



A

INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

A.1 Aspectos relevantes en la Integración

A.1.1 Visión de la integración energética

La integración energética regional es un proceso de formación de vínculos de cooperación profundos y estables, con el propósito de maximizar las potencialidades de los países en forma conjunta para intensificar su interdependencia y obtener beneficios mutuos. Considerando las características del escenario global actual, la integración ha dejado de ser una opción para convertirse en una exigencia entre los países.

En los países de América Latina y el Caribe (ALyC), el balance de recursos energéticos presenta excedentes que posibilitan los intercambios de electricidad, considerando sus abundantes y diversos recursos naturales tanto renovables como no renovables. Dentro de los recursos renovables se destaca el enorme potencial hidroeléctrico de la región, el mismo que presenta gran complementariedad entre las cuencas hidrográficas de los países, lo cual representa grandes ventajas para la región.

Entre las principales ventajas a ser obtenidas por los países con la integración, se puede señalar las siguientes: incremento de la seguridad en el suministro, uso de recursos naturales de forma conjunta, incremento en la calidad del servicio, eficiencia en las inversiones, aprovechamiento de economías de escala y menor impacto ambiental.

Hasta el momento, gran parte de la integración energética en la región se ha limitado a interconexiones físicas para comercio de combustibles y de energía eléctrica. Sin embargo, los grandes beneficios económicos de la integración se obtendrán al permitir el comercio de energía y no solo de mercancías; para ello, es necesario un desarrollo armónico de los países en cuanto a la infraestructura del sector energético así como del marco normativo correspondiente. En

este contexto, varias iniciativas de los organismos como: la Comunidad Andina de Naciones (CAN), Mercado Común del Sur (MERCOSUR), Comunidad de Estados Latinoamericanos y Caribeños (CELAC), Organización Latinoamericana de la Energía (OLADE), entre otros, han permitido que la integración de los mercados de gas y electricidad se desarrollen paulatinamente en América del Sur; mediante reformas de los sectores de electricidad e hidrocarburos que abrieron las puertas para el desarrollo de proyectos como gasoductos internacionales y de líneas de interconexión eléctrica.

Para alcanzar los enormes beneficios de la integración energética es fundamental caminar hacia la definición de políticas energéticas comunes que busquen priorizar la integración, asimismo se debe propender a desarrollar una matriz energética regional que permita la formulación de un plan energético a nivel de la región. De igual manera, se debe continuar trabajando en la implementación de infraestructuras robustas que permitan los intercambios energéticos, así como en la armonización de marcos regulatorios y comerciales.

Además, para avanzar en la integración se debe tomar en cuenta aspectos como: coordinación de las inversiones energéticas, marco institucional, valoración de los beneficios, así como el rol de las nuevas fuentes de energía y el cambio climático. La integración energética puede y debe convertirse en el principal catalizador que permita impulsar el proceso de integración en la región.

Finalmente, la obtención de las ventajas del proceso de integración energética radica en un alto nivel de voluntad política, aspecto que generará directrices homogéneas vinculantes, las mismas que se deberán traducir en acciones comunes que tiendan hacia la conformación de mercados energéticos regionales.

A.1.2 Políticas energéticas para el sector eléctrico

El sector eléctrico ecuatoriano, al tener un rol estratégico y protagónico en la economía del país, tiene como responsabilidad cumplir con una planificación integral en base a los grandes intereses nacionales. En este sentido, la Constitución de la República, el Plan Nacional de

Desarrollo³⁴, la Ley Orgánica del Servicio Público Energía Eléctrica “LOSPEE” y la Agenda Nacional de Energía 2016-2040, han definido políticas energéticas, las cuales deben ser observadas y aplicadas en el ámbito de la integración regional.

34. Plan Nacional del Buen Toda una Vida 2017-2021.

A.1.2.1 Marco legal

Constitución de la República del Ecuador

El Artículo 416 de la Constitución de la República del Ecuador, señala que, “Las relaciones del Ecuador con la comunidad internacional responderán a los intereses del pueblo ecuatoriano, al que le rendirán sus responsables y ejecutores”; y, por tanto, entre otros aspectos proclama la independencia e igualdad jurídica de los Estados; e, impulsa prioritariamente la integración política, cultural y económica de la Región Andina, de América del Sur y Latinoamérica.

El Artículo 423 de la Carta Magna preceptúa que, “La integración, en especial con los países de Latinoamérica y el Caribe, será un objetivo estratégico del Estado. En todas las instancias y procesos de integración, el Estado ecuatoriano se comprometerá a:

- Promover estrategias conjuntas de manejo sustentable del patrimonio natural, en especial la regulación de la actividad

extractiva; la cooperación y complementación energética sustentable; la conservación de la biodiversidad, los ecosistemas y el agua; la investigación, el desarrollo científico y el intercambio de conocimientos y tecnología; y, la implementación de estrategias coordinadas de soberanía alimentaria.

- Fortalecer la armonización de las legislaciones nacionales con énfasis en los derechos y regímenes laboral, migratorio, fronterizo, ambiental, social, educativo, y de salud pública, de acuerdo con los principios de progresividad y no de regresividad.
- Favorecer la consolidación de organizaciones de carácter supranacional conformadas por Estados de América y del Caribe, así como la suscripción de tratados y otros instrumentos internacionales de integración regional.”

Decreto Ejecutivo 399

La Disposición General Segunda del Decreto Ejecutivo No. 399 de 15 de mayo de 2018, establece que en toda la normativa vigente que se refiere al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, se lea “Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables”.

Por otra parte, en el Tercer Suplemento del Registro Oficial No. 418 del 16 de enero de 2015, se promulgó la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica –LOSPÉE–, la cual en su artículo 12 estipula “Atribuciones y deberes.- Son atribuciones y deberes del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable en materia eléctrica, energía renovable y eficiencia energética: 1. Ejercer la representación del Estado ante organismos nacionales e internacionales y, acordar

los lineamientos para su armonización normativa; 2. Dictar las políticas y dirigir los procesos para su aplicación; 7. Fijar la política de importación y exportación de energía eléctrica; 8. Promover la Integración Eléctrica Regional.”

El Artículo 45 de la Ley ibídem, establece que: “las interconexiones internacionales de electricidad serán permitidas de acuerdo con las disponibilidades y necesidades del sector eléctrico y estarán sujetas a la Constitución de la República del Ecuador, los tratados e instrumentos internacionales y a las regulaciones que se dicten para el efecto.”

Políticas - Integración Eléctrica

En concordancia con la normativa vigente, a continuación se establecen las siguientes políticas en materia de interconexiones internacionales e integración eléctrica:

- Promover los intercambios internacionales de electricidad a fin de optimizar el uso de los recursos energéticos del país y aprovechar las complementariedades energéticas existentes con otros países, para fomentar el desarrollo económico del país.
- Sustentar los intercambios internacionales de electricidad en principios de seguridad, eficiencia, calidad, reciprocidad, equidad, transparencia y sostenibilidad, promoviendo el desarrollo de los sistemas eléctricos.
- Potenciar el uso de la infraestructura de generación y transmisión del país a través de los intercambios de electricidad, optimizando los beneficios económicos mediante la implementación de procesos de coordinación eficientes con los países de la región,

tanto técnicos como comerciales, sin afectar las condiciones técnicas y económicas del abastecimiento de la demanda nacional.

- Incorporar el desarrollo de las interconexiones internacionales en la planificación de la expansión y promover los intercambios internacionales mediante el diseño y aplicación de instrumentos comerciales que permitan apalancar inversiones tanto en generación como en transmisión.
- Aprovechar la infraestructura eléctrica disponible entre países vecinos para el abastecimiento del servicio eléctrico en poblaciones ubicadas en zonas de frontera, basados en principios de cooperación y buena vecindad.
- Contribuir al cumplimiento de los acuerdos internacionales y promover una participación activa del país en el campo eléctrico dentro de los organismos supranacionales.

A.1.3 Evolución de la normativa supranacional para el intercambio de electricidad

En el ámbito de la integración eléctrica, los representantes de los países miembros de la Comunidad Andina –CAN- promulgaron en diciembre de 2002 la Decisión CAN 536, la misma que se alcanzó en base a la consecución de hitos relevantes, entre los que se destacan:

- “Acuerdo para la Interconexión Regional de los Sistemas Eléctricos y el Intercambio Internacional de Energía Eléctrica”; suscrito en la reunión de Cartagena de Indias (Colombia), el 22 de septiembre de 2001.
- “Propuesta de Armonización de Marcos Normativos – noviembre 2001”; preparada por los Organismos Reguladores de Electricidad de los países miembros; en las reuniones de Quito (Ecuador) y Caracas (Venezuela), de diciembre de 2001 y enero 2002, respectivamente.
- “Acuerdo Complementario al de Interconexión Regional de los Sistemas Eléctricos y el Intercambio Internacional de Energía Eléctrica”; suscrito el 19 de abril de 2002 en Quito.

Acorde con lo dispuesto en la Decisión CAN 536, se creó el Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad –CANREL-, como órgano encargado de velar por la aplicación de la Decisión CAN 536 en la región.

En marzo de 2003 se creó el Grupo de Trabajo de los Organismos Reguladores (GTOR), una instancia técnica conformada por representantes de los organismos reguladores, a quienes se les encargó analizar y elaborar propuestas conducentes a la armonización regulatoria para aplicar la Decisión CAN 536.

Con base en la referida norma supranacional, se realizaron intercambios de electricidad entre Ecuador y Colombia por siete años, desde marzo de 2003. El 11 de mayo de 2009, en la XI Reunión del CANREL, los delegados de los Países Miembros, considerando que es necesario analizar y modificar los lineamientos establecidos en la norma supranacional para que pueda desarrollarse efectivamente un mercado regional de energía eléctrica, mostraron interés en la revisión de la Decisión CAN 536 y propusieron suspender dicha norma supranacional transitoriamente por un período de hasta dos años, generando para el efecto un régimen transitorio que sea aplicable a las transacciones existentes entre Ecuador y Colombia.

La Comisión de la Comunidad Andina en reunión ampliada con los Ministros de Energía, el 4 de noviembre de 2009, aprobó la Decisión CAN 720, publicada el 5 de noviembre de 2009 en la Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena; la cual, entre los principales aspectos, estableció la suspensión de la Decisión CAN 536 hasta por un período de dos años y definió un régimen transitorio aplicable a las transacciones entre Ecuador y Colombia, en el que se determinó un tratamiento diferenciado para los precios de los mercados internos y los precios de oferta de exportación de cada país y la asignación equitativa de las rentas de congestión entre el país importador y el país exportador.

Como consecuencia de los análisis efectuados al interior del GTOR y considerando la existencia de una nueva realidad del sector eléctrico al interior de cada uno de los Países Miembros, en la XXIII Reunión de GTOR, realizada el 9 de diciembre de 2010, se acordó solicitar a CANREL extender a Perú las facultades otorgadas a Colombia y Ecuador y, en paralelo, continuar con el análisis de los principios de la Decisión CAN 536 para avanzar en la definición de un sistema que contemple la aplicación de diversos modelos para realizar en el futuro interconexiones de los sistemas eléctricos en la subregión e intercambios de electricidad intracomunitarios.

Desde la aprobación de la Decisión CAN 720, las delegaciones de los países miembros han realizado varias reuniones para analizar los lineamientos de la Decisión CAN 536 con el fin de establecer los nuevos criterios para afianzar la integración eléctrica regional. En la reunión de Ministros y Altas Autoridades encargadas del sector eléctrico de los países miembros de la Comunidad Andina y de la hermana República de Chile, realizada en Galápagos el 2 de abril de 2011, se acordó solicitar una prórroga de la vigencia de la Decisión CAN 720 hasta que se adopte una Decisión final sobre la revisión del marco general de la Decisión CAN 536, así como la opción de suscribir convenios bilaterales entre Ecuador y Perú.

El CANREL, en su XIII Reunión Ordinaria, realizada el 11 de agosto de 2011, recomendó prorrogar el plazo de suspensión, revisar la Decisión CAN 536 y aprobar los regímenes transitorios para Colombia - Ecuador y para Ecuador - Perú. En tal sentido, la Comisión de la Comunidad Andina, en reunión ampliada con los Ministros de Energía, el 22 de agosto de 2011, aprobó la Decisión CAN 757 y se publicó en la Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena; la misma que se refiere a la vigencia de la Decisión CAN 536, la cual establece dos anexos transitorios para los intercambios de electricidad entre Colombia - Ecuador; y, Ecuador - Perú; adicionalmente, se mantiene la suspensión de la Decisión CAN 536 hasta por un lapso de dos años.

Los señores Ministros, Viceministros y altos funcionarios del sector eléctrico de las Repúblicas de Bolivia, Colombia, Chile, Ecuador y Perú, en el marco de la iniciativa denominada “Sistema de Interconexión Eléctrica Andina - SINEA”, acordaron implementar acciones sobre los temas relacionados con la infraestructura eléctrica de cada país y los mecanismos para avanzar en un proceso de integración eléctrica regional; aspectos expresados en las reuniones efectuadas en: Lima - Perú (25 de febrero de 2011); Galápagos – Ecuador (2 de abril de 2011); Lima – Perú (22 de julio de 2011); Bogotá – Colombia (15 de noviembre de 2011).

El 27 de septiembre de 2012, en Santiago de Chile, los señores Ministros, Viceministros y altos funcionarios del sector eléctrico de las Repúblicas de Bolivia, Colombia, Chile, Ecuador y Perú, en el marco de la iniciativa SINEA, aprobaron iniciar dos estudios, financiados por el Banco Interamericano de Desarrollo –BID-, uno de Armonización Regulatoria y otro de Planificación de la Infraestructura de Transmisión³⁵.

35. Planificación y estudio de factibilidad de la infraestructura de integración eléctrica de los países andinos.

A.1.4 Impacto de la normativa supranacional en los intercambios de electricidad

Con base a lo dispuesto en la Decisión CAN 536, Ecuador y Colombia han realizado intercambios efectivos de electricidad desde el 1 de marzo de 2003, con beneficios en el ámbito técnico y económico para los dos países miembros. Sin embargo, considerando los resultados obtenidos en los primeros años de las transacciones entre ambos países, Ecuador advirtió en el año 2007 la existencia de un desequilibrio económico y motivó un análisis de los aspectos técnicos y económicos que estarían produciendo barreras al desarrollo de las interconexiones eléctricas regionales.

Considerando los aspectos de detalle a nivel técnico y económico expuestos por el Ecuador en el seno del GTOR, las delegaciones de los Países Miembros acordaron en la X Reunión del CANREL, realizada el 3 de diciembre de 2008, que las Rentas de Congestión, sean asignadas en partes iguales, 50 % al exportador y 50 % al importador, sin afectar a la demanda del país exportador; además, los Países Miembros de la Comunidad Andina también acordaron que no existirá una discriminación en el tratamiento que se conceda a los

agentes internos y externos en cada país, excepto para la oferta de electricidad, en el cual se discriminarán los precios para la demanda nacional y demanda extranjera.

Por otra parte, y como ya se ha mencionado, en la reunión de los Ministros, Viceministros y altos funcionarios del sector de energía de los países de la Comunidad Andina y Chile, realizada en Galápagos en abril de 2011, se acordó solicitar una prórroga de la vigencia de la Decisión 720, así como para que se puedan suscribir convenios bilaterales entre Ecuador y Perú.

Por lo expuesto en los párrafos anteriores, los nuevos lineamientos han obligado la elaboración de nuevos preceptos normativos, mismos que han sido integrados en la Decisión CAN 757, y los cuales han determinado que los países miembros procedan a armonizar su normativa interna.

Los principales aspectos técnicos y económicos de la armonización regulatoria se muestran en los siguientes numerales.

A.1.4.1 Marco normativo para el intercambio de electricidad entre Ecuador – Colombia

El marco normativo que rige los intercambios de energía entre Ecuador y Colombia ha sido expedido tanto por el Consejo Nacional de Electricidad – CONELEC (actualmente ARCONEL) y por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, organismos que son los Entes Reguladores de Ecuador y Colombia, respectivamente. Esta normativa comprende los siguientes documentos: Resoluciones CREG 04 de 2003; CREG 096 de 2008; CREG 160 de 2009, incluyendo todas sus reformas; y, Regulación No. CONELEC 004/10 expedida en el 2010, con sus reformas.

Con base a lo citado, el intercambio intracomunitario de electricidad entre Colombia y Ecuador se efectúa conforme a las siguientes reglas fundamentales, contenidas en el Anexo I de la Decisión CAN 757: No se discriminará en el tratamiento que se conceda a los agentes internos y externos de cada país, excepto para la oferta de electricidad, en la cual se discriminarán los precios para la demanda nacional y demanda externa.

1. Se garantiza el libre acceso a las líneas de interconexión internacional.
2. El uso físico de las interconexiones será consecuencia del despacho económico coordinado de los mercados, el cual será independiente de los contratos comerciales de compraventa de electricidad.
3. Los contratos que se celebren para la compraventa intracomunitaria de electricidad serán únicamente de carácter comercial. Ningún contrato de compraventa podrá influir en el despacho económico de los sistemas.
4. La remuneración de la actividad del transporte de electricidad en los enlaces internacionales tendrá en cuenta que la aplicación del principio de libre acceso a los enlaces, elimina la vinculación entre el flujo físico y los contratos de compraventa internacional de electricidad.
5. Colombia y Ecuador asegurarán condiciones competitivas en el mercado de electricidad con precios y tarifas que reflejan costos

económicos eficientes, evitando prácticas discriminatorias y abusos de posición dominante.

6. Colombia y Ecuador permitirán la libre contratación entre los agentes del mercado de electricidad, respetando los contratos suscritos de conformidad con la legislación y marcos regulatorios vigentes en cada país, sin establecer restricciones al cumplimiento de los mismos, adicionales a las estipulaciones en los contratos para los mercados nacionales. Colombia y Ecuador permitirán también la libre contratación de sus agentes con agentes de otros países conforme a los marcos bilaterales contenidos en la presente Decisión y demás acuerdos bilaterales que se suscriban con otros países también en el marco de la presente Decisión.
7. Colombia y Ecuador permitirán las transacciones internacionales de electricidad, de corto plazo.
8. Colombia y Ecuador promoverán la participación de la inversión privada en el desarrollo de la infraestructura de transporte de electricidad para las interconexiones internacionales.
9. Las rentas de congestión que se originen por la diferencia de precios en los extremos del enlace internacional, entre Colombia y Ecuador, no serán asignadas a los propietarios del mismo, sino que serán asignadas en partes iguales para cada mercado, es decir el 50 % para el sistema importador y el 50 % para el sistema exportador, y no serán afectadas por la ejecución de contratos de exportación. En caso de haber contratos de exportación, el agente exportador deberá reconocer a los mercados las rentas de congestión, en una cantidad igual a la proporción de su intercambio horario respecto del intercambio total en la respectiva hora.
10. Los precios de la electricidad en ambos extremos de los enlaces intracomunitarios deberán servir para valorar las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo, producto de los flujos físicos determinados por los despachos económicos coordinados.

A.1.4.1.1 Intercambios por seguridad

Para el caso de Colombia, en las TIE se realizan intercambios de electricidad para cubrir generación de seguridad doméstica en cualquiera de las siguientes condiciones:

1. Cuando exista capacidad remanente en el enlace internacional.
2. Cuando no se haya programado una TIE por el enlace internacional.

En todos los casos, la programación de una importación para suplir generación de seguridad, será la resultante de incluir en el despacho programado un recurso con precio de oferta igual al precio de oferta en el nodo frontera del país exportador, y con disponibilidad igual al menor valor entre la cantidad dispuesta para exportación por parte del

país exportador y la capacidad remanente del enlace.

En caso de que el sistema ecuatoriano requiera generación por seguridad, calidad de servicio o por emergencia, a través del enlace internacional, será posible realizar tal transferencia considerándola como un caso de excepción de una importación de electricidad, con lo cual no se requerirá efectuar la comparación de precios en los nodos frontera, puesto que ingresará al sistema eléctrico ecuatoriano como una generación forzada u obligada, aplicándole el concepto de lo establecido en la Regulación vigente sobre restricciones e inflexibilidades operativas y pagándose con el precio correspondiente a la oferta de esa generación de seguridad, por cada bloque de energía solicitado.

A.1.4.1.2 Asignación de pérdidas de transmisión

Para efectos de la liquidación y facturación de una exportación, las pérdidas asociadas con el enlace internacional las asume la demanda del país importador.

A.1.4.1.3 Asignación de rentas de congestión

Las rentas de congestión son originadas por la diferencia de precios en los nodos frontera y de conformidad con lo establecido en la Decisión CAN 757, dichas rentas son asignadas en partes iguales para cada mercado, es decir 50 % para el sistema importador y 50 % para el sistema exportador.

En tal sentido, el mercado colombiano al realizar las exportaciones de electricidad, los recursos de las rentas que correspondan al sistema importador serán considerados por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales –ASIC-. La demanda internacional de despacho económico coordinado participa también de esta asignación, en proporción a la energía importada por el sistema eléctrico que la representa a través de los enlaces internacionales. El ASIC considerará estos recursos como un saldo a favor del sistema importador.

Por otra parte, en el caso de una exportación desde el mercado ecuatoriano, el 50 % de las rentas de congestión será asignada a la Corporación Eléctrica del Ecuador EP -CELEC EP-, para que sean usadas para la expansión en las actividades de generación y transmisión y el 50 % que le corresponde a la demanda internacional será descontado por el CENACE al mercado importador en la respectiva factura.

De la misma forma, para una importación del mercado ecuatoriano, las rentas de congestión que correspondan al mercado importador, serán asignadas a los distribuidores en forma proporcional a su demanda comercial del período al que corresponden esas rentas de congestión y servirán para cubrir futuros pagos correspondientes a las garantías semanales por importación de electricidad.

A.1.4.1.4 Coordinación de los sistemas eléctricos de Ecuador y Colombia

De acuerdo a lo expuesto anteriormente, las TIE's entre Colombia y Ecuador han sido posibles gracias a los principios y reglas fundamentales establecidas primeramente en la Decisión CAN 536, que ahora han sido plasmadas en la Decisión CAN 757. En resumen, los intercambios de electricidad establecidos para el día siguiente y de emergencia, serán realizados por los operadores de los mercados de los países, Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. –XM- en Colombia y el Operador Nacional de Electricidad –CENACE- en

Ecuador, con el objetivo de minimizar los costos operativos en ambos mercados sujeto a la restricción de capacidad de la interconexión. Los agentes individuales siguen operando en sus respectivos mercados y, en la actualidad, no se han suscrito contratos financieros para compraventa de energía entre agentes de ambos países.

En la siguiente figura se ilustra el esquema general establecido para la operación de las TIE Colombia – Ecuador.

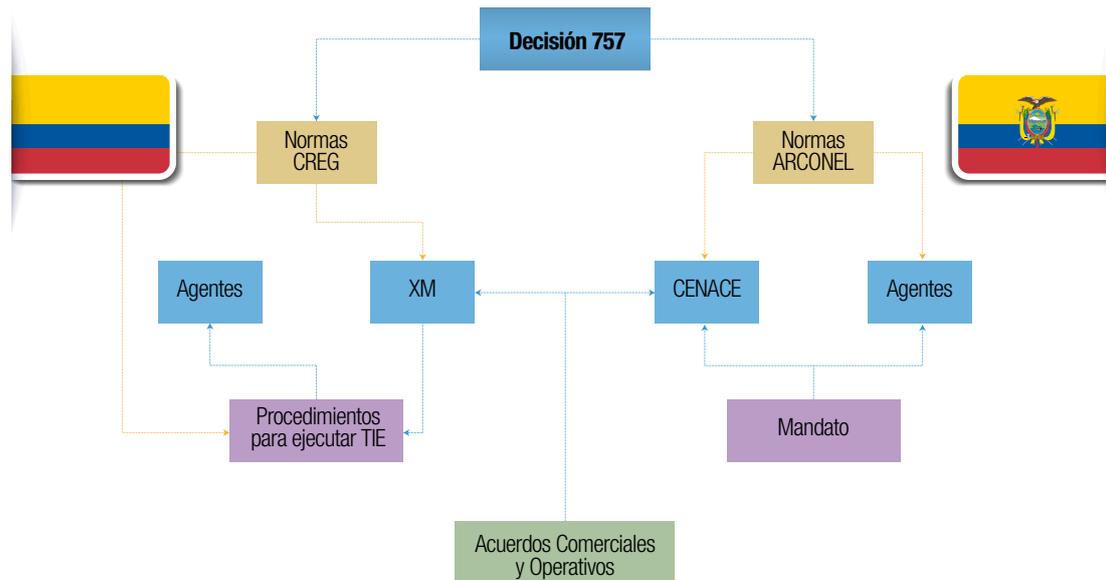


Figura Nro. A 1: Esquema de las TIE Colombia – Ecuador

A.1.4.2 Marco normativo para el intercambio de electricidad entre Ecuador – Perú

En lo referente a los intercambios de electricidad entre Perú y Ecuador, las reglas generales están contenidas en el Anexo II de la Decisión 757, las que han permitido la elaboración de normas complementarias en cada país, en el caso peruano se ha expedido el Reglamento Interno para la Aplicación de la Decisión CAN 757, el cual ha sido publicado en el Registro Oficial “El Peruano”. Por su parte, la normativa aplicable en el caso ecuatoriano ha ido actualizándose a fin de facilitar los intercambios de electricidad entre ambos países, en tal sentido la Regulación No. ARCONEL 002/15, expedida en el año 2015, establece los lineamientos técnicos y comerciales a ser cumplidos por el Operador Nacional de Electricidad -CENACE-, el Agente Habilitado y los demás agentes involucrados, para efectuar los intercambios de electricidad entre Ecuador y Perú, en aplicación a las disposiciones establecidas en la normativa supranacional expedida por la CAN.

Por lo expuesto, el intercambio intracomunitario de electricidad entre Perú y Ecuador se efectúa conforme a los lineamientos contenidos en el Anexo II de la Decisión CAN 757, los cuales de forma general citan lo siguiente:

1. Los intercambios de electricidad entre Ecuador y Perú estarán sujetos a la disponibilidad de excedentes de potencia y energía del país exportador, aplicando como base:
 - a. Los excedentes de potencia y energía serán determinados por los operadores de cada país, y serán aquellos recursos de generación que no sean requeridos para atender la demanda interna o mantener la seguridad del suministro de cada uno de ellos, sobre la base de la normativa interna de cada país.
 - b. Los intercambios de electricidad no se basan en despachos económicos conjuntos de ambos sistemas.
2. El intercambio de electricidad se realizará mediante contratos bilaterales de suministro entre los Agentes autorizados por las entidades que designen Ecuador y Perú, hasta el límite de la capacidad de transmisión que establezcan los operadores de

los sistemas eléctricos. Para tal efecto, se tomará en cuenta lo siguiente:

- a. En el caso de Perú, se entiende por Agentes peruanos a los Generadores, los Distribuidores y los Usuarios Libres, conforme a su marco legal interno.
- b. En el caso de Ecuador, se entiende por Agentes ecuatorianos a los definidos conforme a su marco normativo interno.
- c. El suministro de electricidad, a través de los contratos bilaterales, tendrá el carácter de interrumpible, para lo cual, el operador del sistema exportador considerará el abastecimiento a su demanda, las restricciones técnicas y las situaciones de emergencia de su sistema.
- d. La demanda asociada a los contratos bilaterales no requiere respaldo en potencia ni energía firme.
- e. Los contratos bilaterales podrán contar con mecanismos de garantía de pago y los esquemas de pago, que sean acordados por los Agentes.
- f. En los contratos bilaterales que suscriban los Agentes se podrán estipular mecanismos de solución de controversias, al amparo de las normas que rigen la Comunidad Andina, o a través de un proceso arbitral.
- g. Los precios en los contratos bilaterales serán estipulados por acuerdo entre los Agentes intervinientes.

Ecuador y Perú permitirán la libre contratación de sus agentes con agentes de otros países, conforme a los marcos bilaterales contenidos en la Decisión y demás acuerdos bilaterales que se suscriban con otros países también en el marco de la Decisión. Dichos agentes deberán estar habilitados para realizar operaciones de importación o exportación de electricidad de acuerdo con la legislación interna de sus respectivos países.

1. El tratamiento interno de los intercambios de electricidad en la programación y operación del despacho económico, debe considerar las decisiones de importación y exportación reportadas por los Agentes contratantes, para lo cual cada país expedirá la normativa que corresponda.

2. La demanda asociada a los intercambios de electricidad no se tomará en cuenta para la determinación de: a) los costos marginales de los sistemas; b) la máxima demanda del sistema exportador; y, c) las tarifas aplicables a los consumidores del sistema exportador.
3. El Agente exportador asumirá, internamente en su país, los costos marginales de su sistema, más todos los costos asociados al intercambio de electricidad, entre los cuales se consideran los siguientes:
 - a. Los costos adicionales de las unidades que operaron para atender la energía exportada.
 - b. Los costos por servicios complementarios e inflexibilidades operativas asociados a la exportación.
 - c. Los cargos regulados como peajes u otros que correspondan.
 - d. Un cargo por capacidad para la exportación, según se determine en la normativa interna de Ecuador y Perú.
4. Cuando se requiera utilizar el sistema eléctrico de Ecuador o Perú como tránsito y exista la factibilidad técnica para atender un contrato con un Agente de un tercer país, el Agente exportador deberá pagar al país de tránsito por los conceptos a que hacen referencia los literales b y c del numeral 3 antes descrito.
 - a. Esta operación no obligará al país de tránsito a suplir la energía no entregada por el país exportador, ni afectará a su mercado interno.
 - b. El país de tránsito no podrá utilizar esta energía para cubrir su demanda interna.
5. El Agente exportador peruano no asumirá el cargo por potencia regulado asociado a la energía exportada. Al Agente exportador ecuatoriano no se le asignará pago por potencia asociado a la energía exportada.
6. El Agente importador asumirá, internamente en su país, los cargos determinados regulatoriamente, como potencia, peajes u otros que correspondan.
7. El Agente importador peruano, en el caso de atender a consumidores regulados, podrá trasladar el precio contractual estipulado a dichos consumidores, sólo cuando se trate de situaciones de emergencia o restricciones declaradas conforme a la normativa interna.

8. Los operadores de los respectivos sistemas se comunicarán recíprocamente sobre las situaciones de emergencia o restricciones técnicas que se produzcan en sus sistemas y que puedan afectar a los intercambios de electricidad.

El Operador Nacional de Electricidad –CENACE- y el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional –COES-, que son los operadores en Ecuador y Perú respectivamente, realizan el despacho económico de los recursos de generación, para el efecto se considera únicamente los excedentes de energía y la demanda internacional, en los extremos del enlace. Los intercambios de electricidad entre ambos países, se realizan una vez acordado los intercambios de electricidad entre Ecuador y Colombia con recursos de generación propios de cada país.

Para la exportación de electricidad por parte del Ecuador, una vez abastecida la demanda nacional, el operador establece por bloques de demanda, la capacidad máxima de transferencia en el enlace, definida por los estudios eléctricos. En caso de que las condiciones operativas del sistema ecuatoriano afecten la disponibilidad de excedentes, el operador está facultado a efectuar una reprogramación de la exportación.

La liquidación comercial de los contratos bilaterales, es realizada por el Agente Habilitado, para lo cual cuenta con el apoyo del operador. Para este efecto, en el caso ecuatoriano, el CENACE remite periódicamente la información operativa que requiera el Agente y participa en el análisis de los intercambios resultantes del contrato bilateral.

