

**República del Ecuador**

**Estudio para la Recopilación y  
Verificación de Información sobre  
la Situación Actual del Sector Energético y  
los Principios Básicos  
de la Inversión en Infraestructura  
de Calidad en la República de Ecuador**

**Informe Final**

Febrero, 2022

Agencia de Cooperación Internacional del Japón (JICA)

Deloitte Tohmatsu Financial Advisory LLC

NEWJEC Inc.

Koei Research & Consulting Inc.

5R
JR
22-004

# Índice

Lista de Abreviaturas, Siglas y Acrónimos.....	i
Mapa de la República de Ecuador .....	v

## **Primera Parte: Introducción**

### **Capítulo 1 Descripción General del Estudio**

1.1	Antecedentes del Estudio .....	1
1.2	Objetivo del Estudio .....	2
1.3	Estructura y Cronograma del Estudio.....	2
1.4	Estructura del Informe.....	3

## **Segunda Parte: Política, Economía y Régimen Jurídico-Institucional del Ecuador**

### **Capítulo 2 Política y Economía del Ecuador**

2.1	Información Básica .....	5
2.2	Macroeconomía .....	7
2.3	Políticas Económicas .....	19

### **Capítulo 3 Inversión Pública y APP en Ecuador**

3.1	Inversión Pública.....	24
3.2	APP .....	32

## **Tercera Parte: Situación Actual y Desafíos del Sector Energético/ Eléctrico de Ecuador**

### **Capítulo 4 Sector Energético de Ecuador**

4.1	Balance Energético.....	59
4.2	Transición Energética y Estado de Esfuerzos y Política para el Ahorro Energético en el Lado de la Demanda ...	68
4.3	Ministerios e Instituciones Gubernamentales del Sector Energético .....	77
4.4	Régimen Legal y Políticas del Sector Energético .....	81
4.5	Situación Financiera del Sector Energético.....	88

### **Capítulo 5 Sector Eléctrico del Ecuador**

5.1	Información Básica .....	91
5.2	Generación Eléctrica.....	122
5.3	Área de Transmisión Eléctrica.....	144
5.4	Área de Distribución Eléctrica .....	154
5.5	Estado y Política de los Esfuerzos de Ahorro Energético en el Sector Eléctrico (Lado de la Oferta) .....	161
5.6	Desafíos Futuros en el Sector Eléctrico .....	162

### **Capítulo 6 Tendencias de los Donantes**

6.1	Los Países Miembros del CAD y las Instituciones Internacionales.....	165
6.2	Política de Asistencia a Ecuador de las Principales Instituciones Internacionales	168

6.3	Ayudas Prestadas por China.....	177
6.4	Análisis de los Casos Individuales .....	180

## **Cuarta Parte: Tendencias de la Descarbonización y de Baja Emisión de Carbono**

### **Capítulo 7 Políticas y Tecnologías**

7.1	Tendencias de las Políticas de Descarbonización y de Baja Emisión de Carbono	194
7.2	Tecnología de Descarbonización y de Baja Emisión de Carbono en Cada Sector	224
7.3	Consideraciones Sobre la Implementación de las Tecnologías de Descarbonización y de Baja Emisión de Carbono en el Ecuador ..	232
7.4	Políticas de Aplicación de Financiamiento Verde en el Ecuador.....	236

### **Capítulo 8 DX en el Sector Energético**

8.1	¿Qué es la DX? .....	239
8.2	Tendencias de la DX con Enfoque en el Lado de la Oferta .....	239
8.3	Tendencias sobre la DX en el Lado de la Demanda.....	260

### **Capítulo 9 Posibilidad de Utilización de Tecnologías Japonesas**

9.1	Estado de Expansión de Empresas Japonesas en Ecuador y Posibilidad de Expansión Futura .....	283
9.2	Posibilidad de Utilizar Tecnologías Japonesas para Lograr la Descarbonización del Sector Energético .....	284

## **Quinta Parte: Revisión de la Aplicación de los Principios del G20 para la Inversión en Infraestructura de Calidad**

### **Capítulo 10 Revisión de los Principios para la Inversión en Infraestructura de Calidad**

10.1	Tendencias Internacionales sobre los Principios para la Inversión en Infraestructura de Calidad y su Importancia en el Apoyo a los Países en Desarrollo .....	292
10.2	Investigaciones Previas y Casos de Investigación Relacionados con los Principios para la Inversión en Infraestructura de Calidad ..	295

### **Capítulo 11 Análisis de la Situación Actual y los Retos Desde el Punto de Vista de los Principios de Inversión en Infraestructura de Calidad**

11.1	Mecanismo de Gestión de la Inversión Pública y SIPeIP .....	301
11.2	Análisis del Sistema Ecuatoriano a la Luz de los Principios de Inversión en Infraestructuras de Calidad .	310
11.3	Análisis de Proyectos de Donantes a la Luz de los Principios para Promover la Inversión en Infraestructuras de Calidad .	325

## **Sexta Parte: Resumen y Recomendaciones**

### **Capítulo 12 Resumen y Recomendaciones**

12.1	Supuestos de las Recomendaciones .....	338
12.2	Necesidades Esclarecidas a Través del Presente Estudio y Recomendaciones Relacionadas con el Apoyo ...	340

## Lista de Abreviaturas, Siglas y Acrónimos

Abreviaturas	Nombre completo
ADMS	Advanced Distribution Management System (Sistema de Gestión de Distribución Avanzada)
AIE	Agencia Internacional de la Energía
AIF	Asociación Internacional del Fomento
AOD	Ayuda Oficial al Desarrollo
APP	Asociaciones Público-Privadas
APS	Announced Pledges Scenario (Escenario de Compromisos Anunciado)
ARCENNR	Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BIRF	Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento
BMD	Bancos Multilaterales de Desarrollo
BOO	Build-Own-Operate (Construcción, Propiedad y Operación)
BOT	Build-Operate-Transfer (Construcción, Operación y Transferencia)
BROT	Build-Rehabilitate-Operate-Transfer (Construcción, Rehabilitación, Operación y Transferencia)
CAD	Comité de Asistencia para el Desarrollo
CAF	Corporación Andina de Fomento
CCUS	Carbon Capture, Utilisation, and Storage (Captura, Uso y Almacenamiento de Bióxido de Carbono)
CDN	Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional
CELEC	Corporación Eléctrica del Ecuador
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CFI	Corporación Financiera Internacional
CFN	Corporación Financiera Nacional
CIAPP	Comité Interinstitucional de Asociaciones Público - Privadas
CICC	Comité Interinstitucional de Cambio Climático
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
CNEE	Comisión Nacional de Eficiencia Energética
CNEL	Corporación Nacional de Electricidad
CNT	Corporación Nacional de Telecomunicaciones
CONELEC	Consejo Nacional de Electricidad
COP	Conference of the Parties (Conferencia de las Partes)
COPCI	Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones



COPLAFIP	Código de Planificación y Finanzas Públicas
DLR	Dynamic Line Rating (Clasificación de Líneas Dinámicas)
DPF	Development Policy Financing (Financiamiento a las Políticas de Desarrollo)
DX	Digital Transformation (Transformación Digital)
EE	Empresa Eléctrica
EIA	Evaluación de Impacto Ambiental
EMS	Energy Management System (Sistemas de Gestión de la Energía)
EPC	Engineering, Procurement, Construction (Diseño, Adquisición y Construcción)
ERNC	Energías Renovables no Convencionales
ERP	Electronic Road Pricing (Tarifas de congestión de Singapur)
eSIGEF	el Sistema Integrado de Gestión Financiera
FERUM	Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal
FIT	Tarifa de Alimentación
FLAR	Fondo Latinoamericano de Reservas
FMI	Fondo Monetario Internacional
F/S	Feasibility Study (Estudio de Viabilidad)
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GLP	Gas Licuado del Petróleo
IA	Inteligencia Artificial
IE	Inducción Electromagnética
IMA	Infraestructura de Medición Avanzada
INECEL	Instituto Ecuatoriano de Electrificación
INEN	Instituto Ecuatoriano de Normalización (Servicio Ecuatoriano de Normalización)
IoT	Internet of Things (Internet de las cosas)
ISD	Impuesto a la Salida de Divisas
IVA	Impuesto al Valor Agregado
JBIC	Japan Bank for International Cooperation (Banco Japonés de Cooperación Internacional)
JICA	Japan International Cooperation Agency (Agencia de Cooperación Internacional de Japón)
KOICA	Korea International Cooperation Agency (Agencia de Cooperación Internacional de Corea)
LED	Light Emitting Diode (Diodos Emisores de Luz)
LOEE	Ley Orgánica de Eficiencia Energética
LOIAPP	Ley Orgánica de Incentivos para Asociaciones Público - Privadas y la Inversión
LOSPEE	Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica
MAATE	Ministerio de Ambiente, Agua y Transición Ecológica

MAP	Marco de Alianza con el País
MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio
MEER	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable
MEF	Ministerio de Economía y Finanzas
MERNNR	Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables
MTOP	Ministerio de Transporte y Obras Públicas
NERC	North American Electric Reliability Corporation (Consejo Norteamericano de Confiabilidad Eléctrica)
NZES	Net-Zero Emissions by 2050 Scenario (Escenario de Emisiones Netas Cero)
OCDE	Organización de Cooperación y Desarrollo Económico
OFO	Otros Flujos Oficiales
OMGI	Organismo Multilateral de Garantía de Inversiones
OMS	Operation Management System (Sistema de Gestión de Operación)
ONE	Operador Nacional de Electricidad
ONUDI	Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial
PAI	Plan Anual de Inversiones
PBL	Policy-Based Loan (Préstamo Basado en Políticas)
PCE	Programa de Cocción Eficiente
PIB	Producto Interno Bruto
PLANEE	Plan Nacional de Eficiencia Energética
PME	Plan Maestro de Electricidad
PNB	Producto Nacional Bruto
PNCE	Plan Nacional de Cocción Eficiente
PND	Plan Nacional de Desarrollo
PPIP	Plan Plurianual de Inversión Pública
RA	Realidad Aumentada
RD	Respuesta a la Demanda
RV	Realidad Virtual
SGE	Sistema de Gestión de Energía
SIGDE	Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica
SINEA	Sistema de Interconexión Eléctrica Internacional Andino
SIPeIP	Sistema Integrado de Planificación e Inversión Pública
SNI	Sistema Nacional de Interconectado
SNIP	Sistema Nacional de Inversión Pública
SNP	Secretaría Nacional de Planificación

SPE	Sociedad de Propósito Específico
STEPS	Stated Policies Scenario (Escenario de Políticas Declaradas)
SUMA	Sistema Único de Manejo Ambiental
TES	Total Energy Supply (Suministro Total de Energía Primaria)
TI	Tecnología de Información
TIR	Tasa Interna de Retorno
TO	Tecnología Operacional
TULSMA	Texto Unificado de Legislación Secundaria de Medio Ambiente
USCUSS	Uso de Suelo y Cambio de Uso de Suelo y Silvicultura
UE	Unión Europea
VAN	Valor Actual Neto
VE	Vehículos Eléctricos
VPN	Valor Presente Neto
VPP	Virtual Power Plant (Centrales Eléctricas Virtuales)
ZEB	Edificios de Energía Neta Cero

## Mapa de la República de Ecuador



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir de una imagen de "The World Factbook"<sup>1</sup> de CIA.

<sup>1</sup> <https://www.cia.gov/the-world-factbook/countries/ecuador/map>

## Primera Parte: Introducción

# Capítulo 1 Descripción General del Estudio

## 1.1 Antecedentes del Estudio

En la Décima Cuarta (XVI) Cumbre del G-20 que se llevó a cabo en Osaka, Japón, en junio de 2019, se aprobaron los Principios del Grupo 20 para la Inversión en Infraestructura de Calidad (que en lo adelante se denominarán como Principios para la Inversión en Infraestructura de Calidad). Los mismos se basan en seis pilares que son: “Maximizar el impacto positivo de la infraestructura para lograr un crecimiento y desarrollo sostenible”; “Aumentar la eficiencia económica en vista de los costos de ciclo de vida”; “Integrar consideraciones ambientales en inversiones en infraestructura”; “Construir resiliencia contra los desastres naturales y otros riesgos”; “Integrar consideraciones sociales en inversiones de infraestructura” y “Fortalecimiento de la gobernanza de la infraestructura”. Se espera que los países emergentes y en desarrollo sigan estos principios y tomen las decisiones adecuadas para maximizar los beneficios de la inversión en infraestructuras públicas y lograr un desarrollo económico y social sostenible.

En Ecuador, la transformación estructural de la energía y la descarbonización, así como la consolidación fiscal del sector energético, son cuestiones urgentes que deben abordarse para lograr una economía y una sociedad sostenibles y resilientes. En el país se espera promover la inversión en infraestructuras públicas, especialmente en el sector energético, basándose en los principios de inversión en infraestructuras de calidad, con la debida consideración en el impacto en el desarrollo y la eficiencia económica. Por ejemplo, la composición del consumo final de la energía del país por fuente es como sigue: un 32% de gasoil; un 28% de gasolina; un 20% de energía eléctrica y: un 12% de gas licuado del petróleo (GLP)<sup>2</sup>. En términos de la energía eléctrica, la energía hidroeléctrica representa un poco menos del 60% de la capacidad de la generación eléctrica. Sin embargo, la energía generada por otras fuentes renovables (energía renovable) sólo representa alrededor del 2%. Una gran parte del resto de la generación eléctrica (un poco menos del 40%) corresponde a la generación térmica, incluyendo la generación a partir de diésel. Como se puede ver, el consumo energético de Ecuador depende en gran medida de los combustibles fósiles, pero se espera que se convierta en un país con bajas emisiones de carbono y orientado a la descarbonización mediante la introducción de energías renovables y el ahorro energético.

Por otro lado, en cuanto a la economía, se ha mantenido el proceso de desaceleración desde 2015 debido al desplome de los precios internacionales del petróleo, poco crecimiento de las exportaciones por el alza del dólar y el terremoto ocurrido en 2016. A partir de 2020, se prevé el crecimiento del déficit financiero del estado y la deuda pública, lo que se ha agravado por los efectos de la recesión económica atribuida a la pandemia por COVID-19. Los subsidios a los combustibles fósiles han sido la mayor carga de las finanzas públicas del país, ya que representan el 8% del gasto público y el 60% del déficit presupuestario. Además de la reducción o cese de las emisiones de carbonos (descarbonización), la mejora de las finanzas públicas mediante la eliminación o reducción de los subsidios y la disminución del consumo de combustibles fósiles

---

<sup>2</sup> MERNNR “Balance Energético Nacional 2018”

son cuestiones clave para realizar una economía y una sociedad sostenibles.

## 1.2 Objetivo del Estudio

Este estudio describirá los marcos políticos y jurídicos, las instituciones competentes y la situación actual del sector energético, en particular la electricidad y el transporte, así como la inversión pública y las asociaciones público-privadas (APP) en Ecuador.

Además, se recopilará la información sobre el régimen institucional y los mecanismos necesarios para propiciar decisiones adecuadas de inversión en infraestructuras públicas acorde con los principios de inversión en infraestructuras de calidad y teniendo en cuenta la situación financiera de Ecuador. Se estudiarán también las oportunidades para las empresas y tecnologías japonesas en el sector energético, especialmente en los campos de las energías renovables y el ahorro energético. Luego se formularán las recomendaciones de políticas energéticas al gobierno ecuatoriano y se considerará la posibilidad de una futura cooperación por parte de la Agencia de Cooperación Internacional de Japón (JICA, por sus siglas en inglés) en este campo.

## 1.3 Estructura y Cronograma del Estudio

El presente estudio fue llevado a cabo por un consorcio conformado por las siguientes tres (3) empresas; Deloitte Tohmatsu Financial Advisory (DFTA), NEWJEC, Inc. (NJC) y Koei Research & Consulting, Inc. (KRC). En el Cuadro 1-1 se muestra la composición del equipo del estudio.

Cuadro 1-1 Composición del equipo del estudio

Nombre	Área Responsable	Procedencia
Jin Sasaki	Jefe del equipo / Política energética	DFTA
Sho Shibata	Política y tecnología de la reducción de las emisiones de carbonos	NJC
Yusaku Makita	Gestión de las inversiones públicas	KRC
Li Xiquan	Gestión de los riesgos de desastres	DFTA
Kenji Igarashi	Políticas y regímenes sobre consideraciones socioambientales	KRC
Toshikazu Ohashi	Políticas y tecnologías de energías renovables y ahorro energético	NJC
Takuo Sugiyama	Análisis financiero de los proyectos	DFTA
Hiroataka Negishi		DFTA
Miwako Takasuna	Diagnóstico del sector energético	DFTA
Kenjiro Tsukuda	Desarrollo de las redes de transmisión y distribución	NJC
Naoki Fujioka	Políticas y regímenes de las APP / Coordinación operativa	DFTA
Masaharu Nogami	Medidas de seguridad en obras públicas	DFTA
Masahi Oki		DFTA

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA

Este estudio se llevó a cabo entre diciembre del 2020 y febrero del 2021, incluyendo estudio de campo efectuado en Ecuador con una duración de 2 semanas aproximadamente en el mes de octubre de 2021. Se recopiló la información mediante entrevistas con los técnicos y funcionarios de las instituciones y empresas relacionadas descritas en el Cuadro 1-2, además de la colaboración de varios expertos en el área.

