energía.

Fuente de energía	Costo unitario de Inversión \$USMM/MW
Térmica HFO	\$1.32
Térmica GLN	\$2.11
Biomasa	\$1.69
Biogás	\$4.44
Hidroeléctrica	\$3.36
Fotovoltaica	\$1.74
Geotérmica	\$6.60
Eólica	\$2.20

Fuente: Elaboración propia con datos de la Tabla 5.

Flujos de Financiamiento (FF)

Dado que la principal actividad de un generador es precisamente generar sin invertir considerablemente en medidas programáticas se consideró que los gastos de flujos de financiamiento (FF) no forman parte de este análisis porque son marginales.

Costos de O&M (O&M)

Los costos de O&M se agrupan en dos tipos: fijos y variables.

Los costos fijos son los asociados a salarios, seguros y costos similares expresados en \$/MW anuales mientras que los costos variables son asociados mayormente al consumo de combustible, lubricantes y repuestos, expresados en \$/MWh.

Para estimar los costos fijos se utilizaron factores internacionales unitarios (\$/MW anuales) contenidos en la base de datos de RETScreen (Software desarrollado por el Gobierno de Canadá para el desarrollo de proyectos) para estimar los gastos de operación y mantenimiento (O&M) de cada generador de acuerdo al tipo de generación (térmica, biomasa, biogás, hidroeléctrica, fotovoltaica, geotérmica, eólica).

Para estimar los costos variables se utilizaron datos de proporcionados por los boletines estadísticos de la unidad de transacciones (UT) en el caso de los generadores a base de HFO y los datos proporcionados por Wartsila (fabricante de los generadores a ser utilizados en el proyecto de GNL). Los costos de O&M unitarios fijos y variables por fuente de energía se resumen en la Tabla 7.

Tabla 7. Costos de O&M fijo unitarios (US\$MM/MW anual) y variable (US\$MM/MWh) por tipo de recurso

Recurso	Costo unitario de O&M fijo \$USMM/MW-anual	Fuente	Costo unitario de O&M variable (Combustible) \$US/MWh	Fuente
Térmica HFO	\$0.024	RETScreen	\$112.00	Estadísticas UT
Térmica GLN	\$0.037	RETScreen	\$94.00	Wartsila, 2014
Biomasa	\$0.120	RETScreen	\$0.00	
Biogás	\$0.088	RETScreen	\$0.00	
Hidroeléctrica	\$0.062	RETScreen	\$0.00	
Fotovoltaica	\$0.027	RETScreen	\$0.00	
Geotérmica	\$0.015	GEA	\$0.00	
Eólica	\$0.048	RETScreen	\$0.00	

Fuente: Elaboración propia con datos de RETScreen, GEA, UT y Wartsila

Estos costos serán aplicados para los generadores existentes, inclusive los que iniciaron operaciones antes del periodo histórico 2011-2015 y los nuevos generadores de los escenarios BAU y Mitigación.

Resumiendo, el procedimiento para la derivación de FIFF en la actividad “Generación de energía” del subsector Industria Energética sera el siguiente:

Una vez establecidos los generadores y sus correspondientes potencias (MW) y aportes de energías (GWh) para los escenarios BAU y Mitigación, se utilizarán los costos unitarios de instalación (US\$/MW), O&M fijo (US\$/MW anual) y O&M variable (US\$/MWh) para derivar los FI (US\$MM) y O&M (US\$MM) de cada uno durante el periodo de análisis 2015-2030. Luego se calculará la diferencia entre ambos escenarios y se analizará el resultado de esta diferencia.

Consumo de energía - Eficiencia energética

Las medidas de mitigación propuestas por CNE en esta actividad comprenden lo siguiente:

- Reemplazo de Aires Acondicionados existentes en los edificios públicos por Aires Acondicionados de alta eficiencia (menor consumo de energía eléctrica para absorber la misma cantidad de calor del ambiente).
- Reemplazo de luminarias internas existentes en los edificios públicos por otra de mayor eficiencia, de tal forma que se genera la misma cantidad de iluminación (Luxes) con menor cantidad de energía eléctrica.
- Reemplazo de luminarias externas (alumbrado público) existentes por otras más eficientes, de tal forma que se genera el mismo nivel de iluminación con menor cantidad de energía eléctrica.

El Reporte CNE-NDC-SE³ menciona estudios previos realizados en los cuales se cuenta con la siguiente información:

- Demanda de energía (MWh) actual y proyectada. La demanda energética en los edificios públicos crece a una tasa casi constante de 0.52% anual. El 50% del consumo interno corresponde al uso de aire acondicionado, el 28% corresponde a iluminación interna y el restante 22% corresponde al consumo del resto usuarios.
- La demanda energética del alumbrado público crece a una tasa de 5% anual.
- Los aires acondicionados tienen una eficiencia SEER de 10 o menos, las luminarias de los edificios son convencionales (incandescentes y fluorescentes) es decir de baja eficiencia
- El alumbrado público utiliza casi 60% de lámparas de baja eficiencia (vapor de mercurio).

Resumiendo, los cálculos técnicos y posterior derivación de FIFF para la actividad” Consumo de energía-Eficiencia energética” del Subsector Industria Energética será el siguiente:

Para el escenario BAU se determinarán los costos de O&M de los equipos existentes y los costos de FI y O&M correspondientes a los equipos que adicionalmente deben instalarse para cubrir el incremento en la demanda, utilizando tecnología de baja eficiencia.

Para el escenario de mitigación se determinarán los costos los costos de inversión (FI) y O&M de equipos de alta eficiencia para reemplazar los ya existen y los que deben adquirirse para cubrir el incremento en la demanda.

En ambos escenarios, se consideraron precios de mercado de aires acondicionados y luminarias LED para reemplazar los respectivos existentes en el interior y de los edificios públicos. Así mismo, se considerarán costos revelados por la alcaldía de San Salvador en su programa de reemplazo de alumbrado público por luminarias LED para determinar el costo de reemplazo de las luminarias de alumbrado público que todavía se deben reemplazar.

En ambos casos se considerará además los datos reflejados en el Reporte CNE-NDC-SE.

2.2.2.2 Subsector Transporte

Como se mencionó anteriormente, la medida de mitigación propuesta por CNE consiste en establecer una política que prohíba el consumo de Diesel con contenido de azufre mayor a 500ppm y dado que esta medida ya está en proceso de implementación no se considera la necesidad de aplicar la metodología de FI&F.

³ Informe “Contribución Determinada a Nivel nacional de El Salvador en el marco de la Política Energética Nacional y la Estrategia de Eficiencia Energética”, CNE, 2016

Tabla 8. Datos del año base FF y FI, por Tipo de Inversión, Entidad de Inversión y Fuente de Financiamiento (2015)

Expresada en millones de Dólares de los Estados Unidos de América

Categoría de entidad de inversión	Fuente de Fondos de Flujos de Inversión y Financiamiento	CNE			SIGET			Generación No Renovable			Generación Renovable			EEPB (Aire Acondicionado e Iluminación)			EEPB (Alumbrado público)		
		FI US\$	FF US\$	O&M US\$	FI US\$	FF US\$	O&M US\$	FI US\$	FF US\$	O&M US\$	FI US\$	FF US\$	O&M US\$	FI US\$	FF US\$	O&M US\$	FI US\$	FF US\$	O&M US\$
Hogares	Nacional	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Total de Hogares	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Empresas	Nacionales	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 38.02	\$ 129.86	\$ -	\$ 24.20	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
	Extranjeras	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 210.58	\$ 10.69	\$ -	\$ 0.73	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
	Total de Fondos Corporativos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 248.60	\$ 140.55	\$ -	\$ 24.93	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
Gobierno	Interna	Fondo General	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 0.12	\$ -	\$ 22.93	\$ 10.50	\$ -	\$ 15.27
		Recursos Propios	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 0.04	\$ 0.15	\$ 2.77	\$ -	\$ -	\$ 37.95	\$ 16.02	\$ -	\$ 33.11	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
		Préstamos Internos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
		Total Fuentes Internas	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 0.04	\$ 0.15	\$ 2.77	\$ -	\$ -	\$ 37.95	\$ 16.02	\$ -	\$ 33.11	\$ 0.12	\$ -	\$ 22.93	\$ 10.50	\$ -
	Externas	Donaciones	\$ 0.00	\$ 0.36	\$ 0.20	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
		Préstamos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
		Total Fuentes Externas	\$ 0.00	\$ 0.36	\$ 0.20	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Total de Fondos de Gobierno	\$ 0.00	\$ 0.36	\$ 0.20	\$ 0.04	\$ 0.15	\$ 2.77	\$ -	\$ -	\$ 37.95	\$ 16.02	\$ -	\$ 33.11	\$ 0.12	\$ -	\$ 22.93	\$ 10.50	\$ -	\$ 15.27	
TOTAL FLUJOS		\$ 0.00	\$ 0.36	\$ 0.20	\$ 0.04	\$ 0.15	\$ 2.77	\$ -	\$ -	\$ 286.55	\$ 156.57	\$ -	\$ 58.04	\$ 0.12	\$ -	\$ 22.93	\$ 10.50	\$ -	\$ 15.27

Fuente: Elaboración Propia con Datos de Contabilidad Gubernamental de CNE y SIGET, Boletín estadístico SIGET 2015 y tablas de costos unitarios definidos durante el establecimiento del enfoque analítico (Sección 2.4.2)

Los datos del año base (2015) reflejan lo siguiente:

CNE y SIGET.

Los gastos en legislación (SIGET) y planificación (CNE) son relativamente bajos comparados con los gastos de generación y consumo de energía. Sin embargo, los gastos de planificación y legislación corresponden a estudios, programas y leyes orientados a impulsar y atraer la inversión en generación de energía renovable y toma de medidas de eficiencia energética.

Generación de Energía

Se refleja flujo de inversión en energía renovable y no se refleja inversión en energía no renovable. Sin embargo, este comportamiento no es normal, sino más bien casual. Se analiza el periodo histórico 2011-2015 para ver el panorama completo. Tal como se mencionó previamente en el enfoque analítico, se utilizaron los boletines estadísticos SIGET para conocer las potencias (MW) de los generadores existentes en el periodo histórico 2011 – 2015 tal como ilustrado en la Tabla 9.