De acuerdo a lo expuesto, los intercambios de electricidad entre Perú y Ecuador han sido posibles gracias a los principios y reglas fundamentales establecidas en la Decisión CAN 757, misma que marca un hito importante desde el 2011, la cual establece el marco de referencia para las transacciones internacionales de electricidad entre ambos países Andinos. En resumen, éstas consisten en intercambios establecidos por medio de contratos bilaterales entre agentes habilitados de ambos países, los cuales se basan en excedentes de energía y potencia de los sistemas.

En la siguiente figura se ilustra el esquema general para la realización de los intercambios de electricidad entre Perú – Ecuador.

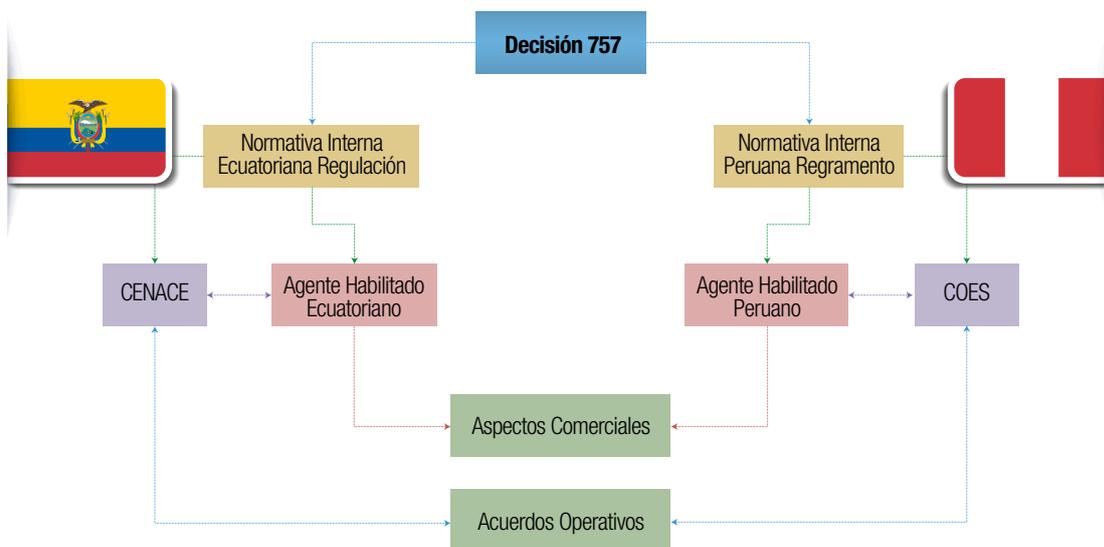


Figura Nro. A-2: Esquema para los intercambios de electricidad Perú – Ecuador

A.1.4.3 Reglamentación para aplicación de la Decisión 816

La Decisión 816 ha generado un hito relevante lo que ha conllevado a cumplir dos etapas, las cuales se describen a continuación:

1. Etapa transitoria: En la cual se realizarán intercambios de electricidad entre Ecuador, Colombia y Perú bajo la normativa binacional vigente.
2. Etapa permanente: Con la elaboración y expedición de los Reglamentos de detalle para aplicación de la Decisión 816, se pondrá en vigencia la etapa permanente en la cual se efectuarán únicamente transacciones de compra y venta de energía en base a los excedentes de energía que tenga cada país, una vez abastecida su demanda interna.

El esquema de estas etapas se muestra en la siguiente figura.



Figura Nro. A 3: Hoja de Ruta – Aprobación de Reglamentos Decisión CAN 816

La Disposición Transitoria Primera de la Decisión 816 dispone que, “La Secretaría General adoptará mediante Resolución a propuesta y previa opinión favorable del CANREL, los Reglamentos señalados a continuación; y para tal efecto dicho Comité elaborará un cronograma para el desarrollo de los mismos que permitirán la aplicación de la presente Decisión:

- a. El Reglamento Operativo, que incluirá las condiciones operativas que regirán los intercambios de compra y venta de electricidad.
- b. El Reglamento Comercial, que incluirá las condiciones y procedimientos para la liquidación, facturación y pago de las TIE, el tipo de garantías financieras, la metodología de cálculo y el procedimiento para su implementación.

- c. El Reglamento de designación, funciones y responsabilidades del Coordinador Regional

Los reglamentos a los que se refieren los literales a) y b), considerarán el procedimiento de funcionamiento del Mercado del Día Anterior y del Mercado Intradiario; el procedimiento de Despacho Económico Coordinado y el algoritmo del modelo del Despacho Económico Coordinado, según corresponda.”

Bajo esta consideración, los organismos reguladores de los países miembros trabajaran conjuntamente a fin de elaborar los reglamentos; sin perjuicio de lo citado, se adiciona que para la elaboración de cada reglamento se ha asignado a un país coordinador como se muestra en la siguiente tabla:

Responsable	Tipo de Reglamento
Colombia	Comercial
Perú	Coordinador Regional
Ecuador	Operativo

Tabla Nro. A 1: Responsables de la elaboración de los Reglamentos - Decisión CAN 816

Por lo expuesto y dada la coyuntura en el marco del SINEA, las actividades a ser ejecutadas por los países coordinadores también contarán con el apoyo de consultores que guiarán el proceso en cada país y actuarán como coordinadores y actores activos en la

elaboración de dichos documentos, en tal sentido a continuación se muestra en diagrama esquemático sobre el cual se ejecutarán las acciones pertinentes que conducirán al objetivo, esto es la aprobación de los mencionados reglamentos:

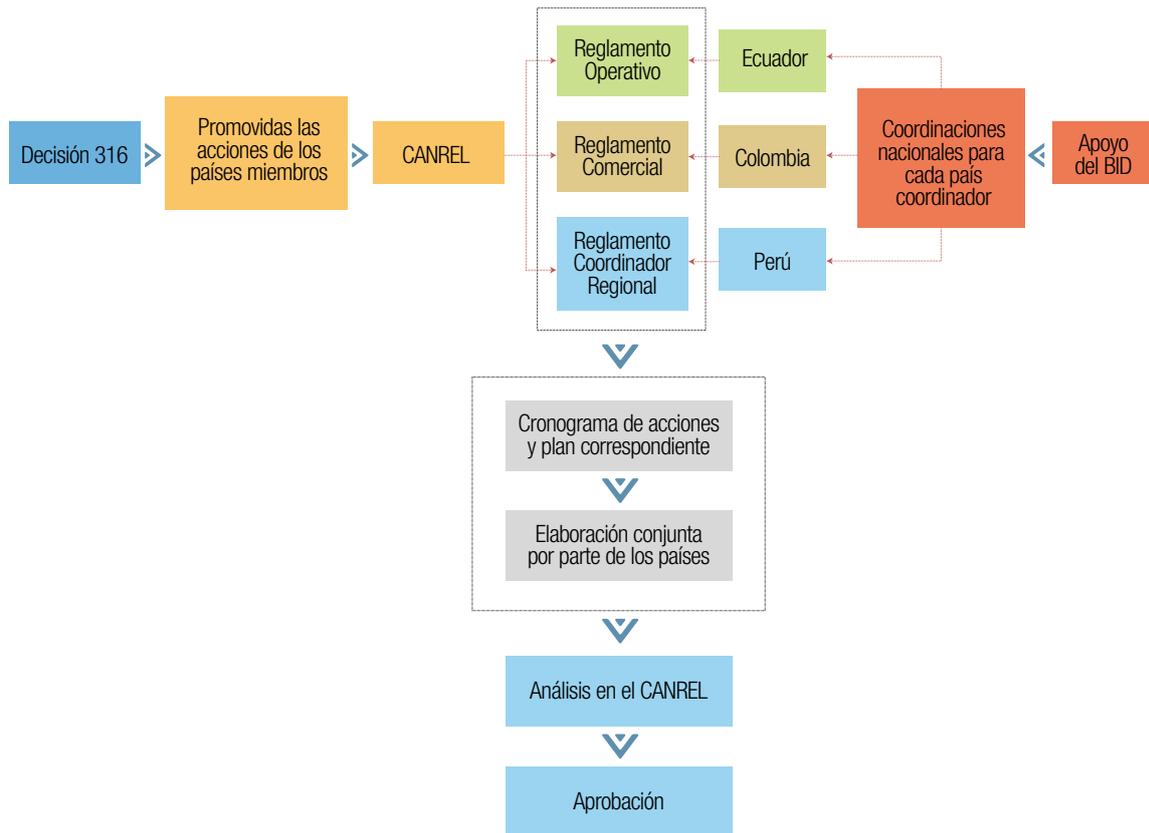


Figura Nro. A 4: Diagrama esquemático – Aprobación de Reglamentos Decisión CAN 816

A.2 Intercambios de Electricidad

A.2.1 Características de la infraestructura usada para los intercambios de electricidad

A.2.1.1 Infraestructura a nivel de Transmisión Ecuador – Colombia

En el año 1999, las subestaciones Tulcán en Ecuador y Panamericana en Colombia se conectaron a través de una línea de transmisión de 138 kV circuito simple con conductor calibre 477 MCM ACSR, de 15,49 km de longitud, de los cuales 5,61 km se localizaban en el Ecuador (Tulcán – Frontera). Adicionalmente en la Subestación Tulcán se implementó una posición para conexión de la línea de 138 kV; esta posición incluyó los sistemas de supervisión, control y medición requeridos para la operación y protección de las instalaciones. Esta interconexión actualmente está operando de forma radial intercambiando energía entre ambos sistemas.

En el 2003, se realizó la interconexión a 230 kV de los sistemas eléctricos ecuatoriano y colombiano, con la entrada en operación de la línea de transmisión 230 kV Pomasqui – Jamondino, doble circuito, conductor ACAR 1200, de 221,6 km de longitud, de los cuales 137 km (Pomasqui – Frontera) se construyeron en territorio ecuatoriano. La capacidad de transferencia de potencia por esta línea es del orden de los 250 MVA.

Con la experiencia de la primera interconexión a 230 kV entre Ecuador y Colombia, TRANSELECTRIC analizó la factibilidad de construir

una segunda línea de transmisión de características similares a la primera. En el año 2008, entró en operación esta segunda línea de transmisión 230 kV Pomasqui – Jamondino, con lo cual la capacidad de transferencia entre los dos sistemas aumentó a 500 MVA.

Con el objeto de un mejor aprovechamiento de la capacidad de intercambio entre los dos sistemas, en el sistema ecuatoriano se construyeron varias instalaciones de transmisión, entre las principales se citan:

- La instalación de dos transformadores 230/138 kV de 300 MVA cada uno, instalados en la Subestación Pomasqui, que permiten transferir la energía a la parte norte del Sistema Nacional Interconectado, la cual sirve también para el abastecimiento de la demanda de la Empresa Eléctrica Quito.
- Interconexión con una línea de transmisión 230 kV doble circuito entre las subestaciones Pomasqui y Santa Rosa, con el objeto de intercambiar energía entre el sistema colombiano y el sistema de transmisión troncal del SNI.

- Instalación de un banco de reactores de 25 MVAR, necesarios para la regulación del voltaje de las barras de 230 kV en la Subestación Pomasqui.

Adicionalmente se instalaron sistemas de control, entre ellos el de supervisión para el Control Automático de Generación “AGC” en la Subestación Pomasqui y también lo hizo Colombia en la Subestación Jamondino, necesarios para el control de los intercambios de potencia entre los sistemas ecuatoriano y colombiano, realizados desde las centrales de generación habilitadas para AGC.

El intercambio de potencia Colombia – Ecuador se encuentra en el rango de -300 MW a 200 MW durante todos los periodos del día (en el sentido Colombia hacia Ecuador). Este rango de intercambio fue establecido, en el estudio de actualización de febrero de 2017, como medida remedial ante eventos de desconexión de grandes bloques de generación en la red ecuatoriana (desde noviembre de 2016) y posterior desconexión de demanda en el sistema colombiano. Actualmente, se está diseñando un nuevo esquema de separación de áreas en Jamondino 230 kV, más robusto y flexible, que permita incrementar el intercambio en ambos sentidos, Colombia a Ecuador y Ecuador a Colombia.

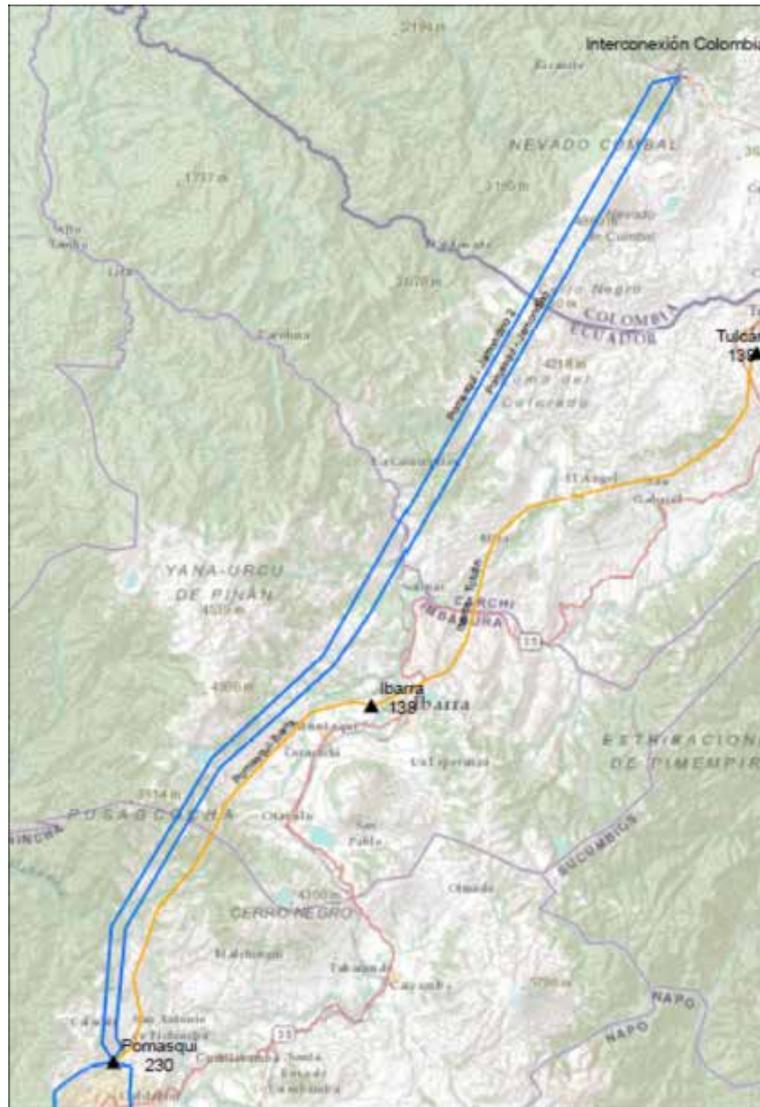


Figura Nro. A 5: Interconexión Ecuador – Colombia

A.2.1.2 Infraestructura a nivel de Transmisión Ecuador – Perú

La interconexión a 230 kV entre las subestaciones Machala y Zorritos de las empresas TRANSELECTRIC (Ecuador) y REP (Perú), entró en operación en el 2004, por medio de la construcción de una línea de transmisión 230 kV doble circuito, con conductores ACAR 1200, realizándose el montaje inicial de un circuito, lo que permite la conexión radial de los dos sistemas.

Considerando las características eléctricas de los dos sistemas en las subestaciones de interconexión, se determinó que la capacidad máxima de transferencia a través de esta línea de transmisión sería del orden de 100 MVA.

La longitud total de la interconexión entre subestaciones Machala y

Zorritos es de 107 km, de los cuales 53,4 km (Machala – frontera) los construyó TRANSELECTRIC. Con el objeto de que esta interconexión esté operativa, en el sistema ecuatoriano fue necesario construir el patio de 230 kV en la subestación Machala y se instaló un transformador 230/69/13,8 kV de 165 MVA.

La operación inicial de este enlace se previó en todos los casos que sea de forma radial, sin que ambos sistemas entren en sincronismo.

Hasta el año 2009, los intercambios de energía entre el Ecuador y Perú han contribuido en el abastecimiento de la demanda bajo condiciones emergentes de los sistemas. Sin embargo, a partir de la expedición de

la Decisión 757, se pudo establecer mecanismos de compra- venta de energía, vía contratos entre agentes habilitados de Ecuador y Perú, con lo cual se ha podido aprovechar la complementariedad energética existente entre los sistemas eléctricos ecuatoriano y peruano, incrementando las transferencias bidireccionales entre los países.

Los escenarios de transferencias energéticas entre Ecuador y Perú se determinan para escenarios de red completa y considerando posibles indisponibilidades. En el caso de red completa por ejemplo y considerando el ingreso de la Central Minas San Francisco se estima exportaciones al país vecino del sur de hasta 60 MW en hidrología lluviosa y hasta 80 MW en estiaje con demanda máxima.

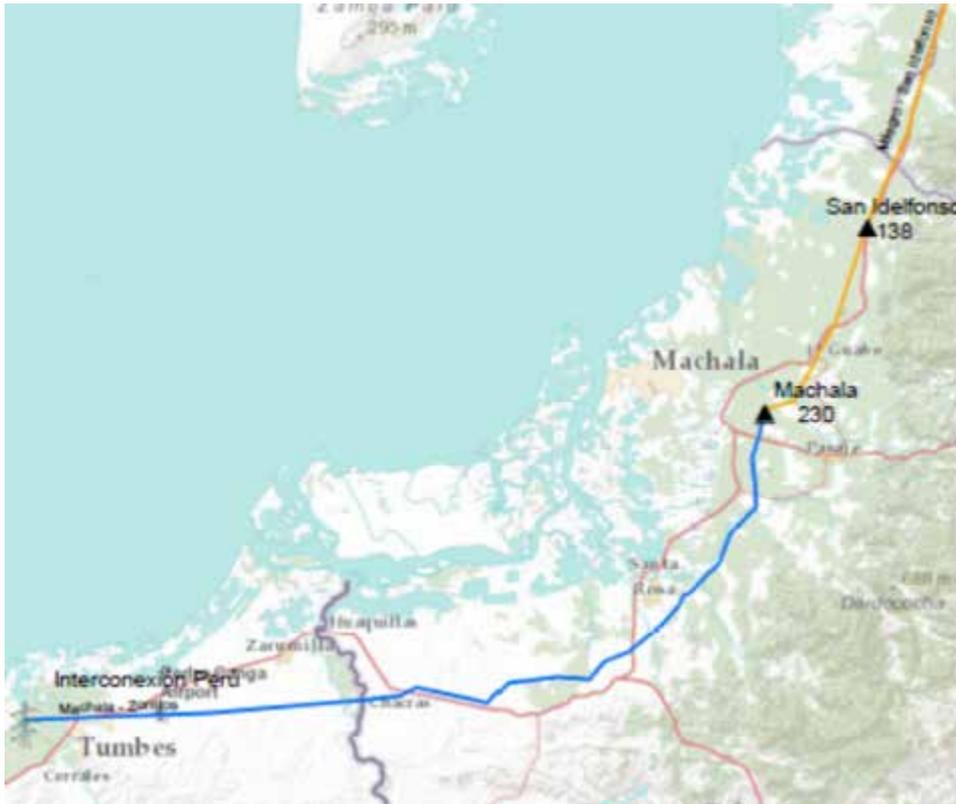


Figura Nro. A 6: Interconexión Ecuador – Perú.

A.2.2 Perspectivas de futuros reforzamientos de la red de transmisión

El Plan Maestro de Electricidad –PME- muestra el desarrollo de nuevos proyectos de generación, los cuales ingresarán en operación conforme la planificación realizada, en este sentido es importante señalar que existe la capacidad suficiente de energía eléctrica para

uso interno del país y alta posibilidad de exportación de bloques considerables de energía que intensificarán los intercambios con los países vecinos, lo que obliga a mantener niveles óptimos de disponibilidad y confiabilidad del sistema troncal de transmisión.

A.2.2.1 Perspectivas con Perú - Proyecto de Interconexión a 500 kV

En la Declaración Presidencial de Trujillo de 20 de octubre de 2017, los Presidentes de Ecuador y Perú, se comprometieron a mantener una estrecha coordinación con el objeto de establecer las acciones y requerimientos necesarios para implementar la infraestructura de transmisión entre los dos países.

En ese contexto, delegaciones de Ecuador y Perú han trabajado conjuntamente con el objeto de concretar el denominado “Proyecto de Interconexión Ecuador – Perú a 500 kV”.

Descripción

La interconexión Ecuador – Perú se ha configurado con líneas de transmisión de 500 kV que conectarían la Subestación Chorrillos en Ecuador con la Subestación La Niña en Perú con un total de 634 km de longitud.

En el Proyecto se construirán dos nuevas subestaciones denominadas Pasaje en Ecuador y Piura Nueva en Perú. Para reforzar los sistemas de transmisión de 230 kV en Ecuador y de 220 kV en Perú las nuevas subestaciones se equiparán con transformaciones para estas tensiones de transmisión. En la siguiente Figura se muestra geográficamente el recorrido de las líneas de transmisión.



Figura Nro. A-7: Mapa con el trazado de las líneas de transmisión y ubicación de Subestaciones – 500 kV

Estudios, Planificación y Construcción del Proyecto

Estudios

Los estudios realizados y los que se prevén ejecutar para la interconexión son:

- Consultoría para el Desarrollo del Anteproyecto de “Interconexión en 500 kV Ecuador - Perú”. Proceso binacional.
- Consultoría para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental de una Línea de Transmisión en 500 kV entre Ecuador – Perú.
- En el primer semestre del 2019, en Ecuador se tiene planificado contratar los Estudios y Diseños de Ingeniería Básica del Sistema de Transmisión Ecuador - Perú a 500 kV. Los estudios demorarían 12 meses.

Planificación y Construcción.

Proyecto Ecuador

Se contará con el diseño completo del proyecto (estudios de geología, suelos e ingeniería de detalle) en el primer semestre del año 2020, el proceso de contratación para la ejecución del proyecto durará aproximadamente 12 meses y la ejecución propia del proyecto se estima iniciar para el primer semestre de 2021 con una duración

aproximada de 27 meses para la construcción del proyecto.

En lo concerniente a Ecuador, las pruebas funcionales y la entrada en operación del Proyecto se realizarían en el primer semestre del 2023.

Proyecto Perú

En el primer semestre de 2019 se tiene previsto realizar la convocatoria a concurso para la ejecución de los estudios y construcción del proyecto “Interconexión en 500 kV Ecuador - Perú” y en noviembre

de 2019 se prevé suscribir el contrato; la fecha para culminación de las obras y puesta en operación comercial en el lado peruano sería el segundo semestre del 2023.

A.2.2.2 Perspectivas con Colombia

En la Declaración Presidencial de Quito de 04 de Diciembre de 2018, los Presidentes de Ecuador y Colombia, se comprometieron en adelantar todas las acciones necesarias para ejecutar análisis de intercambio de energía eléctrica, obras para optimizar la capacidad de la infraestructura existente y posibles obras de expansión de la red de transporte de energía eléctrica. Los resultados de este compromiso se presentarán en el segundo semestre de 2019.

Asimismo, se han mantenido reuniones con representantes de la Unidad de Planificación Minero-Energética de Colombia, en las cuales se precisaron acciones a fin de realizar análisis conjuntos e intercambios de buenas prácticas para identificar complementariedades y sinergias en la planificación energética de los dos países.

Por otra parte, Colombia viene explorando la posibilidad de tener una visión de largo plazo para la interconexión con Ecuador, en este sentido, en su Plan de Expansión de la Transmisión 2017 -2031 se

realizaron análisis preliminares de expansión con el fin de determinar una red a largo plazo que pueda potencializar esta interconexión. A continuación se presentan las alternativas estudiadas relacionadas con las Importaciones/Exportaciones a Ecuador:

- Alternativa 1 - Nuevo circuito Alférez – Jamondino – Coca Codo Sinclair 500 kV + Nueva SE Jamondino 500 kV + TRF 500/230 -450 MVA.
- Alternativa 2 - Nueva Línea Alférez – Coca Codo Sinclair 500 kV.
- Alternativa 3 - Nueva Línea Alférez – Mocoa – Coca Codo Sinclair 500 kV + Nueva SE Mocoa 500 kV + TRF 500/230 kV – 450 MVA.
- Alternativa 4 - Repotenciación del STR (Segundo circuito Pasto – Catambuco 115 kV y Catambuco – Jamondino 115 kV y Tercer transformador 230/1150 kV – 150 MVA en Jamondino).

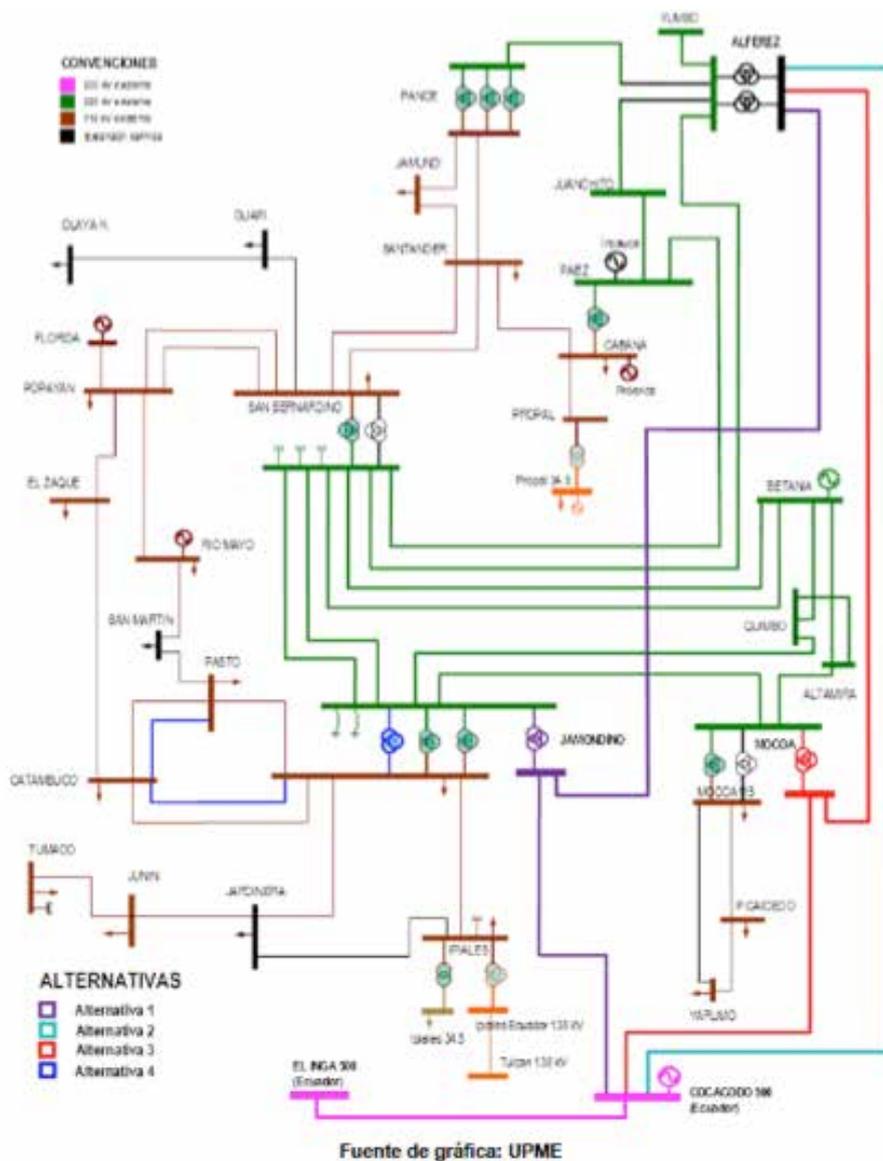


Figura Nro. A-8: Alternativas estudiadas Interconexión Ecuador-Colombia

En los estudios realizados por Colombia con relación a la interconexión con Ecuador, se identifica que: los sistemas regionales de la zona sur de Colombia requieren reforzarse para incrementar la capacidad de intercambios de electricidad a través del enlace Pomasqui – Jamondino 230 kV. Se planifica disponer de este reforzamiento para el segundo semestre de 2022.

El Plan de Expansión de Transmisión prevé el ingreso de la subestación Pimampiro 230 kV en el segundo semestre de 2019, esta subestación seccionará los cuatro circuitos de la línea de transmisión Pomasqui – Jamondino 230 kV, con lo que la subestación Pimampiro se convertirá en la nueva subestación frontera, siendo necesario la actualización del Esquema de Separación de Áreas - ESA.

A.2.3 Estadística de los volúmenes energéticos

A.2.3.1 Volúmenes energéticos intercambiados entre Ecuador y Colombia

Con base a los lineamientos de la norma supranacional y tomando en cuenta las reglas para el intercambio de electricidad entre Ecuador y Colombia, expedidas por los organismos reguladores de ambos países, las transacciones internacionales de electricidad TIE se han ejecutado entre los países mediante el despacho económico coordinado de los operadores de los sistemas interconectados, las cuales se realizaron efectivamente a partir de marzo del 2003. Sin perjuicio de lo mencionado, es importante indicar que en el período comprendido entre 1999 y 2002, existieron intercambios

de electricidad entre el sistema eléctrico colombiano y la Empresa Eléctrica Quito S.A. los cuales se realizaron mediante la suscripción de contratos y la utilización de la infraestructura implementada a nivel de 138 kV.