**Cuadro 1-2 Instituciones, empresas y otras fuentes entrevistadas durante el estudio local**

Clasificación		Nombre de las Entidades
Ministerios e Instituciones Gubernamentales y Agencias Reguladoras	Energías	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables</li> <li>• Ministerio de Transporte y Obras Públicas</li> <li>• Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables</li> </ul>
	Inversión Pública y APP	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Secretaría Nacional de Planificación</li> <li>• Ministerio de Ambiente, Agua y Transición Ecológica</li> <li>• Ministerio del Trabajo</li> <li>• Ministerio de Economía y Finanzas</li> </ul>
Proveedor de Servicios Eléctricos		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Operador Nacional de Electricidad - CENACE</li> <li>• CELEC</li> <li>• CNEL</li> <li>• Empresa Eléctrica Quito</li> <li>• EE Galápagos</li> </ul>
Donantes (Organismos Internacionales)		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Banco Mundial</li> <li>• Banco Interamericano de Desarrollo</li> <li>• Corporación Andina de Fomento</li> </ul>
Empresas Japonesas		<ul style="list-style-type: none"> <li>• ITOCHU Ecuador, S.A</li> <li>• Toyota Tsusho del Ecuador</li> <li>• Mitsubishi Electric de Colombia Ltda.</li> </ul>

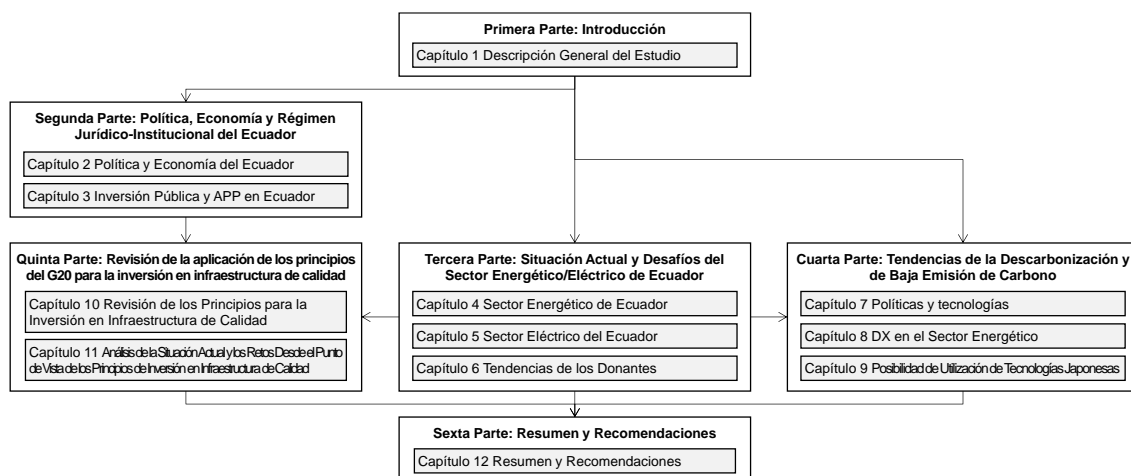
Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA

#### 1.4 Estructura del Informe

En la Figura 1-1 se describe la estructura general de este informe. Después del presente Capítulo, sigue el Capítulo 2 que presentará una visión general de la política y economía del Ecuador. En el Capítulo 3 se mostrará un panorama del régimen institucional relacionado con la gestión de inversión pública en Ecuador. También se describirá el marco jurídico e institucional relacionado con la APP así como la situación de su implementación. En el Capítulo 4 se enfocarán en los ministerios y las agencias gubernamentales vinculados con el sector y el balance energético en Ecuador. En el Capítulo 5 se resumirán el marco jurídico e institucional, la situación actual y los desafíos del sector eléctrico en sentido amplio, abordando la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica. En el Capítulo 6 se observarán las tendencias de asistencias brindadas por los organismos internacionales y los gobiernos extranjeros, principalmente, hacia el sector energético. En el Capítulo 7 se abordarán las tendencias de las políticas de bajas emisiones de carbono en los principales países y en Ecuador, y se presentarán las principales tecnologías de bajas emisiones de carbono en los sectores del transporte, residencial e industrial. En el Capítulo 8 se mostrarán las tendencias de la transformación digital (DX, por sus siglas en inglés) relacionadas con el sector energético. En el Capítulo 9 se examinará el potencial de las empresas y tecnologías japonesas para participar en los proyectos de la reducción de las emisiones de carbono y la descarbonización en Ecuador. En el Capítulo 10 se resumirán las tendencias internacionales de los Principios para la Inversión en Infraestructura de Calidad y su importancia en el contexto de la asistencia a los países en desarrollo, así como los estudios e investigaciones precedentes en Japón y en el extranjero. En el Capítulo 11 se analizarán la situación actual y los retos del sistema ecuatoriano desde los puntos de vista de los referidos Principios, centrándose en el sector eléctrico. En ese sentido, se analizarán también algunos casos concretos. Por último, en



el Capítulo 12 se formularán recomendaciones orientadas a las políticas al gobierno ecuatoriano y la posibilidad de cooperación por parte de JICA.



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA

Figura 1-1 Estructura del informe

Segunda Parte: Política, Economía y Régimen Jurídico-Institucional  
del Ecuador

## Capítulo 2 Política y Economía del Ecuador

### 2.1 Información Básica

#### 2.1.1. Población y Geografía

Ecuador tiene una población de 17.64 millones de habitantes (2020), de los cuales el 64% vive en zonas urbanas, concentrándose la mayoría en las regiones de la Sierra central y la Costa occidental<sup>3</sup>. La población puede dividirse en cinco grupos principales: mestizos entre pueblos europeos e indígenas; indígenas; afroecuatorianos, europeos y montubios<sup>4</sup>. De la población total, los mestizos constituyen el grupo mayoritario (71.9%) seguido por los indígenas (7.0%)<sup>5</sup>. El idioma oficial es el español, pero la población indígena habla otras lenguas, como el quechua y el shuar. Cerca del 80% de la población es católica<sup>6</sup>.

Ecuador tiene una superficie total de 248,360 km<sup>2</sup> <sup>7</sup>. Se encuentra en la parte noroeste de América del Sur, justo por debajo del ecuador, y limita al norte con Colombia, al este y al sur con Perú y al oeste con el Océano Pacífico. En la Figura 2-1 se muestran las regiones y las principales ciudades de Ecuador.



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir de las imágenes de Google Map

Figura 2-1 Topografía del territorio continental del Ecuador

<sup>3</sup> Banco Mundial “Indicadores del desarrollo mundial”

<sup>4</sup> Se refieren al pueblo mestizo de origen europeo e indígena que habitan en las zonas rurales en la Región Costa. Inter Press Service “Ecuador: pueblos nativos rechazan ser contados en censo” (noviembre 23, 2010)

<sup>5</sup> Instituto Nacional de Estadística y Censos “VII Censo de Población y VI de Vivienda 2010”

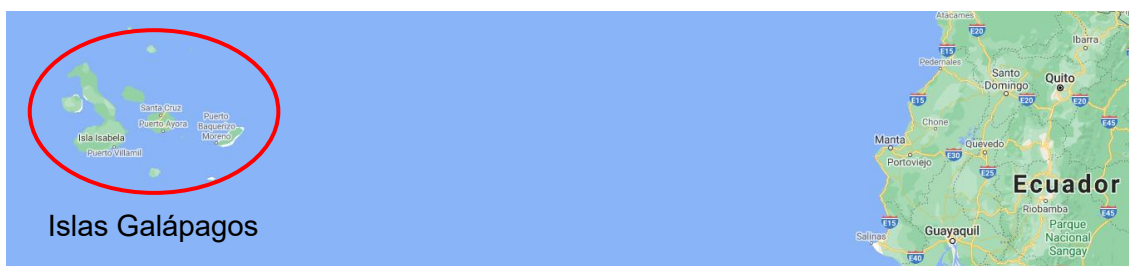
<sup>6</sup> Instituto Nacional de Estadística y Censos “Informe de libertad religiosa internacional 2018. Ecuador”

<sup>7</sup> Banco Mundial “Indicadores del desarrollo mundial”

El territorio continental del país se dividen en tres regiones como se describen a continuación:

- **Región La Costa (La Costa):** La región se extiende desde la llanura costera del Océano Pacífico en el norte del hasta la Bahía de Guayaquil en el oeste, con poca diferencia de altitud y un clima costero uniforme. Aquí se encuentra Guayaquil, la ciudad más poblada<sup>8</sup>.
- **Región La Sierra (La Sierra):** Es la región central del país, atravesada de norte a sur por la Cordillera de los Andes. Los Andes están conformados por la Cordillera Occidental en el oeste y la Cordillera Oriental en el este, además de diez (10) cuencas principales que se encuentran distribuidas entre ambas cordilleras donde varios volcanes siguen activos. En esta Región se encuentra Quito, la capital del país.
- **Región El Oriente (El Oriente):** Es la Cuenca del Amazonas que se extiende hacia el este del país y cubre la mitad del territorio continental. Numerosos ríos fluyen desde la cordillera occidental de los Andes. En esta región se extienden típicos bosques húmedos tropicales.

A unos 1,000 kilómetros al oeste del continente, en el océano Pacífico, se encuentran las Islas Galápagos. El archipiélago está formado por muchas islas y arrecifes, el mayor de los cuales es la Isla Isabela. La isla más grande es la Isla Isabela. Estas islas se formaron por las actividades volcánicas que siguen siendo activas.



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir de las imágenes de Google Map

Figura 2-2 Ubicación de las Islas Galápagos

### 2.1.2. Régimen Política y Política Interna

Ecuador se independizó del Reino de España en 1819 como parte de la Gran Colombia, y luego se separó de ésta en 1830. Tras una serie de golpes de Estado, se logró a instalar un sistema democrático en 1979, el cual se ha mantenido hasta la fecha. Sin embargo, la inestabilidad política ha persistido y ha habido varios cambios de gobierno en la década de los noventa.

En enero de 2007, Rafael Vicente Correa Delgado, un economista que se había ganado el gran apoyo de los pobres al reivindicar reformas radicales, se convirtió en presidente de la República bajo una creciente insatisfacción de la población debido a la agitación y las estructuras políticas y económicas oligopólicas que han reinado en el país. El gobierno de Correa promovió

<sup>8</sup> INEC “VII Censo de Población y VI de Vivienda 2010”

activamente la reforma constitucional, y en octubre de 2008 logró que la nueva constitución entrara en vigor. El gobierno también ha priorizado el uso de los fondos generados por las exportaciones de petróleo para el desarrollo de las infraestructuras y la mejora de la educación y el bienestar social, contribuyendo en la reducción de la tasa de desempleo y la brecha entre ricos y pobres. No obstante, esto también ha provocado un aumento de las deudas públicas. Una serie de políticas adoptadas por el gobierno recibió apoyo de la clase pobre. Esto conllevó a que en abril de 2009, el Presidente Correa se reeligiera en las elecciones generales basadas en la nueva Constitución, hasta que ganó las elecciones en febrero de 2013 para asumir tres mandatos consecutivos. Sin embargo, la caída mundial de los precios del petróleo y el alza del dólar desde finales de 2014 han provocado un importante deterioro de las finanzas estatales. Además, las restricciones a las importaciones y otras medidas adoptadas por el gobierno ecuatoriano han afectado a la vida de la gente, lo que ha provocado un creciente descontento en algunos sectores populares, especialmente los trabajadores y los indígenas, y en consecuencia, han sucedido numerosas protestas en todo el país.

Después de culminar el mandato del presidente Correa, en las elecciones celebradas en abril de 2017, ganó el exvicepresidente Lenin Boltaire Moreno Garcés, considerado como sucesor de las líneas de Correa. Como Moreno obtuvo victoria con el apoyo de Correa, los integrantes del primer gabinete bajo su mando procedían principalmente de la Alianza País, el partido fundado por el último. Sin embargo, las relaciones con la Alianza País empezaron a deteriorarse ese año cuando se había expuesto a la luz pública la corrupción cometida por el entonces vicepresidente, Jorge Glas y Moreno le pidió su renuncia. Al perder el apoyo político de Correa, Moreno buscó el apoyo de otros políticos y empresarios que no deseaban el retorno de Correa en poder y adoptó una política que ponderara una economía de mercado, la cual se orientaba a la recuperación económica y financiera, la mejora de la balanza comercial y la diversificación industrial. También impulsó la renegociación de la deuda externa y la atracción de inversiones extranjeras.

En el último año del mandato del presidente Moreno, el 11 de abril de 2021 se celebró una segunda vuelta de las elecciones presidenciales, teniendo como ganador, a Guillermo Lasso Mendoza, de ideología política centroderecha. Lasso prestó juramento el 24 de mayo para un mandato de cuatro años. Mientras se desempeñaba como presidente del Banco Guayaquil entre 1993 y 2012, Lasso fue nombrado como gobernador de la provincia del Guayas y también ocupó temporalmente el cargo de Ministro de Economía y Finanzas en 1999. En 2012, Lasso fundó el Partido Movimiento Creando Oportunidades y se presentó como candidato a las elecciones presidenciales de 2013 y 2017, perdiendo frente a los expresidentes Correa y Moreno, respectivamente. Lasso ha anunciado que seguirá ponderando la economía de mercado y la consolidación de finanzas en las cuales se ha esforzado el gobierno encabezado por Moreno.

## 2.2 Macroeconomía

### 2.2.1. Panorama Macroeconómico

La economía ecuatoriana creció considerablemente en la década de los setenta con el rápido

crecimiento de la exploración petrolera en la Región Oriente. Sin embargo, al entrar en la década de los noventa, la continua inestabilidad política y el colapso de las políticas económicas condujeron a la quiebra de muchos bancos. En septiembre de 1999 se vio en la necesidad de decidir la suspensión del pago de los intereses de las deudas externas. Como la carta más valiosa para acabar con la crisis económica y financiera, el país abolió su moneda nacional, el sucre, en enero de 2000 y adoptó el dólar estadounidense como moneda de curso legal.

Hasta la primera mitad de la década de 2000, todos los gobiernos ecuatorianos promovieron la desregulación, la liberalización del comercio exterior y la reducción del déficit de las finanzas, pero el Presidente Correa, que asumió el poder en 2007, dirigió el país hacia una política económica más restrictiva y proteccionista. Como se ha mencionado anteriormente, el gobierno de Correa invirtió los fondos generados por las exportaciones de petróleo, priorizando en el desarrollo de infraestructuras, la educación y el bienestar social, lo que provocó un aumento de las deudas públicas. En particular, el gasto en subsidios gubernamentales ha aumentado considerablemente desde 2007, presionando las finanzas del Estado.

En la década de 2010, el gobierno de Correa trató de alejarse de una estructura industrial dependiente de productos primarios como el petróleo y los productos agrícolas, y en ese contexto, se estableció el Ministerio de Comercio Exterior y se introdujeron subsidios para los exportadores. En febrero de 2014, el gobierno logró un acuerdo comercial con la Unión Europea (UE) a fin de impulsar el crecimiento económico a través de políticas económicas abiertas. Sin embargo, tras la caída drástica de los precios internacionales del petróleo a partir de la segunda mitad de 2014, los ingresos del sector petrolero, que representan una gran proporción del presupuesto público, cayeron bruscamente. El Gobierno intentó frenar el deterioro financiero adoptando medidas de emergencia, entre ellas la imposición de aranceles adicionales a todas las importaciones a partir de 2015. No obstante, al sufrir una caída notable de las importaciones se provocó una importante disminución de los ingresos fiscales, conduciendo a un mayor déficit en la balanza fiscal del Gobierno.

El gobierno de Moreno, inaugurado en 2017, ha adoptado políticas orientadas a la reestructuración económica y financiera, la mejora de la balanza comercial y la diversificación industrial, así como, para el fomento de la economía de mercado. Luego, se observó un incremento de las importaciones del país después de la eliminación de los aranceles adicionales a las importaciones en junio de 2017 y la entrada en vigor del acuerdo comercial concertado con la UE en el mismo año.

Además, el país puso énfasis en la renegociación de sus deudas externas y en el fomento de inversiones extranjeras. En marzo de 2019, el Fondo Monetario Internacional (FMI) aprobó un préstamo de 4,200 millones de dólares para Ecuador con un plazo de tres años<sup>9</sup>, mientras que la Corporación Andina de Fomento (CAF) dispuso la aportación de 1,800 millones de dólares; el Banco Mundial con 1,700 millones de dólares; el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) con 1,700 millones de dólares y; otros bancos multilaterales de desarrollo (BMD) con un monto que

---

<sup>9</sup> <https://www.imf.org/en/News/Articles/2019/03/11/ecuador-pr1972-imf-executive-board-approves-eff-for-ecuador>

suma a 800 millones de dólares<sup>10</sup>. El FMI exigió que el préstamo estuviera condicionado a la consolidación fiscal. En diciembre de ese año el gobierno aprobó una ley de reforma económica con carácter de emergencia, que incluía la reforma fiscal. Se esperaba que con la promulgación de dicha ley, se generara al menos 600 millones de dólares en ingresos fiscales para el gobierno, lo que contribuiría a la recuperación de la finanza del Estado. Sin embargo, la supresión de los subsidios a los carburantes, anunciada como parte del plan de consolidación fiscal, suscitó la oposición de la población que desembocó en protestas masivas en todo el país y el gobierno declaró el estado de emergencia. Como resultado, el gobierno revocó la eliminación de los subsidios a los carburantes. Por otro lado, la propagación de COVID-19 desde 2020 y la caída de los precios internacionales del petróleo causaron un fuerte golpe a la economía, registrando nuevamente un crecimiento negativo en el Producto Interno Bruto (PIB). En este contexto, a petición del gobierno ecuatoriano, en septiembre de 2020, el FMI aprobó un préstamo de 6,500 millones de dólares con un plazo de 27 meses<sup>11</sup>.

El presidente Lasso, recién instalado en 2021, ha hecho una serie de promesas electorales, entre ellas la introducción de medidas agresivas para atraer las inversiones extranjeras para la creación de empleos; la reducción del impuesto sobre las ventas para las pequeñas y medianas empresas y; la promoción de una explotación de los recursos petrolíferos de manera amigable con el medio ambiente.

Se prevé que el gobierno encabezado por Lasso mantendrá las políticas orientadas a la apertura de mercado implementadas por el gobierno de Moreno. En septiembre de 2021, el presidente Lasso presentó a la Asamblea Nacional una nueva ley laboral y una propuesta de reforma fiscal que pretendía generar 700 millones de dólares en ingresos<sup>12</sup>. Al mismo tiempo, los elevados precios del combustible y las protestas masivas contra los cambios en la legislación laboral hacen que el país tenga que recorrer un difícil camino hacia la reforma que incluye la consolidación financiera del Estado. Con la economía aún deprimida a causa de COVID-19, queda por ver si el nuevo gobierno será capaz de devolver al país a la senda del crecimiento.