Tabla 9. Potencias de Generadores nacionales en periodo histórico 2011-2015

Potencia instalada (MW) por Generador - Período Histórico 2011 - 2015								
#	NOMBRE	MERCADO	TIPO	2011	2012	2013	2014	2015
1	CEL	Mayorista	Hidroeléctrica	472.6	472.6	472.6	472.6	472.6
2	Duke Energy Acajutla	Mayorista	Térmica HFO	338.3	338.3	338.3	338.3	338.3
3	LAGEO	Mayorista	Geotérmica	204.4	204.4	204.4	204.4	204.4
4	Nejapa Power	Mayorista	Térmica HFO	144	144	144	144	144
5	Holcim	Mayorista	Térmica HFO	32.6	25.9	25.9	25.9	25.9
6	Inversiones Energéticas	Mayorista	Térmica HFO	100.2	100.2	100.2	100.2	100.2
7	Textil	Mayorista	Térmica HFO	44.1	42.5	42.5	42.5	42.5
8	GECSA	Mayorista	Térmica HFO	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6
9	Energía Borealis	Mayorista	Térmica HFO	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6
10	HILCASA Energy	Mayorista	Térmica HFO	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8
11	Hidroeléctrica Papaloate	Minorista	Hidroeléctrica	2	2	2	2	2
12	Sociedad Hidroeléctrica SENSUNAPAN	Minorista	Hidroeléctrica	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
13	Ingenio La Cabana	Mayorista	Biomasa	21	21	21	21	21
14	AES NEJAPA	Minorista	Biogás	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4
15	Empresa Hidroeléctrica Sociedad de Matheu	Minorista	Hidroeléctrica	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
16	CASSA	Mayorista	Biomasa	66	61	61	61	123.4
17	Ingenio El Angel	Mayorista	Biomasa	22.5	22.5	47.5	47.5	51
18	CECSA	Minorista	Hidroeléctrica	8.2	8.2	8.2	10.4	15.17
19	Termopuerto Limitada	Mayorista	Térmica HFO			73.7	73.7	73.7
20	Central Hidroeléctrica Venecia y Prusia	Minorista	Hidroeléctrica				0.8	0.8
21	Hidroeléctrica Juayua	Minorista	Hidroeléctrica					2.5
22	Agrícola Ganadera ONZA SA de CV	Minorista	Biogás					0.33
23	AES Moncagua	Minorista	Fotovoltaica					2.55
24	Grupo Roca	Minorista	Fotovoltaica					1.2
25	HILCASA Energía Solar	Minorista	Fotovoltaica					1.2
26	PVGEN	Minorista	Fotovoltaica					1.2
27	Renovables El Salvador UNO	Minorista	Fotovoltaica					1.2
28	Barrio Nuevo	Minorista	Fotovoltaica					1.2
29	Solar Internacional	Minorista	Fotovoltaica					1.2
30	Solaris Energy	Minorista	Fotovoltaica					0.8
31	SARAM	Minorista	Fotovoltaica					0.14
32	Hasbun Hasbun	Minorista	Fotovoltaica					0.14
33	ECTROPA	Minorista	Fotovoltaica					0.1
34	José Castellá	Minorista	Fotovoltaica					0.01
Total				1498.6	1485.3	1584	1587	1671.44

Fuente: Elaboración propia con datos de boletines estadísticos SIGET 2011-2015

Durante el periodo histórico 2011-2015 se observan los siguientes incrementos de potencia:

Generación no renovable total: 73.7MW

- 73.7MW a base de HFO, Inversión realizada por la empresa Termopuerto en 2013.

Generación renovable total: 103MW

- 25MW a base de Biomasa, Inversión realizada por Ingenio El Ángel en 2013
- 66MW a base de Biomasa, Inversión realizada por CASSA en 2015
- 12MW a base fotovoltaica, Inversión realizada por varias empresas en 2015
- 4.7MW a base hidroeléctrica en 2015, Inversión realizada por CECSA en 2015

Lo anterior demuestra que si se tiene inversión considerable en energía no renovable (HFO). Tomando en cuenta que el factor de carga (definido en el enfoque analítico) de los generadores a base de Biomasa es bajo (20%) y fotovoltaica (22%) comparado con el de HFO (36%), la generación de energía proveniente de HFO será mayor. El aporte de la PCH es además mínimo debido a su tamaño. Considerando además que las emisiones de TCO₂/GWh (definidas en el enfoque analítico) de la Biomasa (29 TCO₂/GWh) son 23 veces menores a las de HFO (675 TCO₂/GWh) se concluye que las emisiones durante este periodo incrementan considerablemente en lugar de disminuir a pesar de la casual inversión en las fuentes renovables mencionadas.

Eficiencia Energética

Respecto al consumo de energía de aires acondicionados e iluminación en los edificios públicos, se observa que los gastos son en su mayoría correspondientes a la operación y mantenimiento (pago del consumo de energía).

2.4.3 Escenario Base

Descripción del escenario base

Se ha mencionado que el escenario base o BAU es aquel en el cual no se toman medidas concretas orientadas a mitigar los efectos del cambio climático. Para los subsectores y actividades bajo análisis este escenario corresponde a:

- Desarrollo de proyectos a base de HFO para generar energía
- Instalación de luminarias y equipos de aire acondicionado de baja eficiencia
- Uso de combustible Diesel conteniendo hasta 5000ppm de azufre

Los puntos arriba mencionados se convierten en los lineamientos generales a seguir para desarrollar el escenario BAU.

Generación de energía

Tal como se determinó en la sección 2.4.2 (Enfoque analítico), para el escenario BAU, se considerará que la demanda de energía adicional del 2015 al 2025 (2741GWh) será cubierta únicamente por generadores a base de HFO. La Tabla 10 ilustra la potencia de los generadores participantes del escenario BAU, es decir, los existentes (de fuente variada) y los adicionales (de HFO), así como las emisiones totales generadas (TCO2).

Tabla 10. Cálculos técnicos del escenario BAU, Generación de Energía

Tipo de generación	2015					2025				
	Potencia instalada (MW)	Energía generada (GWh)	Factor de Planta	Factor de emisiones TCO2/GWh	Emisiones totales (kTCO2)	Incremento de Potencia BAU (MW)	Factor de Planta	Potencia instalada (MW)	Energía generada (GWh)	Emisiones totales (kTCO2)
Térmica HFO	756.60	2,396.36	36.16%	675.00	1,617.54	831.20	36.00%	1,587.80	5,007.27	3,379.91
Térmica GNL	0.00	0.00	0.00%	400.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00	0.00
Biomasa	195.40	344.94	20.15%	29.00	10.00	0.00	20.15%	195.40	344.94	10.00
Biogás	6.68	41.86	71.54%	16.00	0.67	0.00	71.54%	6.68	41.86	0.67
Hidroeléctrica	496.67	1,419.03	32.62%	20.00	28.38	0.00	32.62%	496.67	1,419.03	28.38
Fotovoltaica	10.94	7.03	7.34%	0.00	0.00	0.00	22.00%	10.94	21.08	0.00
Geotérmica	204.40	1,432.42	80.00%	81.64	116.94	0.00	80.00%	204.40	1,432.42	116.94
Eólica	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00	0.00	0.00%	0.00	0.00	0.00
Total	1,671	5,642			1,774				8,267	3,536
Total Renovable	914	3,245								

Fuente: Elaboración propia a partir de datos, tablas y planteamiento descrito en la sección 2.4.2 (Enfoque analítico)

Ahora que se ha definido el escenario BAU y sus resultados, es posible cuantificar las NDCs objetivo del escenario de Mitigación, ya que se habían presentado únicamente como porcentajes y no como valores:

Meta 1: Disminuir las emisiones BAU 2025 en 46%, es decir $3536 - 0.46(3536): 1,909$ kTCO2

Meta 1.1: Disminuir las emisiones BAU 2025 en 61%, es decir $3536 - 0.61(3536): 1,379$ kTCO2

Meta 3: Incremento de energía renovable en 30% respecto al total del 2015, es decir $0.3(5642) + 3245 = 4938$ GWh

Meta 3: Incremento de energía renovable en 49% respecto al total del 2015, es decir $0.49(5642) + 3245 = 6010$ GWh

Resumiendo, las metas de la actividad de Generación de energía se reflejan en la Tabla 11:

Tabla 11. NDCs para la Generación de energía

NDCs Generación de Energía	
Meta 1 (kTCO2) totales 2025	1909
Meta 1.1 (kTCO2) totales 2025	1379
Meta 3 (GWh Renovables adicionales)	4938
Meta 3.1 (GWh Renovables adicionales)	6010

Fuente: Elaboración propia con NDCs propuestas por CNE

Tal como descrito en detalle en el Reporte CNE-NDC-SE, el consumo energético de los edificios públicos crece a una tasa casi constante de 0.52% anual mientras que el consumo de energía acreditado al alumbrado público crece a una tasa de 5% anual. También el estudio indica que el

50% del consumo energéticos corresponde a los aires acondicionados, el 28% a la iluminación y el 28% al resto de equipos.

CNE en su estudio reconoce una inminente oportunidad de invertir en eficiencia energética para cubrir este incremento y más aún reemplazar los equipos existentes (aires acondicionados y luminarias internas en edificios públicos y alumbrado público) con equipos de mayor eficiencia, lo cual disminuye el consumo energético. Sin embargo, no existe una política determinada ni un financiamiento adjudicado para implementar esta medida, ya que el estado no posee fondos para esta medida como ya lo ha confirmado CNE. Por lo anteriormente expresado es correcto pronosticar que, al no haber políticas ni presupuesto para implementar esta medida, no podrá reemplazarse los equipos existentes por equipos más eficientes. Los gastos esperados en el escenario base serán los costos de instalación de equipos nuevos (estos serán tecnologías nuevas/eficientes) y los costos de operación y mantenimiento de equipos nuevos (eficientes) y existentes (ineficientes).

El enfoque analítico se ilustra técnicamente en las Tablas 12 (A/C e iluminación de edificios públicos) y 13 (Alumbrado Público)

Tabla 12. Cálculos Técnicos del escenario BAU, Eficiencia energética en edificios públicos

Fuente:

Cálculos técnicos para Escenario BAU, Eficiencia energética en Aires acondicionados e iluminación interna de edificios públicos																
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
BAU																
GWh	245	246.274	247.5546248	248.8419088	250.1358868	251.4365934	252.7440637	254.0583328	255.3794361	256.7074092	258.0422877	259.3841076	260.732905	262.0887161	263.4515774	264.8215256
\$/GWh (OM)	120000	120000	120000	120000	120000	120000	120000	120000	120000	120000	120000	120000	120000	120000	120000	120000
OM (\$)	29400000	29552880	29706554.98	29861029.06	30016306.41	30172391.21	30329287.64	30486999.94	30645532.34	30804889.1	30965074.53	31126092.92	31287948.6	31450645.93	31614189.29	31778583.07
A/C %	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%
A/C-GWh	122.5	123.137	123.7773124	124.4209544	125.0679434	125.7182967	126.3720318	127.0291664	127.6897181	128.3537046	129.0211439	129.6920538	130.3664525	131.044358	131.7257887	132.4107628
kW	58894.23077	59200.48077	59508.32327	59817.76655	60128.81894	60441.48879	60755.78454	61071.71462	61389.28753	61708.51183	62029.39609	62351.94895	62676.17908	63002.09521	63329.70611	63659.02058
Incr-kW	240.3846154	306.25	307.8425	309.443281	311.0523861	312.6698585	314.2957417	315.9300796	317.572916	319.2242952	320.8842615	322.5528597	324.2301345	325.9161312	327.6108951	329.3144718
FI (US\$)	120192.3077	153125	153921.25	154721.6405	155526.193	156334.9292	157147.8709	157965.0398	158786.458	159612.1476	160442.1308	161276.4298	162115.0673	162958.0656	163805.4476	164657.2359
FF (US\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OM US\$)	14700000	14776440	14853277.49	14930514.53	15008153.21	15086195.6	15164643.82	15243499.97	15322766.17	15402444.55	15482537.26	15563046.46	15643974.3	15725322.97	15807094.64	15889291.54
Iluminación %	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%
Iluminación-GWh	68.6	68.95672	69.31529494	69.67573448	70.0380483	70.40224615	70.76833783	71.13633318	71.50624212	71.87807458	72.25184056	72.62755014	73.0052134	73.38484051	73.76644168	74.15002717
kW	32980.76923	33152.26923	33324.66103	33497.94927	33672.1386	33847.23373	34023.23934	34200.16019	34378.00102	34556.76662	34736.46181	34917.09141	35098.66029	35281.17332	35464.63542	35649.05153
Incr-kW	134.6153846	171.5	172.3918	173.2882374	174.1893362	175.0951207	176.0056154	176.9208446	177.840833	178.7656053	179.6951864	180.6296014	181.5688753	182.5130335	183.4621013	184.4161042
FI (US\$)	2692.307692	3430	3447.836	3465.764747	3483.786724	3501.902415	3520.112307	3538.416891	3556.816659	3575.312106	3593.903729	3612.592028	3631.377507	3650.26067	3669.242025	3688.322084
FF (US\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OM US\$)	8232000	8274806.4	8317835.393	8361088.137	8404565.796	8448269.538	8492200.539	8536359.982	8580749.054	8625368.949	8670220.868	8715306.016	8760625.607	8806180.861	8851973.001	8898003.261
Otros %	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%
Otros-GWh	53.9	54.18028	54.46201746	54.74521995	55.02989509	55.31605054	55.60369401	55.89283322	56.18347595	56.47563002	56.7693033	57.06450368	57.3612391	57.65951754	57.95934703	58.26073564
kW	25913.46154	26048.21154	26183.66224	26319.81728	26456.68033	26594.25507	26732.5452	26871.55443	27011.28651	27151.7452	27292.93428	27434.85754	27577.5188	27720.92189	27865.07069	28009.96906
Totales	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
FI (US\$)	122884.6154	156555	157369.086	158187.4052	159009.9798	159836.8316	160667.9832	161503.4567	162343.2747	163187.4597	164036.0345	164889.0219	165746.4448	166608.3263	167474.6896	168345.558
FF (US\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OM US\$)	22932000	23051246.4	23171112.88	23291602.67	23412719	23534465.14	23656844.36	23779859.95	23903515.22	24027813.5	24152758.13	24278352.47	24404599.91	24531503.83	24659067.65	24787294.8

Elaboración propia a partir del planteamiento descrito en la sección 2.4.2 (Enfoque analítico) y datos del Reporte CNE-NDC-SE.

Tabla 13. Cálculos técnicos escenario BAU, Eficiencia energética en Alumbrado Publico

Cálculos técnicos para Escenario BAU, Eficiencia energética en Alumbrado Publico																
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Lamparas tot	231140	235691	239633	243111	246221	249035	251604	253967	256155	258192	260097	262090	264061	266032	268003	269974
Lamp 175	216140	216140	216140	216140	216140	216140	216140	216140	216140	216140	216140	216140	216140	216140	216140	216140
w/Lamp 175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175
\$/Lamp 175	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900
Lamparas 60	15000	19551	23493	26971	30081	32895	35464	37827	40015	42052	43957	45950	47921	49892	51863	53834
w/Lamp 60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
\$/Lamp 60	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700
H	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
GWH anuales	141.344425	142.341094	143.204392	143.966074	144.647164	145.26343	145.826041	146.343538	146.82271	147.268813	147.686008	148.122475	148.554124	148.985773	149.417422	149.849071
\$/GWh (OM)	108000	108000	108000	108000	108000	108000	108000	108000	108000	108000	108000	108000	108000	108000	108000	108000
OM (\$)	15265197.9	15372838.15	15466074.34	15548335.99	15621893.71	15688450.44	15749212.43	15805102.1	15856852.68	15905031.8	15950088.86	15997227.3	16043845.39	16090463.48	16137081.58	16183699.67
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
FI (\$)	10500000	3185700	2759400	2434600	2177000	1969800	1798300	1654100	1531600	1425900	1333500	1395100	1379700	1379700	1379700	1379700
FF (\$)																
OM (\$)	15265197.9	15372838.15	15466074.34	15548335.99	15621893.71	15688450.44	15749212.43	15805102.1	15856852.68	15905031.8	15950088.86	15997227.3	16043845.39	16090463.48	16137081.58	16183699.67

Fuente: Elaboración propia a partir del planteamiento descrito en la sección 2.4.2 (Enfoque analítico) y datos del Reporte CNE-NDC-SE.

Transporte

El escenario base contempla el uso del combustible Diesel tradicional, es decir, contenido de azufre de hasta 5000ppm. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, no se incluirá en el análisis debido a que es una medida en proceso para la implementación.

2.4.4 Derivación de FI, FF, O&M del escenario base

Los resultados de los Flujos de Inversión, Financiamiento y O&M provenientes de los Cálculos Técnicos presentados en las Tablas 10, 12 y 13 se presentan en la Tabla 14.

Tabla 14. Escenario Base: Estimaciones acumuladas de FI, FF y O & M, por Tipo de Inversión, Entidad de Inversión y Fuente de Financiamiento (2015-2030)

Expresada en millones de Dólares de los Estados Unidos de América

Categoría de entidad de inversión	Fuente de Fondos de Flujos de Inversión y Financiamiento	CNE			SIGET			Generación No Renovable			Generación Renovable			EEPB (Aire Acondicionado e Iluminación)			EEPB (Alumbrado público)			
		FI US\$	FF US\$	O&M US\$	FI US\$	FF US\$	O&M US\$	FI US\$	FF US\$	O&M US\$	FI US\$	FF US\$	O&M US\$	FI US\$	FF US\$	O&M US\$	FI US\$	FF US\$	O&M US\$	
Hogares	Nacional	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
	Total de Hogares	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
Empresas	Nacionales	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 606.09	\$ 129.86	\$ -	\$ 387.18	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
	Extranjeras	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 1,099.47	\$ -	\$ 6,293.81	\$ 10.69	\$ -	\$ 11.69	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
	Total de Fondos Corporativos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 1,099.47	\$ -	\$ 6,899.90	\$ 140.55	\$ -	\$ 398.87	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
Gobierno	Interna	Fondo General	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 2.56	\$ -	\$ 381.57	\$ 37.68	\$ -	\$ 252.68	
		Recursos Propios	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 0.78	\$ 3.28	\$ 50.86	\$ -	\$ -	\$ 604.89	\$ 16.02	\$ -	\$ 529.80	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
		Préstamos Internos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
		Total Fuentes Internas	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 0.78	\$ 3.28	\$ 50.86	\$ -	\$ -	\$ 604.89	\$ 16.02	\$ -	\$ 529.80	\$ 2.56	\$ -	\$ 381.57	\$ 37.68	\$ -	\$ 252.68
	Externas	Donaciones	\$ 0.80	\$ 7.14	\$ 2.99	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
		Prestamos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
		Total Fuentes Externas	\$ 0.80	\$ 7.14	\$ 2.99	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Total de Fondos de Gobierno	\$ 0.80	\$ 7.14	\$ 2.99	\$ 0.78	\$ 3.28	\$ 50.86	\$ -	\$ -	\$ 604.89	\$ 16.02	\$ -	\$ 529.80	\$ 2.56	\$ -	\$ 381.57	\$ 37.68	\$ -	\$ 252.68		
TOTAL FLUJOS		\$ 0.80	\$ 7.14	\$ 2.99	\$ 0.78	\$ 3.28	\$ 50.86	\$ 1,099.47	\$ -	\$ 7,504.79	\$ 156.57	\$ -	\$ 928.67	\$ 2.56	\$ -	\$ 381.57	\$ 37.68	\$ -	\$ 252.68	

Fuente: Elaboración Propia con Datos de Contabilidad Gubernamental, CNE, SIGET, Boletines estadísticas y Tablas preparadas durante la sección 2.4.2 (Enfoque analítico)

Analizando los datos mostrados en la Tabla 14:

CNE Y SIGET

Los datos reflejados son proyecciones estadísticas en base a los gastos históricos de estas entidades.

Generación de Energía

- Energía No Renovable

Los datos reflejan que las inversiones (FI) en Generación no renovable (USD\$1099.47MM) corresponden a desarrollar proyectos de HFO que totalizan 831.2MW, ya que fue esta la cantidad que previamente se definió como la necesaria para cumplir el incremento de demanda (2741GWh) para el 2025. Los gastos de O&M asociados a esta nueva generación y a la existente totalizan USD\$7504.79MM.

- Energía Renovable

En generación renovable las inversiones son únicamente de USD\$156.57MM correspondientes a proyectos de biomasa (USD\$112MM), PCH (USD\$25MM) y fotovoltaica (USD\$19MM) que entran a operar en el 2015 tal como se discutió en los datos de año Base 2015. Los gastos de O&M asociados a fuentes renovables ascienden a USD\$928.67MM y corresponden en su mayoría a los gastos de los generadores que ya estaban operando antes del 2015 y en menor proporción a los instalados en el 2015.

Eficiencia Energética

En la actividad de eficiencia energética en edificios públicos y alumbrado público, los flujos de inversión ascienden a USD\$40MM mientras que los gastos de O&M son de USD\$634. Las inversiones corresponden a nuevas instalaciones de luminarias, alumbrado público y aires acondicionados sin reemplazar los equipos existentes (ineficientes). Los gastos de O&M corresponden en su gran mayoría a la factura de consumo de energía eléctrica.

La Tabla 15 detalla los gastos acumulados anualmente.