De la información histórica plasmada en los documentos oficiales emitidos por el ARCONEL y CENACE, los montos energéticos anuales transferidos entre los sistemas eléctricos de Colombia y Ecuador por las interconexiones internacionales, son las siguientes:

Importación de Electricidad desde Colombia		
País	Año	Energía Importada (GWh)
Colombia	1999	16,08
	2000	0
	2001	22,23
	2002	56,30

Tabla Nro. A 2: Importación de electricidad desde Colombia
Fuente: ARCONEL

Importación de Electricidad desde Colombia			Exportación de Electricidad a Colombia		
Importador	Año	Energía Exportada (GWh)	Importador	Año	Energía Exportada (GWh)
Ecuador	2003	1.119,61	Colombia	2003	67,20
	2004	1.641,61		2004	34,97
	2005	1.716,01		2005	16,03
	2006	1.570,47		2006	1,07
	2007	860,87		2007	38,39
	2008	500,16		2008	37,53
	2009	1.058,20		2009	20,76
	2010	794,51		2010	9,74
	2011	1.294,59		2011	8,22
	2012	236,03		2012	6,51
	2013	657,00		2013	42,50
	2014	812,12		2014	56,34
	2015	457,24		2015	45,19
	2016	43,92		2016	378,26
	2017	18,52		2017	194,23
	2018	106,07		2018	233,53

Tabla Nro. A3: Volúmenes de energía - Transacciones entre Ecuador y Colombia
Fuente: ARCONEL

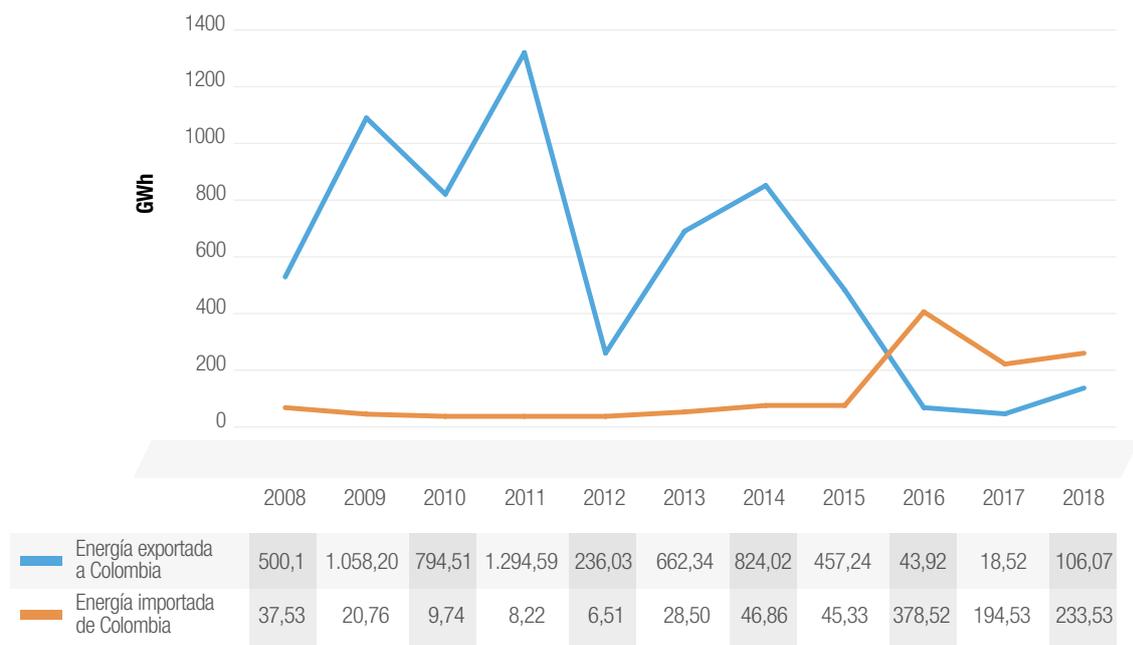


Figura Nro. A-9: Intercambios Energéticos entre Ecuador y Colombia

A.2.3.2 Volúmenes energéticos intercambiados entre Ecuador y Perú

Por otra parte y de acuerdo a lo expuesto, los intercambios de energía entre Ecuador y Perú por la interconexión, fundamentalmente se han dado por condiciones emergentes de suministro de energía entre

los países. Las estadísticas de volúmenes de energía transados, con corte al mes de diciembre de 2018, son las siguientes:

Importación de Electricidad desde Perú			Exportación de Electricidad a Perú		
Importador	AÑO	Energía Exportada (GWh)	Importador	AÑO	Energía Exportada (GWh)
Ecuador	2003	-	Perú	2003	-
	2004	-		2004	-
	2005	7,44		2005	-
	2006	-		2006	-
	2007	-		2007	-
	2008	-		2008	-
	2009	62,55		2009	-
	2010	78,39		2010	0,21
	2011	-		2011	6,17
	2012	2,17		2012	5,37
	2013	-		2013	0,14
	2014	12,42		2014	0,38
	2015	54,57		2015	0,46
2016	37,74	2016	23,28		
2017	0,00	2017	17,27		
2018	0,00	2018	22,13		

Tabla Nro. A-4: Exportación de Electricidad de Perú a Ecuador

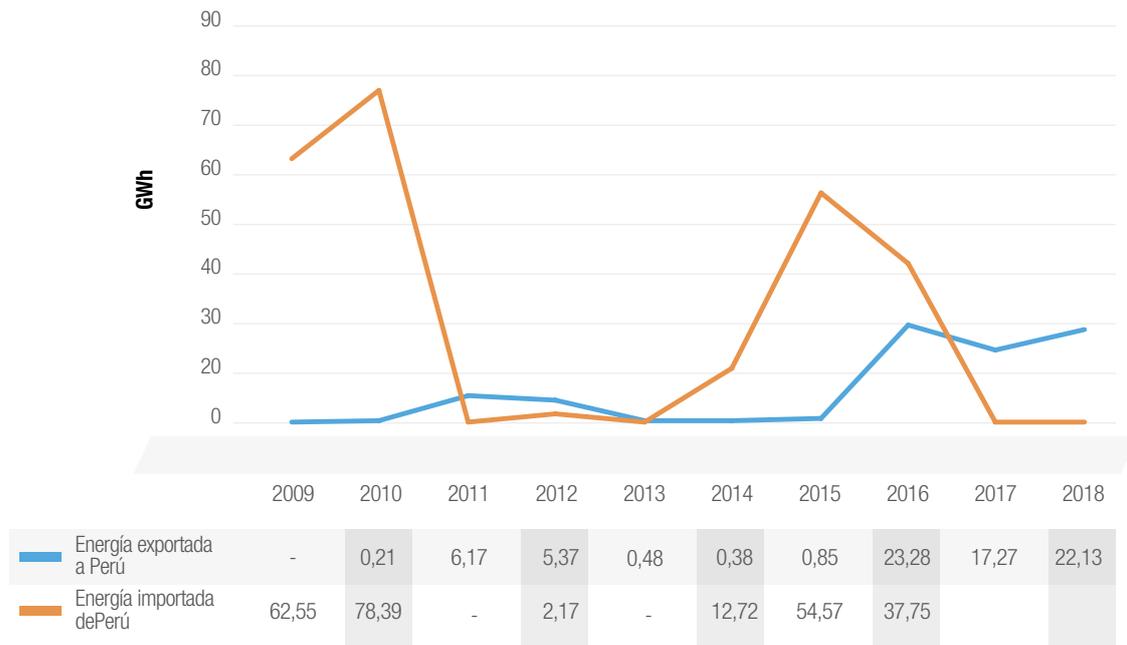


Figura Nro. A-10: Intercambios Energéticos entre Ecuador y Perú

A.2.4 Estadística sobre la valoración económica de los intercambios de electricidad

A.2.4.1 Montos económicos resultantes de los intercambios entre Ecuador y Colombia

Durante el periodo comprendido entre enero 2002 y diciembre 2018, el valor monetario por concepto de los intercambios de electricidad

entre Ecuador y Colombia basados en las transacciones de corto plazo, es el siguiente:

Año	Egresos por importación de Colombia	Rentas de Congestión	Año	Ingresos por exportación a Colombia	Rentas de Congestión
2002	3,00	-	2003	2,49	0,56
2003	80,61	45,13	2004	0,76	0,21
2004	133,66	75,22	2005	0,50	0,16
2005	150,39	66,82	2006	0,05	0,01
2006	124,78	54,44	2007	1,29	0,49
2007	65,65	20,73	2008	2,29	0,26
2008	33,99	6,95	2009	1,07	0,63
2009	110,92	11,95	2010	0,54	3,83
2010	69,79	3,83	2011	0,18	5,16
2011	87,83	5,16	2012	0,17	0,14
2012	23,99	0,14	2013	1,11	0,28
2013	78,08	0,28	2014	1,94	0,15
2014	95,86	0,15	2015	2,55	0,03
2015	47,96	0,03	2016	37,34	0,02
2016	6,06	0,02	2017	3,11	0,01
2017	0,88	0,01	2018	5,82	1,1
2018	4,63	1,59	TOTAL	61,21	13,04
TOTAL	1.118,08	292,45			

Tabla Nro. A-5: Montos económicos de los intercambios entre Ecuador y Colombia Millones de dólares



Figura Nro. A 11: Egresos por la importación de electricidad desde Colombia
Fuente: Informe Anual 2018 – CENACE -

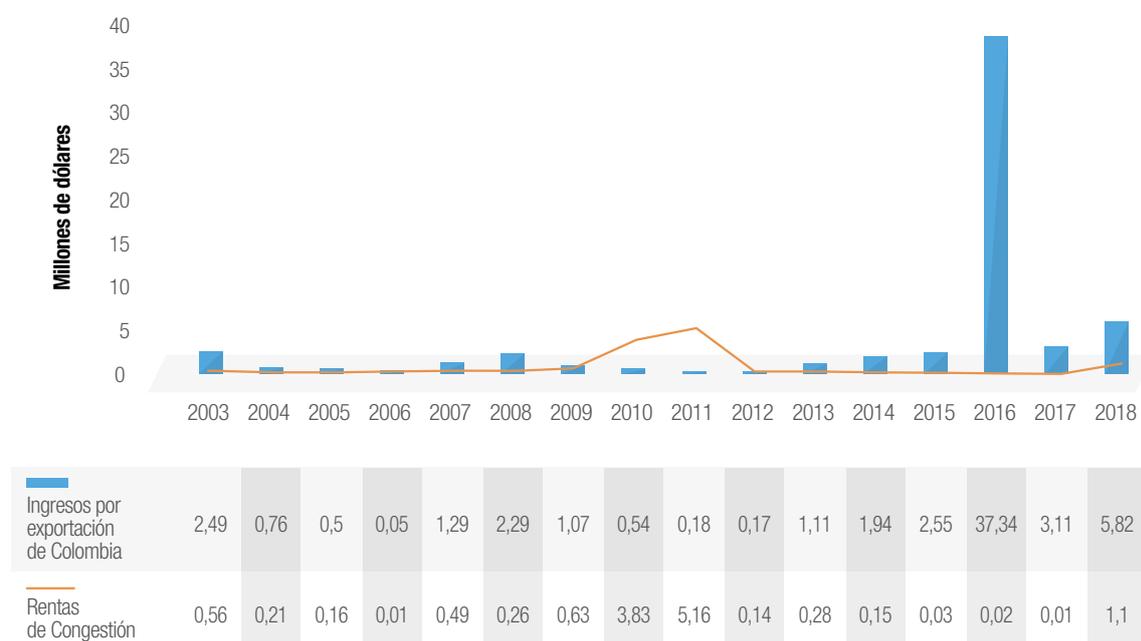


Figura Nro. A 12: Ingresos por la exportación de electricidad desde Ecuador
Fuente: Informe Anual 2018 – CENACE

A.2.4.2 Montos económicos resultantes de los intercambios entre Ecuador y Perú

En lo referente a los intercambios de electricidad entre Ecuador y Perú, a continuación se presentan los valores monetarios resultantes de dichas transacciones con corte a diciembre de 2018:

Importación de Electricidad de Ecuador desde Perú			
País Importador	AÑO	Energía Exportada (GWh)	Egresos(MM USD)
Ecuador	2005	7,44	1,85
	2009	62,55	15,20
	2010	78,39	22,80
	2011	-	-
	2012	2,17	1,22
	2013	-	-
	2014	12,42	0,55
	2015	54,47	3,13
	2016	37,74	2,21
	2017	-	-
	2018	-	-

Tabla Nro. A 6: Egresos de la importación de electricidad desde Perú
Fuente: Informe Anual 2018 – CENACE

Exportación de Electricidad de Ecuador a Perú			
País Importador	AÑO	Energía Exportada (GWh)	Ingresos (MM USD)
Perú	2010	0,21	0,02
	2011	6,17	4,48
	2012	5,37	2,36
	2013	0,14	0,05
	2014	0,38	0,04
	2015	0,46	0,06
	2016	23,28	0,33
	2017	17,27	0,04
	2018	21	0,21

Tabla Nro. A 7: Ingresos de la exportación de electricidad de Ecuador
Fuente: Informe Anual 2018 – CENACE

A.2.5 Beneficios por el intercambio de electricidad

Los intercambios de electricidad se fundamentan en la optimización de los recursos energéticos de ambos países, aspecto que se encuentra reflejado en las disposiciones normativas de ambos países; dando lugar a que dichos intercambios brinden, entre los principales beneficios para el Ecuador, los siguientes:

- Reducción de costos operativos considerando la diversidad de condiciones hidrológicas, curvas de demanda y variaciones estacionales.
- Uso adecuado de la infraestructura implementada para el intercambio internacional de electricidad.
- Optimización de márgenes de reserva de los sistemas eléctricos de los países.
- Incremento en la seguridad y confiabilidad de los sistemas, permitiendo soportar eventos inesperados bajo condiciones aisladas.
- Abastecimiento de la demanda en condiciones de emergencia.
- Disminución en el uso de combustibles fósiles, por la optimización de todos los recursos energéticos.
- Exportación de energía en periodos lluviosos.

Por otra parte, del numeral referente a la estadística sobre la valoración económica de los intercambios de electricidad, se muestra que la exportación de electricidad desde Ecuador hacia Colombia desde el 2003 hasta diciembre del 2018, ha permitido que al sector eléctrico ecuatoriano ingrese 61,21 millones de dólares por venta de energía y 13,04 millones de dólares por rentas de congestión dando un total de 74,25 millones de dólares por ingresos de exportación.

Con relación a los intercambios de electricidad entre Ecuador y Perú, puede concluirse que éstos se han producido bajo la figura de intercambios por condiciones de seguridad y mediante contratos bilaterales, manteniendo una conexión no sincrónica, además que el enlace de transmisión es de menor capacidad que con Colombia, en tal sentido la exportación de electricidad al sistema eléctrico peruano ha sido puntual y considerablemente menor a las transacciones realizadas con Colombia. Los montos energéticos valorados de acuerdo a lo establecido en los contratos suscritos, han permitido un ingreso para el Ecuador el cual asciende a 7,59 millones de dólares en el período comprendido entre enero del 2010 y diciembre 2018.

Adicional a lo mencionado y de conformidad a los resultados descritos en las figuras, se concluye que: la incorporación de los proyectos emblemáticos de generación ha permitido abastecer la demanda nacional y además se ha incrementado los montos de excedentes para exportación de electricidad, generando así un ingreso adicional al Ecuador.



B

**DESARROLLO
SUSTENTABLE**

B.1 Introducción

El desarrollo sustentable es definido por la Comisión de Brundtland (1987) como “el desarrollo que satisface las necesidades del presente sin poner en peligro la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades”. La energía es clave para mejorar las condiciones sociales y económicas de una nación, y es indispensable para la generación de riqueza de un país. Sin embargo, a pesar de su importancia para el desarrollo, la energía es sólo un medio para un fin. El fin es la buena salud, altos niveles de calidad de vida, una economía sostenible y un medio ambiente limpio. Ninguna forma de energía (carbón, solar, nuclear, eólica o cualquier otra) es buena o mala en sí misma, cada una solo es valiosa en la medida en que puede ofrecer este fin³⁶. Esta idea expresa la interdependencia entre las personas y el mundo circundante.

El Ecuador dentro de sus políticas de Estado, incentiva el uso de energías renovables, por sus características ambientales y principalmente porque se encuentran ligadas al desarrollo sustentable del sector eléctrico, como son: la energía hidroeléctrica, eólica, biomasa y geotérmica.

Bajo el contexto definido, “Energía Sustentable” puede expresarse como la energía, cuya producción y consumo continuo, tiene un mínimo impacto negativo sobre la salud humana y en el funcionamiento de los ecosistemas.

La Organización para las Naciones Unidas (ONU) en la Cumbre de Desarrollo Sostenible de septiembre de 2015, donde se reunieron los dirigentes mundiales de todos los países miembros, resolvió aprobar los 17 Objetivos de Desarrollo Sustentable (ODS) que entraron en vigor oficialmente el 1 de enero de 2016³⁷.

“Los nuevos objetivos de Desarrollo Sustentable presentan la singularidad de instar a todos los países, ya sean ricos, pobres o de ingresos medianos, a adoptar medidas para promover la prosperidad al tiempo que protegen el planeta. Abarcan más con la pretensión de afrontar las desigualdades, el crecimiento económico, el acceso a un trabajo decente, las ciudades y los asentamientos humanos, la industrialización, los ecosistemas, la energía, el cambio climático, el consumo y la producción sostenibles, la paz y la justicia”.

En 2018, Ecuador presentó ante el Foro Político de Alto Nivel sobre el Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas el primer Examen Nacional Voluntario, como parte de su compromiso con la implementación de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible.

El Examen recoge los aportes de los sectores gubernamentales, privado, academia, sociedad civil y gobiernos locales, bajo un criterio de corresponsabilidad y participación colectiva para trabajar juntos en la promoción del crecimiento económico sostenido, el desarrollo social y la protección ambiental, el combate a las desigualdades y la discriminación.

En este sentido, una vez revisado el Examen Nacional Voluntario – ECUADOR 2018, en el marco del Foro Político de Alto Nivel sobre Desarrollo Sostenible para la implementación de la Agenda 2030 de la ONU, en alineación a las políticas del Plan Nacional de Desarrollo

2017-2021 “Toda una vida”, se determina que el Sector Eléctrico Ecuatoriano interviene directamente en el cumplimiento de 5 objetivos de los 17 y que se indican a continuación:

OBJETIVO 2

Poner fin al hambre, lograr la seguridad alimentaria y la mejora Visión de país de la nutrición y promover la agricultura sostenible.

A este objetivo se han alineado en el exámen, las siguientes políticas del Plan Nacional de Desarrollo, en las cuales se involucra la gestión del Sector Eléctrico:

- **1.8)** Garantizar el acceso a una vivienda adecuada y digna con pertinencia cultural y a un entorno seguro que incluya la provisión y calidad de los bienes y servicios públicos vinculados al hábitat: suelo, energía, movilidad, transporte, agua y saneamiento, calidad ambiental, espacio público seguro y recreación.
- **5.10)** Fortalecer e incrementar la eficiencia de las empresas públicas para la provisión de bienes y servicios de calidad, el aprovechamiento responsable de los recursos naturales, la dinamización de la economía, y la intervención estratégica en mercados, maximizando su rentabilidad económica y social.

OBJETIVO 7

Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos.

A más de la política 1.8 descrita anteriormente, se ha alineado al objetivo la siguiente política:

- **5.7)** Garantizar el suministro energético con calidad, oportunidad, continuidad y seguridad, con una matriz energética diversificada, eficiente, sostenible y soberana como eje de la transformación productiva y social.

OBJETIVO 10

Reducir la desigualdad en y entre los países.

A este objetivo se ha alineado la política 5.8 “Fomentar la producción nacional con responsabilidad social y ambiental, potenciando el manejo eficiente de los recursos naturales y el uso de tecnologías duraderas y ambientalmente limpias, para garantizar el abastecimiento de bienes y servicios de calidad”.

OBJETIVO 12

Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles.

A este objetivo se ha alineado la política: 9.2 Profundizar el proceso de integración con América Latina, el Caribe y los países vecinos, como espacio de convergencia política y complementariedad económica, logística, estratégica, social, ambiental, turística, cultural y de cooperación, afianzando la capacidad negociadora de la región, y, fortaleciendo el desarrollo de las zonas fronterizas y la libre movilidad de las personas.

También es necesario adoptar un enfoque sistémico y lograr la

36. INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Energy Indicators for Sustainable Development: Guidelines and Methodologies, p 1.

37. ORGANIZACIÓN DE NACIONES UNIDAS (ONU), Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), 1 de enero de 2016.

cooperación entre los participantes de la cadena de suministro, desde el productor hasta el consumidor final. Consiste en involucrar a los consumidores mediante la sensibilización y la educación sobre el consumo y los modos de vida sostenibles, facilitándoles información adecuada a través de normas y etiquetas, y participando en la contratación pública sostenible³⁸, entre otros.

OBJETIVO 13

Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos.

Naciones Unidas menciona que el cambio climático afecta a todos los países en todos los continentes. Tiene un impacto negativo en la economía nacional y en la vida de las personas, de las comunidades y de los países. En un futuro las consecuencias serán todavía peores.

El cambio de actitudes se acelera a medida que más personas están recurriendo a la energía renovable y a otras soluciones para reducir las emisiones. La energía sostenible es una oportunidad que transforma vidas, economías y cuida planeta.

Considerando que el Ecuador es uno de los países adherentes al Sistema de Naciones Unidas, la agenda de 2030 se establece como una directriz no limitante de desarrollo con el fin de fortalecer las estrategias establecidas y de esta manera coadyuvar en el Desarrollo Sustentable del Ecuador.

En el 2012 el Consejo Nacional de Electricidad- CONELEC, definió la metodología donde se establecieron los indicadores y estrategias que permitan medir el progreso del sector eléctrico hacia los ODS; por lo tanto, en el presente documento se ha realizado una actualización de los indicadores para el desarrollo sustentable del sector eléctrico, con base en la información que dispone la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) y el CENACE para el 2018,

evidenciando que el sector eléctrico, ha impulsado de manera importante la implementación de la Matriz energética más limpia, y que contribuye a un futuro inclusivo, sustentable y resiliente.

Mediante Decreto Ejecutivo N° 371, de 19 de abril de 2018, se establece: "Declarar como política pública del Gobierno Nacional la adopción de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, orientada al cumplimiento de sus objetivos y metas en el marco de su alineación a la planificación y desarrollo nacional", ratificando de esta forma el compromiso nacional de satisfacer las necesidades de la población ecuatoriana, en consistencia con la agenda global.

La Constitución de la República del Ecuador, publicada mediante Registro Oficial No. 449 de 20 de octubre de 2008, instaura a la preservación del ambiente como una de las prioridades del Estado. Así, la Constitución dispone que el Estado promueva en el sector público y privado, el uso de tecnologías ambientalmente limpias y de energías alternativas no contaminantes y de bajo impacto.

La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE) promulgada el 16 de enero de 2015, establece en su "Artículo 1.- Objeto y alcance de la ley.- La presente ley tiene por objeto garantizar que el servicio público de energía eléctrica cumpla los principios constitucionales de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad, calidad, sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia, para lo cual, corresponde a través del presente instrumento, normar el ejercicio de la responsabilidad del Estado de planificar, ejecutar, regular, controlar y administrar el servicio público de energía eléctrica. La presente Ley regula la participación de los sectores público y privado, en actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica, así como también la promoción y ejecución de planes y proyectos con fuentes de energías renovables, y el establecimiento de mecanismos de eficiencia energética."

B.2 Objetivos de la sustentabilidad en el Sector Eléctrico Ecuatoriano

De acuerdo a lo establecido en el Plan Nacional de Desarrollo 2017-2021, en el Eje 2, Economía al Servicio de la Sociedad, cuyo Objetivo 5 hace referencia al impulso de la productividad y competitividad para el crecimiento económico sostenible de manera redistributiva y solidaria; que en su acápite correspondiente señala lo siguiente: "La considerable inversión pública que ha realizado el Estado permite contar con niveles de conectividad adecuados, infraestructura productiva, seguridad, talento humano y entorno para los negocios, lo cual se convierte en una oportuna plataforma de condiciones para cerrar brechas de competitividad, que debe ser aprovechada por el sector privado para dinamizar la producción nacional, con lo que se permita atender al mercado interno y explotar sus oportunidades comerciales en los mercados externos. En ello las empresas públicas han tenido y tienen un rol importante, debido a que son agentes que promueven su desarrollo económico y social a través de su intervención estratégica en mercados, la provisión de bienes y servicios de calidad, y la gestión eficiente de los recursos de los sectores estratégicos".

En este sentido, el sector eléctrico se ha alineado al cumplimiento de la Política 5. 7 del Plan: "Garantizar el suministro energético con

calidad, oportunidad, continuidad y seguridad, con una energética diversificada, eficiente, sostenible y soberana como eje de la transformación productiva y social"; y al cumplimiento de su Meta: "Incrementar de 68,8% al 90% la generación eléctrica a través de fuentes de energías renovables a 2021".

Este principal lineamiento está ligado con los ODS, toda vez que promueven un desarrollo sustentable del sector eléctrico, en sus fases de generación, transmisión, distribución y la utilización de alternativas de generación de energía renovable, tales como: eólica, biomasa, hidroeléctrica y solar, así como la disminución gradual de la producción eléctrica que utiliza combustibles fósiles.

El país va cumpliendo notablemente con éstos objetivos, y con obras estratégicas de infraestructura hidroeléctrica; hitos muy importantes que promueven la diversificación de la matriz de generación a través del uso responsable de fuentes renovables, lo que garantizará la soberanía energética del país y entregará un servicio eléctrico seguro, confiable, eficiente y de calidad a todos los ecuatorianos; lo que se puede observar en la Tabla Nro. B-10.

³⁸. La contratación pública tiene una influencia muy importante en el entorno socioeconómico actual, es por ello, que la toma en consideración de criterios de índole ético, social y ambiental promueve a un desarrollo sostenible y bienestar social, dando efectividad con ello a las políticas públicas de protección social.

B.3 Políticas del Sector Eléctrico para el Desarrollo del PME 2018 – 2027

La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE), promulgada el 16 de enero de 2015, establece en su “Artículo 1.- Objeto y alcance de la ley.- La presente ley tiene por objeto garantizar que el servicio público de energía eléctrica cumpla los principios constitucionales de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad, calidad, sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia, para lo cual, corresponde a través del presente instrumento, normar el ejercicio de la responsabilidad del Estado de planificar, ejecutar, regular, controlar y administrar el servicio público de energía eléctrica.

Artículo 13.- De la Planificación: 1. El Plan Maestro de Electricidad, PME, será elaborado por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, en coordinación con las entidades y empresas del sector eléctrico.

Este Plan Maestro de Electricidad, es una herramienta integral e intersectorial, para promover el uso de recursos energéticos renovables, en el ámbito de soberanía energética, que permitirá establecer un conjunto de planes, programas y proyectos de generación, transmisión, distribución, que deberán desarrollarse para garantizar el abastecimiento de la demanda nacional en el corto, mediano y largo plazo, considerando criterios de eficiencia, seguridad, confiabilidad, calidad y responsabilidad social y ambiental en la prestación del servicio público de energía eléctrica.

El Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables MERNNR, definirá escenarios de largo plazo para demanda y generación, que permitan identificar alternativas de expansión del sistema, en generación, transmisión y distribución con un horizonte de quince (15) años.

El MERNNR, conjuntamente con el CENACE, verificará que la expansión del SNI permita cumplir con las condiciones operativas en el corto, mediano y largo plazo, dentro de los parámetros establecidos en las regulaciones correspondientes; para ello se han considerado las siguientes políticas emitidas por la Entidad Rectora del sector eléctrico:

- La soberanía energética, es uno de los pilares fundamentales de la política sectorial, las importaciones de energía representan un aporte adicional para la optimización de costos y reforzamiento de la reserva, la cual no constituye la base para el abastecimiento.
- La expansión de la generación, incluyendo las energías renovables no convencionales, desarrollado por el MERNNR en coordinación con el transmisor, los generadores y el CENACE. Establecerá como mínimo: proyectos de generación a ser incorporados en el sistema y/o requerimientos genéricos de generación por bloques de potencia y energía, por tipo de tecnología, incluyendo las fechas previstas para su incorporación; la generación térmica debe considerar la disponibilidad de combustibles, así como las políticas, proyectos actuales y futuros del sector hidrocarbúrico, como es el caso del desarrollo en la explotación del gas natural y el aprovechamiento del gas asociado.

La actividad de generación de energía eléctrica será realizada por empresas públicas, de economía mixta, privadas, consorcios o asociaciones y de economía popular y solidaria, que actuarán con sujeción a lo dispuesto en la LOSPEE, la Ley Orgánica de Empresas Públicas, Ley de Economía Popular y Solidaria y demás leyes aplicables.

El MERNNR, podrá autorizar la participación en la actividad de generación a empresas públicas o mixtas creadas por los Gobiernos Autónomos Descentralizados donde éstos posean participación mayoritaria, siempre y cuando los proyectos que sean propuestos por estas empresas se enmarquen en las políticas y criterios que establezca el MERNNR para la planificación de la expansión de la generación.

El MERNNR, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y las políticas sectoriales, considerará dentro de la planificación, el desarrollo de proyectos de ERNC, previstos o no en el PME, incentivará su ejecución a través de empresas privadas y de economía popular y solidaria, mediante la convocatoria a Proceso Público de Selección exclusivos por tipo de tecnología.

Las iniciativas privadas que de manera formal han respondido a las señales regulatorias tendientes a promover el desarrollo de las energías renovables no convencionales.

- La expansión de la transmisión, debe desarrollar el transmisor, en coordinación con el MERNNR, CENACE y las Empresas Eléctricas de distribución; definirá como mínimo: proyectos de expansión de red, reforzamiento o mejoramiento de las redes existentes, y demás proyectos necesarios para el transporte de energía eléctrica; debe ajustarse a las nuevas condiciones de generación y demanda, priorizando la seguridad del sistema, la satisfacción de la demanda y el cumplimiento de los niveles de calidad establecidos.

El MERNNR, podrá autorizar a empresas mixtas; y, de manera excepcional, concesionar a empresas privadas o de economía popular y solidaria, especializadas en transmisión eléctrica, la construcción y operación de los sistemas de transporte de electricidad que consten en el PME.

- La expansión de la distribución, desarrollada por las distribuidoras, en coordinación con el MERNNR y el CENACE y el Transmisor, incluirán proyectos de expansión de red, reforzamiento o mejoramiento de las redes existentes, proyectos de energización rural y demás proyectos necesarios para el abastecimiento de la demanda del área de servicio de las distribuidoras. Se incluirán los proyectos de expansión y mejora del sistema de alumbrado público general, así como proyectos de generación distribuida que permitan mejorar las condiciones de calidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica. De igual manera, se debe considerar los cambios que requiere el sistema por efectos de la migración de consumos hacia la electricidad, lo cual constituye el cambio de la matriz energética desde el lado del consumo.

B.4 Indicadores de sustentabilidad del Sector Eléctrico

Las consideraciones antes expuestas constituyeron la justificación para la identificación de un conjunto de indicadores que faciliten la tarea de seguimiento y evaluación de las tendencias de los principales aspectos asociados al sector eléctrico del país, y su progreso en las políticas nacionales establecidas para este propósito, las mismas que se vinculan estrechamente con el desarrollo de los ODS.

Adicionalmente, los indicadores son una herramienta para evaluar las políticas y programas energéticos actualmente en vigencia y proporcionar una guía para la dirección de estrategias futuras.

Por lo tanto, la actualización de los indicadores de sustentabilidad es esencial para la evaluación del sector eléctrico y sus impactos en la equidad social, economía, resiliencia y la sustentabilidad.

En base a la selección nueve indicadores de sustentabilidad, definidos e identificados en el estudio de Estrategias para el desarrollo sustentable del sector eléctrico ecuatoriano de 2012, se realizaron la validación y actualización al año 2018, los cuales se muestran en la Tabla Nro. B-1

No.	Indicador	Criterio
1	Consumo de combustibles fósiles	Integridad Ambiental
2	Calidad del servicio público de energía eléctrica	Integridad Social
3	Consumo de energía por habitante	Integridad Social
4	Pérdidas de la transmisión y distribución de energía eléctrica	Integridad Económica
5	Cobertura del servicio público de energía eléctrica	Integridad Social
6	Soberanía en energía eléctrica	Integridad Económica
7	Generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables	Integridad Ambiental
8	Emissiones de gases de efecto invernadero	Integridad Ambiental
9	Emissiones de contaminantes comunes del aire	Integridad Ambiental

Tabla Nro. B-1: Indicadores de sustentabilidad desarrollados para el diagnóstico del sector eléctrico ecuatoriano.

B.4.1 Indicador 1: Consumo de Combustibles Fósiles

En la producción de energía eléctrica, los combustibles fósiles son los principales insumos para las actividades operativas de las centrales termoeléctricas. Así, el manejo de combustibles en una empresa dedicada a la generación termoeléctrica constituirá un aspecto de gran interés, pues además de las repercusiones ambientales y sociales de la operación de fuentes fijas de combustión, el uso eficiente de los combustibles, repercutirá en la economía y en la sustentabilidad de las operaciones de una empresa.

Los combustibles fósiles constituyen un recurso natural no renovable, por lo cual el uso de los mismos podría verse restringido en el mediano y largo plazo. Esto implica que la sustentabilidad en el sector, desde el punto de vista operativo, depende de la disponibilidad de combustibles fósiles para la generación.