Cuadro 2-1 muestra la evolución de los principales indicadores económicos de Ecuador en el periodo 2015-2020.

**Cuadro 2-1 Principales indicadores económicos (2015 a 2020)**

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PIB nominal (US\$ millones)	99,290	99,938	104,296	107,562	108,108	96,665*
PIB nominal per cápita (US\$)	6,099	6,046	6,217	6,318	6,260	5,520*
Crecimiento del PIB real (%)	0.99	-1.23	2.37	1.29	0.01	-7.50*
Exportaciones (bienes y servicios) (US\$ millones)	21,107	19,493	21,728	24,314	24,917	22,264
Importaciones (bienes y servicios) (US\$ millones)	23,815	19,005	22,516	25,554	24,896	20,506
Balanza comercial (US\$ millones)	-2,708	488	-789	-1,240	43	n/a
Ingresos corrientes del Estado (US\$ millones)	33,322	30,314	33,426	37,996	35,914	29,490*
Gastos corrientes del Estado (US\$ millones)	39,398	38,540	38,079	41,412	39,319	35,621*

<sup>10</sup> <https://www.jetro.go.jp/biznews/2019/02/0065e0b7c98c1e84.html>

<sup>11</sup> <https://www.imf.org/en/News/Articles/2020/10/01/pr20302-ecuador-imf-executive-board-approves-27-month-extended-fund-facility>

<sup>12</sup> Reuters “Ecuador: Lasso propone reformas económicas para reactivar la economía” (septiembre 25, 2021)

Balance fiscal del Estado (US\$ millones)	-6,076	-8,226	-4,653	-3,415	-3,405	-6,132*
Deuda pública total del Estado (US\$ millones)	33,558	43,139	46,533	49,629	55,678	62,429*
Deuda pública en término del PIB (%)	33.8	43.2	44.6	46.1	51.5	64.6*
Reservas internacionales (US\$ millones)	2,487	4,216	2,170	2,159	2,940	6,569
Entrada neta de la inversión extranjera directa (US\$ millones)	1,323	756	625	1,388	974	
Tasa de crecimiento del Índice de Precios al Consumidor (%)	4.0	1.7	0.4	-0.2	0.3	-0.3*
Tasa de desempleo (%)	4.8	5.2	4.6	3.7	3.8	5.3*

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir de “Base de Datos de la Perspectiva de la Economía Mundial, abril, 2021” (FMI) y de “Indicadores de Desarrollo Mundial” del Banco Mundial

Nota: Las cifras marcadas con el símbolo “\*” son valores proyectados.

## 2.2.2. Producto Interno Bruto

Desde 2007, cuando el gobierno de Correa asumió el poder, el PIB ha ido creciendo continuamente debido a la expansión de la explotación petrolera y a los altos precios del crudo y de los productos primarios. Sin embargo, como consecuencia de la fuerte caída de los precios internacionales del petróleo desde el segundo semestre de 2014, así como de la caída de los precios de los productos primarios, el crecimiento del PIB fue negativo con un 0.1% en 2015 y un 1.2% en 2016<sup>13</sup>. El gobierno de Moreno, que llegó al poder en 2017, emprendió medidas para mejorar la finanza pública. La recuperación de los precios internacionales del petróleo favoreció también para acelerar la recuperación del crecimiento del PIB, llegando hasta el 2.4%. En 2018 se registró también un crecimiento del PIB con 1.3%. Sin embargo, tras la nueva caída de los precios internacionales del petróleo desde octubre de 2018, el país volvió a experimentar una ralentización del crecimiento económico. En 2020 la propagación de COVID-19 ha dado un enorme impacto en la economía. El FMI estima que el crecimiento del PIB de Ecuador en 2020 será del -7.5%.

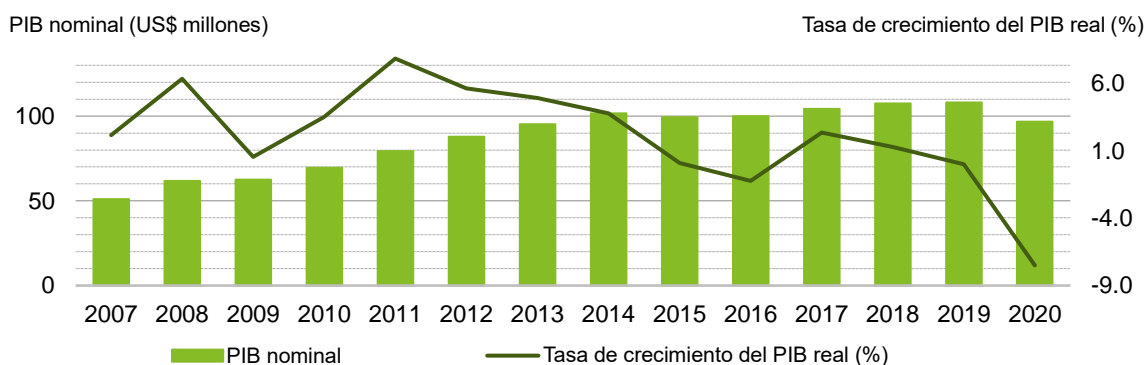
<sup>13</sup> El terremoto de magnitud 7.8 que se produjo cerca de la ciudad de Pedernales el 16 de abril de 2016 causó una pérdida estimada de 3,300 millones de dólares (JICA (2017) “Informe del estudio de diseño básico para el Proyecto para la Construcción de Ciudades Seguras y Resilientes contra Desastres por Terremotos y Tsunami”). Esto golpeó aún más la economía que ya se había desacelerado significativamente.





Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir de “Exportaciones de Productos Principales (jun, 2021)” y de “Sistema de Precios de Productos Primarios: West Texas Intermediate (WTI)” del FMI

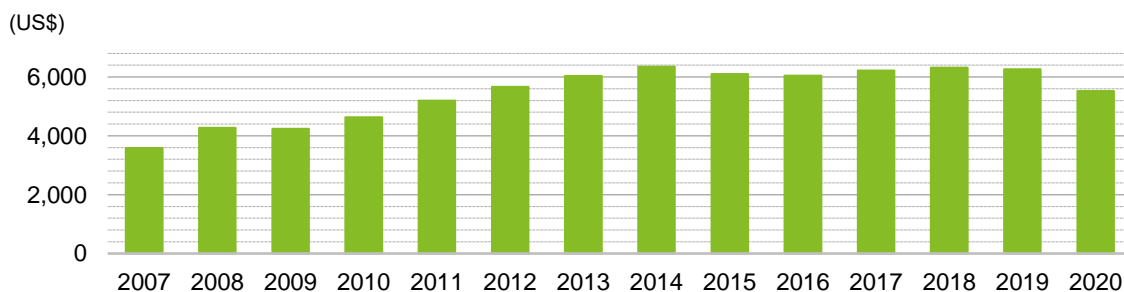
**Figura 2-3 Exportaciones del petróleo crudo y sus derivados de Ecuador<sup>14</sup> y la evolución de los precios internacionales del crudo (2007 a 2020)**



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir de Base de Datos de la Perspectiva de la Economía Mundial, abril, 2021” del FMI Nota: Las cifras de 2020 son valores proyectados.

**Figura 2-4 Evolución del PIB nominal y la tasa de crecimiento del PIB real (2007 a 2020)**

El PIB per cápita mostraba una tendencia general de crecimiento entre 2007 y 2014, al igual que el PIB, pero comenzó a disminuir en los años 2015 y 2016. Con la llegada del gobierno encabezado por Moreno en 2017, el PIB per cápita logró registrar un crecimiento positivo en los años 2017 y 2018, pero cayó nuevamente en 2019 como consecuencia de la disminución del PIB.



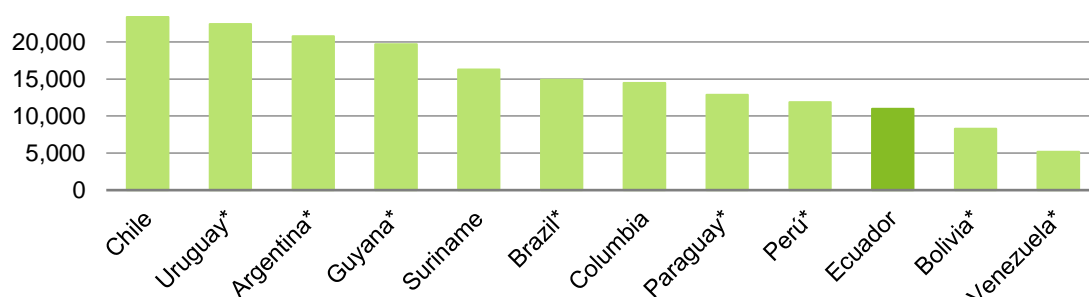
Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir de “Base de Datos de la Perspectiva de la Economía Mundial, abril, 2021” del FMI Nota: Las cifras de 2020 son valores proyectados.

**Figura 2-5 Evolución del PIB nominal per cápita (2007 a 2020)**

<sup>14</sup> Las estadísticas del Banco Central del Ecuador solo muestran los valores de las exportaciones por producto de los años 2016 a 2020.

El PIB per cápita de Ecuador sigue siendo bajo en comparación con sus vecinos y otros principales países de América Central y del Sur.

(Dólares, Paridad del Poder Adquisitivo)



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir de Base de Datos de la Perspectiva de la Economía Mundial, octubre, 2021” del FMI. Nota: \* Las cifras son valores proyectados.

Figura 2-6 PIB per cápita de los Países de América Central y del Sur (2020)

### 2.2.3. Estructura Industrial y del Comercio Exterior

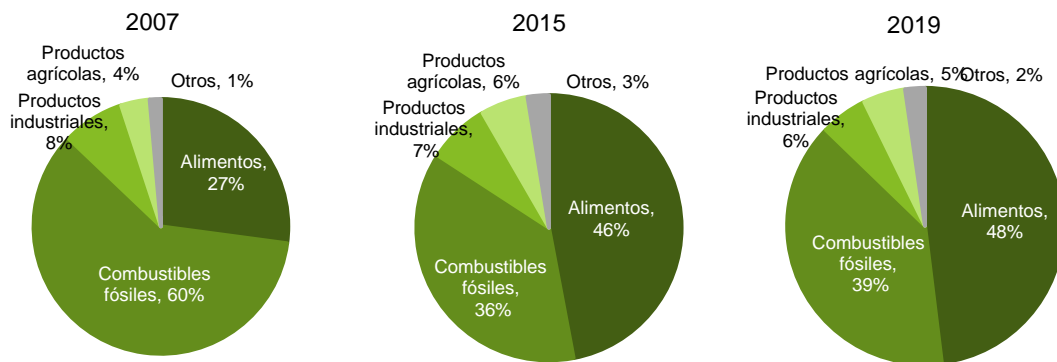
Las industrias exportadoras de Ecuador dependen de los productos primarios, como son de la minería (petróleo, oro), la agricultura (plátano, cacao, café) y la pesca (camarones), por lo que tienen una estructura vulnerable a las variaciones climáticas y del mercado internacional.

Cuadro 2-2 Exportaciones por grupo de productos (2016 a 2020) (US\$ millones)

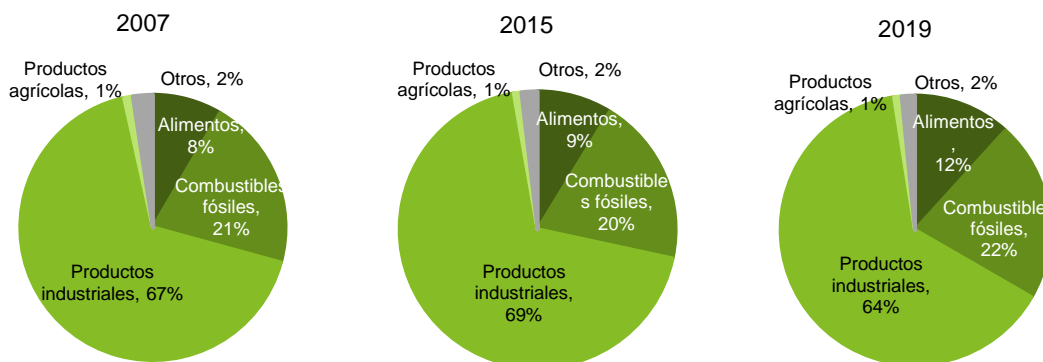
Año	Total exportaciones	Petroleras		No petroleras					
		Petróleo crudo	Derivados	Alimentos					Otros
				Banano y plátano	Cacao y elaborados	Café y elaborados	Camarón	Pescado	
2016	16,798	5,054	405	2,734	750	149	2,580	244	4,881
2017	19,092	6,190	730	3,028	672	119	3,043	253	5,057
2018	21,628	7,853	948	3,216	788	83	3,190	308	5,241
2019	22,329	7,731	948	3,295	764	80	3,891	309	5,311
2020	20,227	4,685	566	3,669	935	70	3,824	315	6,164

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir de “Información Económica, Exportaciones por grupos de productos” del Banco Central del Ecuador

Las fluctuaciones de los precios internacionales del petróleo afectan seriamente a la economía ecuatoriana, y es necesario diversificar la estructura industrial para estabilizar la economía y las finanzas públicas. En cuanto a las exportaciones, hasta principios de la década de 2010 el petróleo crudo representaba más de la mitad de las exportaciones del país, pero en los últimos años se ha esforzado en el fortalecimiento de las exportaciones del sector no petrolero a fin de diversificar los rubros de exportación. Sin embargo, la estructura básica de las exportaciones no ha cambiado, ya que los productos primarios y sus derivados (productos procesados) siguen representando la mayor parte de las exportaciones. Por otro lado, los productos industriales han seguido representando más del 60% de las importaciones desde 2007.



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir de “Indicadores del Desarrollo Mundial” del Banco Mundial  
 Figura 2-7 Evolución de la participación porcentual en las exportaciones por producto (2007, 2015 y 2019)

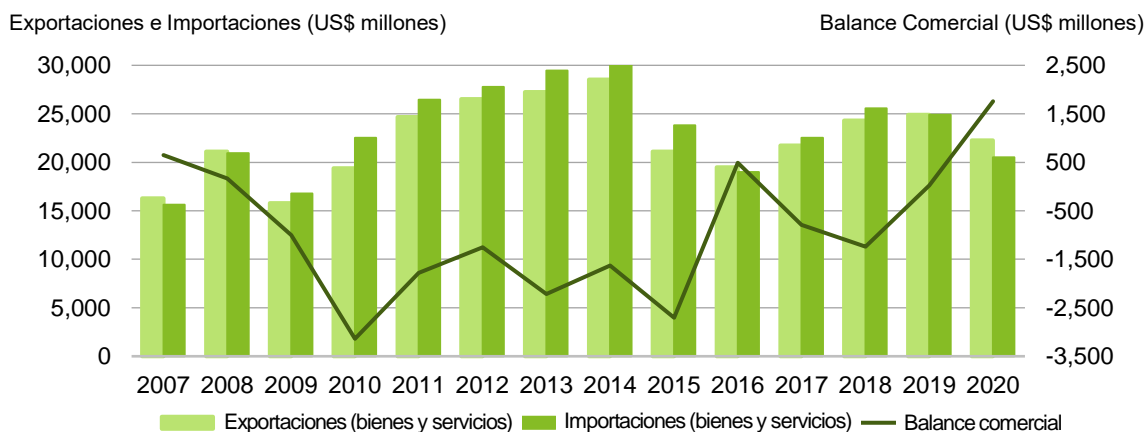


Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir de “Indicadores del Desarrollo Mundial” del Banco Mundial  
 Figura 2-8 Evolución de la participación porcentual en las importaciones por producto (2007, 2015 y 2019)

En la década de 2010, tanto el valor de las exportaciones como el de las importaciones aumentaron, pero persistía el déficit comercial ya que el valor de las importaciones superaba constantemente el de las exportaciones. Después de registrarse el desplome de los precios internacionales del petróleo y de los productos primarios a partir de la segunda mitad de 2014, el valor de las exportaciones en 2015 cayó bruscamente en comparación con el del año anterior. Mientras tanto, como medida de emergencia para frenar el creciente déficit comercial, el gobierno implementó varias medidas proteccionistas desde 2015 como el cobro de aranceles adicionales a todas las importaciones, y en consecuencia, el valor de las importaciones también se redujo significativamente en comparación con el año anterior. En 2016, el país logró un superávit comercial por primera vez después de iniciar la década de 2010.

Posteriormente, se implementaron políticas más abiertas tales como la entrada en vigor del acuerdo comercial con la UE y la eliminación de aranceles adicionales aplicadas después de la toma de posesión del gobierno de Moreno. Esto, al coincidir con una recuperación de los precios internacionales del petróleo, dio lugar al crecimiento del valor de las exportaciones en dos años consecutivos, en 2017 y 2018. Al mismo tiempo, el valor de las importaciones siguió creciendo

con respecto al año anterior en una proporción superior al crecimiento del valor de las exportaciones, el balance comercial volvió a registrar un déficit. En 2019, el valor de las exportaciones siguió aumentando desde el año anterior, mientras que el de las importaciones disminuyó con respecto al año anterior, resultando que ambos valores se colocaran casi en el mismo nivel.