Tabla 15. Escenario de Referencia: Estimaciones anuales de FI, FF y O y M por Tipo de Inversión

Expresada en millones de Dólares de los Estados Unidos de América

Proyecto	CNE			SIGET			Generación No Renovables			Generación Renovable			EEPB (Aire Acondicionado e Iluminación)			EEPB (Alumbrado público)		
	FI US\$	FF US\$	O&M US\$	FI US\$	FF US\$	O&M US\$	FI US\$	FF US\$	O&M US\$	FI US\$	FF US\$	O&M US\$	FI US\$	FF US\$	O&M US\$	FI US\$	FF US\$	O&M US\$
2015	0.00	0.36	0.20	0.04	0.15	2.77	0.00	0.00	286.55	156.57	0.00	58.04	0.12	0.00	22.93	10.50	0.00	15.27
2016	0.05	0.37	0.14	0.06	0.23	3.06	0.00	0.00	285.39	0.00	0.00	58.04	0.16	0.00	23.05	3.19	0.00	15.37
2017	0.06	0.44	0.17	0.05	0.19	3.10	0.00	0.00	285.39	0.00	0.00	58.04	0.16	0.00	23.17	2.76	0.00	15.47
2018	0.06	0.48	0.20	0.04	0.21	3.16	132.28	0.00	323.11	0.00	0.00	58.04	0.16	0.00	23.29	2.43	0.00	15.55
2019	0.05	0.44	0.19	0.04	0.20	3.10	132.28	0.00	360.83	0.00	0.00	58.04	0.16	0.00	23.41	2.18	0.00	15.62
2020	0.04	0.43	0.18	0.05	0.20	3.10	132.28	0.00	398.55	0.00	0.00	58.04	0.16	0.00	23.53	1.97	0.00	15.69
2021	0.05	0.44	0.18	0.05	0.21	3.17	132.28	0.00	436.27	0.00	0.00	58.04	0.16	0.00	23.66	1.80	0.00	15.75
2022	0.05	0.46	0.19	0.05	0.20	3.19	132.28	0.00	473.99	0.00	0.00	58.04	0.16	0.00	23.78	1.65	0.00	15.81
2023	0.05	0.46	0.19	0.05	0.21	3.21	132.28	0.00	511.71	0.00	0.00	58.04	0.16	0.00	23.90	1.53	0.00	15.86
2024	0.05	0.45	0.19	0.05	0.21	3.22	132.28	0.00	549.43	0.00	0.00	58.04	0.16	0.00	24.03	1.43	0.00	15.91
2025	0.05	0.46	0.19	0.05	0.21	3.24	173.54	0.00	598.92	0.00	0.00	58.04	0.16	0.00	24.15	1.33	0.00	15.95
2026	0.05	0.46	0.19	0.05	0.21	3.27	0.00	0.00	598.92	0.00	0.00	58.04	0.16	0.00	24.28	1.40	0.00	16.00
2027	0.05	0.47	0.19	0.05	0.21	3.29	0.00	0.00	598.92	0.00	0.00	58.04	0.17	0.00	24.40	1.38	0.00	16.04
2028	0.05	0.47	0.20	0.05	0.21	3.31	0.00	0.00	598.92	0.00	0.00	58.04	0.17	0.00	24.53	1.38	0.00	16.09
2029	0.05	0.47	0.20	0.05	0.22	3.33	0.00	0.00	598.92	0.00	0.00	58.04	0.17	0.00	24.66	1.38	0.00	16.14
2030	0.05	0.47	0.20	0.05	0.22	3.35	0.00	0.00	598.92	0.00	0.00	58.04	0.17	0.00	24.79	1.38	0.00	16.18
Total	0.80	7.14	2.99	0.78	3.28	50.86	1099.47	0.00	7504.79	156.57	0.00	928.67	2.56	0.00	381.57	37.68	0.00	252.68

Fuente: Elaboración Propia con Datos de Contabilidad Gubernamental, CNE, SIGET, Boletines estadísticos SIGET y Tablas preparadas en la sección 2.4.2 (Enfoque analítico)

2.4.5 Escenario de Mitigación

Descripción del escenario de Mitigación

El escenario Mitigación es aquel en el cual se toman medidas concretas orientadas a mitigar los efectos del cambio climático. Para los subsectores y actividades bajo análisis de este escenario dichas medidas corresponden a:

Generación de energía

- Incremento de generación de energía por medio de fuentes renovables para disminuir la producción de energía de fuentes no renovables y consecuentemente disminuir las emisiones de CO₂

Consumo de energía - Eficiencia energética

- Reemplazo de Aires Acondicionados existentes y luminarias existentes en los edificios públicos por Aires Acondicionados y luminarias de alta eficiencia (menor consumo de energía eléctrica para absorber la misma cantidad de calor del ambiente).
- Reemplazo de luminarias externas (alumbrado público) existentes por otras más eficientes, de tal forma que se genera el mismo nivel de iluminación con menor cantidad de energía eléctrica.

Transporte

- Uso de combustible Diesel conteniendo hasta 500ppm de azufre

Los puntos arriba mencionados se convierten en los lineamientos generales a seguir para desarrollar el escenario Mitigación.

Subsector Industria Energética

Generación de energía

Tal como planteado en la sección 2.4.2 (Enfoque analítico) se considerará que la demanda de energía pronosticada a incrementar en el periodo del 2015 al 2025 (2741 GWh) será cubierta por los generadores a base de energías renovables y el generador a base de GNL con quien ya hay contrato de compraventa de energía vigente. En este caso, las potencias (MW) de los generadores ya están definidas, y dado que los factores de planta de los generadores renovables son considerados las máximas, se calculará los factores de planta de los generadores HFO y en menor medida GNL, de tal forma que logren cumplir las NDCs 1, 1a, 3 y 3a que son el objetivo de la actividad "Generación de energía".

Se plantearon varios escenarios de mitigación hasta definir el mostrado en la Tabla 16. Este escenario de Mitigación alcanza las NDCs 1 y 3 como se comprobará a continuación.

Tabla 16. Cálculos técnicos del escenario Mitigación, Generación de energía, NDCs 1 y 3

Proyectos existentes para mitigación	Tipo	MW	Inicio Operación	Escenario	Factor de Planta	Generación existente en Mitigación 2025 (GWh)	Renovable	No Renovable	Factor de emisiones TCO2/GWh	Emisiones totales (kTCO2)
Proyectos varios	Térmica HFO	757	<=2015	Histórico	8.35%	553.42		553.42	675.00	373.56
Proyectos varios	Térmica GNL	0	<=2015	Histórico	83.00%	0.00		0.00	400.00	0.00
Proyectos varios	Biomasa	195	<=2015	Histórico	20.15%	344.94	344.94		29.00	10.00
Proyectos varios	Biogás	7	<=2015	Histórico	71.54%	41.86	41.86		16.00	0.67
Proyectos varios	Hidroeléctrica	497	<=2015	Histórico	35.00%	1522.79	1522.79		20.00	30.46
Proyectos varios	Fotovoltaica	11	<=2015	Histórico	22.00%	21.08	21.08		0.00	0.00
Proyectos varios	Geotérmica	204	<=2015	Histórico	80.00%	1432.42	1432.42		81.64	116.94
Proyectos varios	Eólica	0	<=2015	Histórico	34.00%	0.00	0.00		0.00	0.00
Proyectos adicionales para mitigación	Tipo	MW	Inicio Operación	Escenario	Factor de Planta	Generación adicional para Mitigación 2025 (GWh)	Renovable	No Renovable	Factor de emisiones TCO2/GWh	Emisiones totales (kTCO2)
Ingenio La Cabana	Biomasa	12.5	2016	Mitigación	20%	22.07	22.07		29	0.6
Ingenio El Angel	Biomasa	44.3	2016	Mitigación	20%	78.20	78.20		29	2.3
Amp 5 Noviembre	Hidroeléctrica	80	2017	Mitigación	35%	245.28	245.28		20	4.9
Providencia Solar	Fotovoltaica	60	2017	Mitigación	22%	115.63	115.63		0	0.0
Providencia Solar Amp	Fotovoltaica	20	2017	Mitigación	22%	38.54	38.54		0	0.0
Trinidad	Fotovoltaica	8	2018	Mitigación	22%	15.42	15.42		0	0.0
Márquez	Fotovoltaica	6	2018	Mitigación	22%	11.56	11.56		0	0.0
Solar Reserve	Fotovoltaica	20	2018	Mitigación	22%	38.54	38.54		0	0.0
Bósforo I	Fotovoltaica	30	2018	Mitigación	22%	57.82	57.82		0	0.0
Bósforo II	Fotovoltaica	40	2019	Mitigación	22%	77.09	77.09		0	0.0
Bósforo III	Fotovoltaica	30	2019	Mitigación	22%	57.82	57.82		0	0.0
Sonsonate Energía	Fotovoltaica	10	2019	Mitigación	22%	19.27	19.27		0	0.0
Asocio ECO-Solar	Fotovoltaica	9.9	2019	Mitigación	22%	19.08	19.08		0	0.0
Capella Solar 1	Fotovoltaica	50	2019	Mitigación	22%	96.36	96.36		0	0.0
Capella Solar 2	Fotovoltaica	50	2019	Mitigación	22%	96.36	96.36		0	0.0
Chaparral	Hidroeléctrica	65.7	2019	Mitigación	35%	201.44	201.44		20	4.0
EDP	Térmica GNL	380	2020	Mitigación	83%	2762.90		2762.90	400	1105.2
PV 15 Sep.	Fotovoltaica	14.2	2020	Mitigación	22%	27.37	27.37		0	0.0
Tracia Network	Eólica	50	2020	Mitigación	34%	148.92	148.92		0	0.0
Ahuachapán U4	Geotérmica	6	2022	Mitigación	80%	42.05	42.05		81.64	3.4
Berlín U5	Geotérmica	8	2022	Mitigación	80%	56.06	56.06		81.64	4.6
San Vicente	Geotérmica	8	2022	Mitigación	80%	56.06	56.06		81.64	4.6
Chinameca	Geotérmica	8	2022	Mitigación	80%	56.06	56.06		81.64	4.6
Amp San Vicente	Geotérmica	0	2024	Mitigación	80%	0.00	0.00		81.64	0.0
Amp Chinameca	Geotérmica	0	2024	Mitigación	80%	0.00	0.00		81.64	0.0
Berlín U6	Geotérmica	0	2024	Mitigación	80%	0.00	0.00		81.64	0.0
		1010.6				8256.42	4940.10	3316.33		1665.80

Fuente: Elaboración propia a partir de datos, tablas y planteamiento descrito en la sección 2.4.2 (Enfoque analítico)

Previamente, en la recreación del escenario BAU se cuantificaron las NDCs como se resumió en la Tabla 11, los datos de la misma eran los siguientes:

Meta 1 (kTCO2) totales al 2025:	1,909 kTCO2
Meta 1.1 (kTCO2) totales 2025:	1,379 kTCO2
Meta 3 (GWh Renovables adicionales):	4,938GWh
Meta 3.1 (GWh Renovables adicionales):	6,010GWh

Considerando el escenario de Mitigación de la Tabla 16:

- Se emiten 1666kTCO2 con lo cual se logra la NDC 1 pero no se logra la NDC 1.1
- Se producen 4940GWh de fuentes renovables con lo cual se logra la NDC 3 pero no se logra la NDC 3.1

De igual forma se recreó un escenario de mitigación para que se cumpliera con las NDCs 1, 1.1, 3, 3.1, consiguiéndose el escenario mostrado en la Tabla 17

Tabla 17. Cálculos técnicos del escenario Mitigación, Generación de energía, NDCs 1.1 y 3.1