En la Tabla Nro. B-2 se muestran los datos de consumo de combustible por tipo de empresa para el 2018; se consideraron seis tipos diferentes de combustibles.

Tipo de combustible	Unidades	Consumo de Combustible			Total
		Generadora	Distribuidora	Autogeneradora	
Fuel Oil	10 ⁶ galones	176,79	2,39	6,33	185,51
Diésel	10 ⁶ galones	15,57	5,64	93,09	114,30
Crudo	10 ⁶ galones	-	-	111,88	111,88
Residuo	10 ⁶ galones	18,16	-	10,45	28,60
Gas Natural	10 ⁶ miles de pies ³	10,31	-	9,90	20,21
GLP	10 ⁶ galones	-	-	7,90	7,90

Tabla Nro. B-2: Consumo por tipo de combustible 2018.

Combustibles			Equivalencias (TEP)			Total (TEP)
Tipo	Cantidad	Unidades				
Fuel Oil	185,51	10 ⁶ galones	1 galón	=	0,003	631.616,62
Diésel	114,30	10 ⁶ galones	1 galón	=	0,003	377.452,84
Crudo	111,88	10 ⁶ galones	1 galón	=	0,003	380.905,19
Residuo	28,60	10 ⁶ galones	1 galón	=	0,003	94.460,44
Gas Natural	20,21	10 ⁶ miles de pies ³	1 kpc	=	0,022	450.333,85
GLP	7,90	10 ⁶ galones	1 galón	=	0,002	17.487,63
Total						1.952.256,57

Tabla Nro. B-3: Consumo total de combustibles en TEP 2018.

En el 2014 el consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica del país fue de 3.100,5 kTEP (miles de toneladas equivalentes de petróleo), para el 2015 fue de 2.883,47 kTEP, para el 2016 fue de 2.572,74 kTEP, para el 2017 fue de 2.131,85 kTEP, mientras que para el 2018 fue de 1.952,26 kTEP. Esto permite notar que la incorporación de los proyectos hidroeléctricos aportó

positivamente a la reducción de consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica. En este sentido, con el fin de asegurar la sustentabilidad del sector eléctrico, se han incorporado tecnologías renovables para la generación de energía eléctrica, en concordancia con lo establecido actualmente con los ODS.

B.4.2 Indicador 2: calidad del servicio público de energía eléctrica

Este indicador muestra la fiabilidad del suministro eléctrico y la capacidad de las empresas distribuidoras reguladas, para restaurar la energía en forma oportuna.

el TTIK en 9,57, para el 2016 el FMIK se ubicó en el 7,71 y el TTIK en 8,35, para el 2017 el FMIK se ubicó en 7,18 y el TTIK en 8,17, para el 2018 el FMIK se ubicó en 7,60 y el TTIK en 10,09.

Para este indicador se consideraron los datos consolidados por la ARCONEL, para la frecuencia media de interrupciones (FMIK) y para el tiempo total de las interrupciones eléctricas (TTIK) reportadas por las empresas eléctricas de distribución. En el 2014 el FMIK se ubicó en el 13.17 y el TTIK en 13.64, para el 2015 el FMIK se ubicó en 9,59 y

Este indicador está relacionado directamente con la calidad del servicio público de energía eléctrica suministrado al consumidor final, de lo cual se puede evidenciar una disminución en los indicadores y el resultado del mismo, refleja un incremento en la calidad del servicio al usuario final.

B.4.3 Indicador 3: consumo de energía eléctrica por habitante

La energía eléctrica coadyuva a mejorar la calidad de vida a sus usuarios; así, el nivel de consumo de energía constituye un reflejo de las repercusiones positivas que pudiere tener el servicio público de energía eléctrica en la sociedad, pero al mismo tiempo, un alto consumo puede reflejar un uso desmedido de energía eléctrica.

que inciden en el uso del recurso, tales como nivel de ingresos económicos, costos de la energía, tecnologías empleadas, cultura en el uso energético, políticas dirigidas hacia la minimización del consumo, entre otros.

La importancia del indicador radica entonces en que puede medir el uso energético en una sociedad, reflejando al mismo tiempo factores

En la Tabla Nro. B-4 se muestra el consumo de energía para uso público del 2018, por tipo de usuario.

Tipo de Usuario	Consumo (GWh)
Residencial	7.400,31
Comercial	3.831,65
Industrial	6.141,71
Alumbrado Público	1.310,36
Otros	2.367,71
Total	21.051,74

Tabla Nro. B-4: Consumo de energía para uso público 2018.

En este caso, se entiende como energía eléctrica para uso público, aquella que se produce para ponerla a disposición de los clientes

finales, a través de los distintos sistemas de distribución. De acuerdo con lo indicado previamente, el consumo de energía por

habitante refleja aspectos sociales y económicos de un país; de ahí su importancia para evaluar el desarrollo sustentable del sector eléctrico ecuatoriano.

Sin embargo, un indicador debe ser evaluado según su cambio en el tiempo, o con respecto a estándares de referencia que permitan establecer si las condiciones encontradas son aceptables.

El Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) en su primer informe sobre desarrollo humano, estableció un mecanismo para medir el bienestar de la sociedad: “El Índice de Desarrollo Humano (IDH) que es un indicador que refleja los logros medios de

un país obtenidos en tres dimensiones fundamentales: tener una vida larga y saludable (salud), acceso al conocimiento (educación) y un nivel de vida digno (ingresos)”.

En el 2016, el Ecuador presentó un consumo de energía per cápita promedio de 1.143,31 kWh/hab., en año 2017, 1.157,99 kWh/hab., mientras que para el año 2018 fue de 1.174,89 kWh/hab.

Este indicador evidencia, un consumo de energía eléctrica por usuario, más responsable y eficiente, que no afecta con la calidad de vida y relacionándose directamente con el Desarrollo Sustentable.

B.4.4 Indicador 4: pérdidas en la transmisión y distribución de energía eléctrica

La eficiencia en el transporte de electricidad, se mide por el porcentaje de pérdidas de energía producidas en los sistemas de transmisión y distribución de la red eléctrica, mientras menos pérdidas, más eficiente será el sistema.

El origen técnico de estas pérdidas responde a las características de operatividad, de la infraestructura instalada en los sistemas. En tanto que las pérdidas no técnicas son aquellas originadas por las conexiones clandestinas e ilegales, errores en la medición, falta de gestión en la facturación, errores en consumo estimado, fraude o hurto.

Las pérdidas fueron para el 2014 de 15,23%, para el año 2015 15,17%, en el 2016 del 15,04%, en el 2017 del 14,63% y para el año 2018 del 14,15%.

Específicamente, las pérdidas en distribución fueron del 12,4% en el año 2014, en el 2015 fue de 12,10%, en el 2016 de 12,21%, en el 2017 de 11,52% y en el 2018 de 11,40%. En el capítulo “Expansión y Mejora de la Distribución” se presenta a mayor detalle esta evolución.

Estos valores, indican que el sector sigue logrando avances en la reducción de pérdidas de energía e incrementando la eficiencia del sistema de transmisión y distribución.

B.4.5 Indicador 5: cobertura del servicio público de energía eléctrica

El principal producto del sector eléctrico ecuatoriano, con el cual las empresas de dicho sector llegan hasta la sociedad en general, es la energía eléctrica; por lo tanto la expansión y operación sustentable del sector eléctrico deberá propender a incrementar la cobertura del servicio público de energía eléctrica para que pueda ser aprovechado en beneficio de la comunidad, actividad en la cual se encuentran inmersas las empresas distribuidoras del país.

Para desarrollar un diagnóstico del sector eléctrico ecuatoriano en base a la cobertura del servicio público de energía eléctrica, se debe recurrir a la evolución del indicador a través del tiempo, el mismo

que se muestra en el capítulo “Transformación y Situación actual del Sector Eléctrico”.

En el 2018 la cobertura fue de 97,05%, lo que resalta una amplia cobertura del servicio a nivel nacional. Desde el punto de vista de la sustentabilidad, se puede inferir que el suministro de energía eléctrica es capaz de mejorar la calidad de vida y satisfacer las necesidades energéticas de la gran mayoría de los ecuatorianos, existiendo una tendencia creciente de la cobertura del servicio, que va ligado con el cambio de matriz energética, mayor generación a través de energía renovable.

Región	Cobertura
Sierra	98,41%
Costa	96,37%
Amazónica	92,77%
Insular	99,68%
Total país	97,33%

Tabla Nro. B-5: Cobertura del servicio eléctrico 2018.

B.4.6 Indicador 6: soberanía de energía eléctrica

La soberanía energética se considera como la capacidad de abastecer la demanda eléctrica nacional por medios propios, sin depender de terceros, en tal sentido, con la notable evolución en el sector eléctrico respecto a la inversión realizada en las centrales hidroeléctricas, el país se convierte en exportador de energía, en

concordancia con los preceptos estipulados en la Constitución de la República del Ecuador, y en el Plan Nacional de Desarrollo.

El indicador “Soberanía de Energía Eléctrica” de uso internacional, se evalúa en base a la información de las importaciones de energía

eléctrica del 2018, en relación con la energía eléctrica bruta producida en el país, esto a fin de obtener una relación en cuanto a la representatividad de las importaciones sobre las necesidades de energía eléctrica del país.

En el 2018, el valor obtenido fue de 99,64%. La cifra muestra una dependencia relativamente baja en lo que a importaciones respecta,

lo que expone que la soberanía sobre el manejo de nuestros recursos naturales ha marcado hitos importantes, permitiendo pasar de importaciones a exportaciones de energía, gracias a los grandes incrementos y optimización de la capacidad de proyectos hidroeléctricos que proporcionan la generación nacional.

Oferta de Energía Eléctrica	(GWh)
Producción Nacional Bruta	29.377,38
Importación desde Colombia	106,07
Importación desde Perú	-
Energía Bruta Total	29.483,45

Tabla Nro. B-6: Energía eléctrica generada e importada en el 2018.

B.4.7 Indicador 7: generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables

El uso de energías renovables en el sector eléctrico ecuatoriano constituye un medio para minimizar emisiones, no solo de gases de efecto invernadero, sino también de contaminantes comunes del aire. La reducción de los efectos contaminantes de las tecnologías de generación termoeléctrica, repercutirá positivamente en el entorno, haciendo que las prácticas dirigidas hacia la producción de electricidad sean sustentables.

Por otra parte, dentro de las estrategias propuestas en el Plan Nacional de Desarrollo, se plantea garantizar el suministro energético con calidad, oportunidad, continuidad y seguridad, con una matriz energética diversificada, eficiente, sostenible y soberana como eje de la transformación productiva y social. Constituyendo de esta forma el camino a seguir para alcanzar el desarrollo sustentable del sector.

Tipo Energía	Tipo de Central	Energía Producida
		GWh
Renovable	Hidráulica	20.696,12
	Térmica Biomasa	382,44
	Eólica	80,26
	Térmica Biogás	45,52
	Fotovoltaica	37,99
Total Renovable		21.242,33
No Renovable	Térmica MCI	4.972,62
	Térmica Turbopapor	1.822,71
	Térmica Turbogás	1.339,72
Total No Renovable		8.135,05
Total		29.377,38

Tabla Nro. B-7: Producción nacional de energía eléctrica por tipo de tecnología 2018.

Con la información disponible, es viable establecer la forma en que se desagrega la generación de energía eléctrica, según el tipo de

recurso renovable empleado. Los valores obtenidos son mostrados en la siguiente tabla:

Tipo Energía	Tipo de Central	Energía Producida	
		GWh	%
Renovable	Hidráulica	20.696,12	97,43
	Térmica Biomasa	382,44	1,80
	Eólica	80,26	0,38
	Térmica Biogás	45,52	0,21
	Fotovoltaica	37,99	0,18
Total Renovable		21.242,33	100,00

Tabla Nro. B-8: Energía renovable por tipo de fuente 2018.

El valor obtenido para el indicador “Generación de Energía a Partir de Fuentes Renovables”, fue de 49,18 % para el 2014, de 51,54 % para el 2015, para el 2016 de 59,85 %, para el 2017 de 73,69 %, mientras que para el 2018 de 72,31 %; los cuales muestran con claridad que la generación eléctrica en Ecuador tiene una participación importante de generación renovable. En el total de energía renovable para el período analizado, la generación hidroeléctrica representa la mayor proporción de la energía generada (97,43%), existiendo una alta dependencia de la disponibilidad de los recursos hídricos. También hay que señalar que entre los años 2013 al 2015 se implementaron proyectos de energía eólica y fotovoltaica, los cuales se encuentran actualmente en operación.

El desarrollo sustentable del sector, está asociado a incrementar y diversificar el uso de fuentes energéticas renovables, considerando que existe el potencial riesgo de que los combustibles de origen fósil no estén disponibles para las generaciones futuras, o que su uso sea limitado.

Como aspecto primordial de conservación ambiental, y estrechamente ligado a este indicador, el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, como ente rector del sector eléctrico, viene propiciando la soberanía y la eficiencia energética, el

uso de tecnología ambientalmente limpias y de energías alternativas no contaminantes, promueve la iniciativa “Cero Combustibles Fósiles en las Islas Galápagos”, cuyo objetivo es la reducción paulatina de combustibles en el Archipiélago, que con el apoyo de la cooperación internacional, planificó el desarrollo y ejecución de distintos proyectos de energía renovable para la generación de electricidad en Galápagos, que permitan el cambio de la matriz energética, en el sector eléctrico.

En las islas Galápagos se encuentran en operación las centrales de generación especificadas en el capítulo 4 sobre Situación actual de la generación de energía eléctrica. En dicha sección se indica que la principal fuente de energía es producida con generación térmica diésel, representando un 83,98%, mientras que el aporte de energía producida con fuentes renovables fue del 16,02%, con corte al año 2018, en lo que respecta a la demanda esta creció un 2,86% con respecto al año 2017.

La participación de la energía renovable en el sistema de generación eléctrica en galápagos, ha permitido la reducción acumulada de 3 millones de galones de diésel para la generación de electricidad en el periodo comprendido de 2007 a 2017; evitando así la emisión de aproximadamente 26,7 mil toneladas de CO₂ significando un ahorro de 2,73 millones de dólares.

B.4.8 Indicador 8: emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI)

El crecimiento constante de la contaminación ambiental y el cómo se enfrenta esta situación debido a su incidencia directa en el calentamiento global, ha orientado a reordenar las necesidades y prioridades de las distintas naciones.

En el Informe de Síntesis del Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) realizado en el 2014, se cita que existe evidencia suficiente para atribuir los efectos asociados al calentamiento global como consecuencia de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) de origen antropogénico.

Esta problemática requiere abordar estrategias que mitiguen la emisión de GEI a consecuencia de la quema de combustibles fósiles (petróleo, gas natural y carbón) principalmente, seguido por el cambio en el uso del suelo. Por otro lado, es necesario contar con mecanismos que permitan la adaptación al cambio climático e incremento de la resiliencia para afrontar eventos naturales presentes y futuros.

De acuerdo al documento “Cambio Climático: Una muy corta introducción”, publicado por Mark Maslin en el año 2014, entre las áreas de evidencia que deben considerarse cuando se investiga al cambio climático, se encuentran: (i) el incremento de los GEI en la atmósfera y su rol en las variaciones climáticas pasadas; (ii) cambios significativos presentados en las temperaturas globales y el incremento de los niveles del mar en el último siglo; (iii) cambios significativos en el sistema climático (retirada del mar de hielo en el Ártico, el retroceso de los glaciares de montaña en todos los continentes y del permafrost); y, (iv) la cantidad e intensidad de eventos extremos.

Por otro lado, las consecuencias del calentamiento global no necesariamente afectarán a todos por igual, siendo las regiones costeras y países insulares donde un leve cambio en la temperatura puede causar graves repercusiones en cuanto a disponibilidad de agua, la productividad agrícola, entre otros efectos colaterales.

Al respecto, existe un amplio marco internacional que apunta hacia la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, cuyos principios están liderados por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC).

Para el Ecuador, al igual que a la gran mayoría de países, es imprescindible contar con un modelo de desarrollo sustentable, que permita cubrir las necesidades desde un punto de vista social, económico y de bajo impacto ambiental. Es por esto que, el país forma parte de la UNFCCC, habiendo además suscrito el Protocolo de Kyoto, de Montreal y actualmente ratificado el Acuerdo de París de lucha contra el cambio climático. A esto se suma el apoyo del Gobierno Nacional a la satisfactoria implementación de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, establecida por las Naciones Unidas, donde la energía es trascendental para el efectivo cumplimiento de al menos 4 de los objetivos que establece dicha agenda.

La energía eléctrica, por su parte, ha sido considerada como un pilar fundamental para el desarrollo y crecimiento de las sociedades, sin embargo el avance tecnológico para su producción ha tenido históricamente una participación de combustibles fósiles mayoritaria.

De acuerdo al Global Status Report publicado por REN21, se estimó que en el año 2016, un 75.5% de recursos no renovables fueron empleados para producción de electricidad en el mundo. No obstante, el despliegue de las energías renovables ha crecido notablemente y es así que en el 2016 se tenía una participación de 24.5% frente a los 22.8% presentes en el 2014.

La generación de electricidad en el Ecuador para el año 2018, ha sido de 29.377,38 GWh, con una participación de 27,64% provenientes de origen fósil. La cuantificación en emisiones de contaminantes atmosféricos se detalla en la Tabla Nro. B-9. Se considera el potencial equivalente relativo al dióxido de carbono (peq CO₂=1) que para los gases metano y óxido nitroso, corresponde a 21 y 310 respectivamente.

Tipo de combustible	Consumo (TEP)	Gases de efecto invernadero (TEQ)		
		CO2	CH4	N2O
Fuel Oil	631.616,62	2.044.556,44	79,25	15,85
Diésel	377.452,84	1.169.707,21	47,36	9,47
Gas Natural	450.333,85	1.188.300,11	21,18	2,12
Residuo	94.460,44	305.770,45	11,85	2,37
Crudo	380.905,19	1.232.998,21	50,46	10,09
GLP	17.487,63	46.144,77	0,73	0,07
Total TEQ		5.987.477,19	210,83	39,97
Total en miles de toneladas equivalentes de CO2		5.987,48	4,43	12,39
		6.004,30		

Tabla Nro. B-9: Emisiones de gases de efecto invernadero del sector eléctrico ecuatoriano atribuibles a la generación termoeléctrica en el 2018.

De lo expuesto, un diagnóstico basado en las emisiones de GEI producidas por la generación termoeléctrica en el país, no necesariamente se debe evaluar como un aspecto negativo, debido a la baja participación porcentual de combustibles fósiles en la matriz eléctrica y del constante apoyo al desarrollo de las Energías Renovables.

Sin embargo, el seguimiento al indicador de emisiones de GEI en la generación de electricidad, servirá para establecer tendencias de comportamiento del sector en cuanto a responsabilidad ambiental. Las emisiones de gases de efecto invernadero para el 2018 fueron de 6,06 millones de toneladas de CO2.

El Ecuador ha adoptado voluntariamente políticas, tecnologías y medidas para reducir las emisiones, con el fin de contribuir al objetivo global de mitigar el cambio climático, por lo que el seguimiento del presente índice de sustentabilidad debería buscar una estabilización de los niveles de emisiones de GEI. Esto mediante la introducción de tecnologías de generación limpias, como aquellas basadas en el uso de energía hidráulica, eólica y solar, acciones que el sector eléctrico ha emprendido fuertemente.

Adicional, con el fin de equilibrar el consumo de energía y el respeto al medio ambiente, dentro de las prioridades de planificación sostenible del Ecuador, se ha implantado una estrategia de desarrollo, que ha

incorporado como actividad prioritaria el fomento e impulso de la eficiencia energética. Su accionar se ha orientado a la ejecución de una serie de proyectos de impacto, impulso a la emisión de nueva normativa, reglamentación nacional de etiquetado y cumplimiento de requisitos de rendimiento óptimo en equipos que consumen energía eléctrica. Con los cuales se han conseguido importantes avances en reemplazo de equipos obsoletos, prohibición de comercialización de equipos ineficientes, gestión de energía en la industria, sustitución de fuentes energéticas a nivel de usos finales; y en generar un mayor nivel de conciencia de la sociedad sobre el uso y consumo más eficiente de la energía.

También se han reducido drásticamente los niveles de pérdidas de energía en el S.N.I., logro alcanzado a través de programas de mejora en la distribución (PMD), modernización de las redes de transmisión y distribución, así como mejora de la gestión de las empresas eléctricas, consiguiendo una optimización desde el lado de la oferta de energía.

Todas estas acciones han obtenido importantes reducciones de GEI a nivel de consumidores finales de energía.

A continuación, la Tabla Nro. B-10 muestra los resultados de los indicadores desarrollados para el diagnóstico socio ambiental del sector eléctrico:

INDICADOR	CRITERIO	DESCRIPCIÓN	VALOR ACTUAL	REFERENCIAS ESPECÍFICAS PARA EL DESARROLLO DEL INDICADOR
1. Consumo de Combustibles	Integridad Ambiental	Evalúa la intensidad del uso de combustibles en el sector eléctrico para la producción de energía eléctrica	1.952,26 kTEP.	ARCONEL, DNEEE, consumos de combustibles – 2018. OLADE - SIEN, Guía M5 - Metodología de Conversión de Unidades, octubre de 2004
2. Calidad de Servicio Público de Energía Eléctrica	Integridad Social	Promedio Nacional: Frecuencia media de interrupciones (FMik); Tiempo total de las interrupciones eléctricas (TTIk)	FMik: 7,60 TTIk: 10,09	Regulación No. CONELEC - 004/01. Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución+ CNCSEARCONEL, CNCSE, Registros 2016 de las interrupciones eléctricas, entregados por los Distribuidores regulados
3. Consumo de Energía Eléctrica por habitante	Integridad Social	Establece el consumo eléctrico de los usuarios del sistema eléctrico del país, per cápita.	1.174,89 kWh/hab	ARCONEL, DNEEE
4. Pérdidas por Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica	Integridad Social	Porcentaje de pérdidas totales de energía por transmisión y distribución	14,15%	ARCONEL, DNEEE

INDICADOR	CRITERIO	DESCRIPCIÓN	VALOR ACTUAL	REFERENCIAS ESPECÍFICAS PARA EL DESARROLLO DEL INDICADOR
5. Cobertura del Servicio Público de Energía Eléctrica	Integridad Social	Promedio Nacional: Determina el número de viviendas con servicio eléctrico en las áreas de prestación deservicio	97,33%	MERNNR, SDCEE
6. Porcentaje de Soberanía en Energía Eléctrica	Integridad Económica	Energía neta independiente de la importación en proporción a la demanda total	99,64%	ARCONEL, DNEEE
7. Porcentaje de Generación de Energía a partir de Fuentes Renovables	Integridad Ambiental	Determina cuánto de la energía eléctrica producida en el país, proviene de la utilización de recursos naturales renovables	72,31%	ARCONEL, DNEEE
8. Emisiones de Gases de Efecto Invernadero	Integridad Ambiental	Determina las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), atribuibles a la generación termoeléctrica de energía, en base al uso de combustibles	6.004,30 miles de Ton eq de CO2	ARCONEL, DNEEE Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero

Tabla Nro. B-10: Resumen de indicadores desarrollados para el diagnóstico socio ambiental del sector eléctrico ecuatoriano.

B.5 Visión a futuro - estrategias para el desarrollo sustentable en el Sector Eléctrico

La visión de las actividades del sector eléctrico bajo el marco del desarrollo sustentable, es indudablemente la opción más adecuada para asumir con responsabilidad los retos que implican la diversificación de la matriz eléctrica del país con la conservación del ambiente, en pos del desarrollo productivo y la equidad social. Los pilares fundamentales para cumplir con los retos propuestos son:

1. La eficiencia energética con sustentabilidad ambiental en todos los procesos.- recoge las mejores propuestas

aplicables a nuestra realidad, basadas en prácticas internacionales en uso y aprovechamiento de tecnologías amigables con el medio ambiente.

Conforme a los análisis del “Plan Nacional de Eficiencia Energética 2016-2035 (PLANEE)”, en la Figura Nro. B-2, se observa la reducción del consumo energético con la ejecución de los planes de eficiencia energética.

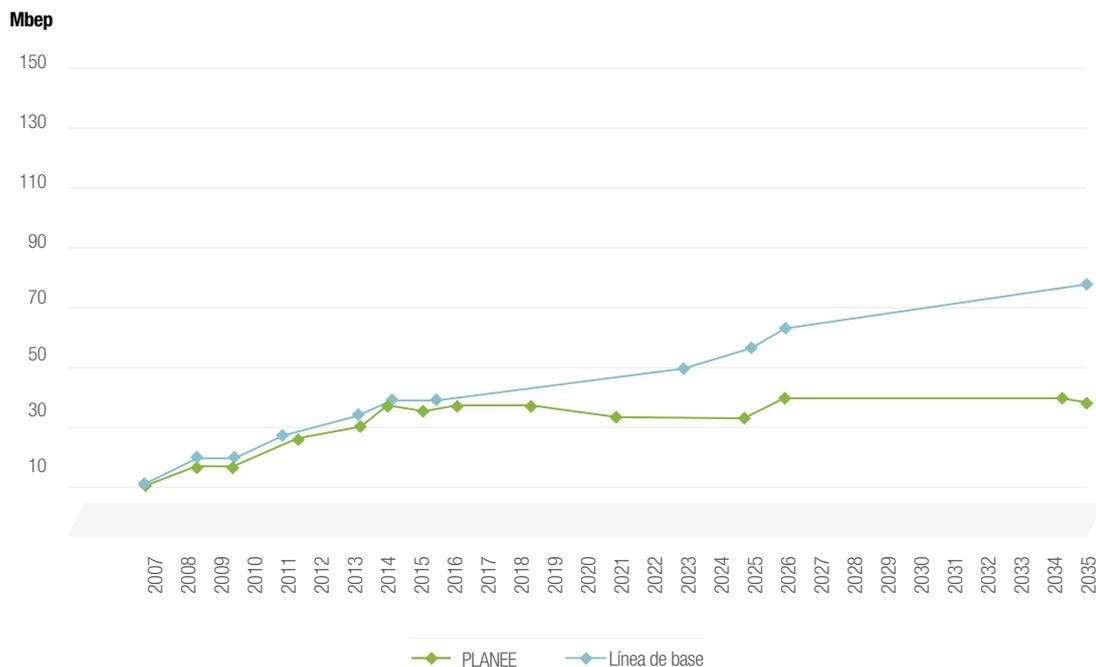


Figura Nro. B-1: Comparación del consumo Escenario Tendencial vs Escenario eficiencia energética.

1. La sustitución progresiva de combustibles y fuentes de energía con alto impacto ambiental a otros con bajo contenido de carbono.- impulsa acciones concretas para garantizar a nuestra población y las futuras generaciones un desarrollo económico sostenible basado en el acceso a energía moderna, limpia y económica, utilizando los recursos de forma más inteligente, eficiente y responsable.

El país contará con una de las matrices de generación eléctrica más competitivas y limpias del mundo, generando más del 90%

de su energía con fuentes renovables y posibilitando un mejor aprovechamiento de sus recursos naturales, aportando de esta manera al cambio de la matriz productiva y viabilizando el incremento de la competitividad nacional. Todo esto, en un marco de respeto a la naturaleza, de compromiso social y seguridad en el abastecimiento de energía eléctrica.

De acuerdo al análisis del Plan de Expansión de la Generación, en la Figura Nro. B-2 se muestra el porcentaje de participación en la generación de electricidad por tipo de fuente en el horizonte de planificación.

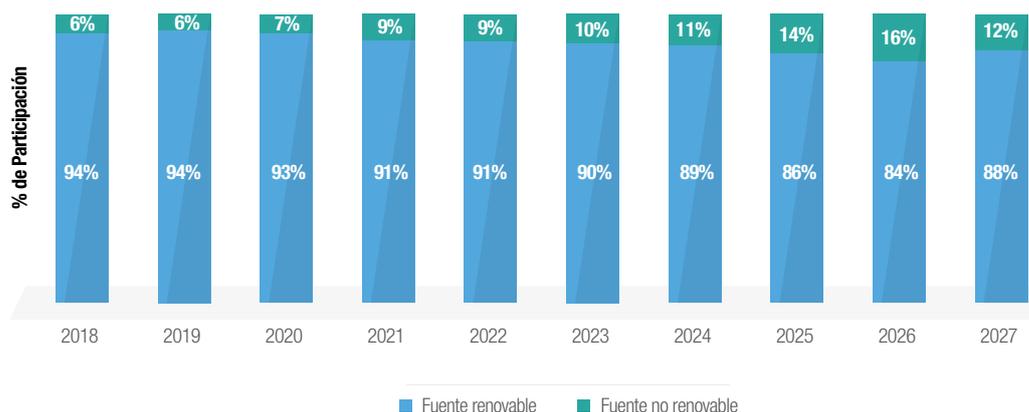


Figura Nro. B-2: Composición de la generación por tipo de fuente de energía.

De la figura anterior se puede concluir que la participación del consumo de combustible fósil en la producción de electricidad es evidentemente baja con un incremento de 6% entre el 2018 y

2027. A continuación, se puede ver el combustible necesario para el escenario de hidrología media.

CONSUMO PROMEDIO DE COMBUSTIBLE (miles de unidades)							
ETAPA	Gas Natural [KPC]	Nafta [galón]	Diesel [galón]	Fuel Oil 4 [galón]	Fuel Oil 6 [galón]	Gas Natural [galón]	Fuel Oil [galón]
2018	10.509,0	0,0	3.679,4	10.859,0	34.125,5	78.338,6	44.984,5
2019	10.848,0	0,0	1.448,5	8.692,7	21.906,6	80.865,6	30.599,3
2020	10.925,0	0,0	1.140,1	14.575,0	44.573,9	81.439,6	59.148,9
2021	10.948,0	0,0	5.028,4	23.298,0	77.787,1	81.611,1	101.085,1
2022	17.195,0	0,0	2.925,3	14.050,0	46.679,5	128.178,9	60.729,5
2023	21.527,0	0,0	2.487,9	12.043,0	42.439,9	160.471,4	54.482,9
2024	25.886,0	0,0	2.510,3	9.658,8	30.340,4	192.965,3	39.999,2
2025	33.113,0	0,0	3.321,7	15.118,0	54.239,2	246.838,4	69.357,2
2026	38.664,0	0,0	4.374,7	26.087,0	88.872,4	288.218,0	114.959,4
2027	32.070,0	0,0	7.506,2	15.802,0	54.277,3	239.063,5	70.079,3
Total	211.685,0	0,0	34.422,5	150.183,5	495.241,8	1.577.990,3	645.425,3

Tabla Nro. B-11: Consumo de combustibles en escenario de hidrología media.

CONSUMO PROMEDIO DE COMBUSTIBLE (miles de unidades)							
ETAPA	Gas Natural [KPC]	Nafta [galón]	Diesel [galón]	Fuel Oil 4 [galón]	Fuel Oil 6 [galón]	Gas Natural [galón]	Fuel Oil [galón]
2018	10.511,0	0,0	3.689,6	11.070,0	33.871,4	78.353,5	44.941,4
2019	10.848,0	0,0	1.612,8	8.824,4	21.938,9	80.865,6	30.763,3
2020	10.925,0	0,0	1.421,1	14.262,0	44.180,2	81.439,6	58.442,2
2021	10.949,0	0,0	5.365,9	24.194,0	81.771,3	81.618,5	105.965,3
2022	20.083,0	0,0	5.372,0	26.695,0	84.241,0	149.707,3	110.936,0
2023	30.855,0	0,0	15.828,0	52.607,0	164.393,5	230.006,3	217.000,5
2024	46.340,0	0,0	34.895,0	63.999,0	185.611,3	345.438,1	249.610,3
2025	48.219,0	0,0	76.191,0	112.480,0	271.132,7	359.445,0	383.612,7
2026	49.570,0	0,0	112.290,0	125.620,0	312.652,1	369.515,9	438.272,1
2027	27.064,0	0,0	13.825,0	20.848,0	60.861,0	201.746,6	81.709,0
Total	265.364,0	0,0	270.490,4	460.599,4	1.260.653,5	1.978.136,5	1.721.252,9

Tabla Nro. B-12: Consumo de combustibles en escenario de hidrología media –MATRIZ PRODUCTIVA.