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir de “Indicadores Mundiales de Desarrollo” del Banco Mundial

Figura 2-9 Evolución del balance comercial (2010 a 2020)

#### 2.2.4. Balance de las Finanzas Públicas

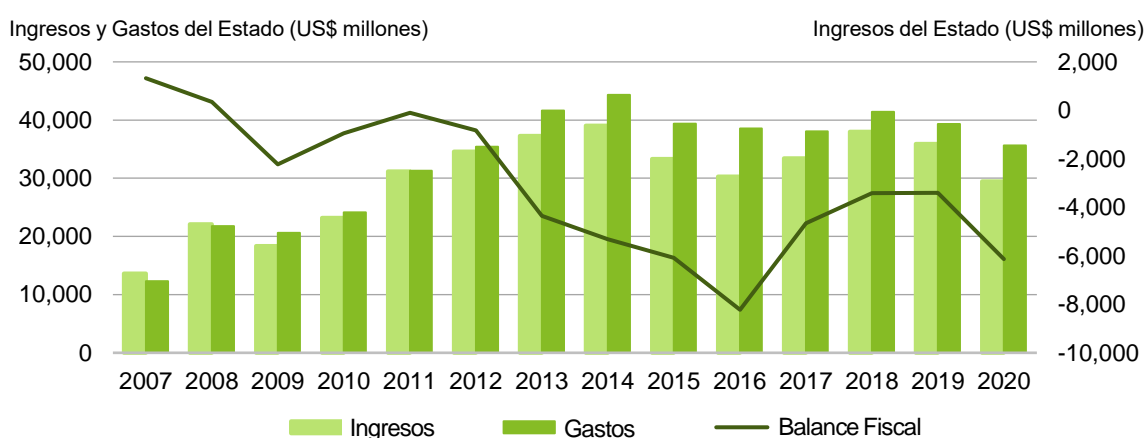
Los ingresos del sector petrolero ocupan una posición importante en las finanzas nacionales de Ecuador. El gobierno de Correa, instalado en 2007, aceleró el desarrollo petrolero, incluyendo la explotación conjunta con Venezuela de gas natural y la construcción de una nueva refinería de petróleo en el Golfo de Guayaquil e impulsó la cooperación y las negociaciones con empresas petroleras de Chile, Brasil, Perú, China y otros países. Además de la expansión de la exploración y exportación de petróleo, los ingresos públicos aumentaron considerablemente en 2008 en comparación con el año anterior, impulsados por los altos precios internacionales del petróleo<sup>15</sup>.

Luego, debido a la caída de los precios del crudo en 2009, los ingresos del Estado registró un descenso con respecto al año anterior. Al recuperarse los precios del crudo a partir de 2010, los ingresos públicos aumentaron continuamente hasta 2014. Por otra parte, el gobierno destinó los fondos procedentes de las exportaciones de petróleo en el desarrollo de infraestructuras, la educación y el bienestar social, y por otro lado, el gasto en subsidios gubernamentales aumentó considerablemente a partir de 2007, lo que ejerció presión sobre las finanzas públicas. De 2009 a 2014, el incremento del gasto público superó básicamente el de los ingresos públicos, por lo que el déficit presupuestario siguió aumentando, salvo en 2011. La fuerte caída de los precios del petróleo a partir de finales de 2014 provocó un fuerte descenso de los ingresos del sector petrolero. Se implementaron medidas de emergencia, incluyendo el cobro de aranceles adicionales a todas

<sup>15</sup> En el presupuesto nacional revisado de Ecuador, publicado el 1 de mayo de 2008, los ingresos del petróleo ascendieron a 4,199.2 millones de dólares (36.9% del total). (Embajada de Japón en Ecuador “Economía del Ecuador: mayo de 2008”)

las importaciones y los recortes del gasto público. No obstante, no fueron suficientes para compensar la caída de los ingresos y continuó creciendo el déficit presupuestario en 2015 y 2016.

El gobierno de Moreno, que asumió poder en mayo de 2017, se enfocó en la consolidación económica y financiera y en la mejora de la balanza comercial. Coincidiendo con la recuperación de los precios del petróleo en el mismo período, se observó el crecimiento de los ingresos públicos en dos años consecutivos (2017 y 2018), lo que condujo a la mejora del déficit de las finanzas públicas a partir de 2017. Sin embargo, después del desplome de los precios del petróleo desde octubre de 2018, el crecimiento económico se ha ralentizado y tanto los ingresos como los gastos públicos han caído en comparación con el año anterior. Esto ha provocado que el déficit del balance fiscal se mantenga en el mismo nivel que el año anterior.



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir de “Base de Datos de la Perspectiva de la Economía, abril, 2020” del FMI. Nota: Las cifras de 2020 son valores proyectados.

Figura 2-10 Evolución del Balance Fiscal (2007 a 2020)

### 2.2.5. Deudas Públicas del Estado

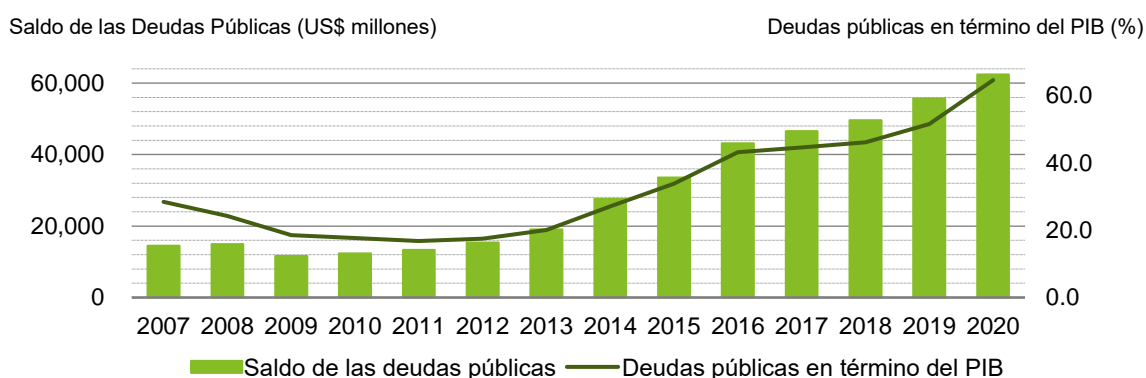
Desde 2007, el gobierno de Correa ha implementado una política proteccionista en el comercio internacional y llegó a mostrar su decisión de no recurrir a nuevos préstamos del FMI y del Banco Mundial, e incluso llegó a expulsar del país a los representantes residentes de ambas instituciones<sup>16</sup>. Las deudas públicas externas de Ecuador hasta 2013 consistían principalmente en bonos internacionales emitidos por el gobierno ecuatoriano, seguidos de los préstamos del BID, la CAF y el Fondo Latinoamericano de Reservas (FLAR). Además, el país aceptó activamente préstamos de China. Sumando la deuda interna, la deuda pública rondó los 10,000 millones de dólares entre 2007 y 2013.

Sin embargo, debido al deterioro de las finanzas públicas en 2014, se reanudaron las conversaciones con el FMI después de ocho años sin negociaciones. También se restablecieron las relaciones con el Banco Mundial, y en agosto de 2018 se nombró por primera vez en 11 años

<sup>16</sup> En la XXI Cumbre Iberoamericana, celebrada el 29 de octubre de 2011, el presidente Correa criticó al vicepresidente del Banco Mundial, que estaba presente, y un portavoz del Banco Mundial afrontó diciendo que no pediría al presidente Correa que trabajara con el Banco Mundial en el futuro. Es evidente que las relaciones con el Banco Mundial se habían deteriorado mucho durante el gobierno de Correa. (Embajada de Japón en Ecuador “Economía del Ecuador: octubre de 2011”)

al Representante Residente del Banco Mundial en Ecuador. Como resultado, el país volvió a recibir nuevos préstamos del FMI y del Banco Mundial, y siguió aceptando aportaciones adicionales de los BMD, que ya habían concedido préstamos. Se emitieron más bonos del Estado. Todas estas medidas hicieron que se incrementara la deuda pública desde 2014.

Aunque la Constitución establece que la relación entre la deuda pública y el PIB no debe superar el 40%, la misma ha ido aumentando cada año desde que superó el 40% en 2016, hasta alcanzar el 51.8% a finales de 2019. El FMI tomó en consideración el incremento drástico de las deudas públicas en los últimos diez años y exigió a Ecuador la consolidación fiscal como condición para otorgar los préstamos. En respuesta, en diciembre de 2019, el gobierno aprobó una ley de emergencia para las reformas económicas, destinadas a aumentar los ingresos fiscales, pero no tuvo éxito debido a la propagación de COVID-19 y la protesta pública. En abril del año siguiente el gobierno declaró un retraso en el pago de los intereses de los bonos del Estado, con el cual cayó en un estado de incumplimiento de los pagos de las deudas. El gobierno ecuatoriano anunció que había solicitado préstamos de emergencia a los BMD y otras instituciones, y que había acordado con los inversionistas estadounidenses y europeos sobre la reducción de la deuda, incluyendo la reducción del capital y la exención de los intereses<sup>17</sup>. Sin embargo, a menos que la situación económica y fiscal mejore fundamentalmente, el aumento de las deudas públicas seguirá siendo un reto importante para Ecuador.



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir de “Base de Datos de la Perspectiva de la Economía Mundial, Abril, 2021” del FMI. Nota: Las cifras de 2020 son valores proyectados.

Figura 2-11 Evolución del saldo de las deudas públicas (2007 a 2020)

## 2.2.6. Tendencias de las Inversiones Extranjeras

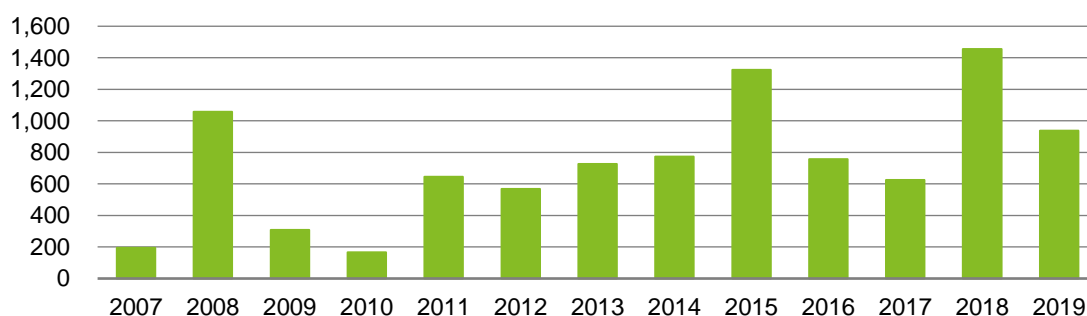
Desde la toma de posesión del gobierno de Correa en 2007, la inversión extranjera ha sido limitada debido a las políticas cerradas, como el endurecimiento de las normativas y el proteccionismo comercial. Las inversiones extranjeras se aceptaban tímidamente. Sin embargo, en 2008 se llegó a un acuerdo con Venezuela para desarrollar conjuntamente el sector petrolero, y se desarrollaron también nuevos yacimientos en cooperación con varias compañías petroleras extranjeras. Ese mismo año, los ingresos por inversiones extranjeras superaron los 1,000 millones

<sup>17</sup> Nikkei “Ecuador: acuerdan reducción de deuda con organismos de inversión estadounidenses y europeos; reducción de intereses, etc.” (julio 7, 2020)

de dólares.

Desde que inició la década de 2010, se observó la tendencia de aumento de los valores de las inversiones extranjeras directas como resultado de la implementación de las políticas económicas más abiertas que en años anteriores. Fuera del sector del petróleo, se han hecho activas las inversiones extranjeras directas en el desarrollo de la energía hidroeléctrica y la minería. Desde 2016, las empresas extranjeras también se han adjudicado contratos para el desarrollo de puertos.

(US\$ millones)



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir de “Indicadores del Desarrollo Mundial” del Banco Mundial

Figura 2-12 Evolución de las inversiones extranjeras directas (2007 a 2019)

Cuando el gobierno de Moreno llegó al poder en 2017, anunció su disposición de mejorar y ampliar las condiciones para atraer la inversión extranjera directa. Además de mantener las medidas existentes para atraer inversiones en el desarrollo de recursos naturales e infraestructuras públicas, implementó medidas como la reducción de los aranceles a la importación de piezas o componentes para incentivar la producción local. En particular, ha habido una serie de proyectos de gran envergadura en el desarrollo minero, y el sector minero representó el 52% de alrededor de 1,400 millones de dólares de inversión extranjera directa en Ecuador en 2018. Sin embargo, ha habido casos en los que los proyectos mineros se han detenido debido a la oposición de los residentes locales. Esto dio lugar a la necesidad de ejecutar proyectos de desarrollo minero con mayores consideraciones a las condiciones laborales y ambientales.

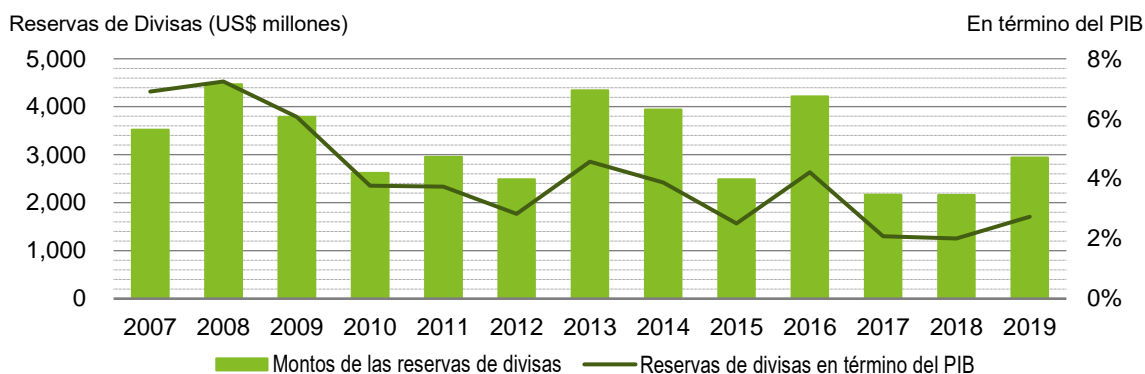
### 2.2.7. Reservas de Divisas

En 2001, Ecuador abolió su moneda nacional y adoptó el dólar estadounidense como moneda de curso legal. Sin embargo, el Banco Central de Ecuador no puede emitir sus propios dólares estadounidenses, por lo que el país adquiere dólares estadounidenses a través de cuatro vías principales: los excedentes de la balanza comercial<sup>18</sup>, los préstamos del BMD y la ayuda bilateral de otros países, la inversión extranjera directa y las remesas de los emigrantes en el extranjero (ecuatorianos que viven en el exterior)<sup>19</sup>.

<sup>18</sup> Como persiste el déficit comercial desde 2009, se ha producido la salida de dólares en los últimos años.

<sup>19</sup> Dado que las remesas del exterior en el primer trimestre de 2018 ascendieron a 715 millones de dólares (Embajada de Japón en Ecuador “Economía del Ecuador: junio de 2018”), se estima que las remesas alcanzan a alrededor de varios miles de millones de dólares estadounidenses.

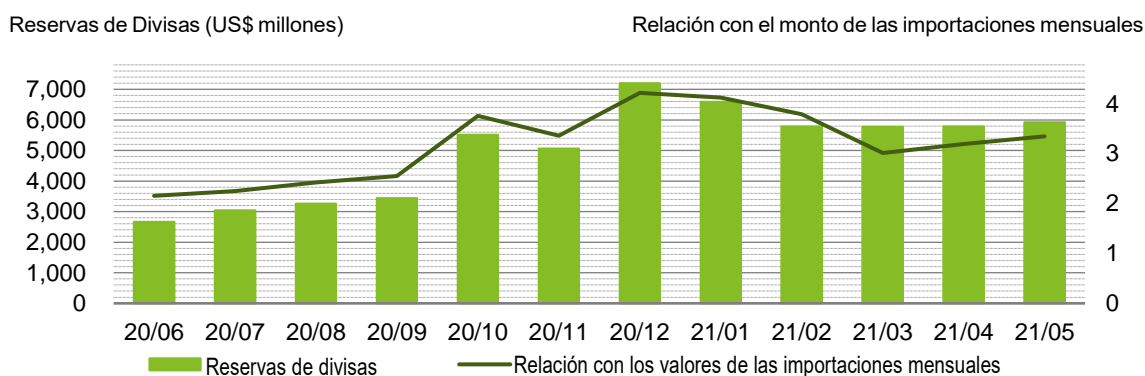
La relación entre las reservas de divisas y el PIB alcanzó su punto máximo en 2007 y disminuyó año tras año hasta 2012, llegando posteriormente a un rango entre el 2 y el 5%. En 2017, el promedio de la relación entre las reservas de divisas y el PIB de los principales países emergentes fue del 26.6%<sup>20</sup>, lo que significa que las reservas de Ecuador en término del PIB son muy bajas.



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir de “Base de Datos de la Perspectiva de la Economía Mundial, octubre, 2020” del FMI

Figura 2-13 Evolución de las reservas internacionales (divisas) del Ecuador (2007 a 2019)<sup>21</sup>

En cuanto a la relación entre las reservas de divisas y los valores de las importaciones mensuales, debido a una tendencia de aumento de las primeras desde junio de 2020, pasando de doble de las importaciones mensuales en junio de 2020 al cuádruple de las mismas en diciembre de 2020. Se llegó a triple de dicho valor a finales de mayo de 2021. El FMI considera que el nivel adecuado de reservas de divisas es el equivalente o superior al monto de tres meses de importaciones mensuales. En base a este criterio, las reservas internacionales que actualmente posee el Banco Central de Ecuador están en un nivel adecuado.



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir de la “Información Estadística Mensual, “Reservas Internacionales” y “Balance Sectorial” del Banco Central del Ecuador

Figura 2-14 Evolución de la relación entre las reservas de divisas y los valores de las importaciones mensuales

Sin embargo, las reservas de dólares estadounidenses del Banco Central consisten en depósitos

<sup>20</sup> El Ministerio de Comercio Internacional e Industria de Japón “Libro blanco del comercio 2018”

<sup>21</sup> Las reservas internacionales son la cantidad de dólares estadounidenses que posee el Banco Central de Ecuador a finales de diciembre de cada año. El monto de las reservas de divisas fluctúa a lo largo del año y, por tanto, no refleja necesariamente la situación económica y fiscal del año.



de bancos privados, del gobierno y de empresas estatales, que hasta 2014 los contabilizaban en 100% como reservas. No obstante, desde 2014, como se ha instruido financiar al gobierno mediante la compra de bonos del Estado, disminuyó la capacidad para cumplir con sus obligaciones internas. En mayo de 2021, se modificó la ley para que en 2030 el Ministerio de Finanzas compre nuevamente los bonos del Estado que están en poder del Banco Central. Por el momento se prevé que éste siga siendo incapaz de liquidar sus deudas con las reservas<sup>22</sup>.