Proyectos existentes para mitigación	Tipo	MW	Inicio Operación	Escenario	Factor de Planta	Generación existente en Mitigación 2025 (GWh)		Factor de emisiones TCO2/GWh	Emisiones totales (kTCO2)
						Renovable	No Renovable		
Proyectos varios	Térmica HFO	757	<=2015	Histórico	1.00%	66.28		675.00	44.74
Proyectos varios	Térmica GNL	0	<=2015	Histórico	75.00%	0.00		400.00	0.00
Proyectos varios	Biomasa	195	<=2015	Histórico	20.15%	344.94	344.94	29.00	10.00
Proyectos varios	Biogás	7	<=2015	Histórico	71.54%	41.86	41.86	16.00	0.67
Proyectos varios	Hidroeléctrica	497	<=2015	Histórico	37.00%	1609.81	1609.81	20.00	32.20
Proyectos varios	Fotovoltaica	11	<=2015	Histórico	22.00%	21.08	21.08	0.00	0.00
Proyectos varios	Geotérmica	204	<=2015	Histórico	80.00%	1432.42	1432.42	81.64	116.94
Proyectos varios	Eólica	0	<=2015	Histórico	34.00%	0.00	0.00	0.00	0.00
Proyectos adicionales para mitigación	Tipo	MW	Inicio Operación	Escenario	Factor de Planta	Generación adicional para Mitigación 2025 (GWh)		Factor de emisiones TCO2/GWh	Emisiones totales (kTCO2)
Ingenio La Cabana	Biomasa	12.5	2016	Mitigación	20%	22.07	22.07	29	0.6
Ingenio El Angel	Biomasa	44.3	2016	Mitigación	20%	78.20	78.20	29	2.3
Amp 5 noviembre	Hidroeléctrica	80	2017	Mitigación	37%	259.30	259.30	20	5.2
Providencia Solar	Fotovoltaica	60	2017	Mitigación	22%	115.63	115.63	0	0.0
Providencia Solar Amp	Fotovoltaica	20	2017	Mitigación	22%	38.54	38.54	0	0.0
Trinidad	Fotovoltaica	8	2018	Mitigación	22%	15.42	15.42	0	0.0
Márquez	Fotovoltaica	6	2018	Mitigación	22%	11.56	11.56	0	0.0
Solar Reserve	Fotovoltaica	20	2018	Mitigación	22%	38.54	38.54	0	0.0
Bósforo I	Fotovoltaica	30	2018	Mitigación	22%	57.82	57.82	0	0.0
Bósforo II	Fotovoltaica	40	2019	Mitigación	22%	77.09	77.09	0	0.0
Bósforo III	Fotovoltaica	30	2019	Mitigación	22%	57.82	57.82	0	0.0
Sonsonate Energía	Fotovoltaica	10	2019	Mitigación	22%	19.27	19.27	0	0.0
Asocio ECO-Solar	Fotovoltaica	9.9	2019	Mitigación	22%	19.08	19.08	0	0.0
Capella Solar 1	Fotovoltaica	50	2019	Mitigación	22%	96.36	96.36	0	0.0
Capella Solar 2	Fotovoltaica	50	2019	Mitigación	22%	96.36	96.36	0	0.0
Chaparral	Hidroeléctrica	65.7	2019	Mitigación	37%	212.95	212.95	20	4.3
EDP	Térmica GNL	380	2020	Mitigación	75%	2496.60		2496.60	400
PV 15 Sep.	Fotovoltaica	14.2	2020	Mitigación	22%	27.37	27.37	0	0.0
Tracia Network	Eólica	50	2020	Mitigación	34%	148.92	148.92	0	0.0
Ahuachapán U4	Geotérmica	6	2022	Mitigación	80%	42.05	42.05	81.64	3.4
Berlín U5	Geotérmica	8	2022	Mitigación	80%	56.06	56.06	81.64	4.6
San Vicente	Geotérmica	8	2022	Mitigación	80%	56.06	56.06	81.64	4.6
Chinameca	Geotérmica	8	2022	Mitigación	80%	56.06	56.06	81.64	4.6
Amp San Vicente	Geotérmica	22	2024	Mitigación	80%	154.17	154.17	81.64	12.6
Amp Chinameca	Geotérmica	42	2024	Mitigación	80%	294.33	294.33	81.64	24.0
Berlín U6	Geotérmica	28	2024	Mitigación	80%	196.22	196.22	81.64	16.0
		1102.6				8260.25	5697.37	2562.88	1285.34

Fuente: Elaboración propia a partir de datos, tablas y planteamiento descrito en la sección 2.4.2 (Enfoque analítico)

Considerando el escenario de Mitigación de la Tabla 17:

- Se emiten 1285kTCO₂ con lo cual se logra la NDC 1 y la NDC 1.1
- Se producen 5697GWh de fuentes renovables con lo cual se logra la NDC 3 y aun no se logra la NDC 3.1 aunque este incremento representa 43% de incremento en generación renovable (la meta era 6009 equivalente a 49%)

La diferencia entre ambos escenarios de mitigación consiste en que el escenario que cumple con las NDCs 1 y 3 considera únicamente la inversión en proyectos geotérmicos que totalizan 30MW (US\$198MM) mientras que el escenario que cumple con las NDCs 1, 1.1 y 3.1 considera la inversión de 122MW de energía geotérmica (US\$MM805.2).

Eficiencia Energética

Estas medidas de mitigación corresponden a las NDCs 2 y 2.1 descritas en la definición del alcance del subsector, es decir disminución GEI en 28% (NDC 2) y 33% (NDC2.1). Esta actividad consiste en reemplazar los equipos existentes por equipos de alta eficiencia energética de la siguiente forma:

- Reemplazo de 80% (NDC 2) y hasta 100% (NDC 2.1) de lámparas de edificios públicos
- Reemplazo de 80% (NDC 2) y hasta 100% (NDC 2.1) de equipos de AC de edificios públicos
- Reemplazo de 30% (NDC 2.1) de las luminarias de alumbrado público.

El cálculo técnico que refleja la implementación de estas medidas de mitigación tal como se detalló en el enfoque analítico se muestra en las Tablas 18 y 19

Tabla 18. Cálculos Técnicos del escenario de Mitigación, Eficiencia energética en edificios públicos, Meta 2.1

Cálculos del enfoque analítico, Escenario Mitigación – Eficiencia energética en A/C e iluminación de edificios públicos																
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
GWh	245	246.274	247.5546248	239.6419088	231.6880468	223.6928246	215.6560273	207.5774386	199.4568413	191.2940169	183.0887458	174.8408073	166.5499795	158.2160394	149.8387628	141.4179243
\$/GWh (OM)	120000	120000	120000	120000	120000	120000	120000	120000	120000	120000	120000	120000	120000	120000	120000	120000
OM (\$)	29400000	29552880	29706554.98	28757029.06	27802565.61	26843138.95	25878723.28	24909292.64	23934820.96	22955282.03	21970649.5	20980896.87	19985997.54	18985924.72	17980651.53	16970150.92
A/C %	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%
A/C-GWh	122.5	123.137	123.7773124	119.8209544	115.8440234	111.8464123	107.8280137	103.7887193	99.72842066	95.64700845	91.5443729	87.42040364	83.27498973	79.10801968	74.91938138	70.70896217
Red GWh				3.956357976	3.976931037	3.997611078	4.018398656	4.039294329	4.06029866	4.081412213	4.102635556	4.123969261	4.145413901	4.166970053	4.188638298	4.210419217
Costo Red \$/GWh				860000	860000	860000	860000	860000	860000	860000	860000	860000	860000	860000	860000	860000
FI (US\$)	0	0	0	3402467.859	3420160.692	3437945.527	3455822.844	3473793.123	3491856.847	3510014.503	3528266.578	3546613.564	3565055.955	3583594.246	3602228.936	3620960.526
FF (US\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OM US\$)	14700000	14776440	14853277.49	14378514.53	13901282.81	13421569.48	12939361.64	12454646.32	11967410.48	11477641.01	10985324.75	10490448.44	9992998.768	9492962.362	8990325.766	8485075.46
Iluminación %	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%	28%
Iluminación-GWh	68.6	68.95672	69.31529494	67.09973448	64.8726531	62.63399089	60.38368765	58.12168282	55.84791557	53.56232473	51.26484882	48.95542604	46.63399425	44.30049102	41.95485357	39.59701881
Red GWh				2.215560466	2.227081381	2.238662204	2.250303247	2.262004824	2.273767249	2.285590839	2.297475911	2.309422786	2.321431785	2.33350323	2.345637447	2.357834761
Costo Red \$/GWh				600000	600000	600000	600000	600000	600000	600000	600000	600000	600000	600000	600000	600000
FI (US\$)	0	0	0	1329336.28	1336248.828	1343197.322	1350181.948	1357202.895	1364260.35	1371354.503	1378485.547	1385653.672	1392859.071	1400101.938	1407382.468	1414700.857
FF (US\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OM US\$)	8232000	8274806.4	8317835.393	8051968.137	7784718.372	7516078.907	7246042.517	6974601.939	6701749.869	6427478.968	6151781.859	5874651.124	5596079.31	5316058.923	5034582.429	4751642.258
Otros %	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%
Otros-GWh	53.9	54.18028	54.46201746	52.72121995	50.97137029	49.21242142	47.44432601	45.6670365	43.88050509	42.08468372	40.27952407	38.4649776	36.64099548	34.80752866	32.96452781	31.11194335
kW	25913.46154	26048.21154	26183.66224	25346.74036	24505.46649	23659.81799	22809.77212	21955.30601	21096.39668	20233.02102	19365.1558	18492.77769	17615.86321	16734.38878	15848.33068	14957.66507
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
FI (US\$)	122884.6154	156555	157369.086	4731804.139	4756409.52	4781142.85	4806004.793	4830996.017	4856117.197	4881369.006	4906752.125	4932267.236	4957915.026	4983696.184	5009611.404	5035661.383
FF (US\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OM US\$)	22932000	23051246.4	23171112.88	22430482.67	21686001.18	20937648.38	20185404.16	19429248.26	18669160.35	17905119.98	17137106.61	16365099.56	15589078.08	14809021.28	14024908.19	13236717.72

Fuente: Elaboración propia a partir del planteamiento descrito en la sección 2.4.2 (Enfoque analítico) y datos del Reporte CNE-NDC-SE.