La contribución en emisiones de CO₂ al medio ambiente, se observa en las siguientes gráficas por tipo de combustible y para los escenarios de Caso Base y Matriz Productiva:”

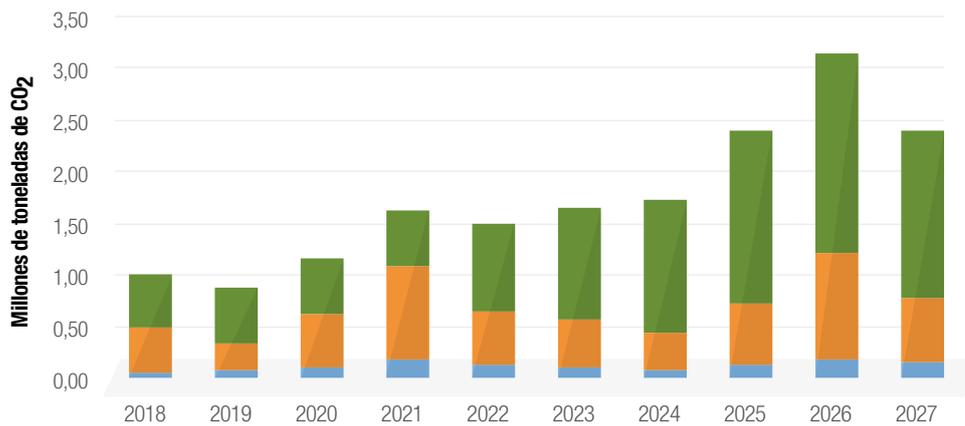


Figura Nro. B-3: Emisiones estimadas de CO₂, hidrología media, Caso Base.

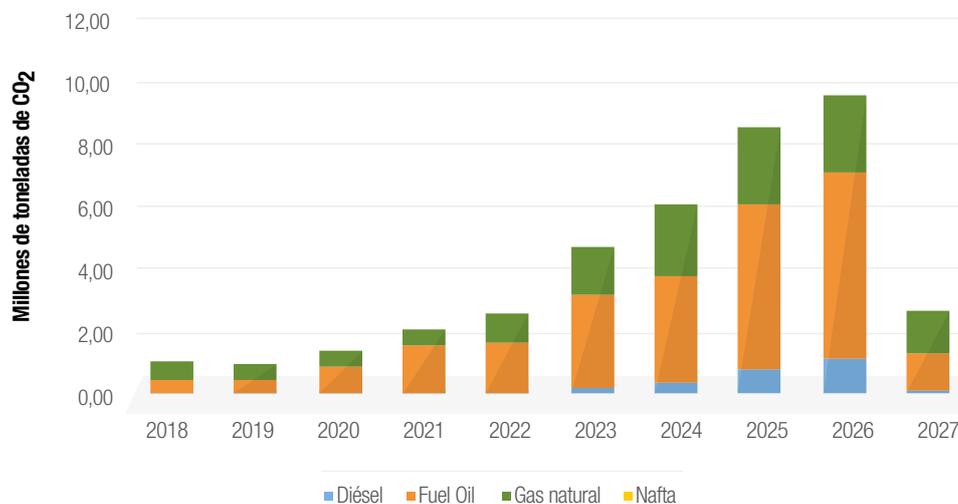


Figura Nro. B-4: Emisiones estimadas de CO₂, hidrología media, Caso Matriz Productiva.

Para mantener un sistema eléctrico sustentable y de bajo impacto ambiental, se aplicarán distintas estrategias para el desarrollo

del Sector Eléctrico Ecuatoriano, fortalecidas con cinco acciones complementarias.

B.5.1 Estrategia A: promover el cumplimiento del cambio de la matriz energética

El incremento de la generación hidráulica prevista con los proyectos del Plan de Expansión de Generación, como resultado de la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos que hoy se encuentran en operación y otros en fase de construcción, ha dado como resultado un importante cambio en la matriz de generación de electricidad, reduciéndose sustancialmente el consumo de los combustibles fósiles en el país.

Por tal razón, es de gran importancia el aprovechamiento sustentable del recurso hidráulico disponible del país y, por esto, la verificación del avance y cumplimiento de plazos de obras asociadas a proyectos hidroeléctricos, son acciones clave para la sustentabilidad del sector. Así también, es importante elevar el nivel de los estudios de los proyectos constantes en el Inventario de Recursos Energéticos del país con fines de producción eléctrica.

Los esfuerzos por dar continuidad en los objetivos trazados por el sector eléctrico, han permitido la reciente incorporación de

las Centrales Hidroeléctricas Minas - San Francisco (275 MW) y Delsitanisagua (180 MW). Además, se estima que para el año 2021 entre en operación el Proyecto Hidroeléctrico Toachi-Pilatón (254,4 MW), así como otros proyectos de energía renovable.

Es importante enfatizar en esta estrategia, que el Proyecto de Energía Renovables para las Islas Galápagos, ha contribuido al cuidado del ambiente, dotando de un sistema de energía eléctrica acorde a la naturaleza, con miras a la reducción del volumen de diésel embarcado hacia el Archipiélago.

La principal razón para optar por energía limpias en las Islas Galápagos es la reducción de riesgos en el transporte de combustibles, lo que permite el cambio de la matriz energética, a través del aprovechamiento de generación de los recursos renovables disponibles, que ofrecen una alternativa efectiva de protección al frágil ecosistema del Archipiélago.

B.5.2 Estrategia B: promover la implementación y certificación de sistemas de gestión ambiental para el fortalecimiento de la gestión ambiental en el sector eléctrico

La implementación de sistemas de gestión integrados, por parte de las empresas del sector eléctrico, permitiría consolidar y fortalecer la gestión socio-ambiental como parte integral de funcionamiento. Existen estándares internacionales bajo los que una empresa puede certificar su Sistema de Gestión Ambiental, las más utilizadas son la norma ISO 14001, las OHSAS 18000 para seguridad industrial y la norma ISO 26000 para la responsabilidad social.

En sentido varias de las empresas del sector eléctrico ecuatoriano han sido certificadas con normas de calidad, como ejemplo se citan:

- **CELEC EP HIDROPAUTE** recibió por parte de la acreditadora AENORECUADOR, la certificación en cumplimiento de la gestión bajo estándares internacionales como son las normas de Gestión de Calidad ISO 9001/2008, Gestión Ambiental ISO 14001/2004, Responsabilidad Social IQNET SR10/2011 y Seguridad y Salud Ocupacional OHSAS 18001/2007.
- **Sociedad Agrícola e Industrial San Carlos S.A.**, los procesos asociados a la cogeneración y venta de excedentes de energía eléctrica están incluidos en el alcance de las certificaciones ISO 9001/2008 Gestión de Calidad, ISO 14001/2004 Gestión Ambiental y OHSAS 18001/2007.
- **Empresa Eléctrica Quito S.A.**, certificaciones normas de Gestión de Calidad y Capacitación ISO 9001/2008, sin embargo no ha implementado la norma ISO 14001, y ha dispuesto de la calificación de Punto Verde; y desarrolla los Planes de Manejo Ambiental para todas sus instalaciones, con el control y seguimiento correspondiente, y semestralmente realiza capacitaciones a personal interno de la EEQ en cuanto a temas ambientales como: Guía de buenas prácticas ambientales, manejo de desechos peligrosos.

- **La Empresa Eléctrica Regional del Sur** viene desarrollando el proceso de consolidación de información para implementar las normas ISO 9001, ISO 14001 y OSHAS 18000 en la Central Hidroeléctrica Ing. Carlos Mora.

- **La Empresa Eléctrica Ambato, EEASA** cuenta con un Manual de Buenas Prácticas Ambientales, a través del cual, en base a su cumplimiento, se proyecta iniciar la obtención de la calificación como "Punto Verde", lo cual permitirá contar con una Certificación de Sistemas de Gestión Ambiental.

La EEASA cuenta con la Licencia Ambiental vigente, extendida por la Autoridad competente para su área de concesión; así mismo, cuenta con el Registro de Generador de Desechos Peligrosos y el Plan de Manejo Ambiental también vigente, este último, que contiene nueve (9) programas de cumplimiento obligatorio.

- **La Empresa Eléctrica CENTROSUR C.A.**, ha implementado el subproceso de Gestión Ambiental acorde al estándar de la Norma ISO 14001, a través de la Planificación y revisión el sistema de gestión ambiental (SGA), complementado por la verificación, evaluación del sistema, así como la planificación de acciones de mejora del SGA.

En el SGA se han desarrollado procedimientos a los cuales están ligados 39 instructivos ambientales y 50 formularios de registro, los cuales permiten ejecutar y registrar las acciones y actividades de gestión ambiental.

- **ELECAUSTRO**, ha implementado un Sistema de Calidad ISO 9001-2015, en miras de la certificación correspondiente. El sistema cuenta con un mapa de procesos definido dentro del cual, la Gestión Ambiental y Social se la ha identificado dentro de los procesos críticos.

- **La Empresa Eléctrica Riobamba, EERSA**, no dispone de un sistema de gestión certificado, sin embargo, ha realizado acciones de cuidado ambiental, en cumplimiento de los Planes de Manejo, como el de desechos peligrosos y no peligrosos. Dispone de la calificación como generador de desechos, mantenimiento de la brecha forestal en la líneas de transmisión; implementación de los procedimientos que permitan a la EERSA realizar una gestión ambiental en cumplimiento con la normativa, en base al Sistema de Gestión Ambiental ISO 14001/2015; levantamiento de información para Certificación Punto Verde con el MAE.
- **La Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A. ELEPCO** no ha dado inicio a la implementación de un Sistema de Gestión Ambiental, lo que permitiría consolidar y fortalecer la gestión socio ambiental como parte integral de su funcionamiento.
- **ELECGALAPAGOS** no posee certificaciones en sistemas de gestión ambiental; sin embargo, con base a nuestra producción limpia (renovable) y a la normativa ambiental vigente iniciaremos ante el Ministerio del Ambiente el proceso de registro ambiental “Punto Verde”, para el año 2019.
- **EMELNORTE** no posee ningún sistema de gestión, debido a que no se ha conformado la Unidad Ambiental y no dispone del personal necesario para implementar dichas acciones.
- **La Corporación Nacional de Electricidad, CNEL**, no cuenta con certificación de gestión ambiental acreditada bajo estándares ISO, sin embargo en el año 2017 se realizó la contratación de la Memoria de Sostenibilidad bajo los estándares del GRI (Global Reporting Initiative) misma que establece el estándar mundial de lineamientos para la elaboración de memorias de sostenibilidad de aquellas compañías que desean evaluar su desempeño económico, ambiental y social.

B.5.3 Estrategia C: fomentar el desarrollo de programas de educación ambiental en el sector eléctrico

En cumplimiento a lo dispuesto en la LOSPEE en su Artículo 15, numeral 15, establece la obligación de ARCONEL en coordinación con el Ministerio del Ambiente, de generar programas de capacitación ambiental para las empresas eléctrica del país, lo cual repercutirá de manera positiva al cumplimiento de la normativa ambiental nacional.

Además, es un requerimiento mínimo para alcanzar la sustentabilidad del sector y también permitirá minimizar los impactos ambientales y sociales asociados a las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

Como parte de los procesos de asesoría y capacitación, se ha impulsado y potencializado la gestión ambiental como eje transversal dentro de las empresas del sector, a través de la creación de las Unidades de Gestión Ambiental, en cumplimiento de las disposiciones de la Contraloría General del Estado, las mismas que se encuentran operativas, acatando la normativa ambiental vigente, para la prevención, control, mitigación y seguimiento ambiental.

Todas las empresas eléctricas de generación, transmisión, y distribución disponen de Licencias ambientales, registros ambientales según el tipo de instalación, con la obligación de desarrollar y cumplir los Planes de Manejo Ambiental, entre los cuales constan los de capacitación que las empresas desarrollan a nivel interno y externo, dentro de la responsabilidad social y ambiental, en temas de:

- Disposición de desechos peligrosos y no peligrosos
- Difusión de Planes de Manejo Ambiental
- Seguridad industrial y salud ocupacional
- Gestión de riesgos
- Control de incendios forestales
- **ELECAUSTRO**, en ejecución de programas de educación ambiental, cumple con un plan que se ejecuta desde hace 11 años, el Programa de Responsabilidad Social y Ambiental “APRENDIENDO CON ENERGÍA”; anualmente se cuenta con alrededor de 30 escuelas participantes; a través de un convenio con la revista infantil CHISPIOLA, que se distribuye gratuitamente a más de 10.000 niños de escuelas fiscales del Azuay y Cañar.
- **ELECGALAPAGOS** cuenta con capacitaciones enmarcadas en la prevención, control, mitigación y seguimiento de la contaminación ambiental, dirigido especialmente al personal de la empresa y algunas comunidades, en los siguientes temas: Manejo de Desechos Peligrosos, Manejo de Residuos Sólidos Reciclables, Uso responsable de energía y equipos eficientes, Normativa Ambiental vigente, Plan de Manejo Ambiental Proyectos Eléctricos Renovables y Generación Convencional.
- **EMELNORTE S.A.** ha venido coordinando un programa de Educación Ambiental que se encuentra dirigido al personal técnico y administrativo de la Empresa; como también a instituciones educativas, GADs Parroquiales, Cantonales y Provinciales, desarrollando capacitaciones en temas como: manejo de desechos peligrosos, sensibilización ambiental y buenas Prácticas Ambientales (Acuerdo Nro. 131), y acreditación como “Punto Verde”, así como sobre la influencia de los campos magnéticos y eléctricos en las instalaciones de la empresa, tala y poda de especies forestales; manejo de podadora aérea - Mantenimiento de Franjas de Servidumbre.
- **La Empresa Eléctrica Ambato, EEASA**, viene desarrollando y aplicando Programas de Educación Ambiental a nivel interno.
- **La Empresa Eléctrica Riobamba, EERSA**, en cuanto a la capacitación y educación ambiental, ha implementado un programa de inducción para el personal de la empresa y para los contratistas; reuniones informativas con los GADs de la Provincia para la difusión de la regulación N°- 002/10 del CONELEC sobre las distancias de seguridad de las líneas de energía de media y baja tensión, así como las servidumbres de líneas de alta tensión; capacitaciones prácticas en producción de material vegetativo a los actores locales de las comunidades que están dentro de las zonas de influencia directa de las micro cuencas de sus centrales de generación hidroeléctrica.
- **ELEPCO S.A.** ejecuta un programa de capacitación continuo, el mismo que incluye a personal técnico, operativo y contratistas. Dentro de la ejecución de talleres de capacitación podemos mencionar temáticas como: Normativa Ambiental para proyectos eléctricos, Manejo de desechos, Manejo de materiales y

desechos peligrosos, Manejo de Bifenilos Policlorados, Buenas Prácticas Ambientales.

- La **CNEL** sobre programas de Educación Ambiental se ha desarrollado un plan de educación ambiental en centros educativos sobre: buen uso de la energía eléctrica, sus beneficios, trabajos de mantenimiento y cuidado del medio ambiente, que abarcó un total de 1000 estudiantes.

La capacitación que se ha desarrollado en todas las Unidades de Negocio de la CNEL, está orientada al personal de las empresas que realiza la gestión ambiental, entre otros están:

- Sistema Globalmente Armonizado (SGA) y su relación con el transporte de mercancías peligrosas.
 - Taller de Capacitación sobre Aspectos Técnicos y Legales para la Gestión de PCB y Difusión de Resultados del Proyecto PCB.
 - Manejo y control de emisiones contaminantes a la atmósfera.
- La **Empresa Eléctrica CENTROSUR**, en los programas de educación ambiental, incluye el desarrollo de capacitaciones internas y externas.
 - La capacitación interna en función del sistema de gestión ambiental se desarrolla los programas:
 - Programa de identificación de PCB en redes de distribución.
 - Programa de control de derrames de aceite de transformadores y reconectores.
 - Programa de disminución de sustancias especiales.
 - Programa de manejo de residuos sólidos.
 - Programa de capacitación de poda y tala.

B.5.4 Estrategia D: promover la Implementación de Proyectos de Generación con Energías Renovables

En base a lo que establece, los ODS, la LOSPEE, el MERNNR y la ARCONEL; se está desarrollando el nuevo marco regulatorio para la promoción, avance e implementación de proyectos eólicos, geotérmicos, solares y de biomasa en el país, tanto por parte de las empresas públicas como del sector privado.

La ejecución de proyectos de energía renovable y no convencional, contribuyen no solo la incorporación de nuevas tecnologías de generación eléctrica, sino que además facilitan el desplazamiento del uso de combustibles fósiles en el país.

La Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica - LOSPEE regula la participación de los sectores público y privado, en actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica, así como también la promoción y ejecución de planes y proyectos con fuentes de energías renovables, y el establecimiento de mecanismos de eficiencia energética, y de igual forma el ente rector del Sector Eléctrico podrá delegar la participación de las empresas privadas y las empresas de capital privado en actividades del sector, cuando dichas instancias inviertan en proyectos que utilicen energía renovables no convencionales que no consten en el PME.

La misma Ley determina además que los proyectos que utilicen energías renovables, podrán acceder a un esquema de incentivos que se determine en la normativa jurídica respectiva.

En el Título IV de la LOSPEE, correspondiente a la Gestión de Fuentes Energéticas y Energías Renovables No Convencionales, en su artículo 26 dispone que el ente rector del Sector Eléctrico promoverá el uso de tecnologías limpias y energías alternativas, de conformidad con lo señalado en la Constitución que propone desarrollar un sistema eléctrico sostenible, sustentado en el aprovechamiento de los recursos renovables de energía.

La electricidad producida con este tipo de energías contará con condiciones preferentes establecidas mediante regulación expedida por el ARCONEL.

Como avance en las acciones necesarias para fomentar la implementación de proyectos de generación con energías renovables, mediante la Regulación Nro. ARCONEL - 003/18, de 6 de noviembre de 2018 y su reforma de 16 de enero de 2019, se incentiva la generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica.

B.5.5 Estrategia E: continuar y Fortalecer Planes de Incremento de Eficiencia

En base a lo establecido en la Ley Orgánica del Servicio Público de la Energía Eléctrica (LOSPEE), el MERNNR es el órgano rector y planificador del Sector Eléctrico y le corresponde la elaboración del Plan Nacional de Eficiencia Energética (PLANEE).

En el Artículo 74 de la LOSPEE, se señala: "la eficiencia energética tendrá como objetivo general la obtención de un mismo servicio o producto con el menor consumo de energía". Para alcanzar dicho objetivo, entre otras, se han identificado las siguientes acciones:

- a. fomentar la eficiencia en la economía y la sociedad,
- b. propiciar la utilización racional de energía eléctrica y la disminución de combustibles fósiles,

- c. reducir costos de producción y d) disminuir impactos ambientales".

Para el cumplimiento de estas acciones, el 18 de Mayo de 2017 se presentó el primer Plan Nacional de Eficiencia Energética 2016-2035 (PLANEE), que tiene como objetivo: "Incrementar el uso eficiente de los recursos energéticos mediante la ejecución de programas y proyectos de eficiencia energética en los sectores relacionados con la oferta y demanda de energía, a fin de reducir la importación de derivados del petróleo, contribuir a la mitigación del cambio climático y crear una cultura de eficiencia energética respaldada por una sólida base jurídica e institucional".

Plan Nacional de Eficiencia Energética

El PLANEE considera articular la participación de diferentes actores, así también identificar e incorporar los programas y proyectos que se realizarán a nivel nacional, con el objetivo de incrementar el uso eficiente de la energía.

Dicho documento aborda objetivos, líneas de acción y actividades específicas para los siguientes sectores: Residencial, Comercial y Público; Industrial; Transporte y de Consumo propio sector

Energético. Debido a su especificidad, se encuentra un apartado especial para las islas Galápagos.

Así también el PLANEE establece como prioritario el fortalecer jurídica e institucionalmente la promoción de la eficiencia energética permitiendo de esta manera impulsar las acciones previstas para cada sector. A continuación se presenta las líneas de acción por eje de intervención:

Consumo propio	Transporte	Residencial, Comercial y Público
Reducción de pérdidas	Infraestructura y operación	Etiquetado
ISO 50001 Centrales	Etiquetado	Recambio
Interconexión	RENOVA	NEC
Derivados de alta calidad	Vehículos Híbridos	
EE en transporte, almacenamiento y comercialización de derivados	Biocombustibles	
Galápagos	Industrial	Jurídico, Institucional y de Acceso a la Información
NEC	ISO 50001 Energointensivas	Decreto presidencial
Recambio	Cogeneración	Sistema Nacional de Indicadores
ISO 50001	Recambio	Comité de Eficiencia Energética
	ESCOS	

Figura Nro. B-5: Ejes y Líneas de acción del PLANEE.

Con la implementación del PLANEE, el Ecuador aportará al cumplimiento de iniciativas internacionales orientadas a la eficiencia energética como el ODS7 de los Objetivos de Desarrollo Sustentable que contempla “Garantizar el acceso a una energía asequible, segura,

sostenible y moderna para todos”, el cual entre sus metas considera: “Al 2030, duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética”.

Meta PLANNE

En el periodo 2016-2035, se espera que el umbral mínimo de energía evitada en los sectores de análisis del PLANEE, sea de alrededor 543 Mbep. Este ahorro representará aproximadamente

USD 84.131 millones, con una reducción estimada de emisiones de GEI de 65 millones de toneladas equivalentes de CO₂.

Acciones realizadas

En el marco del PLANNE tenemos las siguientes actividades en ejecución:

1. Eje Jurídico, Institucional y de Acceso a la Información

- El 12 de marzo de 2019, se expidió la Ley Orgánica de Eficiencia Energética. Esta propuesta busca establecer un marco institucional para planificar, establecer políticas públicas y fijar metas en esta materia.

2. Eje Residencial, Comercial y Público

Se encuentra en elaboración propuestas de instrumentos técnicos que promuevan el aseguramiento de eficiencia energética:

- Coordinar los Comités Técnicos para el otorgación del Distintivo de Máxima Eficiencia Energética en luminarias LED para Alumbrado Público. Este distintivo busca orientar la compra de equipos eficientes a los usuarios.

- El 5 de Febrero de 2018 mediante Acuerdo Ministerial N.004-18 se expidieron y oficializaron los capítulos de Eficiencia Energética e Instalaciones Eléctricas de la Norma Ecuatoriana de la Construcción (NEC), así mismo se continúa trabajando en la aprobación de los capítulos referentes a Energía Renovable y de Calefacción y Climatización.
- Participar en conjunto con el INEN en la elaboración, revisión y/o actualización de reglamentos técnicos para electrodomésticos y equipos que consumen energía.
- Participar y generar aportes al Comité Electrotécnico Ecuatoriano y comités espejo de normas ISO en el ámbito de la eficiencia energética.

3. Eje Industrial

Se tiene el siguiente avance:

- Propuestas de planes de capacitación en Sistemas de gestión de energía y buenas prácticas de eficiencia energética.

- Propuestas de instrumentos que permitan promover la implementación de sistemas de gestión de la energía bajo la norma ISO: 50001.

4. Eje Transporte

Se tiene el siguiente avance:

- Aportes al proyecto de educación vial y conducción eficiente; mediante la implementación de un marco regulatorio que incluya las técnicas de conducción eficiente. Esta actividad contempla incidir en Escuelas de Conducción.
- Participar en la revisión del Proyecto de Reglamento Técnico Ecuatoriano PRTE INEN 162 "Accesorios de carga para vehículos eléctricos"
- Elaborar planes de capacitación en conducción eficiente "ECODriving".
- Aportes en la revisión de la propuesta de Reglamento Cero Emisiones, misma que fomenta la introducción de los vehículos eléctricos en sustitución de los vehículos a combustión interna.
- Junto a la Agencia Nacional de Tránsito (ANT) se elabora la propuesta de Proyecto de Etiquetado del Rendimiento

Energético para Vehículos Nuevos y la segunda fase del Plan RENOVA Vehicular.

5. Eje Consumo Propio

Se busca ejecutar un proyecto de Implementación de Sistemas de Gestión de Energía basados en la norma ISO 50001 en las Centrales de Generación Térmica. Se tiene el siguiente avance:

- En marzo de 2018, se realizó una capacitación a varios miembros del sector eléctrico, incluyendo representantes de CELEC EP con la finalidad de dar a conocer los fundamentos de la implementación de Sistemas de Gestión de Energía.

6. Eje Galápagos

Para la adopción e Implementación de la NEC en Galápagos, se tiene el siguiente avance:

- Se desarrolló la consultoría de "Levantamiento y desarrollo de Estándares de comportamiento sostenible de edificaciones del Archipiélago de Galápagos", que tiene como objetivo generar los insumos necesarios para fijar estándares para los sectores Residencial, Comercial y de Servicios Públicos, que sean aplicables a la zona costera de Ecuador mediante el levantamiento y análisis de información disponible.

B.5.6 Estrategia F: continuar con el Plan de Mejoramiento en el servicio público de energía eléctrica

Esta estrategia está dirigida al segmento de la distribución y comercialización de energía eléctrica en el país, en relación con: 1) el mejoramiento de la gestión, 2) reducción de pérdidas, 3) calidad de servicio y 4) la electrificación rural. Actualmente se encuentran en desarrollo los siguientes programas:

Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica (SIGDE).- el objetivo de este proyecto es mejorar y fortalecer la gestión de las empresas eléctricas del país, para incrementar su eficiencia y eficacia; mediante la implantación de un modelo de información común, sustentado en normas internacionales y basado en la homologación de procesos, procedimientos, organización empresarial, sistemas y tecnología de punta, aprovechando las mejores prácticas de las empresas distribuidoras del país y de empresas de clase mundial.

Plan de Mejoramiento de los Sistemas de Distribución (PMD).- El objetivo del PMD es construir y remodelar redes para asegurar la disponibilidad de energía eléctrica, satisfaciendo la demanda actual

y futura de los abonados del servicio eléctrico, en condiciones de cantidad, calidad y seguridad adecuadas.

Plan de Reducción de Pérdidas.- El PLANREP es un conjunto de proyectos que permiten reducir las pérdidas de carácter técnico y comercial, que se ejecutan en todas las empresas eléctricas de distribución del país que permite mejorar los ingresos económicos de las distribuidoras, evitando el hurto de energía (pérdidas comerciales).

Programa Electrificación Urbano Marginal.- Comprende la ejecución de proyectos para mejorar las condiciones de vida de la población rural y urbano-marginal, a fin de reducir la exclusión social en las regiones del país que presentan los índices más bajos de cobertura eléctrica, a través de la dotación de energía eléctrica como un insumo para incentivar las actividades productivas, contribuir a crear condiciones propicias para mejorar los sistemas de educación, salud y bienestar, que contribuyan al desarrollo personal, comunitario y desarrollo integral de las comunidades.

B.5.7 Estrategia G: dar soporte a los programas de incremento de asequibilidad a la electricidad

El acceso a la energía eléctrica coadyuva a mejorar la calidad de vida de la población, siendo la pobreza una realidad en los países en vías de desarrollo como Ecuador. A medida que la pobreza disminuye, significa que la población tiene más acceso a los servicios públicos, entre ellos el de energía eléctrica. El alivio de la pobreza depende del acceso a servicios públicos asequibles, confiables y de buena calidad.

Con el objeto de aportar a la matriz productiva y con el desarrollo de la matriz energética, con la sustitución de GLP a cocción eléctrica

y otras iniciativas en el sector eléctrico, en distribución se observó la necesidad de reforzar la subtransmisión, alimentadores primarios, redes secundarias, transformadores, entre otros; con la finalidad de atender las necesidades actuales y futuras de la demanda.

Respecto al acceso a la electricidad, el Gobierno Nacional mantiene vigente el subsidio denominado "Tarifa de la Dignidad", que beneficia a más de dos millones de ecuatorianos.

B.5.8 Estrategia H: establecer Plan de Reducción de Contenido de Azufre en Combustibles

El dióxido de azufre (SO₂) es un contaminante atmosférico primario, derivado de la generación termoeléctrica, que utiliza principalmente fuel oil, diésel, residuo y crudo, el cual puede causar daño a la salud humana, en particular a las poblaciones de las áreas de influencia de las centrales termoeléctricas que operan en el país. Para lo

cual el sector contribuye directamente con la reducción del uso de fuel oil, diésel, residuo y crudo. En la medida en que el contenido de azufre de los combustibles, se reduzca gradualmente permitirá mejorar la calidad de vida de la población, ya que paulatinamente será desplazado por el uso de la energía renovable.

B.5.9 Estrategia I: determinación de factores de emisión de contaminantes comunes para combustibles usados en el Sector Eléctrico

En el indicador No. 8, determinado en la sección B.4.8., se computa mediante los factores de emisión (IPCC 1996) y el consumo de combustible por cada tipo de tecnología de las centrales eléctricas.

se reducirá también la cantidad de emisiones de contaminantes comunes al aire, lo cual también incidirá en la mejora de la calidad de vida de la población.

En la medida que se reduzca la generación termoeléctrica en el país por la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos,

En la Tabla Nro. B-13, se presentan las estrategias desarrolladas con los indicadores para el diagnóstico del Sector Eléctrico.