### 2.2.8. Sistema Financiero

En Ecuador existen tres bancos públicos y 24 privados<sup>23</sup>. Los principales bancos comerciales son el Banco Pichincha, el Banco del Pacífico, Produbanco y el Banco Guayaquil. De ellos, el Banco del Pacífico es una entidad financiera estatal. A estos cuatro grandes bancos les siguen varios grandes bancos y otros medianos y pequeños. Entre los bancos extranjeros, el Citibank Ecuador, miembro del grupo estadounidense Citibank, tiene sucursales en Quito y Guayaquil.

En marzo de 2020, el 58% del total de la cartera de préstamos estaba dominado por los préstamos a corto plazo de 360 días o menos. Los préstamos a largo plazo todavía tienen poca madurez debido a bajo nivel de depósitos a largo plazo, la escasa presencia del país en los mercados financieros y de bonos, y la ausencia de inversionistas institucionales<sup>24</sup>.

La cartera total de préstamos de los bancos privados era de 28,222 millones de dólares en marzo de 2020, concentrada en préstamos comerciales (43.9%) y créditos al consumo (39.8%). Además, en octubre de 2021, la tasa de interés de los préstamos del país era del 7.49%<sup>25</sup>, mucho más alta que la tasa aplicada en los Estados Unidos (3.25%)<sup>26</sup>, a pesar de ser una economía dolarizada. Esto se debe a la escasa capacidad crediticia del Estado y a la falta de competencia en el mercado provocada por el oligopolio de los grandes bancos.

## 2.3 Políticas Económicas

### 2.3.1. Visión General de la Política Económica del Gobierno de Moreno

El gobierno de Moreno, establecido en 2017, ha estado trabajando para reformar la estructura económica, atraer la inversión extranjera y promover el comercio y la inversión con otros países, con el objetivo de crear una economía libre y abierta. Utilizando los préstamos de los BMD, el gobierno ha invertido en la mejora del entorno económico, de inversión y de producción, el fortalecimiento de la infraestructura pública, y la creación de una sociedad con bajas emisiones de carbono y la reducción del impacto del cambio climático. Por otra parte, para hacer frente a la herencia negativa del gobierno anterior, el gobierno se propuso reducir el déficit presupuestario

---

<sup>22</sup> Según la “Información Estadística Mensual “del Banco Central del Ecuador, específicamente, “1.2.1 Reservas Internacionales”y “1.2.3 Balance Sectorial”(junio, 2021), el monto total de las deudas a finales de mayo de 2021 era de 15,884 millones de dólares, muy por encima de las reservas internacionales con 5,923 millones de dólares.

<sup>23</sup> BID “Propuesta de un CCLIP para el programa de Movilidad Eléctrica y primera operación bajo el CCLIP para el financiamiento del transporte eléctrico sostenible en Ecuador” (noviembre, 2020)

<sup>24</sup> Ídem.

<sup>25</sup> Banco Central del Ecuador “Datos estadísticos mensuales, N.º 2035, septiembre de 2021” (septiembre, 2021)

<sup>26</sup> Tasa prima WSJ (octubre, 2021)

mediante medidas de austeridad, aunque se mantenía al mismo tiempo la política de atención a los pobres, las microempresas y otros grupos vulnerables. A continuación, se resumen las principales políticas aplicadas por el gobierno de Moreno.

### 2.3.2. Fortalecimiento de la Economía Ecuatoriana Dolarizada

Luego de experimentar una serie de cambios de gobierno en la década de 1990 y turbulencias económicas, en 2000 el gobierno de Mawa (Jamil Mahuad) abolió la moneda nacional y adoptó el dólar estadounidense como moneda de curso legal como último recurso para reactivar la economía. El Banco Central introdujo una nueva normativa bancaria, dividiendo los tipos de interés en 8 sectores, estableciendo los límites máximos para cada uno. Exigió que el 60% de los depósitos se mantenga en el país y que se invierta en el mercado nacional. Como resultado, los préstamos aumentaron a medida que los bancos privados relajaron sus normas de crédito, y la oferta monetaria se expandió. Sin embargo, en vista de que la actividad económica se vería obstaculizada sin una cantidad suficiente de dólares estadounidenses en circulación dentro del país, la adquisición de dólares estadounidenses se convirtió en el objetivo primordial de la política económica para el gobierno ecuatoriano, el cual no puede emitir su propia moneda. La caída de los precios del crudo desde la segunda mitad de 2014 ha provocado un fuerte descenso de los ingresos procedentes de las exportaciones de petróleo. Esto ha obligado al gobierno a aplicar una normativa más estricta para controlar la fuga de dólares estadounidenses al exterior, incluyendo restricciones a las importaciones y controles de los movimientos de capital.

Con la toma de posesión del gobierno de Moreno en 2017, los precios internacionales del petróleo entraron en una fase de recuperación y se eliminaron las restricciones a las importaciones. Sin embargo, el presidente Moreno ha declarado que el fortalecimiento de la economía dolarizada es un reto trascendental de la política de su gobierno, y de hecho, lo reflejó en varias políticas monetarias. La dolarización de la economía ha sido criticada por la oposición, pero en abril de 2021 la Asamblea Nacional aprobó la Ley de Defensa de la Dolarización, que busca mantener y regular la dolarización de la economía<sup>27</sup>. El partido del presidente Lasso, que tomó posesión el 24 de mayo, mostró su apoyo a dicha ley en abril. El 9 de junio, el gobierno nombró a Guillermo Avellan como gobernador del Banco Central y ha declarado públicamente que aplicará la ley<sup>28</sup>.

### 2.3.3. Revisión de los Subsidios a los Combustibles

El gobierno ecuatoriano ha mantenido los precios bajos de los combustibles subsidiando los combustibles fósiles, pero los mismos se han ido convirtiendo en principal causa de presión fiscal, ya que llegaron a representar el 8% del gasto público (2018)<sup>29</sup>. El Decreto Presidencial No.338 emitido en agosto de 2005 se considera como directriz para fijar los precios de los combustibles y se ha revisado frecuentemente. En los últimos años el gobierno ha ido desmontando los

---

<sup>27</sup> The Rio Times “El parlamento de Ecuador aprueba la ley controversial que mantiene y regula la dolarización” (abril 23, 2021)

<sup>28</sup> El Universo “El Banco Central del Ecuador tiene a su nuevo gerente: Guillermo Avellan Solines” (junio 6, 2021)

<sup>29</sup> FMI “Informe sobre el país, N.º 19/379” (diciembre, 2019)

subsidios, pero ante la oposición pública se tuvo que revocar la medida, lo cual se ha repetido a lo largo de tiempo marcando un camino de avances y retrocesos.

En septiembre de 2018, el gobierno decidió ajustar el precio del gasoil (diésel) industrial para los camaroneros y pescadores con un incremento de 0.25 centavos de dólar<sup>30</sup>. Unos tres meses después, esta alza del precio del gasoil se reflejó en los precios del mercado doméstico<sup>31</sup>. Además, ese mismo mes (diciembre), se decidió que el precio de la gasolina de alto octanaje también se vincularía al precio de mercado y se eliminó el subsidio aplicado a esta categoría de la gasolina<sup>32</sup>. Con el desmonte de dicho subsidio, el gobierno esperaba lograr una reducción anual de 144 millones de dólares, pero en realidad solo se ahorraron 82 millones de dólares entre enero y noviembre de 2019<sup>33</sup>.

En abril de 2019, el gobierno anunció la liberalización de los precios del gas natural, del gas natural licuado y del gas natural comprimido<sup>34</sup>. En octubre del mismo año, el gobierno introdujo un proyecto de ley de finanzas de emergencia que incluía una reducción de los subsidios a los combustibles como condición para recibir ayuda del FMI, pero las violentas protestas ocurridas en el país llevaron a desistir de la medida. La supresión de los subsidios GLP doméstico sería muy difícil<sup>35</sup>, ya que, según una proyección a corto plazo, se calcula que la medida llevaría a un aumento del gasto que equivaldría a entre el 2.5% y el 3% de los ingresos de los hogares pobres<sup>36</sup>.

Mientras tanto, la fuerte caída de los precios mundiales del petróleo a causa de la propagación de COVID-19 a partir de 2020 ha llevado al gobierno a revisar de nuevo los subsidios a los combustibles. En mayo de 2020 se levantaron las restricciones impuestas a los precios del gasoil para automóvil y la pesca. En cambio, ahora, se calculan mensualmente en función del precio internacional del petróleo<sup>37</sup>. Además, el precio de la gasolina regular también llegó a reflejarse en el mercado<sup>38</sup>. Sin embargo, los precios nacionales de los combustibles no están totalmente vinculados con los precios del mercado internacional, ya que las fluctuaciones mensuales de los precios están fijadas en un máximo de  $\pm 5\%$ , y el gobierno subvencionaría la diferencia si la fluctuación supera el  $\pm 5\%$ . Más tarde, en enero de 2021, el margen de las variaciones se redujo a  $\pm 3\%$  (excepto la gasolina que se mantuvo en  $\pm 5\%$ )<sup>39</sup>. En noviembre de 2021 se suprimió el sistema de vinculación con los precios del mercado y se decidió acoger nuevamente un sistema de precio fijo<sup>40</sup>. Se calcula que esta vinculación de los precios del gasoil y la gasolina a los precios del mercado habría conducido a una reducción de los subsidios a los combustibles en 783 millones

---

<sup>30</sup> Decreto Presidencial N.º 500

<sup>31</sup> Decreto Presidencial N.º 619. Sin embargo, el Decreto Presidencial también incluye compensaciones para los pescadores debido a las fluctuaciones (aumentos) de los precios.

<sup>32</sup> Decreto Presidencial N.º 619

<sup>33</sup> El Universo “El ahorro para el Estado por el subsidio de la súper fue de \$82 millones” (diciembre 26, 2019)

<sup>34</sup> Sólo el sector industrial se verá afectado por esta medida. El sector residencial, los hoteles y restaurantes no serán afectados y seguirán recibiendo los subsidios por el gobierno.

<sup>35</sup> Schaffitzel, F., Jakob, M., Soria, R., Vogt-Schilb, A. y Ward, H. “¿Pueden las transferencias del gobierno lograr que sea socialmente aceptable la reforma de los subsidios a la energía? Estudio de caso en Ecuador”. Energy Policy (2020)

<sup>36</sup> Se refieren a los hogares cuyos ingresos se sitúan en el 40% inferior de la población total.

<sup>37</sup> Decreto Presidencial N.º 1054

<sup>38</sup> Ídem.

<sup>39</sup> Decreto Presidencial N.º 1222

<sup>40</sup> Decreto Presidencial N.º 230

de dólares hasta octubre de 2021, lo que equivale a cerca del 2.4% del presupuesto general para ese mismo año<sup>41</sup>.

#### 2.3.4. Privatización de Empresas Estatales

Luego de que el BID estimara que se podrían generar ingresos por concesiones de alrededor de 7,000 millones de dólares en sectores como el vial, el inmobiliario y el energético, el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) ha fijado una partida presupuestaria de 1,000 millones de dólares en el proyecto de presupuesto nacional de 2019 para los ingresos derivados de la privatización parcial de las empresas estatales. Entre las empresas estatales que posiblemente serán objeto de la privatización parcial se encuentran la Corporación Nacional de Telecomunicaciones (CNT), Seguros Sucre, la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC) y la Terminal de GLP en Monteverde (GLP Monteverde).

En enero de 2019, el gobierno anunció la venta del derecho de administración del CNT por 20 años, con una ganancia prevista de 4,000 millones de dólares. El gobierno seguirá reteniendo el 25% de los ingresos de la CNT. Dicha venta está condicionada con el mantenimiento de los derechos actuales de los trabajadores de la corporación.

En septiembre del mismo año, el gobierno anunció que se estaba preparando la privatización de la Central Hidroeléctrica de Sopladora y del Banco del Pacífico<sup>42</sup> <sup>43</sup>. Sin embargo, debido a la propagación de COVID-19, los preparativos de la concesión no avanzaban y en noviembre de 2021, ninguna de las tres iniciativas de privatización no se había materializada.

A pesar de la lentitud del proceso, la posición del gobierno con la privatización se ha mantenido. En julio de 2020, el gobierno anunció la privatización parcial de la refinería de Esmeraldas<sup>44</sup>, la principal refinería de Ecuador, y octubre de 2020, se dio a conocer el inicio de la construcción de nuevas refinerías, instalaciones de almacenamiento del gas, instalaciones de almacenamiento de gas y centrales eléctricas de gas natural, así como, el proceso de contratación de un ente privado para la gestión de las mismas<sup>45</sup>.

#### 2.3.5. Fomento y Atracción de la Inversión

En diciembre de 2017, se llevó a cabo la reestructuración del Ministerio de Comercio Exterior, convirtiéndose en el “Ministerio de Comercio Exterior e Inversiones”. Se creó el Comité Estratégico de Promoción y Atracción de Inversiones dentro del Ministerio para formular estrategias de desarrollo, creación de empleo y adquisición de divisas. En diciembre de 2018, se revisó la Tabla de Aranceles Aduaneros con el objetivo de fomentar el desarrollo de la industria automotriz nacional, y el arancel del 15% que se imponía anteriormente a las importaciones de las piezas de automóviles por parte de las ensambladoras automotrices se redujo al 13% a partir

<sup>41</sup> Primicias “Gasolina y diésel: Estado ahorra USD 783 millones con banda de precios” (octubre 7, 2021)

<sup>42</sup> Segundo banco con el valor de los activos más grande en Ecuador (La Asociación de Bancos del Ecuador, mayo de 2020)

<sup>43</sup> Embajada de Japón en Ecuador “Economía del Ecuador: septiembre de 2019”

<sup>44</sup> Tiene una capacidad de producción de 110,000 barriles diarios.

<sup>45</sup> La central tendrá una capacidad instalada de 400MW y entrará en funcionamiento en 2023. (EL COMERCIO “Ecuador inicia el proceso de concesión para iniciar la construcción de una central térmica con gas natural”, octubre 21, 2020)

de 2019<sup>46</sup>. Además, el gobierno estableció como meta a alcanzar hasta 2023, la eliminación fiscal a las importaciones de piezas automotrices si el porcentaje de adquisición de las piezas en el mercado local sea igual o superior al 30%.

De los 10,200 millones de dólares en préstamo de varios organismos internacionales al gobierno ecuatoriano, aprobados en febrero de 2019, el préstamo otorgado por el BID se utilizará para mejorar el clima de inversión y simplificar los procedimientos de inversión. También se incluye dentro de sus objetivos, mejorar la clasificación del país en las calificaciones internacionales del clima de inversión, referida en el informe “Doing Business”<sup>47</sup> del Banco Mundial y el “Informe de Competitividad Global” del Foro Económico Mundial. Por otro lado, se tiene previsto digitalizar sus procedimientos de inversión para 2021.

---

<sup>46</sup> Se exige un mínimo del 16% por abastecimiento local.

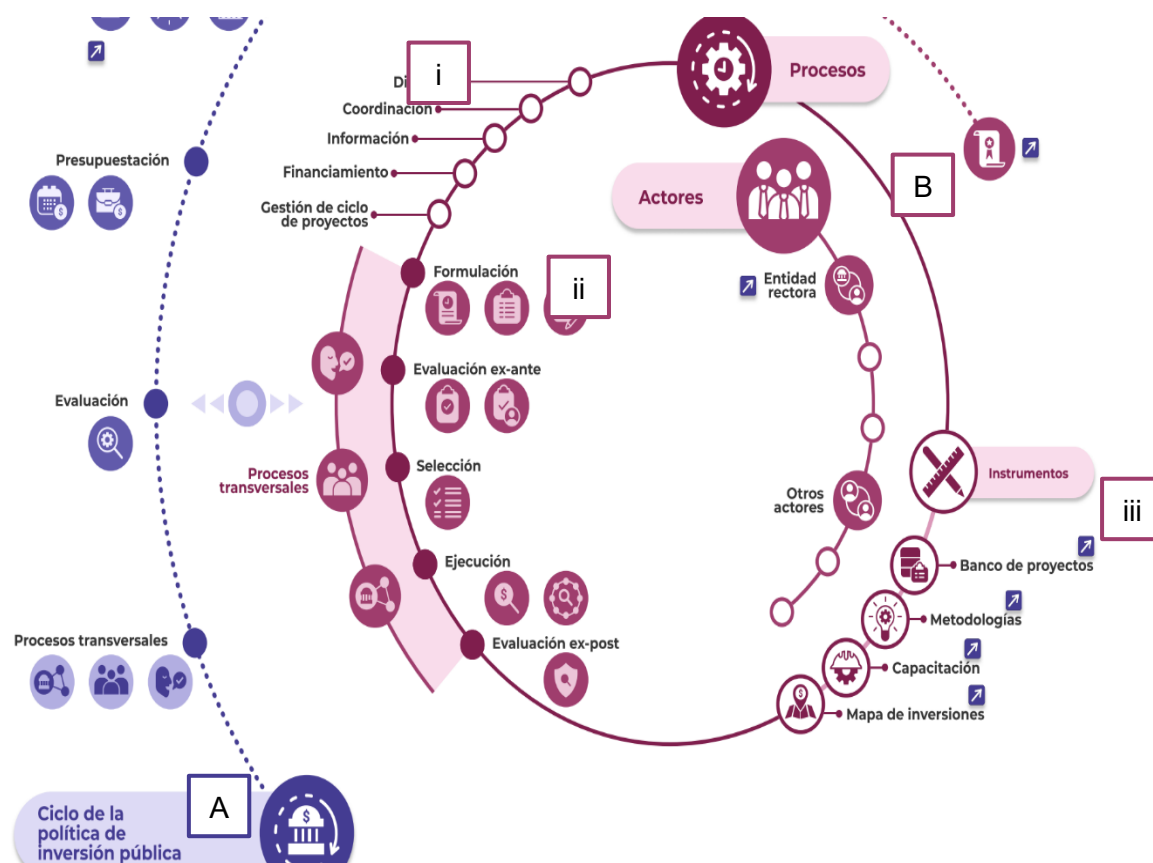
<sup>47</sup> El Grupo del Banco Mundial anunció que dejarán de publicar este informe en septiembre de 2021.