Tabla 19. Cálculos Técnicos del escenario Mitigación, Eficiencia energética en Alumbrado Público, NDC 2.1

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Lamp aras tot	182724	191807	208606	219908	229504	231140	235691	239633	243111	246221	249035	251604	253967	256155	258192	260097	262090	264061	266032	268003	269974
Lamp 175	182724	191807	208606	219908	229504	216140	216140	216140	208035	200234	192725	185498	178542	171847	165403	159200	159200	159200	159200	159200	159200
w/La mp 175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175
\$/La mp 175	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900
Lamp aras 60	0	0	0	0	0	15000	19551	23493	35076	45987	56310	66106	75425	84308	92789	100897	102890	104861	106832	108803	110774
w/La mp 60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
\$/La mp 60	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700
H	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
GWH anual es	116.71 4955	122.51 67213	133.24 70825	140.46 6235	146.59 568	141.34 4425	142.34 1094	143.20 4392	140.56 40003	137.97 06205	135.43 49838	132.96 40615	130.56 17775	128.23 07233	125.97 19573	123.78 5443	124.22 191	124.65 3559	125.08 5208	125.51 6857	125.94 8506
\$/G Wh (OM)	108000	108000	108000	108000	108000	108000	108000	108000	108000	108000	108000	108000	108000	108000	108000	108000	108000	108000	108000	108000	108000
OM (\$)	126052 15.14	132318 05.9	143906 84.91	151703 53.38	158323 33.44	15265 197.9	153728 38.15	154660 74.34	151809 12.03	149008 27.01	146269 78.25	143601 18.64	141006 71.97	138489 18.11	136049 71.38	133688 27.84	134159 66.28	134625 84.37	135092 02.46	135558 20.56	136024 38.65
HIST + M-A		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
FI (\$)		817470 0	151191 00	101718 00	863640 0	10500 000	318570 0	275940 0	810810 0	763770 0	722610 0	685720 0	652330 0	621810 0	593670 0	567560 0	139510 0	137970 0	137970 0	137970 0	137970 0
FF (\$)		0	0	0	0	0															
OM (\$)		132318 05.9	143906 84.91	151703 53.38	158323 33.44	15265 197.9	153728 38.15	154660 74.34	151809 12.03	149008 27.01	146269 78.25	143601 18.64	141006 71.97	138489 18.11	136049 71.38	133688 27.84	134159 66.28	134625 84.37	135092 02.46	135558 20.56	136024 38.65

Fuente: Elaboración propia a partir del planteamiento descrito en la sección 2.4.2 (Enfoque analítico) y datos del Reporte CNE-NDC-SE.

Transporte

La medida de mitigación en este rubro consiste en la implementación de la política que limita el contenido de azufre a 500ppm (Meta 4 del alcance del sector). Al ser una política en proceso de implementación, no se ha considerado para este análisis de FI, FF y OM.

Es importante señalar que no existe necesidad de financiamiento, lo cual puede verse como un ahorro que permita utilizar financiamiento en otros sectores o subsectores.

Derivación de FI, FF, O&M y subsidios del escenario de mitigación

Los flujos de inversión, financiamiento y OM por proyecto y anuales se muestran en las Tablas 20 y 21.

Es importante señalar que los gastos asociados a legislación energética y a planificación en los que han incurrido SIGET y CNE respectivamente, se han pronosticado de igual forma al escenario base. Esto es debido a que, como se mencionó anteriormente, sus gastos no son relacionados a la ejecución de proyectos energéticos, sino a gastos que por su naturaleza estarán desligados del tipo de medida de mitigación que se implemente.

Tabla 20. Escenario objetivo: Estimaciones acumuladas descontadas de IF, FF y O & M, por tipo de inversión, entidad de inversión y fuente de financiamiento.

Expresada en millones de Dólares de los Estados Unidos de América

Categoría de entidad de inversión	Fuente de Fondos de Flujos de Inversión y Financiamiento	Estimaciones acumuladas descontadas de IF, FF y O & M para el escenario objetivo																	
		CNE			SIGET			Generación No Renovable			Generación Renovable			EEPB (Aire Acondicionado e Iluminación)			EEPB (Alumbrado público)		
		FI US\$	FF US\$	O&M US\$	FI US\$	FF US\$	O&M US\$	FI US\$	FF US\$	O&M US\$	FI US\$	FF US\$	O&M US\$	FI US\$	FF US\$	O&M US\$	FI US\$	FF US\$	O&M US\$
Hogares	Nacional	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Total de Hogares	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Empresas	Nacionales	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 197.55	\$ 226.12	\$ -	\$ 489.42	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Extranjeras	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 800.00	\$ -	\$ 4,104.65	\$ 899.04	\$ -	\$ 157.22	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Total de Fondos Corporativos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 800.00	\$ -	\$ 4,302.19	\$ 1,125.16	\$ -	\$ 646.63	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Gobierno	Interna	Fondo General	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 63.91	\$ -	\$ 301.56	\$ 77.54	\$ -	\$ 227.64
		Recursos Propios	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 0.78	\$ 3.28	\$ 50.86	\$ -	\$ -	\$ 197.15	\$ 530.00	\$ -	\$ 651.61	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
		Préstamos Internos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
		Total Fuentes Internas	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 0.78	\$ 3.28	\$ 50.86	\$ -	\$ -	\$ 197.15	\$ 530.00	\$ -	\$ 651.61	\$ 63.91	\$ -	\$ 301.56	\$ 77.54	\$ -
	Externas	Donaciones	\$ 0.80	\$ 7.14	\$ 2.99	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
		Prestamos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
		Total Fuentes Externas	\$ 0.80	\$ 7.14	\$ 2.99	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Total de Fondos de Gobierno	\$ 0.80	\$ 7.14	\$ 2.99	\$ 0.78	\$ 3.28	\$ 50.86	\$ -	\$ -	\$ 197.15	\$ 530.00	\$ -	\$ 651.61	\$ 63.91	\$ -	\$ 301.56	\$ 77.54	\$ -	\$ 227.64	
TOTAL FLUJOS		\$ 0.80	\$ 7.14	\$ 2.99	\$ 0.78	\$ 3.28	\$ 50.86	\$ 800.00	\$ -	\$ 4,499.34	\$ 1,655.16	\$ -	\$ 1,298.24	\$ 63.91	\$ -	\$ 301.56	\$ 77.54	\$ -	\$ 227.64

Fuente: Elaboración Propia a partir de Cálculos técnicos del escenario de mitigación, NDCs 1, 2 y 3

Tabla 21. Estimaciones anuales de IF, FF y O & M por tipo de inversión

Expresada en millones de Dólares de los Estados Unidos de América

Año	Estimaciones acumuladas descontadas de IF, FF y O & M para el escenario objetivo																	
	CNE			SIGET			Generación No Renovable			Generación Renovable			EEPB (Aire Acondicionado e Iluminación)			EEPB (Alumbrado público)		
	FI US\$	FF US\$	O&M US\$	FI US\$	FF US\$	O&M US\$	FI US\$	FF US\$	O&M US\$	FI US\$	FF US\$	O&M US\$	FI US\$	FF US\$	O&M US\$	FI US\$	FF US\$	O&M US\$
2015	\$ 0.00	\$ 0.36	\$ 0.20	\$ 0.04	\$ 0.15	\$ 2.77	\$ -	\$ -	\$ 286.55	\$ 156.57	\$ -	\$ 58.04	\$ 0.12	\$ -	\$ 22.93	\$ 10.50	\$ -	\$ 15.27
2016	\$ 0.05	\$ 0.37	\$ 0.14	\$ 0.06	\$ 0.23	\$ 3.06	\$ -	\$ -	\$ 80.14	\$ 96.26	\$ -	\$ 64.86	\$ 0.16	\$ -	\$ 23.05	\$ 3.19	\$ -	\$ 15.37
2017	\$ 0.06	\$ 0.44	\$ 0.17	\$ 0.05	\$ 0.19	\$ 3.10	\$ -	\$ -	\$ 80.14	\$ 407.71	\$ -	\$ 71.96	\$ 0.16	\$ -	\$ 23.17	\$ 2.76	\$ -	\$ 15.47
2018	\$ 0.06	\$ 0.48	\$ 0.20	\$ 0.04	\$ 0.21	\$ 3.16	\$ -	\$ -	\$ 80.14	\$ 111.24	\$ -	\$ 73.70	\$ 4.73	\$ -	\$ 22.43	\$ 8.11	\$ -	\$ 15.18
2019	\$ 0.05	\$ 0.44	\$ 0.19	\$ 0.04	\$ 0.20	\$ 3.10	\$ -	\$ -	\$ 80.14	\$ 550.70	\$ -	\$ 82.92	\$ 4.76	\$ -	\$ 21.69	\$ 7.64	\$ -	\$ 14.90
2020	\$ 0.04	\$ 0.43	\$ 0.18	\$ 0.05	\$ 0.20	\$ 3.10	\$ 800.00	\$ -	\$ 353.84	\$ 134.68	\$ -	\$ 85.70	\$ 4.78	\$ -	\$ 20.94	\$ 7.23	\$ -	\$ 14.63
2021	\$ 0.05	\$ 0.44	\$ 0.18	\$ 0.05	\$ 0.21	\$ 3.17	\$ -	\$ -	\$ 353.84	\$ -	\$ -	\$ 85.70	\$ 4.81	\$ -	\$ 20.19	\$ 6.86	\$ -	\$ 14.36
2022	\$ 0.05	\$ 0.46	\$ 0.19	\$ 0.05	\$ 0.20	\$ 3.19	\$ -	\$ -	\$ 353.84	\$ 198.00	\$ -	\$ 86.15	\$ 4.83	\$ -	\$ 19.43	\$ 6.52	\$ -	\$ 14.10
2023	\$ 0.05	\$ 0.46	\$ 0.19	\$ 0.05	\$ 0.21	\$ 3.21	\$ -	\$ -	\$ 353.84	\$ -	\$ -	\$ 86.15	\$ 4.86	\$ -	\$ 18.67	\$ 6.22	\$ -	\$ 13.85
2024	\$ 0.05	\$ 0.45	\$ 0.19	\$ 0.05	\$ 0.21	\$ 3.22	\$ -	\$ -	\$ 353.84	\$ -	\$ -	\$ 86.15	\$ 4.88	\$ -	\$ 17.91	\$ 5.94	\$ -	\$ 13.60
2025	\$ 0.05	\$ 0.46	\$ 0.19	\$ 0.05	\$ 0.21	\$ 3.24	\$ -	\$ -	\$ 353.84	\$ -	\$ -	\$ 86.15	\$ 4.91	\$ -	\$ 17.14	\$ 5.68	\$ -	\$ 13.37
2026	\$ 0.05	\$ 0.46	\$ 0.19	\$ 0.05	\$ 0.21	\$ 3.27	\$ -	\$ -	\$ 353.84	\$ -	\$ -	\$ 86.15	\$ 4.93	\$ -	\$ 16.37	\$ 1.40	\$ -	\$ 13.42
2027	\$ 0.05	\$ 0.47	\$ 0.19	\$ 0.05	\$ 0.21	\$ 3.29	\$ -	\$ -	\$ 353.84	\$ -	\$ -	\$ 86.15	\$ 4.96	\$ -	\$ 15.59	\$ 1.38	\$ -	\$ 13.46
2028	\$ 0.05	\$ 0.47	\$ 0.20	\$ 0.05	\$ 0.21	\$ 3.31	\$ -	\$ -	\$ 353.84	\$ -	\$ -	\$ 86.15	\$ 4.98	\$ -	\$ 14.81	\$ 1.38	\$ -	\$ 13.51
2029	\$ 0.05	\$ 0.47	\$ 0.20	\$ 0.05	\$ 0.22	\$ 3.33	\$ -	\$ -	\$ 353.84	\$ -	\$ -	\$ 86.15	\$ 5.01	\$ -	\$ 14.02	\$ 1.38	\$ -	\$ 13.56
2030	\$ 0.05	\$ 0.47	\$ 0.20	\$ 0.05	\$ 0.22	\$ 3.35	\$ -	\$ -	\$ 353.84	\$ -	\$ -	\$ 86.15	\$ 5.04	\$ -	\$ 13.24	\$ 1.38	\$ -	\$ 13.60
Total	\$ 0.80	\$ 7.14	\$ 2.99	\$ 0.78	\$ 3.28	\$ 50.86	\$ 800.00	\$ -	\$ 4,499.34	\$ 1,655.16	\$ -	\$ 1,298.24	\$ 63.91	\$ -	\$ 301.56	\$ 77.54	\$ -	\$ 227.64

Fuente: Elaboración Propia a partir de Cálculos técnicos del escenario de mitigación, NDCs 1, 2 y 3.