Objetivos de Desarrollo Sostenible ODS - ONU	Ejes Plan Nacional de Desarrollo	Objetivos Plan Nacional de Desarrollo	Políticas Plan Nacional de Desarrollo	Metas al 2021 Plan Nacional de Desarrollo	Criterios	Indicadores afectados
OBJETIVO 2: Poner fin al hambre, lograr la seguridad alimentaria y la mejora de la nutrición y promover la agricultura sostenible.	Eje 2: Economía al Servicio de la Sociedad	Objetivo 5: Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sostenible de manera redistributiva y solidaria	1.8 Garantizar el acceso a una vivienda adecuada y digna, con pertinencia cultural y a un entorno seguro, que incluya la provisión y calidad de los bienes y servicios públicos vinculados al hábitat: suelo, energía, movilidad, transporte, agua y saneamiento, calidad ambiental, espacio público seguro y recreación.	Incrementar de 53% a 95% el número de hogares con vivienda propia y digna que se encuentran en situación de extrema pobreza a 2021.	Integridad Social	5
			5.10 Fortalecer e incrementar la eficiencia de las empresas públicas para la provisión de bienes y servicios de calidad, el aprovechamiento responsable de los recursos naturales, la dinamización de la economía, y la intervención estratégica en mercados, maximizando su rentabilidad económica y social.	Incrementar los ingresos por autogestión de las empresas públicas de la función Ejecutiva de 75,8% a 77,6% a 2021.	Integridad Social Integridad Económica	2,3,4
OBJETIVO 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos.	Eje 1: Derechos para Todos Durante Toda la Vida	Objetivo 1: Garantizar una vida digna con iguales oportunidades para todas las personas	1.8 Garantizar el acceso a una vivienda adecuada y digna, con pertinencia cultural y a un entorno seguro, que incluya la provisión y calidad de los bienes y servicios públicos vinculados al hábitat: suelo, energía, movilidad, transporte, agua y saneamiento, calidad ambiental, espacio público seguro y recreación.	Incrementar de 53% a 95% el número de hogares con vivienda propia y digna que se encuentran en situación de extrema pobreza a 2021.	Integridad Social	5
	Eje 2: Economía al Servicio de la Sociedad	Objetivo 5: Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sostenible de manera redistributiva y solidaria	5.7 Garantizar el suministro energético con calidad, oportunidad, continuidad y seguridad, con una matriz energética diversificada, eficiente, sostenible y soberana como eje de la transformación productiva y social.	Incrementar de 68,8% al 90% la generación eléctrica a través de fuentes de energías renovables a 2021.	Integridad Ambiental Integridad Social Integridad Económica	1,3,7,8,9

Objetivos de Desarrollo Sostenible ODS - ONU	Ejes Plan Nacional de Desarrollo	Objetivos Plan Nacional de Desarrollo	Políticas Plan Nacional de Desarrollo	Metas al 2021 Plan Nacional de Desarrollo	Criterios	Indicadores afectados
OBJETIVO 10: Reducir la desigualdad en y entre los países	Eje 2: Economía al Servicio de la Sociedad	Objetivo 5: Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sostenible de manera redistributiva y solidaria	5.8 Fomentar la producción nacional con responsabilidad social y ambiental, potenciando el manejo eficiente de los recursos naturales y el uso de tecnologías duraderas y ambientalmente limpias, para garantizar el abastecimiento de bienes y servicios de calidad.	Incrementar los ingresos por autogestión de las empresas públicas de la función Ejecutiva de 75,8% a 77,6% a 2021.	Integridad Social Integridad Económica	2,4,5
OBJETIVO 12: Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles	Eje 3: Más sociedad, mejor Estado	Objetivo 9: Garantizar la soberanía y la paz, y posicionar estratégicamente el país en la región y el mundo	9.2 Profundizar el proceso de integración con América Latina, el Caribe y los países vecinos, como espacio de convergencia política y complementariedad económica, logística, estratégica, social, ambiental, turística, cultural y de cooperación; afianzando la capacidad negociadora de la región y fortaleciendo el desarrollo de las zonas fronterizas y la libre movilidad de las personas.	Incrementar el cumplimiento de compromisos binacionales de 72,1% a 75%, para 2021.	Integridad Económica Integridad Social	5,6

Tabla Nro. B-13: Estrategias para la sustentabilidad del sector eléctrico (Alineación Propuesta Examen ODS-ONU).

B.6 Acciones complementarias al desarrollo sustentable

En cumplimiento con la Normativa Ambiental vigente, y en concordancia con las políticas dictadas por el Ministerio del Ambiente, se coordina y apoya las acciones que conduzcan al mejoramiento de la gestión pública y privada, sobre el control y reducción de la

contaminación derivada de la generación de desechos peligrosos, mejorando el desempeño ambiental del Sector Eléctrico, de acuerdo a las siguientes actividades:

B.6.1 Manejo de PCB

Los Bifenilos Policlorados, PCB, (nombres comerciales: askarel, clophen, pyranol, etc.), producidos industrialmente desde 1930, son una clase de compuestos químicos orgánicos de síntesis, químicamente inertes, de elevada toxicidad, persistentes en el ambiente, de escasa biodegradabilidad, susceptibles de bioacumulación.

Los PCB, se utilizaron como aditivos en los aceites de los equipos eléctricos, especialmente en transformadores, por sus magníficas características de aislante y antiinflamante.

El Comité Técnico de PCB, elaboró, difundió y puso en vigencia el 26 de julio de 2012, con la aprobación del Ministerio del Ambiente, el Manual de procedimientos para el manejo de los PCB en el sector eléctrico.

El Ministerio del Ambiente, expidió el Acuerdo Ministerial No. 146, publicado en el Registro Oficial No. 456 de 05 de enero de 2016, sobre los "procedimientos para la gestión Integral y Ambientalmente Racional de los Bifenilos Policlorados (PCB) en el Ecuador".

El Ministerio del Ambiente en coordinación con el Comité Técnico de PCB, han determinado que la disposición final de los aceites dieléctricos con concentraciones menores a 50 ppm de PCB, deben realizar solamente en hornos cementeros, para lo cual, el MAE ha autorizado a HOLCIM y UNACEM, empresas que pueden realizar el

coprocesamiento.

En los equipos y aceites dieléctricos que tienen valores superiores a 50 ppm de PCB, se realiza la verificación por cromatografía de gases al 100% de los equipos. El tratamiento y disposición final de los equipos y aceites contaminados con PCB, se ejecutó mediante la eliminación de 137 toneladas de equipos y aceites contaminados con PCB, en el exterior, como proyecto piloto, con fondos PNUD. A futuro se espera conseguir financiamiento internacional para continuar con la disposición final, en función de la cantidad de material contaminado que se pueda reunir para la exportación.

De acuerdo a la resolución del Comité Técnico de PCB, determinó que el plazo para concluir el inventario definitivo de PCB, será en diciembre de 2020, considerando que la mayor parte de los equipos se encuentran en operación.

El Acuerdo Ministerial MAE No. 146, establece los porcentajes y plazos para el avance del inventario definitivo de PCB, esto es: 40% del total de su inventario de equipos, contenedores con aceite y desechos, hasta el 31 de diciembre del 2016, 70% del total de su inventario de equipos, contenedores con aceite y desechos, hasta el 31 de diciembre del 2018; y, 100% del total de su inventario de equipos, contenedores con aceite y desechos, hasta el 31 de diciembre del 2020; considerando aquellos equipos cuyo año de fabricación sea hasta diciembre de 2011. Los equipos fabricados desde enero

del 2012 en adelante no son parte del inventario, puesto que los fabricantes garantizan que no tienen PCB.

Se identifica como limitante para el cumplimiento de la meta, la capacidad operativa de los laboratorios para la verificación por cromatografía de gases de los equipos y aceites contaminados con PCB.

La verificación de la calidad de información cargada al SNIS-PCB por el poseedor y/o generador de PCB, es responsabilidad del

Subcomité Técnico de PCB, mismo que en la revisión y aprobación de los reportes del segundo semestre de 2018, verificó el avance del inventario definitivo de PCB.

Los resultados entregados por las empresas eléctricas, permiten determinar que el avance del inventario definitivo de PCB a diciembre de 2018, alcanzó en promedio el 70.9 %, cumpliendo con lo dispuesto en el Acuerdo Ministerial MAE No. 146, con el siguiente detalle:

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
Número total de equipos reportados por las EE y CNEL para el inventario fabricados hasta el 2011 (incluyen equipos particulares).	226.148
Número total de equipos ingresados en el SNIS fabricados hasta el 2011 con y sin análisis (incluyen equipos particulares):	174.992
Número total de equipos analizados reportados por las EE y CNEL:	160.344
Porcentaje de equipos analizados de acuerdo al último reporte:	70.90%

Tabla Nro. B-14: Avance del inventario de PCB a diciembre de 2018.

Nro	EED/ CNEL UN	TOTAL A SER ANALIZADOS	ANALIZADOS	AVANCE
1	E.E. AMBATO	11.262	8.017	71.19%
2	E.E. COTOPAXI	8.755	1.094	12.50%
3	E.E. CENTROSUR	18.244	16.943	92.87%
4	E.E. RIOBAMBA	8.551	5.369	62.79%
5	E.E. LOJA	17.000	13.616	80.09%
6	E.E. QUITO	29.996	15.295	50.99%
7	EE AZOGUES	1.744	1.434	82.22%
8	EMELNORTE	13.444	5.087	37.84%
9	E.E. GALAPAGOS	885	885	100.00%
10	CNEL UN GUAYAQUIL	29.407	24.003	81.62%
11	CNEL UN BOLÍVAR	2.954	2.790	94.45%
12	CNEL EL ORO	7.473	7.098	94.98%
13	CNEL ESMERALDAS	5.218	5.218	100.00%
14	CNEL GUAYAS LOS RIOS	23.565	17.490	74.22%
15	CNEL LOS RIOS	5.501	3.902	70.93%
16	CNEL MANABI	14.578	10.284	70.54%
17	CNEL MILAGRO	6.747	6.733	99.79%
18	CNEL SANTA ELENA	5.350	2.692	50.32%
19	CNEL SANTO DOMINGO	11.464	9.033	78.79%
20	CNEL SUCUMBIOS	4.010	3.361	83.82%
TOTAL		226148	160344	70.90%

Tabla Nro. B-15: Inventario de transformadores caracterizados por las EED y Unidades de Negocio de CNEL con corte al 31 diciembre del 2018.

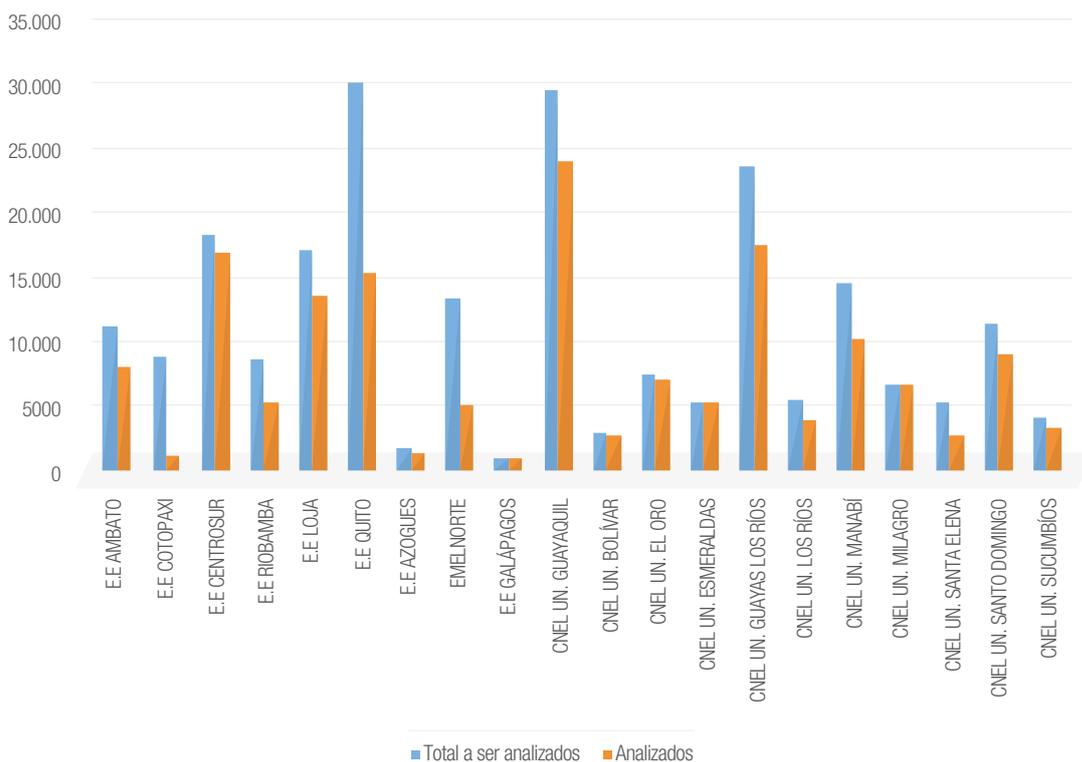


Figura No. B-6: Avance Inventario de PCBs.

B.6.2 Sistematización del inventario y seguimiento de PCB (SNIS-PNUD) – convenio MAE-ARCONEL

Para facilitar el proceso de inventario definitivo de PCB en el sector eléctrico, el Proyecto de PCB del MAE, contrató la elaboración y puesta en operación de un sistema informático denominado SNIS-PCB, el mismo que está instalado en el servidor de ARCONEL, habiendo pasado por la fase de pruebas

en el periodo diciembre 2015-febrero 2016, y en la actualidad se encuentra en la fase de operación.

En la actualidad, el sistema SNIS-PCB está en la fase de operación, soporte y mantenimiento bajo la responsabilidad de la ARCONEL.

B.6.3 Plan Piloto de Eliminación de Equipos y Aceites Contaminados con PCB

El Comité Técnico de PCB y el proyecto del MAE, financiado con recursos del 2016 del PNUD, contrataron la eliminación en el exterior de 137 toneladas de equipos y aceites contaminados con PCB, como un proyecto piloto, que permitió ayudar a las empresas eléctricas a

deshacerse de dicho pasivo ambiental y optimizar sus bodegas de almacenamiento. A futuro se espera destinar unas 150 toneladas para la eliminación y disposición final.

B.6.4 Chatarrización de bienes del Sector Público

Mediante Decreto Ejecutivo No. 1791-A, publicado en el Registro Oficial No. 628 de 07 de julio de 2009, se establece que: Art. 1.- "Todas las entidades y organismos de la administración pública central e institucional deberán disponer la chatarrización de los vehículos, equipo caminero y de transporte, aeronaves, naves, buques, materiales, tuberías, equipos informáticos y todos los demás bienes de similares características, que hubieren sido declarados obsoletos o inservibles, y cuya venta no fuere posible o conveniente de conformidad con el Reglamento General de Bienes del Sector Público".

El 12 de julio de 2010, el Ministerio de Industrias y Productividad, MIPRO, (actual Ministerio de Producción, Comercio Exterior, Inversiones y Pesca - MPCEIP) emite el Reglamento al Decreto Ejecutivo No. 1791-A, que regula los procedimientos para el cumplimiento del mencionado Decreto.

En el sector eléctrico, las empresas públicas en cumplimiento a lo que dispone el Decreto Ejecutivo No. 1791-A en relación a los equipos, materiales que hubieren sido declarados obsoletos o inservibles, y cuya venta no fuere posible o conveniente, han identificado como material a ser chatarrizado, los transformadores que están fuera de

servicio, y que han sido caracterizados con una concentración menor a 50 ppm de PCB, y que luego de pasar por el proceso de vaciado del aceite dieléctrico, pueden destinarse a la fundición.

Las carcasas vacías se podrán destinar al remate como chatarra, con gestores autorizados, con la condición de que sean destinados únicamente a la fundición, para lo cual las Empresas Eléctricas,

deberán garantizar el proceso con la cadena de custodia y disposición final.

En cumplimiento del Decreto Ejecutivo No. 1791- A, ARCONEL reporta de manera mensual al MPCEIP, el estado de los procesos de chatarrización, de las empresas eléctricas públicas.

B.6.5 Manejo de cuencas hidrográficas

La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, LOSPEE, establece en el Artículo 1.- Objeto y alcance de la ley.- “La presente ley tiene por objeto garantizar que el servicio público de energía eléctrica cumpla los principios constitucionales de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad, calidad, sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia, para lo cual, corresponde a través del presente instrumento, normar el ejercicio de la responsabilidad del Estado de planificar, ejecutar, regular, controlar y administrar el servicio público de energía eléctrica”.

Para cumplir con el objetivo fundamental de garantizar la continuidad y calidad del servicio eléctrico, se ejecuta, promueve e implementan acciones tendientes a la adaptación al cambio climático de los proyectos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, a través del desarrollo de proyectos de manejo integral de las cuencas y micro cuencas hidrográficas aportantes.

Esto tiene el fin de minimizar el proceso acelerado de erosión provocado por la falta de prácticas adecuadas de manejo de suelos, control de estabilidad de laderas y deslizamientos, deforestación, avance de la frontera agrícola y disminución de los páramos, que provoca la escorrentía y arrastre de suelos y sedimentos a los embalses y reservorios de las centrales hidroeléctricas, lo cual disminuye la vida útil de los mismos, y consecuentemente una disminución de la generación que aporta al Sistema Nacional Interconectado.

A continuación se detallan las estrategias para manejo de cuencas hidrográficas.

- Desarrollar planes y modelos piloto de soluciones globales planteados, para el manejo integral de las cuencas hidrográficas aportantes de los proyectos emblemáticos, e instalaciones de generación en el Ecuador, en coordinación con el MAE, MAGAP y SENAGUA.
- Iniciar un proceso a corto y mediano plazo, en coordinación con las empresas de generación hidroeléctrica, Instituciones involucradas en el área agrícola, uso del agua, cambio climático, etc., para desarrollar planes y programas de manejo de las cuencas y micro cuencas aportantes, que garanticen el servicio continuo de energía eléctrica en el país.
- Liderar programas de actividades demostrativas en las áreas priorizadas seleccionadas, en los proyectos emblemáticos.
- Desarrollar planes y programas conjuntos con las empresas de generación, para forestar y reforestar las áreas degradadas, así como las aportantes de los proyectos.
- Involucrar en los programas de manejo integral de las cuencas y micro cuencas, a las autoridades seccionales, organizaciones sin fines de lucro, y población en general.
- Diseñar programas de monitoreo hidroclimatológico, de escorrentía y productividad, en las cuencas y micro cuencas aportantes de los proyectos e instalaciones de generación hidroeléctrica.



C

**GESTIÓN DE RIESGO
DEL SECTOR ELÉCTRICO**

C.1 Introducción

La gestión de riesgos ante amenazas naturales, es la capacidad que tiene la sociedad y sus actores para responder a las condiciones de riesgos, actuando sobre las causas que lo producen. En este contexto, el Estado norma y articula la gestión de las instituciones públicas y privadas, nacionales y extranjeras, y de los diversos sectores sociales, frente a los riesgos de origen natural y antrópico.

La Constitución de la República del Ecuador del 2008 determina a la Gestión de Riesgos como un componente importante dentro del Plan Nacional de Desarrollo, es parte de la seguridad integral del Estado y se gestiona bajo el principio de subsidiaridad³⁹.

En su artículo 389 manifiesta que el “El Estado protegerá a las personas, las colectividades y la naturaleza frente a los efectos negativos de los desastres de origen natural o antrópico mediante la prevención ante el riesgo, la mitigación de desastres, la recuperación y mejoramiento de las condiciones sociales, económicas y ambientales, con el objetivo de minimizar la condición de vulnerabilidad. El Sistema Nacional Descentralizado de Gestión de Riesgos está compuesto por las unidades de gestión de riesgo de todas las instituciones públicas y privadas en los ámbitos local, regional y nacional...”.

El Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR), órgano Rector y Planificador del Sector Eléctrico, circunscribe al

“Riesgo” a todo evento o condición futura con incertidumbre, que de materializarse, tendría un impacto negativo sobre las personas, la colectividad, la naturaleza y/o la infraestructura eléctrica que pudiera afectar el suministro del servicio público de energía eléctrica. Este enfoque, determina el proceso de administración de riesgos, a través de la implementación de las siguientes actividades:

1. Previsión de riesgos
2. Prevención de riesgos
3. Planificación de actuación ante los riesgos
4. Intervención y rehabilitación de la infraestructura
5. Comunicación

Por lo manifestado, es responsabilidad de todas las entidades del sector eléctrico, diagnosticar, analizar, evaluar, prevenir y mitigar el riesgo, y en caso de ocurrencia de un evento; revertir los impactos provocados, con la participación de todos los actores involucrados y en permanente interacción y coordinación con el Servicio Nacional de Gestión de Riesgos y Emergencia que es el órgano rector y ejecutor del Sistema Nacional Descentralizado de Gestión de Riesgos.

C.2 Antecedentes

El Ecuador, se encuentra ubicado al noroccidente de América del Sur, está atravesado por la línea ecuatorial y por la cordillera de los Andes. El océano Pacífico rodea el perfil costanero occidental y separa a las Islas Galápagos del continente. Ver Figura Nro. C-1

La cordillera de los Andes atraviesa el territorio de norte a sur, dejando a su flanco occidental la región Litoral, en la parte central a la región Sierra y al oriente la Amazonía. Su posición geográfica es zona de convergencia intertropical y por la presencia de sistemas atmosféricos únicos en el mundo, marca el inicio de la temporada de lluvias en la vertiente Amazónica y la finalización de lluvias en la vertiente del Pacífico. Estos cambios climáticos históricamente han generado inundaciones, marejadas o déficit hídrico, así como movimiento de terrenos inestables⁴⁰.

Además, el país se sitúa sobre las placas oceánicas de Nazca y Sudamericana y en el cinturón de fuego del Pacífico. La subducción

de estas placas genera un complejo sistema tectónico, convirtiendo al país en un territorio vulnerable ante eventos sísmicos y volcánicos⁴¹.

Al suscitarse estos eventos naturales, además de las repercusiones en la población y en la economía; el detrimento de los servicios básicos son inevitables; a consecuencia de los daños en:

- Infraestructura para atención de salud pública
- Infraestructura vial
- Infraestructura sanitaria y de agua potable
- Infraestructura del servicio eléctrico
- Infraestructura de telecomunicaciones
- Infraestructura social, deportiva, recreativa, etc.

³⁹. Artículo No. 390.- “Los riesgos se gestionarán bajo el principio de descentralización subsidiaria, que implicará la responsabilidad directa de las instituciones dentro de su ámbito geográfico. Cuando sus capacidades para la gestión del riesgo sean insuficientes, las instancias de mayor ámbito territorial y mayor capacidad técnica y financiera brindarán el apoyo necesario con respeto a su autoridad en el territorio y sin relevarlos de su responsabilidad”.

⁴⁰. Entre octubre y diciembre la ocurrencia de lluvias de ambas vertientes es escasa, lo que causa bajos caudales de los ríos del país.

⁴¹. Subducción. Una de las placas se dobla, con un ángulo pequeño, hacia el interior de la Tierra, introduciéndose por debajo de la otra de tipo continental, como ocurre en la subducción de la placa de Nazca bajo los Andes.

C.3.1 Principales eventos adversos en el Ecuador

C.3.1.1 Terremotos

Los terremotos se originan por la repentina liberación de energía lentamente acumulada en una falla de la corteza terrestre. Se constituyen en una seria amenaza debido a la irregularidad en la periodicidad de los eventos, a la falta de sistemas adecuados de pronóstico y al poco tiempo que disponen las sociedades para actuar. Los eventos de intensidad igual o mayor a Grado VIII (Escala de Mercalli) son considerables o catastróficos.

En Ecuador los últimos terremotos de esta categoría ocurrieron en: 1987 el cual afectó a las poblaciones aledañas al volcán Reventador, el evento de 1998 destruyó la ciudad de Bahía de Caráquez, y el ocurrido en el 2016 el cual afectó a gran parte de

la costa ecuatoriana afectando principalmente a las provincias de Manabí y Esmeraldas.

Como antecedente de daños al sector eléctrico, a manera de ejemplo se citan las afectaciones del terremoto de marzo de 1987, con epicentro en “El Reventador”. Éste tuvo una magnitud de 7.1 grados en la escala de Richter, los temblores, las avalanchas y las crecidas de los ríos originaron daños directos e indirectos en dos campamentos de centrales hidroeléctricas, en las líneas de transmisión, subtransmisión y distribución. Los daños se estimaron en 3,8 millones de dólares⁴². La Figura Nro. C-2 muestra el mapa de sismicidad del Ecuador.

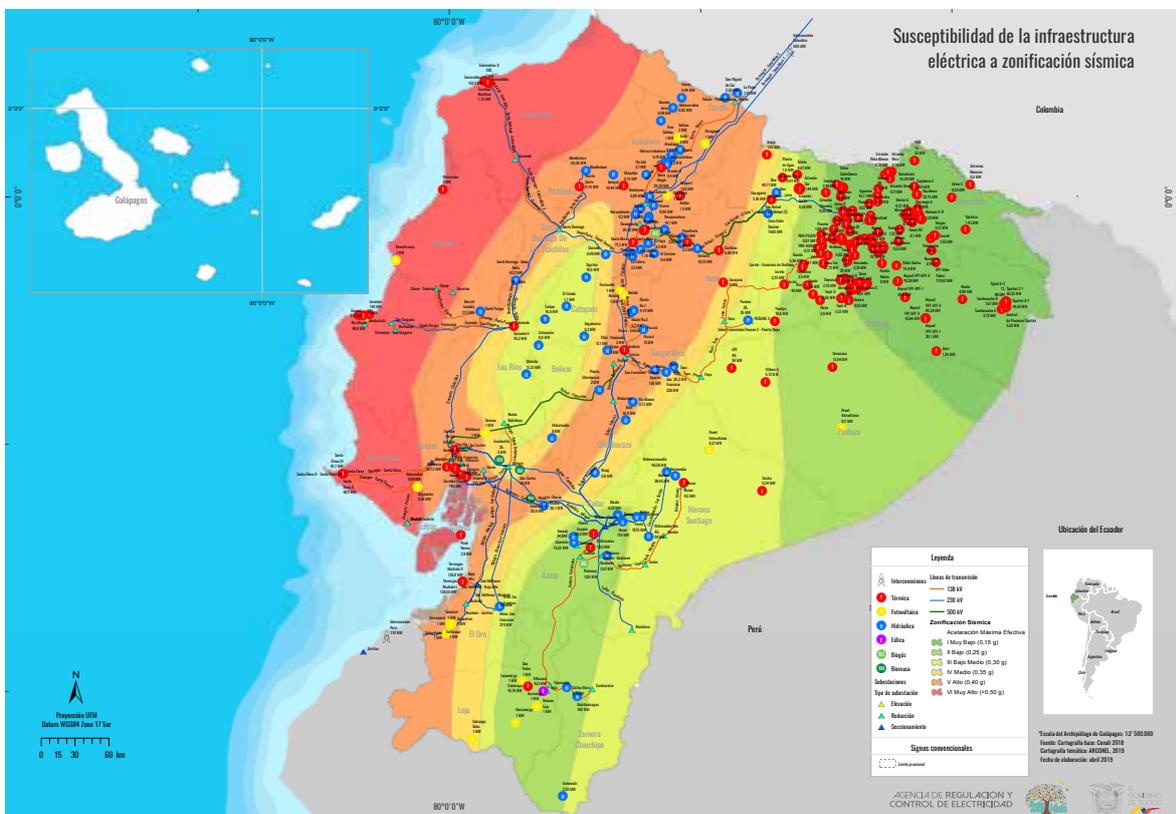


Figura Nro. C 2: Mapa de Sismicidad.

C.3.1.2 Erupciones volcánicas

Los volcanes son perforaciones de la corteza terrestre, de las que escapan a la superficie rocas fundidas y gases. Las amenazas volcánicas derivan de dos clases de erupciones:

Erupciones explosivas: se originan por la rápida disolución y expansión del gas desprendido por las rocas fundidas al aproximarse

estas a la superficie terrestre. Las explosiones imponen una amenaza al desparramar bloques y fragmentos de rocas y lava.

Erupciones efusivas: la mayor amenaza impuesta por éstas es el flujo de materiales, y no las explosiones en sí. Los flujos varían en naturaleza (fango, ceniza, lava) y cantidad, y su origen puede provenir

42. Fuente CEPAL: El desastre natural de marzo de 1987 en el Ecuador y sus repercusiones sobre el desarrollo económico y social, México, abril.

de diferentes fuentes. Su acción está determinada por la gravedad, la topografía que los rodea y la viscosidad del material.

Las amenazas relacionadas con las erupciones volcánicas son los flujos de lava, la caída de cenizas y proyectiles, las corrientes de fango y los gases tóxicos. La actividad volcánica puede a su vez accionar otros eventos naturales peligrosos como: tsunamis locales, deformación del paisaje, inundaciones a causa del represamiento de arroyos y ríos.⁴³

Específicamente, el volcán Tungurahua (Figura Nro. C-3) inició su proceso eruptivo a partir de 1999 y desde entonces ha intercalado periodos de gran actividad con lapsos de relativa calma. En el 2006,

al menos dos de los ríos (Chambo y Puela) cuyos caudales abastecen a la central hidroeléctrica Agoyán (156 MW), fueron represados por los flujos del volcán y amenazaban con desbordarse, lo que podía afectar a la central.

Por lo anterior, parte de las líneas de transmisión y tres subestaciones fueron protegidas para evitar daños. CENACE dispuso la suspensión temporal de la operación de la central Agoyán y la salida de operación de la línea de transmisión Totoras-Agoyán, considerada la más crítica en la zona. En distribución hubo problemas en las líneas de alto voltaje y en subestaciones eléctricas; repercutiendo en la continuidad del suministro eléctrico en las zonas aledañas a la erupción.



Figura Nro. C 3: Volcán Tungurahua.

C.3.1.3 Deslizamientos

El término deslizamiento incluye derrumbe, caídas y flujo de materiales no consolidados. Los deslizamientos pueden activarse a causa de terremotos, erupciones volcánicas, suelos saturados por fuertes precipitaciones o por el crecimiento de aguas subterráneas y por el socavamiento de los ríos.

A pesar de que los deslizamientos se localizan en áreas relativamente pequeñas, pueden ser especialmente peligrosos por la frecuencia de ocurrencia. Las distintas clases de deslizamientos son:

- El desprendimiento se caracteriza por la caída libre de rocas. Éstas generalmente se acumulan en la base formando una pendiente, lo que impone una amenaza adicional.
- Los derrumbes y las avalanchas, son desplazamientos de una sobrecarga debido a una falla de corte. Si el desplazamiento ocurre en material superficial sin deformación total, se le llama hundimiento.
- Los flujos y las dispersiones laterales ocurren en material reciente no consolidado porque la capa freática es poca profunda. A pesar de estar asociados con topografías suaves, estos fenómenos de licuefacción pueden llegar a grandes distancias de su origen.

El impacto de estos eventos depende de la naturaleza específica del deslizamiento y pueden causar pérdidas de vidas humanas y daños a la propiedad. El desprendimiento de rocas impone una amenaza localizada dada su limitada área de influencia. Los derrumbes, las avalanchas, los flujos y las dispersiones laterales generalmente abarcan áreas extensas. Los lahares producto de las erupciones volcánicas, pueden viajar a grandes velocidades desde su punto de origen y son una de las amenazas más destructivas.

Un deslizamiento logra causar daños indirectos que pueden ser de mucha mayor envergadura, como por ejemplo el represamiento de ríos que a su vez causan inundaciones, como lo sucedido en el sector de La Josefina en 1993. Ver Figura Nro. C-4. El evento represó al río Paute y afectó no sólo a las zonas aledañas, sino que causó daños significativos a la central termoeléctrica El Descanso y puso en peligro a la represa del proyecto Paute (hasta el 2015 la hidroeléctrica más grande del país).

Con la finalidad de solventar los daños, el Congreso Nacional aprobó y destinó 7.5 millones de dólares para afrontar la emergencia. Las pérdidas directas fueron evaluadas en alrededor de 148.5 millones de dólares.

⁴³. Según el registro de erupciones, los volcanes de mayor peligrosidad son el Cotopaxi, Tungurahua, Guagua Pichincha, Pululahua, Reventador, Cayambe y Antisana.



Figura Nro. C4: Desastre de la Josefina.

C.3.1.4 Inundaciones

Las inundaciones son fenómenos naturales (Figura Nro. C-5) y suele ocurrir a intervalos irregulares de tiempo en los causes o lechos fluviales. Son de dos tipos:

1. Desbordamiento de ríos a causa de la excesiva escorrentía como consecuencia de fuertes precipitaciones. Ocurre cuando se excede la capacidad de los canales para conducir el agua y por lo tanto se desbordan los ríos.
2. Inundaciones costeras causadas por olas ciclónicas. Los tsunamis son un tipo especial de inundación costera⁴⁴.