## Capítulo 3 Inversión Pública y APP en Ecuador

### 3.1 Inversión Pública<sup>48</sup>

#### 3.1.1. Panorama del Sistema Nacional de Inversión Pública

En la Figura 3-1 se muestra el panorama del Sistema Nacional de Inversión Pública (SNIP) de Ecuador.



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir de la figura de “Observatorio Regional de Planificación para el Desarrollo de América Latina y el Caribe”, CEPAL

Figura 3-1 Panorama del Sistema Nacional de Inversión Pública de Ecuador

Los símbolos numéricos i. a iii. en la figura indican los elementos principales que forman la base de la inversión pública.

- i. Marco legal relacionado con la inversión pública (véase 3.1.2)
- ii. Autoridades competentes y organizaciones relacionadas (véase 3.1.2)
- iii. Instrumentos y directrices para planificar y gestionar la inversión pública (véase 3.1.4)

Por otro lado, las letras A. y B. en la figura representan el ciclo de dos procesos diferentes de planificación y gestión de la implementación.

<sup>48</sup> Se refirió a “Observatorio Regional de Planificación para el Desarrollo de América Latina y el Caribe”, CEPAL salvo indicación en contrario.

- A. Ciclo de la política de inversión pública: Flujo del plan de desarrollo a mediano plazo/plan de inversión pública del gobierno y del plan anual de inversiones públicas (véase 3.1.6)
- B. Ciclo del proyecto de inversión pública: Flujo del proyecto individual que va desde la formulación y evaluación previa, ejecución y monitoreo hasta la evaluación posterior (véase 3.1.5)

### 3.1.2. Régimen Jurídico y Organizaciones Relacionados con la Gestión de la Inversión Pública

El SNIP actual se ha desarrollado de acuerdo con el Código de Planificación y Finanzas Públicas (COPLAFIP) establecido en octubre de 2010. Este código regula de manera integral la gestión de las finanzas públicas del gobierno pero, en especial sobre la inversión pública, estipula las autoridades competentes y sus facultades, la formulación del Plan Nacional de Desarrollo (PND) y el Plan Plurianual de Inversión Pública (PIIP) que forma parte del PND entre otras cosas. Asimismo, el Decreto Ejecutivo No. 489 (noviembre de 2014) establece el Reglamento del COPLAFIP que deben seguir los ministerios y organizaciones relacionados.

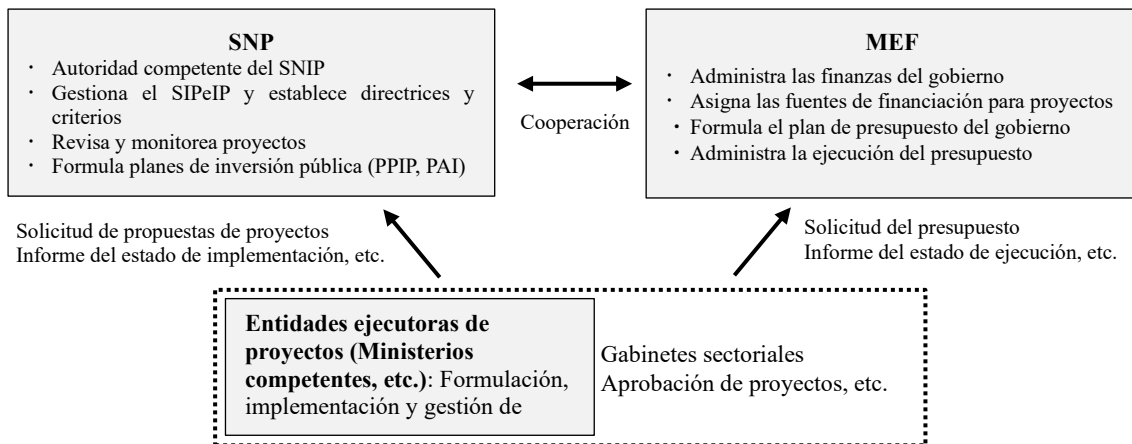
En la Figura 3-2 se muestran las relaciones entre las autoridades principales y organizaciones relacionadas con la gestión de la inversión pública. La Secretaría Nacional de Planificación (SNP)<sup>49</sup> es responsable de formular planes de inversión pública, incluyendo proyectos individuales, y el MEF es responsable de asignar el presupuesto y las fuentes de financiación a los planes de inversión pública. La SNP, que tiene competencia sobre el SNIP de acuerdo con el COPLAFIP, define el método para formular planes de inversión pública, supervisa y apoya a las entidades ejecutoras que formulan proyectos de inversión pública y realizan el registro en el Sistema Integrado de Planificación e Inversión Pública (SIPeIP), y revisa cada proyecto.

Además, la SNP gestiona el SNIP en cooperación con el MEF. El MEF establece el límite superior del presupuesto, asigna las fuentes de financiación para proyectos y formula el plan de presupuesto anual del Estado. Durante la fase de implementación del proyecto, el MEF monitorea el estado de ejecución del presupuesto de inversión de acuerdo con la información registrada en el SIPeIP y la información reportada por cada entidad ejecutora al Sistema Integrado de Gestión Financiera (eSIGEF). Las entidades ejecutoras como los ministerios competentes y las instituciones gubernamentales, así como los gabinetes sectoriales<sup>50</sup>, son responsables de la formulación y evaluación previa de los proyectos de inversión pública, la selección y aprobación de proyectos para su presupuestación, la implementación y operación de proyectos.

---

<sup>49</sup> Con la toma de posesión del nuevo gobierno en mayo de 2021, se cambió la denominación de Secretaría Técnica de Planificación de Ecuador (STPE) a Secretaría Nacional de Planificación (SNP).

<sup>50</sup> Los ministerios del poder ejecutivo de Ecuador se dividen en cuatro reuniones ministeriales sectoriales. (véase 4.3.1)



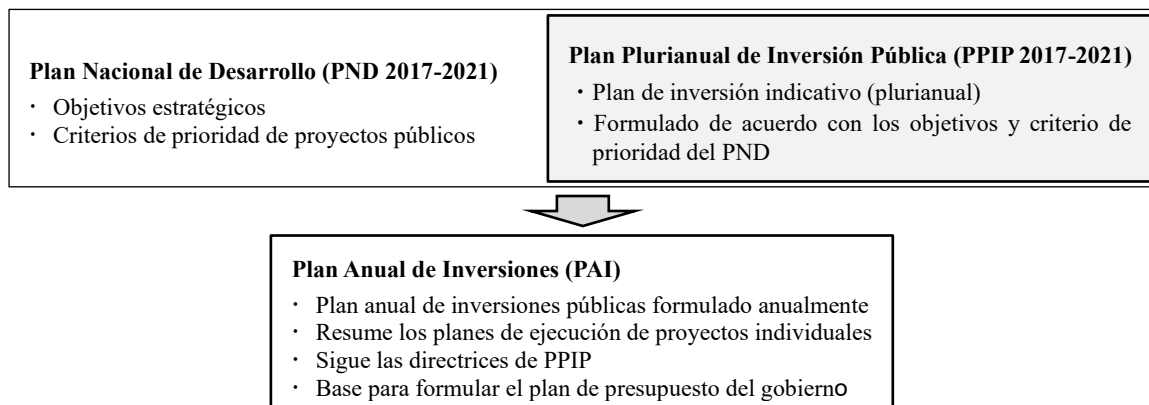
Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA

Figura 3-2 Relaciones entre las autoridades competentes y organizaciones relacionadas

### 3.1.3. Plan Nacional de Desarrollo y Plan Plurianual de Inversión Pública

#### (1) Período anterior: 2017-2021

El PPIP se elabora dentro del PND. En la Figura 3-3 se muestra la relación entre el PPIP y el PND-Toda una Vida del período anterior (2017-2021).



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA

Figura 3-3 Relación entre PND, PPIP y PAI

El PPIP 2017-2021 señaló los montos indicativos de inversión planificados para los nueve objetivos estratégicos del PND 2017-2021 y fue formulado teniendo en cuenta los criterios de prioridad de los siguientes proyectos de inversión pública.

- Reducción de la pobreza
- Cierre de brechas territoriales
- Generación de empleo
- Generación de complementariedad con iniciativas privadas
- Incremento de la productividad sistémica que contribuya al fortalecimiento de las exportaciones no tradicionales



- Empleo mayoritario de materia prima de producción nacional, sin incentivar el incremento de las importaciones

En el Cuadro 3-1 se muestran los objetivos del plan de inversiones públicas en el PPIP 2017-2021 y sus montos.

**Cuadro 3-1 Objetivos y montos de inversión del PPIP 2017-2021**

Objetivos nacionales de desarrollo		Plan de inversión pública (US\$ millones)						Total	Porcentaje
		2017	2018	2019	2020	2021			
1	Garantizar una vida digna con iguales oportunidades para todas las personas	2,518	2,071	3,461	3,602	3,773	15,425	60.3%	
2	Afirmar la interculturalidad y plurinacionalidad, revalorizando las identidades diversas	40	28	31	31	31	160	0.6%	
3	Garantizar los derechos de la naturaleza para las actuales y futuras generaciones	74	168	133	148	150	674	2.6%	
4	Consolidar la sostenibilidad del sistema económico social y solidario, y afianzar la dolarización	386	151	165	318	329	1,348	5.3%	
5	Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sostenible de manera redistributiva y solidaria	1,859	1,692	496	422	392	4,861	19.0%	
6	Desarrollar las capacidades productivas y del entorno para lograr la soberanía alimentaria y el Buen Vivir rural	206	352	367	373	331	1,629	6.4%	
7	Incentivar una sociedad participativa, con un Estado cercano al servicio de la ciudadanía	373	196	154	99	75	896	3.5%	
8	Promover la transparencia y la corresponsabilidad para una nueva ética social	119	15	10	17	18	179	0.7%	
9	Garantizar la soberanía y la paz, y posicionar estratégicamente el país en la región y el mundo	118	67	193	20	20	418	1.6%	
Total		5,692	4,739	5,010	5,031	5,119	25,591	100%	

Fuente: PND 2017-2021

Respecto al plan anual de inversión pública, la SNP formula el Plan Anual de Inversiones (PAI) en coordinación con el MEF, los ministerios competentes y otras instituciones gubernamentales de acuerdo con las directrices presentadas en el PND y el PPIP<sup>51</sup>. El PAI resume los planes de inversión pública que las organizaciones ejecutan anualmente y describe los nombres de los proyectos, los montos de inversión a destinar, etc. Por ejemplo, en el PAI de 2019 (por un total de 3,300 millones de dólares) se planificaron un total de 17 proyectos de inversión por el monto de 128.3 millones de dólares para el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR)<sup>52</sup>.

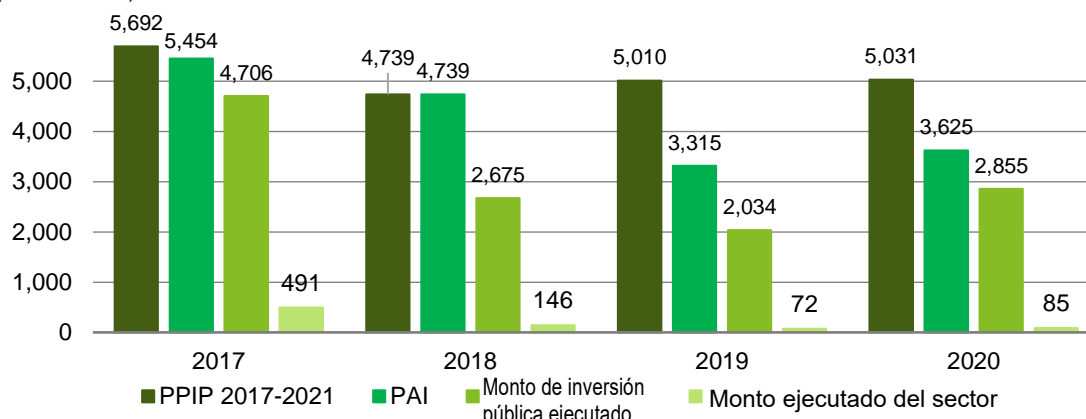
En la Figura 3-4 se muestra la evolución del monto de inversión pública de PPIP y PAI y del monto ejecutado de 2017 a 2020. A partir de 2018, el monto ejecutado se redujo significativamente respecto al monto de PPIP debido al lento crecimiento de los ingresos del gobierno entre otros factores. Además, a partir de 2020 se ha gastado mucho en medidas para

<sup>51</sup> Se excluyen las organizaciones públicas que no están cubiertas por el presupuesto de la cuenta general nacional.

<sup>52</sup> MEF (2019) "Proforma del Presupuesto General del Estado: Programa Anual de Inversiones Entidad"

prevenir la propagación del COVID-19. Por estas razones, la tasa de ejecución del PPIP de 2017 a 20 fue solo del 60%.

(US\$ millones)



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA de acuerdo con el PND 2021-2025

Figura 3-4 Evolución del monto de inversión pública (2017 a 2010)

## (2) Actualidad: 2021-25

El Plan Nacional de Desarrollo 2021-2025 “Plan de Creación de Oportunidades” formulado por el nuevo gobierno que se inauguró en mayo de 2021, fue aprobado y publicado en septiembre de 2021. Al igual que el plan anterior, el PPIP 2021-2025 está integrado en el PND. El PND 2021-2025 establece 16 objetivos estratégicos para los cinco ejes: “eje económico”, “eje social”, “eje seguridad integral”, “eje transición ecológica” y “eje institucional”. En comparación con el plan anterior, que enfatizaba la redistribución, se pone énfasis en el fortalecimiento y crecimiento de la productividad y competitividad sobre la base de la economía de libre mercado, así como en el aumento de oportunidades de empleo (véase el Cuadro 3-2).

Cuadro 3-2 Ejes y objetivos del PND 2021-2025

Eje	Objetivo
I. Económico	1 Incrementar y fomentar, de manera inclusiva, las oportunidades de empleo y las condiciones laborales
	2 Impulsar un sistema económico con reglas claras que fomente el comercio exterior, turismo, atracción de inversiones y modernización del sistema financiero nacional
	3 Fomentar la productividad y competitividad en los sectores agrícola, industrial, acuícola y pesquero, bajo el enfoque de la economía circular
	4 Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente
II. Social	5 Proteger a las familias, garantizar sus derechos y servicios, erradicar la pobreza y promover la inclusión social
	6 Garantizar el derecho a la salud integral, gratuita y de calidad
	7 Potenciar las capacidades de la ciudadanía y promover una educación innovadora, inclusiva y de calidad en todos los niveles
	8 Generar nuevas oportunidades y bienestar para las zonas rurales, con énfasis en pueblos y nacionalidades
III. Seguridad Integral	9 Garantizar la seguridad ciudadana, orden público y gestión de riesgos
	10 Garantizar la soberanía nacional, integridad territorial y seguridad del Estado
IV. Transición Ecológica	11 Conservar, restaurar, proteger y hacer un uso sostenible de los recursos naturales
	12 Fomentar modelos de desarrollo sostenibles aplicando medidas de adaptación y mitigación al Cambio Climático
	13 Promover la gestión integral de los recursos hídricos

V. Institucional	14	Fortalecer las capacidades del Estado con énfasis en la administración de justicia y eficiencia en los procesos de regulación y control, con independencia y autonomía
	15	Fomentar la ética pública, la transparencia y la lucha contra la corrupción
	16	Promover la integración regional, la inserción estratégica del país en el mundo y garantizar los derechos de las personas en situación de movilidad humana

Fuente: PND 2021-2025

Para lograr los objetivos arriba mencionados, el PND 2021-2025 establece los criterios de prioridad de inversión pública como se muestra en el Cuadro 3-3.