3. Resultados

3.1 Cambios Incrementales

Subsector Industria Energética

El incremento total de flujos de inversión, financiamiento y OM por tipo de inversión y anuales se detallan en las Tablas 22 y 23.

Tabla 22. Estimaciones acumuladas descontadas de IF, FF y O & M, por tipo de inversión, entidad de inversión y fuente de financiamiento.

Expresada en millones de Dólares de los Estados Unidos de América

Categoría de entidad de inversión	Fuente de Fondos de Flujos de Inversión y Financiamiento	Estimaciones acumuladas descontadas de IF, FF y O & M para el escenario objetivo																		
		CNE			SIGET			Generación No Renovable			Generación Renovable			EEPB (Aire Acondicionado e Iluminación)			EEPB (Alumbrado público)			
		ΔFI US\$	ΔFF US\$	ΔO&M US\$	ΔFI US\$	ΔFF US\$	ΔO&M US\$	ΔFI US\$	ΔFF US\$	ΔO&M US\$	ΔFI US\$	ΔFF US\$	ΔO&M US\$	ΔFI US\$	ΔFF US\$	ΔO&M US\$	ΔFI US\$	ΔFF US\$	ΔO&M US\$	
Hogares	Nacional	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
	Total de Hogares	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
Empresas	Nacionales	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	-\$ 408.55	\$ 96.26	\$ -	\$ 102.24	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
	Extranjeras	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	-\$ 299.47	\$ -	-\$ 2,189.16	\$ 888.35	\$ -	\$ 145.53	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
	Total de Fondos Corporativos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	-\$ 299.47	\$ -	-\$ 2,597.71	\$ 984.61	\$ -	\$ 247.77	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
Gobierno	Interna	Fondo General	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 61.35	\$ -	-\$ 80.02	\$ 39.86	\$ -	-\$ 25.04	
		Recursos Propios	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	-\$ 407.73	\$ 513.98	\$ -	\$ 121.81	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
		Préstamos Internos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
		Total Fuentes Internas	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	-\$ 407.73	\$ 513.98	\$ -	\$ 121.81	\$ 61.35	\$ -	-\$ 80.02	\$ 39.86	\$ -	-\$ 25.04
	Externas	Donaciones	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
		Prestamos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
		Total Fuentes Externas	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Total de Fondos de Gobierno	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	-\$ 407.73	\$ 513.98	\$ -	\$ 121.81	\$ 61.35	\$ -	-\$ 80.02	\$ 39.86	\$ -	-\$ 25.04		
TOTAL FLUJOS		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	-\$ 299.47	\$ -	-\$ 3,005.44	\$ 1,498.59	\$ -	\$ 369.57	\$ 61.35	\$ -	-\$ 80.02	\$ 39.86	\$ -	-\$ 25.04	

Fuente: Elaboración Propia a partir de sustraer los FIFF del escenario base (Tabla 14) de los FIFF del escenario de mitigación (Tabla 20)

Tabla 23. Estimaciones anuales incrementales de IF, FF y O & M por tipo de inversión

Expresada en millones de Dólares de los Estados Unidos de América

Año	Estimaciones acumuladas descontadas de IF, FF y O & M para el escenario objetivo																	
	CNE			SIGET			Generación No Renovable			Generación Renovable			EEPB (Aire Acondicionado e Iluminación)			EEPB (Alumbrado público)		
	ΔFI US\$	ΔFF US\$	ΔO&M US\$	ΔFI US\$	ΔFF US\$	ΔO&M US\$	ΔFI US\$	ΔFF US\$	ΔO&M US\$	ΔFI US\$	ΔFF US\$	ΔO&M US\$	ΔFI US\$	ΔFF US\$	ΔO&M US\$	ΔFI US\$	ΔFF US\$	ΔO&M US\$
2015	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 0.00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
2016	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	-\$ 205.25	\$ 96.26	\$ -	\$ 6.82	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
2017	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	-\$ 205.25	\$ 407.71	\$ -	\$ 13.92	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
2018	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	-\$ 132.28	\$ -	-\$ 242.97	\$ 111.24	\$ -	\$ 15.66	\$ 4.57	\$ -	-\$ 0.86	\$ 5.67	\$ -	-\$ 0.37
2019	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	-\$ 132.28	\$ -	-\$ 280.69	\$ 550.70	\$ -	\$ 24.87	\$ 4.60	\$ -	-\$ 1.73	\$ 5.46	\$ -	-\$ 0.72
2020	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 667.72	\$ -	-\$ 44.71	\$ 134.68	\$ -	\$ 27.66	\$ 4.62	\$ -	-\$ 2.60	\$ 5.26	\$ -	-\$ 1.06
2021	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	-\$ 132.28	\$ -	-\$ 82.43	\$ -	\$ -	\$ 27.66	\$ 4.65	\$ -	-\$ 3.47	\$ 5.06	\$ -	-\$ 1.39
2022	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	-\$ 132.28	\$ -	-\$ 120.15	\$ 198.00	\$ -	\$ 28.11	\$ 4.67	\$ -	-\$ 4.35	\$ 4.87	\$ -	-\$ 1.70
2023	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	-\$ 132.28	\$ -	-\$ 157.88	\$ -	\$ -	\$ 28.11	\$ 4.69	\$ -	-\$ 5.23	\$ 4.69	\$ -	-\$ 2.01
2024	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	-\$ 132.28	\$ -	-\$ 195.60	\$ -	\$ -	\$ 28.11	\$ 4.72	\$ -	-\$ 6.12	\$ 4.51	\$ -	-\$ 2.30
2025	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	-\$ 173.54	\$ -	-\$ 245.08	\$ -	\$ -	\$ 28.11	\$ 4.74	\$ -	-\$ 7.02	\$ 4.34	\$ -	-\$ 2.58
2026	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	-\$ 245.08	\$ -	\$ -	\$ 28.11	\$ 4.77	\$ -	-\$ 7.91	\$ -	\$ -	-\$ 2.58
2027	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	-\$ 245.08	\$ -	\$ -	\$ 28.11	\$ 4.79	\$ -	-\$ 8.82	\$ -	\$ -	-\$ 2.58
2028	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	-\$ 245.08	\$ -	\$ -	\$ 28.11	\$ 4.82	\$ -	-\$ 9.72	\$ -	\$ -	-\$ 2.58
2029	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	-\$ 245.08	\$ -	\$ -	\$ 28.11	\$ 4.84	\$ -	-\$ 10.63	\$ -	\$ -	-\$ 2.58
2030	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	-\$ 245.08	\$ -	\$ -	\$ 28.11	\$ 4.87	\$ -	-\$ 11.55	\$ -	\$ -	-\$ 2.58
Total	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	-\$ 299.47	\$ -	-\$ 3,005.44	\$ 1,498.59	\$ -	\$ 369.57	\$ 61.35	\$ -	-\$ 80.02	\$ 39.86	\$ -	-\$ 25.04

Fuente: Elaboración Propia a partir de sustraer los FIFF del escenario base (Tabla 14) de los FIFF del escenario de mitigación (Tabla 20)

Analizando los resultados incrementales del escenario mitigación respecto al escenario base contenidos en las Tablas 22 y 23, se concluye lo siguiente:

Los Flujos de Inversión, Financiamiento y O&M del escenario Mitigación que logra cumplir con las NDCs 1, 2 y 3 son en total US\$1,441MM más bajos que los FIFF del escenario BAU. El análisis por actividad se detalla en la siguiente sección.

Generación de energía

La diferencia de inversión del escenario mitigación respecto al escenario BAU es de US\$1,199MM. Sin embargo, la diferencia en costos de O&M es de -US\$2636MM. El ahorro total de invertir en el escenario Mitigación respecto a invertir en el escenario BAU es entonces de US\$1199MM – US\$2636MM, es decir US\$1437MM.

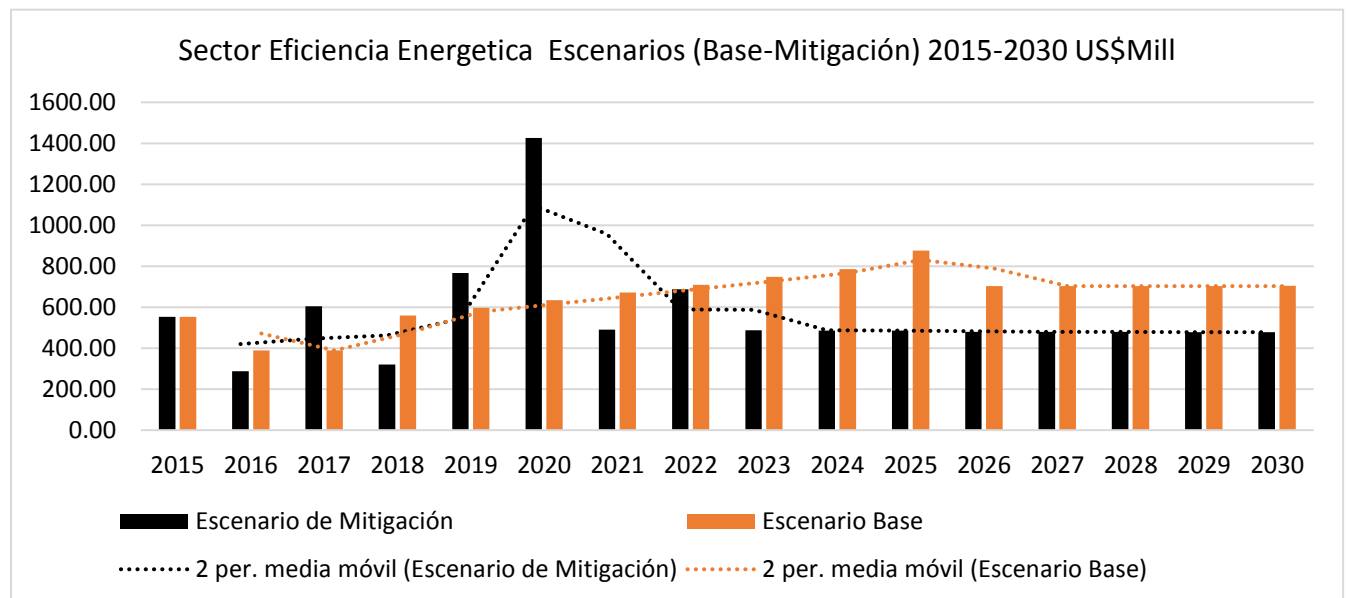
Eficiencia Energética

La diferencia de flujos de inversión, financiamiento y O&M del escenario de mitigación respecto al escenario base es de -\$3.8MM, lo cual implica un ahorro en esta actividad ya que, a pesar de invertirse \$101.2MM en el reemplazo de equipos, los costos de operación y mantenimiento (consumo de energía) disminuyen en \$105.0MM

Subsector Transporte

No se reportan cambios al no haberse analizado gastos por ser una medida ya en proceso de implementación.