En el Ecuador las inundaciones tienen mayor probabilidad de ocurrencia en las provincias de Esmeraldas, Guayas, Manabí, Los Ríos y El Oro, en la costa; Orellana, Napo, Pastaza, Morona Santiago y Zamora Chinchipe, en la región amazónica. Ver Figura Nro. C-6

El evento más catastrófico fue el fenómeno El Niño de 1997-1998, afectó a todas las provincias de la región litoral y en menor escala a la región interandina (Chimborazo, Bolívar, Cañar, Azuay y Loja).⁴⁵ El monto total estimado de daños en el Ecuador fue de 2.869,3 millones de dólares.

Debido a factores originados por el ablandamiento del suelo, por saturación y el desborde de ríos y quebradas, la dotación de electricidad se interrumpió durante períodos relativamente prolongados al afectarse especialmente la infraestructura de distribución. Estadísticamente entre junio de 1997 y junio de 1998 se presentaron 114 interrupciones, que se debieron a explosión de transformadores, caída de postes y daño en una línea de 69 kV.

Los daños directos o indirectos en el sector eléctrico estuvieron por el orden de los 19 millones de dólares⁴⁶.



Figura Nro. C5: Inundación de un centro cantonal en el Austro ecuatoriano.

⁴⁴ Las olas ciclónicas, son un crecimiento anormal del nivel del mar asociado a la presencia de huracanes y otras tormentas marítimas.

⁴⁵ Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) Ecuador: Evaluación de los efectos socioeconómicos del Fenómeno El Niño en 1997-1998.

⁴⁶ Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe-CEPAL, Ecuador: Evaluación de los efectos socioeconómicos del Fenómeno El Niño en 1997-1998

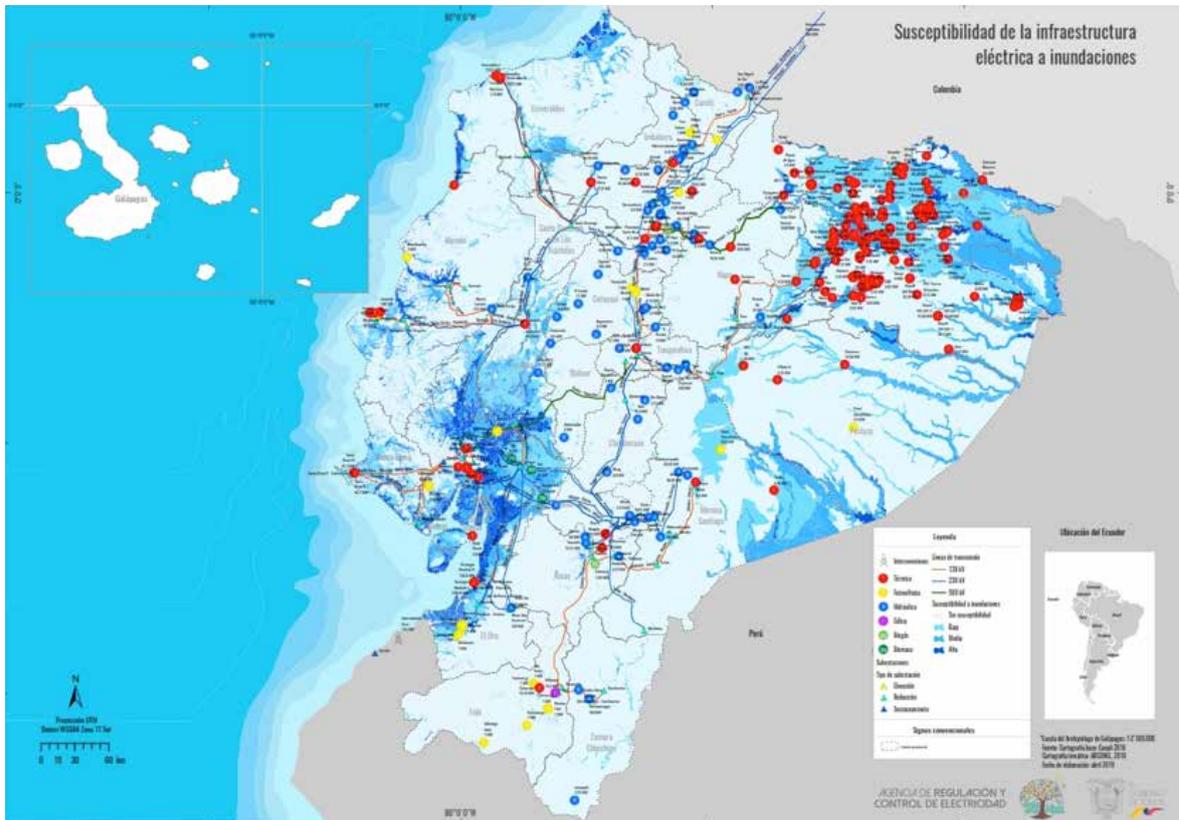


Figura Nro. C 6: Mapa de Susceptibilidad a Inundaciones.

C.3.1.5 Tsunamis

Los tsunamis son olas de larga duración generadas por terremotos, actividades volcánicas o por derrumbes en el suelo marítimo. La cresta de estas olas puede exceder los 25 metros de altura al alcanzar aguas poco profundas.

Durante los últimos 110 años, en las costas de la región Litoral y en Galápagos se han registrado varios eventos, siendo el más severo un terremoto-tsunami suscitado en 1906 en la provincia de Esmeraldas.

El 31 de enero de aquel año, se produjo un terremoto con epicentro en las costas ecuatorianas de 25 km de profundidad y con magnitud de 8.8 en escala de Richter. El mismo originó un tsunami el cual (según ciertos historiadores) llegó media hora después a Tumaco-Colombia y a las poblaciones cercanas del Ecuador. Después de 20 minutos del primer impacto, llegó una segunda ola y posteriormente una tercera; aproximadamente durante cuatro horas se observaron olas de grandes dimensiones.

Las grandes olas fueron muy destructivas en las costas bajas y planas del sector de Río Verde donde todas las viviendas asentadas cerca de la playa o en la zona estuarina formada por los ríos Santiago y Mataje fueron destruidas; alrededor de unas 1.000 a 1.500 personas murieron.

En conclusión, frente a los desastres naturales y antrópicos que se han suscitado en épocas pasadas, la actuación del Estado se ha caracterizado básicamente como reactiva, con reducida gestión en la prevención de los mismos, lo que ha desembocado en pérdidas y daños tanto humanos, como económicos.

A esta conducta fundamentalmente reactiva se adiciona la poca articulación y una escasa definición de roles y responsabilidades de las instituciones públicas y privadas, provocando duplicación de esfuerzos y por ende, el uso poco eficiente de los recursos.

C.4 Marco constitucional, legal y normativa nacional

A continuación se citan los principales instrumentos legales.

C.4.1 Constitución de la República del Ecuador

Art. 164.- “La Presidenta o Presidente de la República podrá decretar el estado de excepción en todo el territorio nacional o en parte de él en caso de agresión, conflicto armado internacional o interno, grave conmoción interna, calamidad pública o desastre natural. La declaración del estado de excepción no interrumpirá las actividades de las funciones del Estado.

El estado de excepción observará los principios de necesidad, proporcionalidad, legalidad, temporalidad, territorialidad y razonabilidad. El decreto que establezca el estado de excepción contendrá la determinación de la causal y su motivación, ámbito territorial de aplicación, el período de duración, las medidas que deberán aplicarse, los derechos que podrán suspenderse o limitarse y las notificaciones que correspondan de acuerdo a la Constitución y a los tratados internacionales”.

Art. 281.- “La soberanía alimentaria constituye un objetivo estratégico y una obligación del Estado para garantizar que las personas, comunidades, pueblos y nacionalidades alcancen la autosuficiencia de alimentos sanos y culturalmente apropiado de forma permanente.

Para ello, será responsabilidad del Estado:

(...) **12.-** Dotar de alimentos a las poblaciones víctimas de desastres naturales o antrópicos que pongan en riesgo el acceso a la alimentación. Los alimentos recibidos de ayuda internacional no deberán afectar la salud ni el futuro de la producción de alimentos producidos localmente...”.

Artículo 340.- “El sistema nacional de inclusión y equidad social es el conjunto articulado y coordinado de sistemas, instituciones, políticas, normas, programas y servicios que aseguran el ejercicio, garantía y exigibilidad de los derechos reconocidos en la Constitución y el cumplimiento de los objetivos del régimen de desarrollo...” “El Sistema se compone de los ámbitos de la educación, salud, seguridad social, gestión de riesgos, cultura física y deporte, hábitat y vivienda, cultura, comunicación e información, disfrute del tiempo libre, ciencia y tecnología, población, seguridad humana y transporte”.

Artículo 389.- “El Estado protegerá a las personas, las colectividades y a la naturaleza frente a los efectos negativos de los desastres de origen natural o antrópico mediante la prevención ante el riesgo, la mitigación de desastres, la recuperación y mejoramiento de las condiciones sociales, económicas y ambientales, con el objetivo de minimizar la condición de vulnerabilidad. El sistema nacional descentralizado de gestión de riesgo está compuesto por las unidades de gestión de riesgo de todas las instituciones públicas y privadas en

los ámbitos local, regional y nacional. El Estado ejercerá la rectoría a través del organismo técnico establecido en la ley. Tendrá como funciones principales, entre otras:

- Identificar los riesgos existentes y potenciales, internos y externos que afecten al territorio ecuatoriano.
- Generar, democratizar el acceso y difundir información suficiente y oportuna para gestionar adecuadamente el riesgo.
- Asegurar que todas las instituciones públicas y privadas incorporen obligatoriamente, y en forma transversal, la gestión de riesgo en su planificación y gestión.
- Fortalecer en la ciudadanía y en las entidades públicas y privadas capacidades para identificar los riesgos inherentes a sus respectivos ámbitos de acción, informar sobre ellos, e incorporar acciones tendientes a reducirlos.
- Articular las instituciones para que coordinen acciones a fin de prevenir y mitigar los riesgos, así como para enfrentarlos, recuperar y mejorar las condiciones anteriores a la ocurrencia de una emergencia o desastre.
- Realizar y coordinar las acciones necesarias para reducir vulnerabilidades y prevenir, mitigar, atender y recuperar eventuales efectos negativos derivados de desastres o emergencias en el territorio nacional.
- Garantizar financiamiento suficiente y oportuno para el funcionamiento del Sistema, y coordinar la cooperación internacional dirigida a la gestión de riesgo”.

Artículo No. 390.- “Los riesgos se gestionarán bajo el principio de descentralización subsidiaria, que implicará la responsabilidad directa de las instituciones dentro de su ámbito geográfico. Cuando sus capacidades para la gestión del riesgo sean insuficientes, las instancias de mayor ámbito territorial y mayor capacidad técnica y financiera brindarán el apoyo necesario con respeto a su autoridad en el territorio y sin relevarlos de su responsabilidad”.

Artículo 397.- “(...) Para garantizar el derecho individual y colectivo a vivir en un ambiente sano y ecológicamente equilibrado, el Estado se compromete a:

(...) **5.-** Establecer un sistema nacional de prevención, gestión de riesgos y desastres naturales, basado en los principios de inmediatez, eficiencia, precaución, responsabilidad y solidaridad”.

C.4.2 Reglamento a la Ley de Seguridad Pública y del Estado (Decreto no. 486)

El 21 de septiembre de 2009 se expide la Ley de Seguridad Pública y del Estado y su última modificatoria se realiza el 9 de junio de 2014. El reglamento a esta Ley se publica el 30 de septiembre de 2010 y su última modificatoria se realiza el 14 de julio de 2014; dicho reglamento contempla:

Artículo 3. Del Órgano Ejecutor de Gestión de Riesgos.- “La Secretaría Nacional de Gestión de Riesgos es el órgano rector y ejecutor del Sistema Nacional Descentralizado de Gestión de Riesgos. Dentro del ámbito de su competencia le corresponde:

a) Identificar los riesgos de orden natural o antrópico, para reducir la vulnerabilidad que afecten o puedan afectar al territorio ecuatoriano; (...)

Artículo 18. Rectoría del Sistema.- “El Estado ejerce la rectoría del Sistema Nacional Descentralizado de Gestión de Riesgos a través de la Secretaría Nacional de Gestión de Riesgos, cuyas competencias son:

a) Dirigir, coordinar y regular el funcionamiento del sistema nacional descentralizado de gestión de riesgos;

b) Formular las políticas, estrategias, planes y normas del Sistema Nacional Descentralizado de Gestión de Riesgos, bajo la supervisión del Consejo Sectorial de Seguridad, para la aprobación del Presidente de la República; (...)

Artículo 19. “El Sistema Nacional Descentralizado de Gestión de Riesgos está compuesto por las unidades de gestión de riesgo de todas las instituciones públicas y privadas en los ámbitos local, regional y nacional”.

Artículo 20. De la Organización.- La Secretaría Nacional de Gestión de Riesgos y Emergencia, como órgano rector, organizará el Sistema Descentralizado de Gestión de Riesgos, a través de las herramientas reglamentarias o instructivas que se requieran”.

Artículo 24. De los Comités de Operaciones de Emergencia (COE).- “Son instancias interinstitucionales responsables en su territorio de coordinar las acciones tendientes a la reducción de riesgos, y a la respuesta y recuperación en situaciones de emergencia y desastre. Los Comités de Operaciones de Emergencia (COE), operarán bajo el principio de descentralización subsidiaria, que implica la responsabilidad directa de las instituciones dentro de su ámbito geográfico, como lo establece el Art.390 de la Constitución de la República”.

“Existirán Comités de Operaciones de Emergencia nacionales, provinciales y cantonales para los cuales la Secretaría Nacional de Gestión de Riesgos normará su conformación y funcionamiento”.

De acuerdo al Decreto Ejecutivo Nro. 534 de 3 de octubre de 2018, el Órgano Ejecutor de Gestión de Riesgos en el Ecuador pasa a denominarse “Servicio Nacional de Gestión de Riesgos y Emergencias”.

C.4.3 Código Orgánico de Planificación y Finanzas Públicas (COPFP)

Artículo 64.- “Preeminencia de la producción nacional e incorporación de enfoques ambientales y de gestión de riesgo.- En el diseño e implementación de los programas y proyectos

de inversión pública, se promoverá la incorporación de acciones favorables al ecosistema, mitigación, adaptación al cambio climático y a la gestión de vulnerabilidades y riesgos antrópicos y naturales (...).”

C.4.4 Plan Nacional de Desarrollo

Plan Nacional de Desarrollo 2017-2021 Toda una Vida, contempla en el **Objetivo No.1** de “Garantizar una vida digna con iguales oportunidades para todas las personas” la **Política No. 1.11** que busca “Impulsar una cultura de gestión integral de riesgos que

disminuya la vulnerabilidad y garantice a la ciudadanía la prevención, la respuesta y atención a todo tipo de emergencias y desastres originados por causas naturales, antrópicas o vinculadas con el cambio climático”.

C.4.5 Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica de enero 2015

Artículo 1.- El objeto de la ley es “garantizar que el servicio público de energía eléctrica cumpla los principios constitucionales de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad, calidad,

sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia, para lo cual, corresponde a través del presente instrumento, normar el ejercicio de la responsabilidad del Estado de planificar, ejecutar, regular, controlar y administrar el servicio público de energía eléctrica.”

C.4.6 Acuerdo Ministerial No. 271 del 11 de febrero de 2016

Artículo 1.- Objeto.- “El Comité de Gestión de Riesgos y Emergencias del Sector Eléctrico, se constituye como una instancia de carácter técnico, para facilitar una adecuada coordinación y articulación entre el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR), y las demás entidades y empresas que componen el sector eléctrico del país, para la gestión integral de riesgos y

emergencias, que permita garantizar la adecuada toma de decisiones frente a posibles situaciones de riesgo que afecte o ponga en peligro el normal funcionamiento y operación del sector eléctrico ecuatoriano, la seguridad de la población, los bienes e infraestructura y el servicio público de energía a nivel nacional...”.

C.4.7 Manual del Comité de Gestión de Riesgos de septiembre 2015

El alcance territorial de este Manual es nacional y sus principios y normas son de cumplimiento obligatorio para las instituciones y actores con responsabilidades legales, en las distintas áreas de la Gestión de Riesgos en Ecuador garantizando la protección de personas y colectividades de los efectos negativos de desastres de origen natural o antrópico.

“El objetivo general, por mandato de la Constitución es minimizar la vulnerabilidad”.

“El manual establece las acciones que deben ejecutar las instituciones que integran los Comités de Gestión de Riesgos (CGR) y los Comités de Operaciones de Emergencia – (COE) de nivel nacional, provincial y cantonal para el cumplimiento de sus funciones. Los integrantes permanentes de los comités actuarán en representación de sus respectivas instituciones”.

C.4.8 Manual del Comité de Operaciones de Emergencia de agosto del 2017

El Manual del COE describe la estructura que el Sistema Nacional Descentralizado de Gestión de Riesgos tiene para la coordinación de la atención y respuesta en caso de emergencia y desastres. El Manual establece las acciones que deben ejecutar

las instituciones integrantes de los COE en los niveles nacionales, provinciales, municipales/metropolitanos, así como, en los de Comisiones Parroquiales ante emergencias para el cumplimiento de sus funciones.

C.4.9 Plan Nacional de Respuesta ante Desastres de abril del 2018

Este documento tiene como objetivo, garantizar la atención efectiva, oportuna y pertinente, a la población afectada por eventos peligrosos, naturales o antrópicos, con el establecimiento de procedimientos y protocolos, generando una adecuada coordinación y articulación interinstitucional.

Alcance.- Desde la visión multiamenaza contempla, emergencias de mediana y alta complejidad, desastres y catástrofes, ocurridas en territorio nacional, estableciendo la administración de la respuesta de manera general, basados en el marco legal vigente y bajo una metodología y estructura por áreas, componentes y acciones, establecidas para lograr el objetivo general.

C.4.10 Decreto Ministerial No. 399 de 15 de mayo del 2018

Artículo 1. Fusiónesse por absorción al Ministerio de Hidrocarburos, las siguientes instituciones: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, Ministerio de Minería y la Secretaría de Hidrocarburos.

Artículo 2. Una vez concluido el proceso de fusión por absorción, modifíquese la denominación del Ministerio de Hidrocarburos a “Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables”

C.4.11 Ley Orgánica de Eficiencia Energética de marzo 2019

Artículo 1.- Tiene por objeto establecer el marco legal y régimen de funcionamiento del Sistema Nacional de Eficiencia Energética – SNEE, y promover el uso eficiente, racional y sostenible de la energía en todas sus formas, a fin de incrementar la seguridad energética del país; al ser más eficiente, aumentar la productividad energética,

fomentar la competitividad de la economía nacional, construir una cultura de sustentabilidad ambiental y eficiencia energética, aportar a la mitigación del cambio climático y garantizar los derechos de las personas a vivir en un ambiente sano y a tomar decisiones informadas.

C.5 Políticas para la gestión de riesgos en el sector eléctrico ecuatoriano

Entre las políticas más relevantes, se citan las siguientes:

- Velar que la gestión integral, preventiva y sustentable de riesgos, se realicen en todos los procesos de planificación del sector eléctrico.
- En situaciones de emergencia garantizar el re establecimiento del servicio con la máxima celeridad posible.
- Salvaguardar la vida del personal y de la ciudadanía en general, promoviendo procesos eficaces de actuación frente a situaciones de emergencia.
- Precautelar la integridad física de la infraestructura e instalaciones del sector eléctrico.

C.6 Análisis de la situación actual

C.6.1 Institucionalidad de la gestión de riesgos

Un sistema nacional para hacer frente a los desastres y emergencias está compuesto por la interacción de las instituciones (públicas y privadas), los mecanismos financieros, las normas y las políticas que dicta el ente rector competente. El Sistema Nacional Descentralizado de Gestión de Riesgos implica, por una parte, que las instituciones públicas y privadas adapten y/o fortalezcan en sus estructuras institucionales/ organizacionales las Unidades de Gestión de Riesgos

(UGR)⁴⁷. Estas deben ser ancladas y/o direccionadas desde una instancia superior o implementadas en un nivel asesor-técnico, de este modo se garantizará que las unidades dispongan de una planificación, seguimiento y presupuesto para la real implementación y ejecución de las acciones planteadas. En rigor, las Unidades de Gestión de Riesgos deben mirar los dos frentes de la Gestión de Riesgos, los INTERNOS y EXTERNOS⁴⁸. Ver Figura Nro. C-7



Figura Nro. C 7: Riesgos internos y externos.

Por otra parte, para fortalecer los mecanismos y prácticas de coordinación y complementariedad interinstitucional en los diferentes niveles territoriales, el Servicio Nacional de Gestión de Riesgos y Emergencia establece los Comités de Gestión de Riesgos (CGR) y los Comités de Operaciones de Emergencia (COEs), cuya constitución y operación se regulan mediante el Manual del Comité de Gestión de Riesgos, versión actualizada de septiembre de 2015 y el Manual del Comité de Operaciones de Emergencia, expedido mediante Resolución No. SGR-142-2017 de fecha 09 de agosto de 2017.

La complementariedad institucional tiene tres objetivos estratégicos:

- a. "Mitigar y reducir el nivel de riesgos ante amenazas naturales y/o antrópicas
- b. Incrementar las capacidades institucionales y sociales para la gestión de riesgos
- c. Incrementar la efectividad de las acciones de respuesta ante las necesidades de la población afectada por emergencias o desastres"⁴⁹.

⁴⁷ La Secretaría de Gestión de Riesgos, respecto a la UGR, señala: Que sin importar su denominación (dirección, departamento, unidad) deben asegurar que la gestión de riesgos se transversalice en la planificación y en la gestión de sus instituciones.

⁴⁸ Riesgos Internos, son los riesgos "casa adentro"; ello implica la construcción de políticas internas que promuevan la organización de las personas y de los recursos propios de la institución para enfrentar situaciones adversas identificadas posterior a un análisis de riesgos, de tal manera que se garantice prioritariamente la seguridad e integridad de los recursos humanos como de los recursos materiales y financieros de la institución; para así promover en el menor tiempo posible el funcionamiento y la no paralización de actividades y en consecuencia garantizar el servicio hacia la población. Los Riesgos Externos, comprenden aquellas acciones de (i) análisis de riesgos, (ii) reducción de riesgos, (iii) respuesta y (iv) recuperación, que ejecuta una determinada institución en función de su Misión y Visión, frente a amenazas que se presentan en su territorio y que afectan a la población. El manejo y coordinación de los Riesgos Externos debe ser ejecutada a través de las Unidades de Gestión de Riesgos de las instituciones públicas y privadas, con la Secretaría Nacional de Gestión de Riesgos representada en los respectivos territorios con las Direcciones Provinciales de Gestión de Riesgos.

⁴⁹ Manual del Comité de Gestión de Riesgos 2015, pág. 21.

Y, operativamente tienen las siguientes funciones:

- Reducción de riesgos
- Gestión de la información, y
- Preparación y respuesta.

En el Sistema Nacional Descentralizado de Gestión de Riesgos, la coordinación de la respuesta se la realiza a través de los Comités de Emergencia (COE) de acuerdo a su ámbito territorial: Comité de Operaciones de Emergencia Nacional (COE-N). Dirigido por el Presidente de la República; corresponde al máximo nivel de coordinación para la atención de emergencias y desastres, o como preparación ante potenciales eventos según el nivel de alerta emitido.

La organización del COE-N está definida por 5 componentes:

- Componente Toma de Decisiones - La Plenaria;
- Componente Implementación Técnica - Mesas Técnicas de Trabajo;
- Componente de Soporte Operativo - Grupos de Trabajo;
- Componente de Gestión de la Información - Sala de Situación;
- Componente de Soporte de Infraestructura y TICS.

Comités de Operaciones de Emergencia Provinciales (COE-P). Dirigido por el Gobernador, corresponde al máximo nivel de coordinación

provincial para la atención de emergencias y desastres o como preparación ante potenciales eventos según el nivel de alerta emitido. La organización del COE-P está definido por 5 componentes: Toma de decisiones, Implementación Técnica, Operaciones de Respuesta, Gestión de Información e Infraestructura y Soporte de Infraestructura y TICS.

Comités de Operaciones de Emergencia Municipales/Metropolitanos (COE-M). Dirigido por el Alcalde del GAD Municipal/Alcalde del Distrito Metropolitano, corresponde al máximo nivel de coordinación Municipal/metropolitana para la atención de emergencia y desastres o como preparación ante potenciales eventos según el nivel de alerta emitido. La organización del COE-M está definida por 5 componentes: Toma de decisiones, Implementación Técnica, Operaciones de Respuesta, Gestión de Información y Soporte de Infraestructura y TICS.

Comisión Parroquial de Atención de Emergencias (COPAE). Dirigido por el Presidente de la Junta Parroquial, corresponde al máximo nivel de coordinación parroquial para la atención de emergencias y/o desastres o como preparación ante potenciales eventos según el nivel de alerta emitido. La COPAE se conformará a través de una plenaria integrada por: Presidente de la Junta Parroquial, Teniente Político o el Comisario delegado para tal fin, Delegado del GAD Municipal o Distrito Metropolitano y Equipo de coordinación operativa.

C.6.2 Mecanismos de articulación en el Sector Eléctrico

La institucionalidad para la Gestión de Riesgos en el sector eléctrico, se ampara en las directrices impartidas por el Servicio Nacional de Gestión de Riesgos y Emergencia a través del Manual del Comité

de Gestión de Riesgos, y el Manual del Comité de Operaciones de Emergencia citados previamente.

C.6.2.1 Para la reducción del riesgo en periodos de calma

El sector eléctrico a través de sus delegados, participa en el componente de Implementación Técnica, a través de la Mesa Técnica de Trabajo Nacional MTT3 Servicios Básicos Esenciales, cuya misión es Garantizar la provisión y rehabilitación de los servicios esenciales afectados: energía eléctrica, distribución de combustible, telecomunicaciones, transporte, viabilidad, tránsito y movilidad.

El Plenario del sector o Comité de Gestión de Riesgos.- es la instancia de coordinación interinstitucional, coordina esfuerzos, orienta acciones y rinde cuentas ante otras entidades del Estado. Está representado por un grupo de técnicos expertos del sector.

Operativamente cada empresa de sector eléctrico es responsable de realizar:

- Los mantenimientos preventivos
- La protección a sus instalaciones
- Gestionar oportunamente los recursos
- Reconstrucción de infraestructura eléctrica
- Reconfiguración del o de los sistemas

C.6.2.2 En periodos de emergencia

El Instituto Geofísico de la Escuela Politécnica Nacional (IGEPN); la Unidad de Monitoreo y Eventos Adversos (UMEVA); el Consejo Sectorial de Seguridad –(CSS)-; el Servicio Nacional de Gestión de Riesgos y Emergencia, son entidades oficialmente competentes en remitir información técnica del evento de emergencia que se suscite.

El Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables se encargará de analizar la información y dictará las primeras directrices

(como ejemplo ejecutar el Plan de Contingencia) a sus empresas e instalará el Comité de Gestión de Riesgos y Emergencias del Sector Eléctrico.

La activación del COE del sector eléctrico sigue el flujo que se observa en la Figura Nro. C-8.

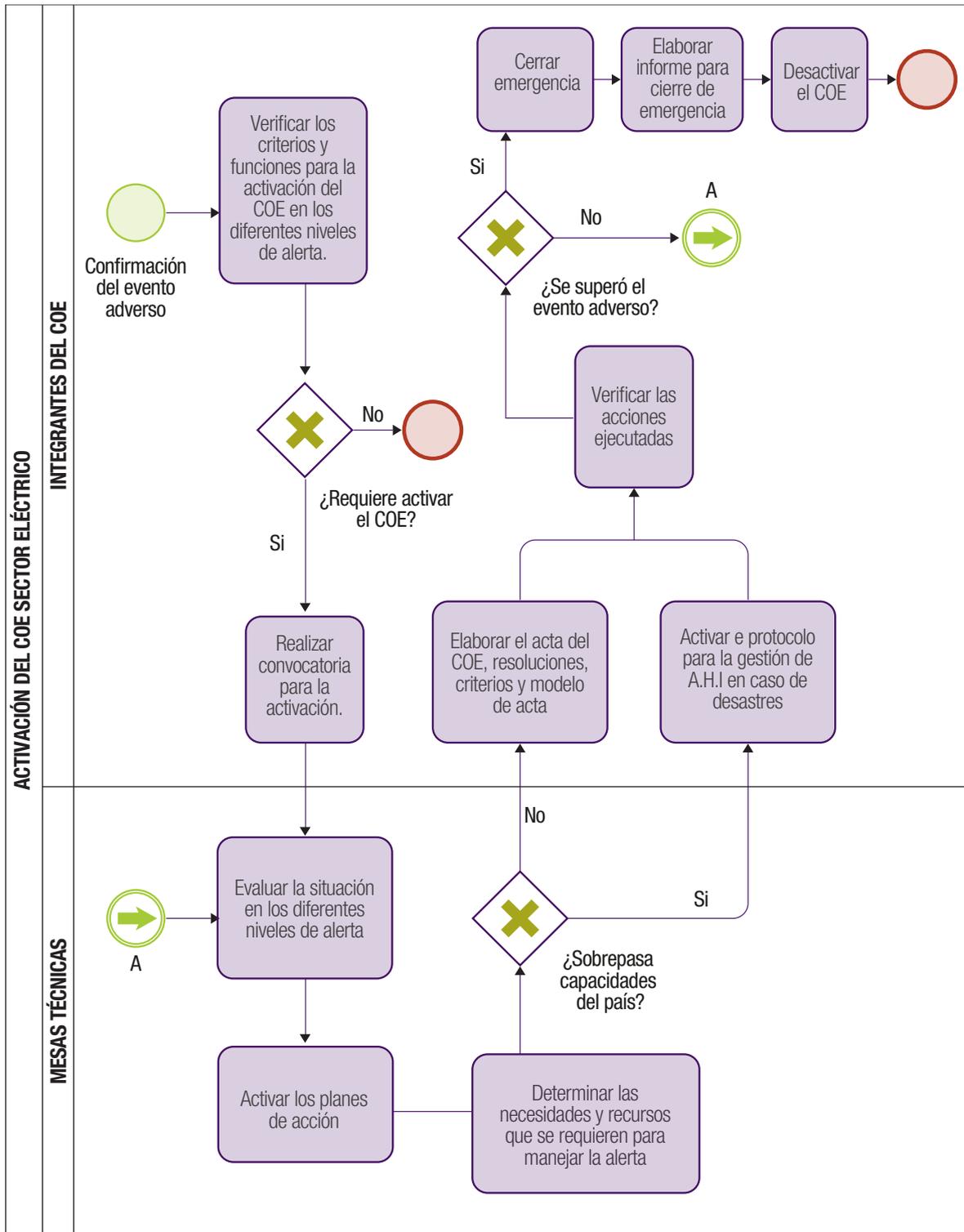


Figura No. C 8: Flujo de Activación del COE del Sector Eléctrico.

Paralelamente, la información también será recibida por CENACE, entidad que informará de la situación del sistema nacional interconectado – SNI; y, en coordinación con el MERNNR, dispondrá a las empresas eléctricas que ejecuten sus planes técnicos operativos.

Paso siguiente: las empresas realizarán los primeros levantamientos de información de los daños a sus correspondientes infraestructuras y analizarán las repercusiones en la continuidad del servicio eléctrico en sus áreas respectivas. Todas las empresas involucradas remitirán

periódicamente “información de la situación actual” a las autoridades, al CENACE y al COE sectorial.