**Cuadro 3-3 Criterios de prioridad de inversión pública del PND 2021-2025**

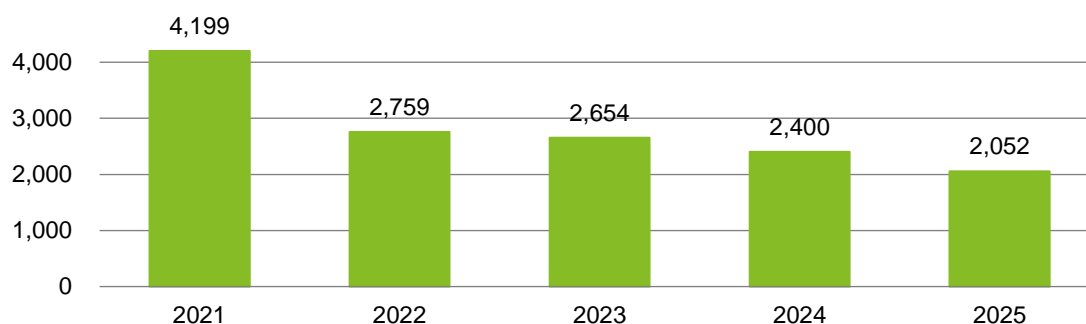
Área	Criterios de inversión pública
I. Criterios económicos	<b>1. Creación de empleos de calidad</b> Complementar la generación de empleo en el ámbito privado con la implementación de infraestructura pública que fomente la creación de fuentes de empleo en condiciones adecuadas, reduciendo la informalidad y promoviendo los encadenamientos productivos y la actividad económica a nivel local.
	<b>2. Crecimiento económico inclusivo y fortalecimiento de la dolarización</b> Consolidar la estabilidad macroeconómica que brinde las condiciones para promover la generación de oportunidades para todos y así generar crecimiento inclusivo, incrementar la liquidez de la economía y fortalecer la dolarización.
	<b>3. Incremento de la competitividad y productividad</b> Generar las condiciones adecuadas que demanda el sector productor de bienes y servicios para mejorar su productividad sostenida por infraestructura y un servicio de calidad, que mejoren la conectividad y la logística con tarifas competitivas.
	<b>4. Manejo responsable del Presupuesto General del Estado</b> Gestionar las finanzas públicas de forma sostenible dando cumplimiento a las reglas fiscales, asegurando un funcionamiento diversificado en condiciones más favorables, y la asignación eficiente de recursos hacia programas y proyectos de inversión pública.
	<b>5. Participación del sector privado</b> Promover esquemas de colaboración con actores privados para la consecución y gestión de la infraestructura y la provisión de servicios bajo el esquema de APP.
II. Criterios sociales	<b>1. Erradicación de la pobreza y de la pobreza extrema</b> Garantizar el ejercicio pleno de derechos y brindar atención prioritaria a los grupos de población más vulnerables, fortaleciendo el modelo de protección social.
	<b>2. Disminución de la desnutrición crónica infantil</b> Desarrollar mecanismos de prevención, identificación y reducción de la prevalencia de la desnutrición crónica en la niñez menor a 24 meses de edad.
	<b>3. Acceso universal a un servicio público de calidad</b> Garantizar el acceso en igualdad de condiciones y la no discriminación en la provisión de servicios públicos para toda la población, con particular atención a los grupos más vulnerables.
	<b>4. Progreso equilibrado en los territorios</b> Promover la reducción de las brechas existentes entre territorios y un desarrollo equilibrado e inclusivo.
	<b>5. Atención prioritaria al ámbito rural</b> Incrementar la cobertura en la prestación de servicios públicos de calidad y dotación de servicios básicos. Desarrollar infraestructura productiva en el sector rural.
III. Criterios de seguridad integral	<b>1. Fortalecimiento de la seguridad y fomento de la cultura de paz</b> Promover mecanismos de prevención, alerta temprana y respuesta ante amenazas locales y globales que puedan atentar contra la seguridad interna y externa del Estado, de su territorio, población y recursos, o alterar el orden público.
	<b>2. Gestión de riesgos</b> Incrementar la resiliencia ante la ocurrencia de desastres y la capacidad de respuesta del Estado para atender de manera oportuna frente a desastres naturales de origen natural y/o antrópico.
IV. Criterios de transición ecológica	<b>1. Gestión de recursos naturales</b> Promover el uso y aprovechamiento racional, sostenible y eficiente de los recursos naturales renovables y de los no renovables.
	<b>2. Cuidado ambiental</b> Promover la protección, restauración y conservación de los ecosistemas y la biodiversidad, así como la reducción de la contaminación y la degradación ambiental.

	<b>3. Cambio climático</b> Incorporar consideraciones relativas a la gestión de la adaptación y mitigación del cambio climático en los programas y proyectos de inversión.
V. Criterios institucionales	<b>1. Articulación multinivel</b> Fortalecer la coordinación entre los diferentes niveles gubernamentales y la participación de la sociedad civil, el sector privado, los organismos no gubernamentales, la academia y los organismos internacionales en el ciclo de la política y servicios públicos.
	<b>2. Lucha contra la corrupción</b> Implementar una administración transparente y participativa en los procesos de compras públicas erradicando toda forma de corrupción en las entidades contratantes, así como los esquemas irregulares en el lado de los oferentes.
	<b>3. Mejora del clima de negocios y Gobierno Digital eficiente</b> Eliminar y simplificar los trámites en entidades públicas, optimizar los tiempos de atención, incrementar el uso de la tecnología y la innovación para mejorar el entorno para hacer negocios y promover los emprendimientos y las actividades económicas de los actores productivos y de los inversionistas nacionales y extranjeros.

Fuente: PND 2021-2025

Figura 3-5 se muestran los valores planificados del PPIP 2021-2025. La inversión pública por un total de 14.1 mil millones de dólares está planificada para cinco años.

(US\$ millones)



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA de acuerdo con el PPIP 2021-2025

Nota: El valor planificado para 2021 incluye los gastos especiales relacionados con la pandemia del COVID-19.

Figura 3-5 Plan plurianual de inversión pública (PPIP 2021-2025)

#### 3.1.4. Instrumentos y Directrices para Planificar y Gestionar la Inversión Pública por Parte de la SNP<sup>53</sup>

La SNP gestiona el SIPeIP como instrumento de gestión de proyectos de inversión. Esta plataforma de información gestiona integralmente la información sobre los proyectos de inversión pública desde la planificación hasta la evaluación, la cual puede utilizarse para el monitoreo y la evaluación del estado de ejecución de la política pública de cada sector, y además permite la articulación con el eSIGEF, que es el sistema de gestión de las finanzas públicas.

Asimismo, la SNP ha establecido las directrices y normas para la formulación y evaluación de proyectos de inversión pública. La “Guía para la Presentación de Términos de Referencia de Estudios de Preinversión” (en adelante, “Guía para la Presentación de TDR”) (2015) estipula el método para preparar estudios de preinversión para proyectos de inversión pública y los elementos de estudio entre otras cosas. Las “Normas para la Inclusión de Programas y Proyectos en los

<sup>53</sup> Respecto a las directrices y normas para el SIPeIP y la inversión pública se detallarán en el capítulo 11.

Planes de Inversión Pública” (2015) son directrices que indican cómo la entidad ejecutora puede formar un proyecto e incluirlo en el plan de inversión pública. Estipula varios criterios de evaluación en la evaluación preliminar, exigiendo el cálculo del valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR) de cada proyecto. También establece que es necesario realizar la evaluación de riesgos y la evaluación de impacto ambiental (EIA) según el carácter del proyecto. Las “Metodologías de Evaluación de Impacto” (2012) proporciona directrices sobre varias metodologías de evaluación posterior para cada tipo de proyecto. Además, la SNP brinda a las instituciones gubernamentales programas de capacitación sobre métodos de planificación, monitoreo y evaluación de programas y proyectos de inversión pública.

### 3.1.5. Ciclo del Proyecto de Inversión Pública (Proyecto Individual)

La entidad ejecutora formula el proyecto siguiendo las directrices para la formulación de proyectos y la evaluación previa mencionadas anteriormente. Se requiere la aprobación del gabinete sectorial competente y además, se debe aclarar el método de financiación como las fuentes de financiación internas y externas y el aprovechamiento de APP para registrar la información del proyecto y los documentos relacionados en el SIPeIP. La SNP estudia la pertinencia técnica y económica del proyecto y su coherencia con los objetivos y criterios de prioridad del PND, y al emitir el dictamen favorable de priorización del proyecto, será posible publicarlo en el PAI. Respecto a los proyectos con fondos extranjeros, es necesario obtener la aprobación del banco central. El tiempo requerido para el estudio de proyectos individuales varía según el proyecto.

En la etapa de ejecución del proyecto, la entidad ejecutora debe informar al MEF y a la SNP de estado de ejecución. En el eSIGEF gestionado por el MEF se registra el estado de ejecución del presupuesto y el SPeIP de la SNP está equipado con un módulo para monitorear el progreso. Si bien estos sistemas no son divulgados al exterior, la ficha del proyecto, la evaluación previa, el progreso mensual, etc. pueden ser publicados en la página web de la entidad ejecutora (sección de transparencia). De manera similar, se realiza la evaluación posterior después de la terminación del proyecto.

### 3.1.6. Ciclo de la Política de Inversión Pública (PND/PAI)

En el ciclo de la política de inversión pública, desde el inicio del nuevo gobierno que se cambia cada cinco años, con la participación de los gobiernos regionales e instituciones gubernamentales sectoriales se inicia el trabajo de formulación del PND de acuerdo con las políticas del nuevo gobierno, así como del PPIP que forma parte del PND. En la formulación del PND, se establecen los objetivos estratégicos mediante un proceso participativo y se formula el PPIP de acuerdo con dichos objetivos. El actual PND 2021-2025 fue compilado y aprobado en unos cuatro meses después de que se inició el nuevo gobierno en mayo de 2021.

Los proyectos de inversión pública formulados por las respectivas entidades ejecutoras y aprobados por sus gabinetes sectoriales cada año, son compilados en el PAI en octubre de cada

año luego de ser revisados y acordados por la SNP (véase 3.1.5). Para su publicación en el PAI, cada proyecto es evaluado para la priorización en una escala de cinco puntos de acuerdo con los criterios de prioridad del PND (véase 3.1.3) antes de ser presentado al MEF. Con base en el PAI, el MEF formula el Proyecto de Ley General de Presupuesto del Estado teniendo en cuenta la situación financiera, etc. y lo presenta a la Asamblea Nacional.

De esta manera, se pretende alinear el ciclo del proyecto de inversión pública (proyecto individual) y el ciclo de la política de inversión pública (plan de inversiones públicas) a través de un proceso transversal. Asimismo, las disposiciones del COPLAFIP requieren que las entidades ejecutoras informen del estado de ejecución del presupuesto, el cual se refleja en el informe de evaluación del presupuesto de la cuenta general del MEF.

### 3.1.7. Perspectivas Sobre la Realización del PIMA

Según el informe de la Consulta del Artículo IV del FMI publicado en octubre de 2021<sup>54</sup>, el gobierno de Ecuador ha anunciado que realizará el Asesoramiento de Gestión de la Inversión Pública<sup>55</sup> en el primer trimestre de 2022 con el apoyo del FMI, dando importancia al mejoramiento de la eficiencia y transparencia de los gastos para proyectos de inversión pública que contribuyen más al crecimiento económico.

## 3.2 APP

### 3.2.1. Legislación y Organización de APP

Ecuador solía fomentar la participación privada a los proyectos del desarrollo de infraestructuras mediante concesiones<sup>56</sup>, conforme la Ley de Modernización del Estado de 1993. Sin embargo, esa política dio un giro después de la promulgación de la vigente Constitución de la República del Ecuador 2008 en octubre de ese año, bajo el mandato del presidente Correa, partidario de la reforma constitucional, y transcurrió un buen tiempo sin que sean implementados nuevos proyectos de APP. La actual Constitución otorga fuertes facultades al gobierno en los sectores estratégicos, incluyendo el energético, y la participación privada a los sectores estratégicos y a los servicios públicos es autorizada solo excepcionalmente.

Sin embargo, el Gobierno ha tomado una nueva actitud de fomentar nuevamente la participación privada en los proyectos de infraestructuras. Como se muestra en el Cuadro 3-4 a partir de 2015 ha sido promulgada una serie de leyes y reglamentos relacionados con la APP reforzando el marco jurídico e institucional en este tema. El Decreto No. 582 de marzo de 2015 fue el desencadenante. Dicho decreto establece las reglas de las propuestas no solicitadas para los sectores estratégicos y servicios públicos. Luego, en diciembre del mismo año fue promulgada la Ley Orgánica de Incentivos para Asociaciones Público-Privadas y la Inversión (LOIAPP). Esta

---

<sup>54</sup> FMI (2021) “Consulta del Artículo IV, Segunda y Tercera Revisiones en el marco del Acuerdo Ampliado del Servicio Ampliado del Fondo, Solicitud de Exención del Cumplimiento del Criterio de Desempeño y Revisión de las Garantías de Financiamiento - Boletín de Prensa 2021; Informe del Personal; y Declaración del Director Ejecutivo para Ecuador” (octubre, 2021)

<sup>55</sup> Public Investment Management Assessment (PIMA)

<sup>56</sup> The Economist Intelligence Unit (2019) “The 2019 Infrascope”

Ley tiene por objeto establecer incentivos para la ejecución de proyectos bajo la modalidad de asociación público-privada y los lineamientos e institucionalidad para su aplicación. Su reglamento fue promulgado mediante el Decreto Ejecutivo No. 1190 (noviembre de 2020) que establecen las facultades y funciones de cada organización, procesos, etc. Este decreto ejecutivo formaba parte del compromiso del gobierno ecuatoriano ante el BID para obtener financiamiento. Asimismo, ha sido promulgado con asesoramiento del FMI y su contenido se ajusta a las normas internacionales. Sin embargo, no ha llegado a ponerse en práctica debido a la oposición de las empresas privadas contra el incremento de la carga y exigencias (ejecución de estudios, etc.)<sup>57</sup>.

Cuadro 3-4 Principales leyes y reglamentos sobre APP

Legislación	Año de promulgación /última modificación	Descripción
Constitución de la República del Ecuador	Octubre de 2008	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos. Se consideran sectores estratégicos la energía en todas sus formas, las telecomunicaciones, los recursos naturales no renovables, el transporte y la refinación de hidrocarburos, la biodiversidad y el patrimonio genético, el espectro radioeléctrico, el agua, y los demás que determine la ley. (Artículo 313)</li> <li>• El estado podrá delegar la participación en los sectores estratégicos y servicios públicos a empresas mixtas en las cuales tenga mayoría accionaria. El Estado podrá, de forma excepcional, delegar a la iniciativa privada ... el ejercicio de estas actividades (...) (Artículo 316)</li> </ul>
Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones: COPCI	Diciembre de 2010 / diciembre de 2019	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El Estado podrá delegar excepcionalmente, a la iniciativa privada (...) las inversiones en los sectores estratégicos. (Artículo 96)</li> <li>• En el sector eléctrico, los proyectos nuevos de las empresas nacionales privadas de generación eléctrica, gozarán de igual tratamiento, mecanismo y condición de garantía y/o pago en la compra de energía, que el aplicado para las transacciones internacionales de electricidad (...) (Artículo 98)</li> <li>• (...) cuando no se tenga la capacidad técnica o económica o cuando la demanda del servicio no pueda ser cubierta por empresas públicas o mixtas, el Estado o sus instituciones podrán delegar a la iniciativa privada (...), la gestión de los sectores estratégicos y la provisión de los servicios públicos de electricidad, vialidad, infraestructuras portuarias o aeroportuarias, ferroviarias y otros. La modalidad de delegación podrá ser la de concesión, asociación, alianza estratégica, u otras formas contractuales de acuerdo a la ley, observando, para la selección del delegatario, los procedimientos de concurso público que determine el reglamento (...)Se garantizará lo dispuesto en la Constitución y se precautelará que los precios y tarifas por los servicios sean equitativos y que su control y regulación sean establecidos por la institucionalidad estatal. (Artículo 100)</li> </ul>
Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica: LOSPEE	Enero de 2015 / junio de 2019	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El Estado, por intermedio del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, podrá delegar, de forma excepcional, a empresas de capital privado, así como a empresas de economía popular y solidaria, la participación en las actividades del sector eléctrico, en cualquiera de los siguientes casos: 1. Cuando sea necesario para satisfacer el interés público, colectivo o general; 2. Cuando la demanda del servicio no pueda ser cubierta por empresas públicas o mixtas; o, 3. Cuando se trate de proyectos que utilicen energías renovables no convencionales que no consten en el Plan Maestro de Electricidad. Para los dos primeros casos, la delegación de los proyectos (...) se efectuará mediante un proceso público de selección, conducido por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (...) Para el tercer caso, el Ministerio de Electricidad y</li> </ul>

<sup>57</sup> Entrevista al MEF.

		Energía Renovable podrá delegar su desarrollo, previo el cumplimiento de los requisitos establecidos en la normativa pertinente. (Artículo 25) <ul style="list-style-type: none"> <li>El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable suscribirá contratos de concesión con empresas privadas (...) (Artículo 29)</li> </ul>
Reglamento del Régimen de Colaboración Público Privada, Decreto Ejecutivo 582	Marzo de 2015 / junio de 2018	<ul style="list-style-type: none"> <li>Establece las reglas (y procesos) de la iniciativa privada.</li> <li>La iniciativa de cualquier Proyecto puede provenir de cualquiera de los órganos y entidades del sector público o del "Proponente Privado" y puede referirse a cualquier Proyecto relacionado con sectores estratégicos, servicios públicos o cualquier otro servicio de interés general (Artículos 1 y 2)</li> </ul>
Ley Orgánica de Incentivos para Asociaciones Público-Privadas y la Inversión Extranjera: LOIAPP	Diciembre de 2015 / agosto de 2018	<ul style="list-style-type: none"> <li>Esta Ley tiene por objeto establecer incentivos para la ejecución de proyectos bajo la modalidad de asociación público-privada y los lineamientos e institucionalidad para su aplicación.</li> <li>Establece la creación del Comité Interinstitucional de Asociaciones Público-Privadas: CIAPP (Artículo 4), reglas sobre sus miembros (Artículo 5), sus atribuciones (Artículo 6) y de su Secretaría Técnica (Artículo 7).</li> </ul>
Reglamento para Asociaciones Público-Privadas, Decreto Ejecutivo 1190	Noviembre de 2020	<ul style="list-style-type: none"> <li>Es el reglamento para la aplicación de LOIAPP y otros instrumentos legales. Se incluyen los atributos y funciones del CIAPP y su Secretaría Técnica, así como las actividades y los procesos a lo largo del ciclo de vida de un proyecto de APP.</li> </ul>

Fuente: Elaborado por el Equipo de Estudio de JICA

Como se indicó anteriormente, la actual Constitución reconoce excepcionalmente la participación privada a los sectores estratégicos incluyendo la energía. Además, el Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones (COPCI) y la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE) reconocen bajo ciertas condiciones la participación privada en el sector energético. La LOSPEE establece que el MERNNR será la entidad delegante.

La LOIAPP define la APP de la siguiente manera: “De la Asociación Público-Privada. Se define por asociación público-privada la modalidad de gestión delegada por la que el Gobierno Central o los Gobiernos Autónomos Descentralizados encomiendan al gestor privado, la ejecución de un proyecto público específico y su financiamiento total o parcial, para la provisión de bienes, obras o servicios a cambio de una contraprestación por su inversión, riesgo y trabajo, de conformidad con los términos, condiciones, límites y más estipulaciones previstas en el contrato de gestión delegada”. En el Cuadro 3-5 se transcriben los seis principios y lineamientos sobre la APP.