Gráfico 3. Comparación de flujos de inversión y financiamiento de escenarios BAU y Mitigación



Fuente: Elaboración propia con datos del presente análisis

El Grafico ilustra la disminución de costos del escenario de mitigación respecto al escenario base.

Considerando que el presente análisis toma lugar en el 2018, se presenta el cronograma de flujo de inversiones y O&M para el periodo 2018-2030. Es importante además recalcar que la mayoría de proyectos presentados en el escenario Mitigación ya están en ejecución y pertenecen a empresas privadas en la mayoría de los casos extranjeras.

Sin embargo, los proyectos geotérmicos se perfilan como sujetos de financiamiento extranjero por el alto costo de inversión en esta fuente de energía que. La inversión de US\$198MM reflejada en el 2022 de hecho corresponde a proyectos geotérmicos que totalizan 30MW tal como se indico en al analizar los resultados de la **Tabla 16: Cálculos técnicos del escenario Mitigación, Generación de energía, NDCs 1 y 3.**

También existe oportunidad de inversión en 92MW adicionales provenientes de energía geotérmica tal como ilustrado en la **Tabla 17: Cálculos técnicos del escenario Mitigación, Generación de energía, NDCs 1.1 y 3.1.** Con esta inversión se lograría cumplir 3 de las 4 NDCs propuestas (1, 1.1 y 3) y un importante aporte en el cumplimiento de la NDC 3.1

Recomendaciones

1. Gestionar fuentes de financiamiento extranjeras para inversión en proyectos de energía renovable específicamente energía geotérmica:
 - Una inversión de US\$198MM implicaría lograr las NDCs 1 y 3 y
 - Una inversión adicional de aproximadamente US\$607MM implicaría lograr las metas 1.1 y un 95% de la NDC 3.1
2. Gestionar fuentes de financiamiento para invertir US\$112MM en medidas de eficiencia energética planteadas en el escenario de Mitigación. Esa inversión es suficiente para lograr la NDC 2 propuesta por CNE

El valor actualizado neto de los FI&FF acumulados vinculados a las políticas de mitigación al cambio climático ascienden a USD 1,175.27 millones del año 2015, descontados a una tasa del 3% anual.

Tabla 24. Cronograma de inversiones propuestas

CRONOGRAMA DE INVERSIONES, US\$MM																
No.	Inversiones Priorizadas	Metas por inversión	Presupuesto estimado	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
SUBSECTOR INDUSTRIA ENERGETICA, Generación de energía, Eficiencia Energética en Edificios Públicos y en Alumbrado Publico																
1	Inversión en proyectos de generación de energía renovable (Biomasa, Biogás, Hidroeléctrica, Fotovoltaica, Geotérmica, Eólica) y no renovable baja en emisiones (GNL)	NDC 1. Reducción de GEI en 46% para el 2025 con respecto a un crecimiento en la producción de energía sin acciones de mitigación concretas. NDC 3. Incremento de energía renovable para el año 2025 en 30% respecto a la energía total generada en el 2015.	\$ 1,795	\$ 111	\$ 551	\$ 935	\$ -	\$ 198	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
2	Inversión en sustitución de 80% de aires acondicionados e iluminación interna de edificios públicos y sustitución de 30% de las lamparas de alumbrado publico	NDC 2. Reducción de GEI en 28% para el 2025 con respecto a un escenario sin acciones concretas.	\$ 112	\$ 12	\$ 12	\$ 12	\$ 11	\$ 11	\$ 11	\$ 11	\$ 6	\$ 6	\$ 6	\$ 6	\$ 6	\$ 6
Subtotal de Flujos de Inversión			\$ 1,906	\$ 124	\$ 563	\$ 946	\$ 11	\$ 209	\$ 11	\$ 11	\$ 6	\$ 6	\$ 6	\$ 6	\$ 6	\$ -
Subtotal de O&M			\$ 191	\$ 200	\$ 475	\$ 474	\$ 474	\$ 473	\$ 472	\$ 471	\$ 470	\$ 469	\$ 468	\$ 468	\$ 467	\$ -
Subtotal de Subsector			\$ 2,098	\$ 323	\$ 1,038	\$ 1,420	\$ 485	\$ 682	\$ 482	\$ 481	\$ 476	\$ 475	\$ 475	\$ 474	\$ 473	\$ -
SUBSECTOR TRANSPORTE, Uso de combustible Diesel																
5	No se requiere inversión, solamente concretar la implementación de la política actualmente en prorroga de implementación	4. Normativa para mejorar la calidad de combustible Diesel servido en el país disminuyendo el límite máximo permitido del contenido de azufre de 5000ppm a 500ppm	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Subtotal - Subsector Transporte			\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
TOTAL			\$ 2,098	\$ 323	\$ 1,038	\$ 1,420	\$ 485	\$ 682	\$ 482	\$ 481	\$ 476	\$ 475	\$ 475	\$ 474	\$ 473	\$ -

Fuente: Elaboración propia a partir de la derivación de flujos de inversión y financiamiento presentados del escenario Mitigación desarrollado en este análisis (Tabla 21)

4. Implicaciones Políticas

4.1 Generación de Energía

Como se ha comentado en el análisis de resultados, la mayoría de las plantas de energía eléctrica por medio de fuentes renovables se encuentra en proceso de obtención de permisos, construcción y en algunos casos ya los proyectos se encuentran operando. Los proyectos pendientes de planificación concreta por falta de financiamiento son los correspondientes a generación geotérmica y fotovoltaica estatales, cuya inversión se estima en \$830MM. De estos, \$805MM corresponden a instalación de generación geotérmica. Es además conocido que existe mucha incertidumbre en este tipo de inversión y se requiere mucho trabajo de investigación y pre-inversión en pozos que probablemente no generen energía y deban ser abandonados. Debido en parte a este riesgo técnico y financiero la inversión se vuelve costosa. Tal como ha señalado CNE, esta inversión puede darse si existe apoyo financiero extranjero. Es por este motivo que considera necesario establecer una política atractiva especialmente para la inversión extranjera en el recurso geotérmico. Esta política debe brindar, principalmente, estabilidad jurídica y seguridad económica al inversionista.

Se sugiere además actualizar la Política Energética Nacional 2010-2024 de cara a la demanda energética esperada después del 2030.

4.2 Eficiencia Energética

Respecto a las medidas propuestas para incrementar la eficiencia energética y dado que son medidas aplicadas en edificios públicos, no se prevé necesaria la creación de políticas nuevas.

4.3 Subsector Transporte

La medida de mitigación ya está definida y en proceso de implementación en este sector y consiste en la política que limita el contenido de azufre en el Diesel a un máximo de 500ppm. No se prevé necesidad de políticas adicionales.

5. Incertidumbres claves y Limitaciones Metodológicas

5.1 Generación de energía

El mercado energético es complejo y presenta muchas variables que introducen incerteza en los supuestos. Se mencionan las principales incertidumbres que podrían variar los supuestos de la metodología y los resultados de las medidas de mitigación y las metas propuestas para esta actividad.

- Definitivamente siempre existe una incertidumbre con respecto a si la demanda energética crecerá a la tasa pronosticada, así como la posibilidad de variaciones en las exportaciones pronosticadas de energía, lo cual impactaría en la necesidad de capacidad de generación necesaria a instalarse.

Respecto a la metodología, los principales obstáculos son determinar con certeza los costos reales de inversión y de operación y mantenimiento de los generadores, en especial de los privados, tanto de los proyectos en su fase de construcción como en su fase de operación. Por

este motivo, los costos de inversión de los proyectos de la fase de mitigación (proyectos en fase de planificación) fueron considerados utilizando los costos de inversión unitarios (\$/MW) de proyectos de la misma tecnología ya construidos o en proceso de construcción.

Respecto a los costos de operación y mantenimiento, estos fueron considerados tomando parámetros internacionales debido a que no son expresados públicamente.

5.2 Eficiencia Energética

En esta actividad no se detectaron incertidumbres mayores, en parte debido a que ya existe un inventario elaborado de los equipos a sustituir y a que existe una marcada tendencia de crecimiento porcentual constante.

No se detectaron limitantes para la aplicación de la metodología.

5.3 Subsector Transporte

No existe incertidumbre en cuanto a la implementación de la medida de mitigación al ser ya una medida real. No se consideró necesario aplicar la metodología en esta actividad ya que tiene medidas en curso y no se considera tomar medidas adicionales de mitigación.

6. Referencias

“Contribución Determinada a Nivel Nacional de El Salvador, En el marco de la Política Energética Nacional y la Estrategia de Eficiencia Energética”, CNE, 2016

“Boletín de estadísticas eléctricas No 13” SIGET, 2011

“Boletín de estadísticas eléctricas No 14”, SIGET, 2012

“Boletín de estadísticas eléctricas No 15”, SIGET, 2013

“Boletín de estadísticas eléctricas No 16”, SIGET, 2014

“Boletín de estadísticas eléctricas No 17”, SIGET, 2015

Política Energética Nacional de El Salvador 2010-2024

“Plan Nacional de Cambio Climático de El Salvador 2015”

“Eficiencia Energética en Edificios Públicos (EEPB), Energy Efficiency in Public Buildings (EEPB)” 2014

“Plan Maestro para el Desarrollo de Energías Renovables en El Salvador”, CNE, 2012

WGIII contribution to the AR4 of the IPCC, 2007

7. Anexos

Proyectos, líneas de trabajo o actividades tomadas en cuenta en el estudio.

CNE	Eficiencia Energética en Edificios Públicos
	Apoyo al Programa Regional de Entrenamiento Geotérmico
	Proyecto piloto para mezcla y uso de Etanol
SIGET	Marco Regulatorio de Electricidad y Telecomunicaciones
	Registro de Electricidad y Telecomunicaciones
Energía No Renovable	Térmica HFO
	Térmica GNL
Energía Renovable	Biomasa
	Biogás
	Hidroeléctrica
	Fotovoltaica
	Geotérmica
	Eólica
EEPB (Aire Acondicionado e Iluminación)	
EEPB (Alumbrado público)	