Específicamente sobre los pormenores sociales que se relacionen con el servicio de energía eléctrica, los representantes del sector en las provincias y cantones, levantarán datos de “impacto en territorio” (a través de las participaciones en las MMT, COEs) y comunicarán al COE Nacional sobre las novedades. Ver el siguiente flujograma.

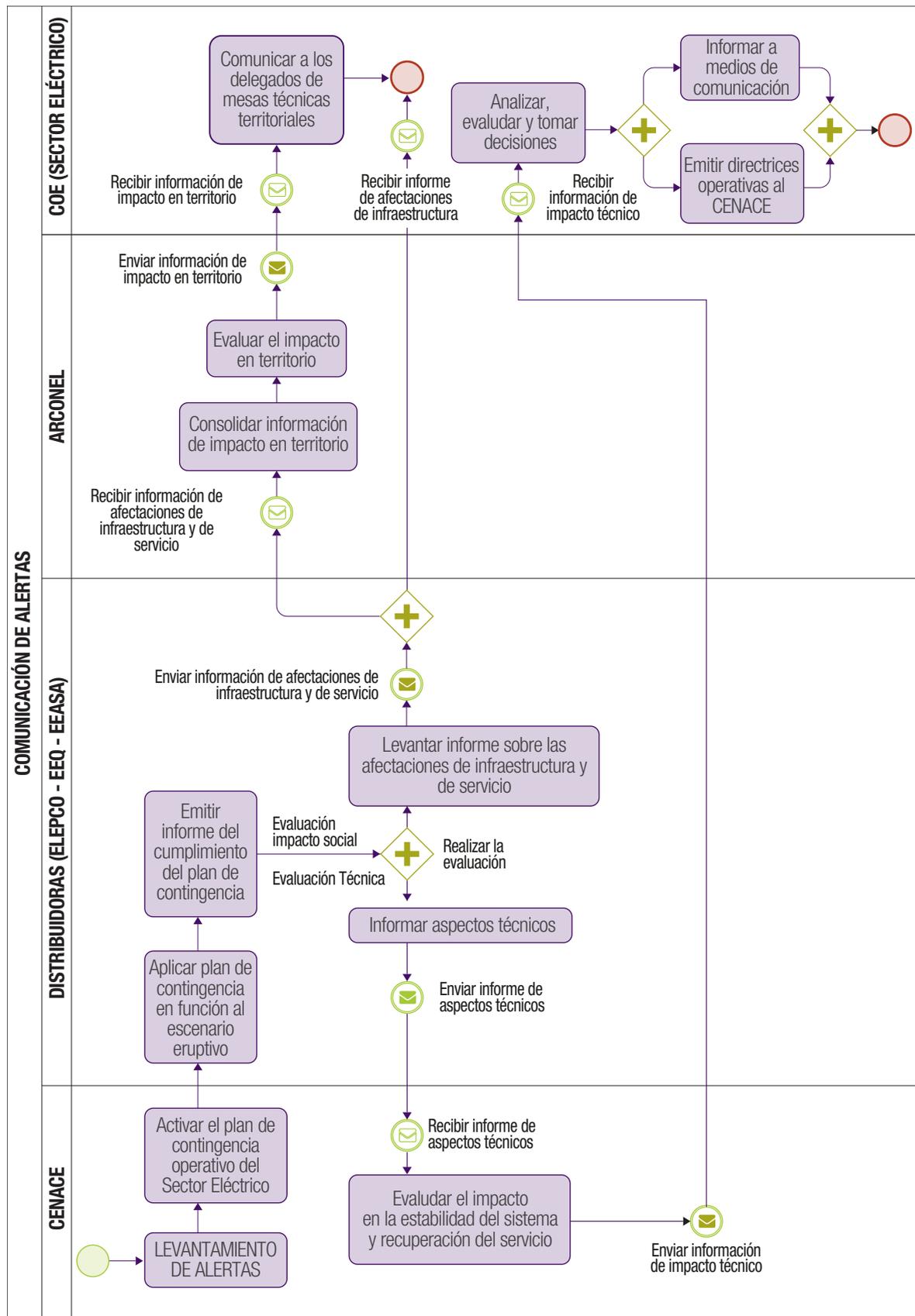


Figura Nro. C 9: Flujo de Comunicación

Con la información técnica operativa del sistema, más el análisis de daños en la infraestructura y más la información del impacto en territorio, el Comité de Gestión de Riesgos y Emergencias del Sector

Eléctrico, analizará la situación y propondrá a la máxima autoridad la ejecución de estrategias y acciones que permitan cumplir con los objetivos sectoriales.

C.6.2.3 Acciones después de la emergencia

Las empresas del sector cumplirán las siguientes acciones:

1. Realizarán la evaluación de la infraestructura eléctrica y la evaluación económica de los daños causados por el evento en: el personal, en las instalaciones administrativas y en los sistemas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica;
2. Mantendrán activos los sistemas de información y comunicación;
3. Analizarán la necesidad de instalaciones eléctricas temporales y coordinarán rápidamente su conexión;
4. Definirán estrategias para la rehabilitación del servicio público de energía eléctrica; y,
5. Ejecutarán las obras de reparación y reconstrucción de infraestructura, con apoyo del personal técnico sectorial.

C.7 Lecciones aprendidas

El sector eléctrico, en el marco de la Gestión de Riesgos, realizó varias acciones con la finalidad de mitigar las afectaciones ante el probable evento eruptivo del volcán Cotopaxi y se preparó para recibir El Fenómeno El Niño 2015-2016.

Si bien, se trabajó principalmente para las dos amenazas, el 16 de abril de 2016 sorprendió al Ecuador un terremoto de 7.8 grados

en Pedernales, provincia de Manabí, mismo que puso a prueba la ejecución de los planes de emergencia ante amenazas naturales. A continuación, se describen las principales acciones realizadas por el sector eléctrico en Gestión de Riesgos por la probable erupción del volcán Cotopaxi y por el terremoto del 16 de abril del 2016.

C.7.1 Ante la probable erupción del volcán Cotopaxi

A partir de julio del 2015 el volcán Cotopaxi presentó una actividad inusual. Los expertos avizoraron un evento eruptivo de gran magnitud y a consecuencia de los resultados de los monitoreo, el Presidente de la República declaró el estado de emergencia, con lo cual se realizaron las siguientes acciones:

- Acciones de Prevención
- Identificación de Amenazas

La peligrosidad del Cotopaxi radica en que sus erupciones pueden dar lugar a la formación de enormes lahares (flujos de lodo y escombros) que transitarían por drenajes vecinos a zonas densamente pobladas como el Valle Interandino entre Mulaló y Latacunga y una parte del valle de los Chillos. Ver Figura Nro. C-10. Se estima que actualmente más de 300.000 personas viven en zonas amenazadas por lahares⁵⁰.

Adicionalmente, la caída de ceniza producida durante una erupción del Cotopaxi podría afectar a parte de la Sierra y Costa del Ecuador.

Por lahares

En conformidad al estudio del Instituto Geofísico de la EPN, “Las Potenciales Zonas de Inundación por los lahares en el volcán Cotopaxi” siguen los siguientes drenajes:

Drenaje Norte: depende de las vertientes que nacen en los glaciares

que a su vez conforman los ríos El Salto y Pita. Aguas abajo se unen con los ríos Santa Clara y San Pedro y sus aguas cruzan principalmente los poblados de Sangolquí, del Valle de los Chillos y Cumbayá.

Drenaje Sur: los deshielos de los glaciares 10 – 19 proveen el agua a este drenaje. Las quebradas menores conforman los ríos Cutuchi, Saquimala y Alaques. Numerosas poblaciones están asentadas en zonas cercanas a estos ríos; entre las más importantes se destacan Latacunga, Salcedo, Belisario Quevedo, Alaques, Tanicuchi, Lasso, Pastocalle, Barrancas, José Guango Bajo, Mulaló y San Agustín de Callo.

Por ceniza

No se puede precisar el trayecto de la ceniza. Sin embargo el estudio del Instituto Geofísico de la Politécnica Nacional determinó, en aquel entonces, que los vientos con mayor probabilidad de ocurrencia son los de dirección noreste.

Infraestructura Vulnerable

Del recorrido de los lahares, la infraestructura eléctrica con mayor vulnerabilidad es las que se encuentra en la provincias de Pichincha y Cotopaxi. En el mapa siguiente se identifica la infraestructura en zona de amenaza.

⁵⁰. En caso de que se repitan erupciones similares a las ocurridas en los siglos XVIII y XIX.

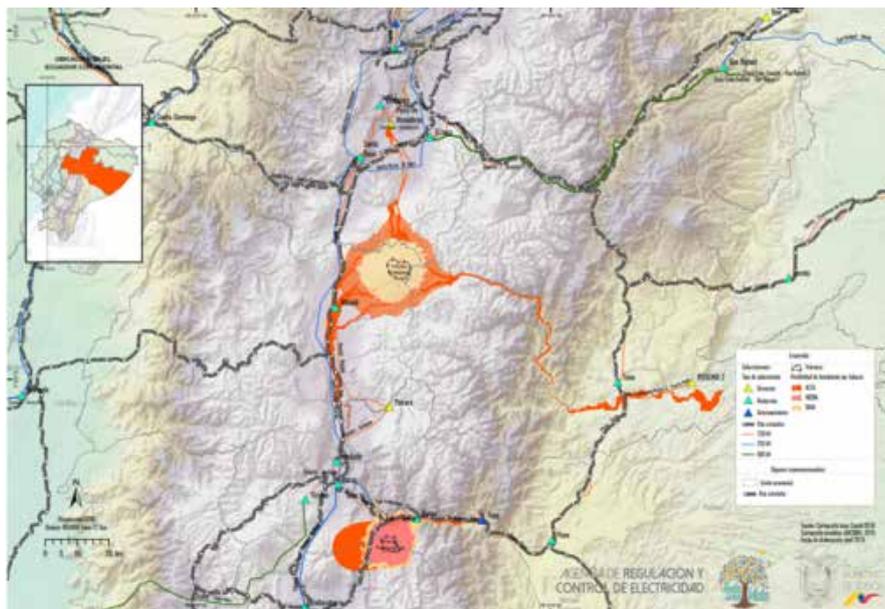


Figura Nro. C 10: Mapa de Infraestructura Eléctrica en Zona de Amenaza del Volcán Cotopaxi

De producirse la erupción del volcán Cotopaxi, y en función de las amenazas presentadas en la respectiva zona de afectación, se determinó el posible impacto en la siguiente infraestructura:

Infraestructura	Afectación posible
Redes de Distribución	Destrucción parcial por flujos piroclásticos, lodo y escombros en ciertas localidades de Tungurahua y Napo
Central Hidroeléctrica La Península (6,9 MW)	Problemas de inundación por bloqueo de cauce natural del río Ambato

Tabla Nro. C 3: Posible Afectación – Infraestructura de EEASA.

	Infraestructura	Afectación posible
TERMOPICHINCHA	Centrales: - Guangopolo I (6 MW) - Guangopolo II (52,2 MW)	Destrucción parcial por flujos piroclásticos, lodo y escombros. Problemas para generar por caída de ceniza.
	- Central Santa Rosa (71,1 MW)	Problemas para generar por caída de ceniza
HIDROAGOYAN	- Agoyán (160 MW) - San Francisco (230 MW)	Problemas en represa por lahares y/o caída de ceniza. Problemas para generar

Tabla Nro. C 4: Posible Afectación – Infraestructura de CELEC-EP.

Infraestructura	Afectación posible
S/E Mulaló 138/69 kV	Destrucción total por flujos piroclásticos, lodo y escombros
L/T Mulaló – Vicentina 138 kV	Destrucción parcial por flujos piroclásticos, lodo y escombros
L/T Totoras – Santa Rosa 230 kV	Destrucción parcial por flujos piroclásticos, lodo y escombros
L/T Pucará - Mulaló 138 kV	Destrucción parcial por flujos piroclásticos, lodo y escombros

Tabla Nro. C 5: Posible Afectación – Infraestructura de CELEC EP - TRANSELECTRIC.

Infraestructura	Afectación posible
Subestación Mulaló 69/13,8 kV	Destrucción total por flujos piroclásticos, lodo y escombros
Subestación Lasso 69/13,8 kV	Destrucción total por flujos piroclásticos, lodo y escombros
Subestación Centro de Rehabilitación 69/13,8 kV	Destrucción total por flujos piroclásticos, lodo y escombros

Infraestructura	Afectación posible
Subestación Sigchos 69/13,8 kV	No se afecta pero queda desenergizada ya que se alimenta de la S/E Lasso
Subestación La Cocha 69/13,8 kV	Destrucción total por flujos piroclásticos, lodo y escombros
Subestación San Rafael 69/13,8 kV	Destrucción total por flujos piroclásticos, lodo y escombros
Subestación Pujilí 69/13,8 kV	Caída de Ceniza. Queda desenergizada
Subestación Salcedo 69/13,8 kV	Destrucción parcial por flujos piroclásticos, lodo y escombros
Subestación Calvario 69/13,8 kV	Caída de Ceniza. Queda desenergizada
Central Illuchi I (5,2 MW)	Caída de Ceniza. Queda desenergizada
Central Illuchi II (6,5 MW)	Caída de Ceniza. Queda desenergizada

Tabla Nro. C 6: Posible Afectación – Infraestructura de ELEPCO.

Infraestructura	Afectación posible
S/E San Rafael 46/23 kV	Destrucción total o parcial por flujos piroclásticos, lodo y escombros
S/E Sangolquí 46/23 kV	Destrucción total o parcial por flujos piroclásticos, lodo y escombros
S/E Machachi 46/23 kV	Destrucción total o parcial por flujos piroclásticos, lodo y escombros
Centrales: Chillos (9 MW) Pasochoa (4,5 MW) Guangopolo (20,9 MW)	Destrucción total o parcial por flujos piroclásticos, lodo y escombros
Centrales: Cumbayá (40 MW) Nayón (30 MW)	Destrucción parcial por flujos piroclásticos, lodo y escombros. Problemas para generar por aguas contaminadas.
Central G. Hernández (34,2 MW)	Destrucción parcial por flujos piroclásticos, lodo y escombros. Problemas para generar por caída de ceniza.

Tabla Nro. C 7: Posible Afectación – Infraestructura de EE. Quito.

Proyectos de Prevención

A continuación se detallan los proyectos de mayor relevancia que actualmente constan en los planes de la transmisión y de distribución.

Reforzamiento del S.N.T

- Obras civiles, electromecánicas para la instalación de una S/E Móvil 138/69 kV en Mulliquindil, para conectar la L/T Pucará-Mulaló de 138 kV y así abastecer la carga eléctrica de las Subestaciones “La Cocha” y “El Calvario”, de ELEPCO.
- Entrada en servicio del Sistema Santa Rosa - El Inga - Pomasqui, para mejorar la confiabilidad del sistema que abastece a la Empresa Eléctrica Quito en el sector de Tababela y Alangasí, y para el sistema de bombeo Papallacta, EPMAPS.
- Disponibilidad del patio de 69 kV en la S/E Baños, con el objetivo de que la Empresa Eléctrica Ambato tome carga desde esta subestación, descargando el sistema de transmisión en 138 kV Totoras - Ambato - Pucará - Mulaló - Vicentina - Conocoto - Santa Rosa.
- Levantamiento topográfico del recorrido de la línea de transmisión aislada a 138 kV y del terreno para la segunda subestación móvil 138/69 kV de 33 MVA para atender la demanda de la zona noroccidental de ELEPCO y de industrias ubicadas en el sector.
- Adquisición de 6 controladores de Bahía, repuestos de protección y control, para las S/E más susceptibles ante la caída de ceniza, de esta manera se reduce los tiempos de indisponibilidad del suministro eléctrico ante una falla.
- Construcción de infraestructura eléctrica para ubicar la subestación móvil e interconectar la misma a la actual línea Pucará - Mulaló 138 kV.

Reforzamiento de la Red de Telecomunicaciones del S.N.T

- Implementación de un centro de gestión de telecomunicaciones alterno en la subestación Pascuales, que permita la desconcentración del nodo principal (Quito), dotando al sistema de telecomunicaciones de redundancia.
- Adquisición, instalación de equipos de datos, switch, inversores, convertidores, teléfonos y levantamiento de enlaces.
- El presupuesto referencial para la ejecución de los proyectos antes mencionados, es de 4,8 millones de dólares.

Reforzamiento del Sistema de Distribución de ELEPCO

- Enlace trifásico y cambio de conductor Guaytacama-Tanicuchi
- Enlace Trifásico Mulaló-Chinchil de Villamarin – Joseguango bajo
- Alimentador Trifásico, S/E móvil Cajón – Veracruz
- Enlace de Alimentador de emergencia San Marcos – Aláques centro
- Enlace Trifásico Bethelmitas –Puente de Illuchi
- Enlace monofásico Macaló Chico – Macaló Grande
- Enlace Trifásico Tanicuchi – Santa Ana Bajo
- Enlace alimentador de emergencia La Laguna Sur – Urb. San Francisco
- Enlace monofásico Joseguano Bajo – Barrancas
- Enlace Trifásico Chugchilán – El Chan
- Construcción de línea a 69 kV Panzaleo – Pujilí
- Repotenciación de la S/E Pujilí

- Obra civil, instalación de la S/E 69/13,8 kV Santa Ana de Mulliquindil 20 MVA
- Adquisición de 2 generadores de 500 kW
- Adquisición de 3 generadores de 100 kW
- Sistema de control de distancia S/E Lasso y Mulaló
- Banco de baterías
- Equipos de comunicación
- Estudio de la S/E San Rafael
- Construcción de la S/E San Rafael
- Terreno para la S/E Lasso
- Estudio Línea 69kV y S/E Lasso
- Construcción de la S/E Lasso
- Línea 69kV Tanicuchi-Lasso
- Línea 69kV Alpacruz-El Calvario

El presupuesto referencial para la ejecución de los proyectos antes mencionados, es de 6,6 millones de dólares.

C.7.2 Ante el terremoto del 16 de abril del 2016

El sábado 16 abril de 2016 se produjo un movimiento sísmico de 7,8 grados en la escala de Richter, con epicentro en el cantón Pedernales de la provincia de Manabí. El terremoto afectó a zonas de la costa ecuatoriana, circunstancia que activó la emergencia en el sector eléctrico en “respuesta ante el desastre”.

El Sector Eléctrico a través de sus empresas; en territorio, inmediatamente luego de haberse producido el evento; inició con la evaluación del sistema eléctrico en las provincias más afectadas (Manabí y Esmeraldas), determinando lo siguiente:

- La Generación de energía eléctrica no sufrió afectación a nivel nacional por lo que su operación no fue interrumpida durante

y después del evento.

- El Sistema de Transmisión (230/138 kV) sufrió daños menores, los mismos que fueron atendidos de manera inmediata, por lo que los puntos de entrega desde el Sistema Nacional Interconectado, para estas provincias, estuvieron 100% disponibles desde el 18 de abril de 2016.
- Los Sistemas de Subtransmisión (69kV) y de Distribución fueron los mayormente afectados; y, previo a la restitución del servicio, se debió realizar recorridos de inspección visual para evaluar, intervenir y establecer la mejor estrategia para restituir el servicio.

Manabí

Conforme a los datos estadísticos del sector eléctrico, Manabí segundos antes del evento telúrico demandaba 206 MW. No obstante, a las 18:58 la provincia quedó sin servicio de energía eléctrica, a consecuencia del sismo. Ver Figura Nro. C-11

En el siguiente gráfico, se observa la caída total de la demanda que sufrió el sistema de Unidad de Negocio CNEL-Manabí, empresa a cargo del suministro y comercialización de electricidad en la provincia de Manabí.

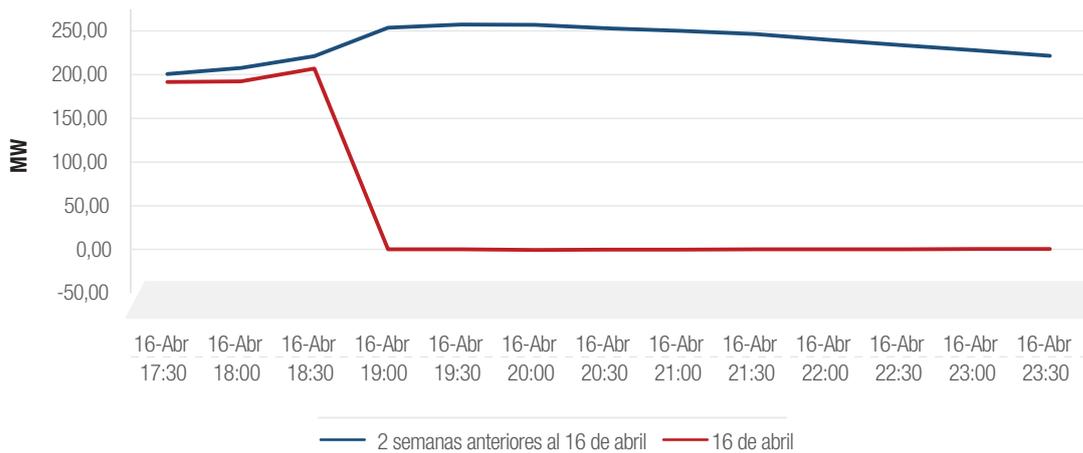


Figura Nro. C 11: Caída de la demanda de Manabí 16 de abril de 2016.

A continuación, en la Figura Nro. C-12 se indica el mapa geopolítico de la zona afectada; se muestra la infraestructura eléctrica (líneas

de subtransmisión y subestaciones) que sufrió daños y por ende la población que quedó sin el suministro de electricidad:



Figura Nro. C 12: Mapa de la zona afectada.

Según los registros de la empresa eléctrica, en la zona se estimaron 294.935 usuarios afectados de los cuales 23.677 fueron de la “zona cero”.

En lo referente a instalaciones de atención al público, las agencias: Manta, Portoviejo Rocafuerte, Calceta y Tosagua, Pedernales, San Isidro y Jama tuvieron problemas de carácter estructural⁵¹.

En Manta se atendieron los requerimientos de la población desde Oficinas Móviles de “Servicio al Cliente”, ubicados frente al Municipio de Manta, Hotel Oro Verde y en la Carpa de la Escuela de Pesca. La agencia de Portoviejo también atendió en Oficina Móvil ubicada en la avenida Universitaria, ECU-911 y oficina en Andrés de Vera.

En cuanto a los usuarios de las demás localidades, éstos fueron atendidos en instalaciones provisionales.

Esmeraldas

En la Provincia de Esmeraldas las afectaciones fueron de menor consideración que Manabí. Las zonas más afectadas por el terremoto fueron Chamanga, Muisne, Mompiche, Bolívar, El Cabo de San Francisco, Caimito, Galera y Galerita.

En las agencias Muisne y Chamanga sufrieron daños leves. En el caso de la agencia Centro Mejía fue necesario transferir la atención a la agencia Santas Vainas

C.7.2.1 Acciones de respuesta

Con la finalidad de restablecer el servicio de energía eléctrica, bajo la coordinación del entonces Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, las Empresas del Sector Eléctrico acudieron con todo su contingente operativo y logístico a las zonas afectadas.

La participación masiva de aproximadamente 800 técnicos, electricistas, linieros e ingenieros permitió actuar eficientemente en la restitución del servicio eléctrico. En la Figura Nro. C-13 y Tabla Nro. C-8 se observa la cronología del esfuerzo sectorial.

51. Su principal objetivo fue brindar una atención personalizada para solventar todo problema de restitución y regularización del servicio domiciliario.

PLAN MAESTRO DE ELECTRICIDAD

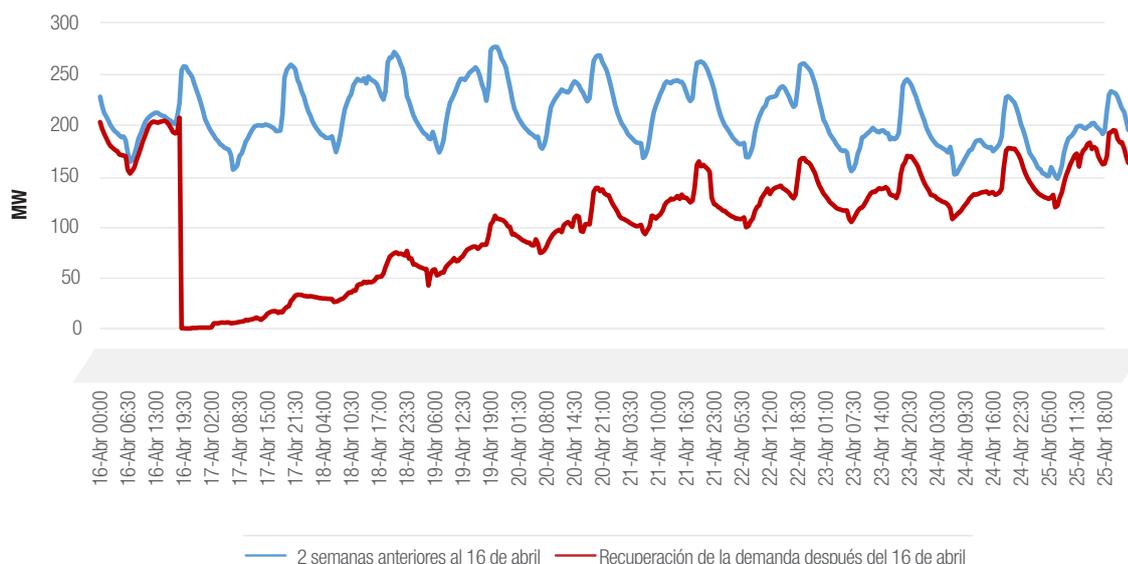


Figura Nro. C 13: Recuperación del servicio eléctrico en Manabí.

PROVINCIA	CANTÓN	17-abr	19-abr	22-abr	24-abr	27-abr	30-abr	03-may	08-may	10-may	11-may
		Porcentaje del Sistema con servicio									
MANABÍ	PORTOVIEJO	35%	80%	93%	94,5%	95,8%	96,3%	96,70%	96,40%	96,70%	97,00%
	24 DE MAYO	20%	80%	94%	96%	97,0%	100,0%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	BOLIVAR (CALCETA)	15%	65%	90%	92%	95,0%	99,0%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	CHONE	15%	65%	88%	91%	93,5%	95,0%	96,40%	97,50%	97,50%	97,50%
	EL CARMEN	75%	100%	100%	100%	100,0%	100,0%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	FLAVIO ALFARO	0%	0%	80%	87%	92,3%	92,4%	94,50%	95,50%	95,50%	95,50%
	JAMA	0%	0%	20%	40%	53,0%	55,0%	63,00%	72,00%	72,00%	78,00%
	JARAMIJÓ	15%	75%	91%	93%	94,8%	99,0%	99,50%	100,00%	100,00%	100,00%
	JIPIJAPA	40%	90%	97%	98,5%	99,0%	100,0%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	JUNÍN	25%	66%	91%	93%	95,0%	99,0%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	MANTA	5%	71%	89%	91,5%	93,0%	94,5%	95,70%	95,90%	95,90%	97,00%
	MONTECRISTI	5%	75%	99%	100%	100,0%	100,0%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	OLMEDO	60%	90%	98%	99%	100,0%	100,0%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	PAJAN	20%	95%	98%	98,5%	99,5%	100,0%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	PEDERNALES	0%	0%	35%	50%	61,0%	65,0%	76,00%	77,00%	78,00%	80,00%
	PICHINCHA	35%	100%	100%	100%	100,0%	100,0%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	PUERTO LÓPEZ	20%	100%	100%	100%	100,0%	100,0%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	ROCAFUERTE	20%	91%	98%	99%	99,5%	99,7%	99,90%	100,00%	100,00%	100,00%
	SAN VICENTE	10%	60%	88%	91%	93,0%	95,0%	96,60%	96,60%	96,60%	96,60%
	SANTA ANA	20%	93%	98%	99%	100,0%	100,0%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
SUCRE (BAHÍA)	10%	33%	73%	75%	81,0%	94,0%	96,00%	97,50%	97,50%	97,50%	
TOSAGUA	10%	66%	92%	94%	96,0%	97,5%	98,40%	98,40%	98,70%	98,70%	
AVANCE		38%	72%	90%	92%	93,8%	95,5%	96,65%	96,91%	96,98%	97,05%

Tabla Nro. C 8: Recuperación del Servicio Eléctrico.

Nota: Se estimaron 23.677 usuarios afectados de la "zona cero", lo que representa alrededor de 2,95% de la demanda restante.

Durante esta emergencia el sector eléctrico colaboró con todas las entidades del Estado con la dotación de la electricidad para albergues, hospitales móviles, estaciones de bombeo de agua, centros de salud, entre otros; a los que se les brindó el servicio a través de generación puntual emergente (40 Generadores) en los primeros días de la emergencia; y luego, parte de esta generación se desmontó, a medida del avance de la restitución y/o construcción de redes de distribución y subtransmisión.

Se destinó alrededor de 25,48 millones de dólares para la atención de la emergencia.

Acciones para la Reconstrucción del Sistema de Distribución

El rubro para la reconstrucción integral de la infraestructura eléctrica de distribución en las zonas afectadas es de 103,35 millones de dólares, mismo que se ejecutará a través del Plan de Reconstrucción Integral Zonas Afectadas (PRIZA)⁵².

Los proyectos y sus correspondientes presupuestos están concebidos en el Plan de Expansión de la Distribución. En el siguiente cuadro se observan los montos estimados:

Plan de Reconstrucción Integral de Zonas afectadas (PRIZA)	
Tipo de Inversión	USD
Sistema eléctrico	72.297.638
Infraestructura civil	3.050.200
Equipamiento y TIC	2.000.000
Sistemas especiales	26.009.000
Total	103.356.838

Tabla Nro. C 9: Plan de Reconstrucción Integral Zonas Afectadas (PRIZA).

C.8 Visión a futuro - lineamientos para un Sector Eléctrico resiliente

El sector eléctrico a través de sus empresas, entidades y organismos adscritos viene cumpliendo con las políticas propuestas, sin embargo debe seguir trabajando y mejorando sus procesos de gestión de riesgos y emergencias para disponer en el futuro de un sistema eléctrico resiliente, para lo cual es necesario:

- Fortalecer las capacidades institucionales, promoviendo el conocimiento y el intercambio de información científico-técnica.
- Mejorar las capacidades para identificar y mitigar las amenazas y vulnerabilidades ante los riesgos naturales y antrópicos.
- Mejorar los sistemas de alerta temprana y definir las acciones oportunas para atención del personal técnico operativo y para el resguardo de la infraestructura eléctrica.
- Ampliar las capacidades del sector en gestión de riesgos, para la atención, rehabilitación y recuperación del servicio público de energía eléctrica ante desastres y emergencias.
- Operar en forma coordinada, integral y descentralizada las acciones tendientes a la respuesta y recuperación en situaciones de emergencia y desastre.
- Actualizar los protocolos de actuación ante emergencias de los servidores y trabajadores del sector eléctrico, así como las medidas de seguridad para la ciudadanía en general, que se encuentran susceptibles a sufrir daños personales por infraestructura eléctrica a causa de los eventos de origen natural o antrópico.
- Mantener actualizados los respectivos Planes de Contingencia, Emergencia y Continuidad de Operación de las entidades adscritas al Sector Eléctrico.
- Elaborar el Plan Integral de Gestión de Riesgos del Sector Eléctrico.
- Practicar la ejecución de simulacros de los diferentes fenómenos naturales que podrían afectar los sistemas eléctricos del país.
- Prever los recursos financieros para la gestión del riesgo.

52. Conforme lo establece en el Decreto Presidencial No 1004.