**Cuadro 3-5 Seis principios y lineamientos sobre los proyectos de APP**

Principios	Descripción
Sostenibilidad Fiscal	Se deberá considerar la capacidad de pago del Estado para adquirir compromisos financieros, firmes o contingentes, que se deriven de la ejecución de los contratos celebrados en asociación público-privada, sin comprometer la sostenibilidad de las finanzas públicas ni la prestación regular de los servicios.
Distribución Adecuada de Riesgos	En toda asociación público-privada se deberá hacer una identificación y valoración de los riesgos y beneficios durante la vigencia del proyecto, los cuales serán asumidos, transferidos o compartidos por la entidad pública delegante y el gestor privado, de conformidad con lo establecido en el contrato.
Valor por Dinero	Los proyectos públicos ejecutados bajo la modalidad de asociación público-privada deberán obtener el mejor resultado de la relación precio-calidad y obtener las condiciones económicamente más ventajosas para los usuarios finales de la obra, bien o servicio del que se trate.
Respeto a los Intereses y Derechos de los Usuarios	El Estado y el gestor privado tendrán la obligación de proteger a los usuarios finales y brindarles información clara y suficiente sobre sus derechos, así como atender y resolver sus reclamos de manera oportuna.



De los Derechos de Propiedad	El proyecto público y el contrato de gestión delegada deberán garantizar los derechos de propiedad para las partes, por el plazo de ejecución que conste en el mismo.
Cobertura e Inclusión Social	En el diseño y ejecución de los proyectos públicos no se podrán excluir áreas geográficas, grupos sociales y pueblos y nacionalidades que requieran el bien, obra o servicio que genere el proyecto. Estos proyectos deberán procurar la utilización del componente nacional, transferencia de tecnología y la contratación de talento humano nacional.

Fuente: Artículo 3 de la LOIAPP

Como incentivos para fomentar la APP existen distintas medidas de eximición fiscal como las que se indican en el Cuadro 3-6. Además de eximir del pago del impuesto a la renta para sociedades durante 10 años, se eximen el pago de aranceles y del impuesto al valor agregado (IVA). En el Ecuador se aplica el Impuesto a la Salida de Divisas (ISD)<sup>58</sup> a todas las salidas de divisas, con algunas excepciones. Se incluyen en estas excepciones el pago por la importación, las ganancias y el pago de dividendos relacionados con los proyectos de la APP. Por otro lado, no se ha encontrado información sobre los subsidios, incluyendo el Fondo de Viabilidad Financiera (VGF)<sup>59</sup>, garantía de ganancias, asistencia gubernamental para la adquisición de terrenos, garantía de deudas y créditos, etc.

**Cuadro 3-6 Incentivos para el fomento de la APP**

Incentivos		Bases legales
Impuesto a la renta	Exoneración del pago del impuesto a la renta durante 10 años desde el inicio de operación.	• Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno, Artículo 9.3
Impuesto a la Salida de Divisas	Exoneración del pago de ISD (5%) para la importación, financiamiento, ganancias y pago de dividendos.	• Ley Reformatoria para la Equidad Tributaria, Artículo 159.1
Aranceles	Exoneración de los impuestos relacionados con el comercio exterior <ul style="list-style-type: none"> <li>• Impuesto de importación</li> <li>• Salvaguardias de importación (restricción de importación de emergencia) y otros gravámenes</li> <li>• IVA a los productos importados</li> <li>• Fondo de Desarrollo para la Infancia (FODINFA)</li> </ul>	• COPCI, Artículo 125
IVA	Retención en la fuente de IVA bajo las mismas condiciones y porcentaje que las empresas públicas.	• Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno, Artículo 63

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA con base en CIAPP (2017) "Guía Metodológica para Presentación y Aprobación de Proyectos bajo la Modalidad de Asociación Público-Privada Versión 1.0"

Conforme la LOIAPP y otras leyes, ha sido creado el Comité Interinstitucional de Asociaciones Público-Privadas (CIAPP) como una entidad interinstitucional a cargo de elaborar las políticas, guías y normativas de la APP, así como de evaluar y aprobar los proyectos de la APP. El Comité es presidido por el Ministerio de Economía y Finanzas, con derecho a voto decisivo. El vicepresidente del Comité es asumido por el Ministro de Producción, Comercio Exterior, Inversiones y Pesca. El Secretario General de la SNP es también miembro de este Comité. El CIAPP es una instancia que aprueba la ejecución de los proyectos, otorgamiento de incentivos, etc., mientras que la función operativa es asumida por la Secretaría Técnica de APP. Esta Secretaría es operada por el MEF y su secretario es elegido de entre los funcionarios del mismo

<sup>58</sup> Deloitte tax@hand "Tax Simplicity and Progressivity Law enacted" (enero 10, 2020)

<sup>59</sup> Es un esquema de apoyo gubernamental a la empresa privada para cubrir parte de los costos de un proyecto poco rentable de la Asociaciones Público - Privadas en infraestructura

ministerio. Las funciones de la Secretaría Técnica son las siguientes<sup>60</sup>.

- Requerimiento de la información que el CIAPP requiera
- Convocar y actuar como coordinador de los equipos y mesas técnicas de trabajo conformados por CIAPP
- Evaluación económica financiera de los proyectos públicos sobre los que deba conocer y decidir el CIAPP
- Disponer y coordinar con las entidades delegantes los estudios técnicos que se requiera
- Instruir a las Entidades Delegantes sobre los correctivos que se deben acometer en el procedimiento de delegación
- Gestionar y contratar el apoyo y asistencia técnica de organismos internacionales
- Administrar el Registro Nacional de APP.
- Las demás actividades que le sean encomendadas por el CIAPP.

De esta manera, se puede afirmar que el Ecuador ha venido desarrollando el marco legal e institucional referente a la APP hasta cierto punto. Sin embargo, la realidad es que estos instrumentos casi no están funcionando. De acuerdo con la entrevista, el MEF clasificaba los proyectos en “APP” (proyectos sujetos a la LOIAPP y otras leyes y reglamentos relacionados con la APP) y en “concesiones” (otros proyectos públicos desarrollados con recursos privados). Hasta la fecha, solo cuatro proyectos han sido implementados en modalidad de la APP. Tal como se hablará más tarde, si bien es cierto que existen varios proyectos de infraestructuras implementados bajo el esquema de la APP, según la definición común, todos ellos son “concesiones” ejecutados por respectivos ministerios sin seguir los procedimientos establecidos en las leyes y reglamentos referentes a la APP. Como las causas de esta situación, ha sido señalado que la implementación de un proyecto en modalidad de la APP, se requiere excesivo costo en términos del tiempo y mano de obra, para cumplir con todos los procedimientos y trámites de evaluación y aprobación por el CIAPP, como vemos en la sección 3.2.2, lo cual se traduce en una excesiva carga que recae sobre el ministerio correspondiente. Los trámites de un proyecto de concesión que consiste en seleccionar una empresa privada siguiendo las reglas de adquisiciones públicas, pueden completarse en menos de un año, mientras que para cumplir todos los requisitos establecidos por las leyes y reglamentos referentes a la APP, se demora hasta tres años. Aun cuando sea un proyecto de concesión, es posible disfrutar de los incentivos fiscales similares al de APP conforme el COPCI<sup>61</sup>.

Dentro de este contexto, para ejecutar y gestionar de manera integrada las modalidades APP y concesión, actualmente se está reconstruyendo el marco legal e institucional referente a la APP. El Decreto Ejecutivo No. 1190 de noviembre de 2020 contemplaba construir un marco de gestión integrada de los proyectos públicos con participación del sector privado, incluyendo las concesiones, en un solo formato que es la APP. Pero como se indicó anteriormente, no ha llegado a ser implementado. Se contempla iniciar en 2022 el proceso de integración de la APP y la

---

<sup>60</sup> Decreto Ejecutivo No. 1190

<sup>61</sup> Entrevista al MEF.

concesión, es decir la construcción de un mecanismo de aprobación e implementación de los proyectos de APP y de concesión siguiendo determinados procedimientos<sup>62</sup>.

Como el primer paso, el 19 de noviembre de 2021 se creó la Secretaría Técnica de Asociaciones Público-Privadas y de Gestión Delegada<sup>63</sup> dentro de la Presidencia mediante el Decreto Ejecutivo No. 260. Esta Secretaría asumirá el desarrollo del marco legal e institucional referente a la APP. El hecho de haber creado esta secretaría como directamente dependiente de la presidencia y no de un ministerio específico demuestra la seriedad del nuevo gobierno del presidente Lasso. El Lic. Roberto Salas Guzmán<sup>64</sup> asumió el cargo del Secretario Técnico y también del director del CIAPP conforme lo mencionado Decreto Ejecutivo.

El Decreto Ejecutivo establece las funciones de la Secretaría Técnica de la siguiente manera. Esta secretaría tiene como objetivo coordinar y articular acciones interinstitucionales, elaborar y proponer políticas, legislación y lineamientos de delegación al sector privado, gestionar los proyectos, fortalecer las capacidades institucionales y gestionar la asistencia de los organismos internacionales.

- Coordinar la ejecución de las políticas relacionadas con las inversiones realizadas a través de gestión delegada incluidas las Asociaciones Público-Privadas.
- Coordinar con la Secretaría General Jurídica de la Presidencia la actualización y mejora del marco jurídico y regulatorio específico en inversiones en materia de gestión delegada incluyendo las Asociaciones Público-Privadas. Asesorar e informar al presidente en lo referente a la Gestión Delegada.
- Preparar la información que permita la planificación nacional en el ámbito de Asociaciones Público-Privadas y Gestión Delegada.
- Crear y administrar el Registro Nacional de Proyectos de Asociación Público-Privadas (Registro APP), mantener pública, en línea y a disposición de todo interesado la información y documentación sobre los proyectos públicos que desarrollen bajo la modalidad de asociación público-privada.
- Proponer las directrices y lineamientos de aplicación de los beneficios previstos en la Ley Orgánica de Incentivos para Asociaciones Público-Privadas, y requerir el informe relacionado con el impacto fiscal que será emitido por el ente rector de las finanzas públicas.
- Proponer las directrices y lineamientos de aplicación de los beneficios previstos en la Ley Orgánica de Incentivos para Asociaciones Público-Privadas.
- Presentar las guías técnicas necesarias para ejecutar los procesos previos y del ciclo integral de los proyectos durante el plazo de su aprobación.

---

<sup>62</sup> Ídem.

<sup>63</sup> La gestión delegada significa delegar a una empresa privada la ejecución de un servicio público.

<sup>64</sup> El Universo “Roberto Salas asumió la Secretaría Técnica de Asociaciones Público - Privadas” (noviembre 23, 2021)

- Emitir los informes relacionados con el caso de negocio final y su bancabilidad para conocimiento y decisión del Comité Interinstitucional de Asociaciones Público-Privadas.
- Apoyar en el fortalecimiento y desarrollo de capacidades en las entidades delegantes de la Función Ejecutiva en materia de gestión delegada.
- Coordinar y articular con las entidades delegantes y rectoras<sup>65</sup> un Plan Estratégico Plurianual de Asociaciones Público-Privadas y Gestión Delegada, para consideración y aprobación de Presidente de la República.
- Articular soluciones que permitan resolver potenciales controversias entre entidades pública; así como, potenciales controversias entre el Estado con gestores privados.
- Establecer indicadores de gestión y metas, dentro del ámbito de sus competencias, para las entidades delegantes que serán evaluadas periódicamente y puestas en conocimiento del Presidente de la República.
- Requerir información que considere necesaria para el cumplimiento de sus atribuciones a las entidades delegantes de la administración pública central.
- Consolidar la información de las instituciones a cargo de la ejecución de proyectos de asociación público – privada y gestión delegada, y de aquellos que a través de otros mecanismos incorporen la participación del sector privado e incluirlos en el Programa de Proyectos APP.
- Coordinar la conformación de mesas técnicas en caso de requerir la participación interinstitucional para promover proyectos de gestión delegada o asociación público – privada.
- Promover la participación del sector financiero nacional e internacional en la estructuración financiera de los proyectos.
- Gestionar y contratar el apoyo y asistencia técnica de organismos internacionales

### 3.2.2. Procedimientos y Criterios de Evaluación de los Proyectos de APP

Conforme la LOIAPP y otros instrumentos legales, las responsabilidades de formular los proyectos de APP, ejecutar diferentes estudios y seleccionar las empresas privadas le corresponde a la entidad delegante (ministerios, etc.) El CIAPP emitió la Guía Metodológica para Presentación y Aprobación de Proyectos bajo la Modalidad de Asociación Público-Privada en 2017. Esta guía define detalladamente los procedimientos de ejecución, las actividades, indicadores y criterios de evaluación, etc. de los proyectos de APP. En el Cuadro 3-7 se resumen los procedimientos establecidos en dicha guía.

Cuadro 3-7 Procedimientos de los proyectos de APP

Etapa 1: Análisis de viabilidad y conveniencia	
Fase 1: Formulación del proyecto [Solicitado]	Entidad delegante
• Diseño conceptual del proyecto	

<sup>65</sup> Se utiliza el término entidades delegantes para referirse a los ejecutores o concesionarios del proyecto.

<ul style="list-style-type: none"> <li>• Factibilidad (legal, técnica, económica, financiera, ambiental) [No solicitado]</li> <li>• Diseño conceptual del proyecto</li> <li>• Análisis de conveniencia, evaluación económica y financiera</li> <li>• Factibilidad (legal, técnica, económica, financiera, ambiental), preparación de las especificaciones</li> </ul>	Entidad delegante  Empresa privada Entidad delegante Entidad delegante
<p><b>Fase 2: Análisis de conveniencia</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Preparación del informe de análisis de conveniencia (analizar si es más conveniente la APP que las adquisiciones públicas convencionales)</li> <li>• Análisis del cumplimiento de los seis principios y lineamientos establecidos en el Artículo 3 de la LOIAPP (véase la Cuadro 3-2)</li> <li>• Análisis del monto de incentivos</li> </ul>	Entidad delegante Entidad delegante Entidad delegante
Después de aprobado el proyecto dentro de la entidad delegante, se solicita al CIAPP la aprobación de ejecutar el proyecto y aplicar los incentivos	Entidad delegante →CIAPP
<b>Etapa 2: Aprobación del proyecto bajo la modalidad APP e incentivos</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Revisar si los documentos cumplen los requisitos establecidos.</li> <li>• Elaborar los informes de análisis de información, análisis legal, económico y financiero</li> <li>• Preparar el Informe de la Secretaría Técnica (conclusiones y recomendaciones al CIAPP)</li> </ul>	Secretaría Técnica Secretaría Técnica Secretaría Técnica
Resolución en el CIAPP	CIAPP
<b>Etapa 3: Gestión contractual y monitoreo</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Monitorear el impacto del proyecto, VFM a lo largo del ciclo de vida del proyecto, aplicación de incentivos, etc. Entregar el informe de los resultados de monitoreo al CIAPP.</li> </ul>	Secretaría Técnica

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA con base en CIAPP (2017) “Guía Metodológica para Presentación y Aprobación de Proyectos bajo la Modalidad de Asociación Público-Privada Versión 1.0”

A continuación, se resume el tipo de análisis que se realiza en la evaluación del proyecto de la Secretaría Técnica del CIAPP en la Etapa 2. En primer lugar, el informe de análisis legal, tal como se indica en el Cuadro 3-8 está constituido por los antecedentes y la base legal de la aplicación de la APP.

**Cuadro 3-8 Contenido del informe de análisis legal**

Antecedentes Generales	
1. Régimen jurídico aplicable al proyecto	Detallar todas las normas jurídicas legales, reglamentarias, resoluciones, sean estas generales, sectoriales, seccionales entre otras
2. Régimen tributario aplicable al proyecto	Detallar el régimen tributario al que se sujeta el proyecto APP, incluyendo, de así haberse previsto, los incentivos tributarios
3. ¿El proyecto presentado es APP?	Verificar conforme Art. 8 de Ley APP y Art. 4 del Reglamento de Ley APP
Base Legal	
1. Análisis del informe de la viabilidad legal presentado por la entidad delegante	Se analizan las consideraciones legales que tuvo la entidad delegante para sustentar el proyecto
2. Identificación de la entidad delegante y determinación de su naturaleza jurídica	Se analiza la base legal y competencia de la entidad delegante. Se evalúa Sentencia de Corte Constitucional de 2012 (caso empresas públicas, de ser precedente)
3. Análisis del sector de interés general en el que se desarrollará el Proyecto APP. Art. 13 de la Ley APP	Infraestructura, desarrollo urbano, vialidad, infraestructura portuaria o aeroportuaria
4. Análisis de la base legal de la competencia del Comité	Norma legal específica, general u orgánica, sectorial o seccional ¿El Proyecto APP se desarrollará en uno de los sectores de interés generales definidos por el CIAPP?
5. Análisis del modelo de contrato APP propuesto	Concesión BOT, DBFOT, AFFERMAGE, BOO etc.
6. Régimen de bienes afectos a Proyecto APP	Base legal, régimen de expropiaciones, detalle de bienes afectos
7. Cumplimiento de legislación ambiental	Licencia, ficha, evaluaciones, entre otros (cuando corresponda)

8. Cumplimiento de legislación nacional sobre hallazgos arqueológicos	De requerirse, por la ubicación del proyecto
9. Cumplimiento de otros requisitos	Si por la naturaleza del proyecto se requiere el cumplimiento de otros requisitos legales, estos deberán ser analizados en el informe

Fuente: CIAPP (2017) “Guía Metodológica para Presentación y Aprobación de Proyectos bajo la Modalidad de Asociación Público-Privada Versión 1.0”

El informe de análisis económico y financiero contendrá el análisis de la información básica y financiera del proyecto de APP, así como de los incentivos aplicados. Para la primera se analizan las variables indicadas en el Cuadro 3-9. Asimismo, se realiza la verificación del cálculo del índice de elegibilidad y del comparador público privado, y el cumplimiento de los seis principios y lineamientos básicos de APP indicados en el Cuadro 3-5. Para la segunda, se debe desglosar y cuantificar los incentivos requeridos a la entidad delegante, verificar que el monto total de incentivos, en valor actual neto, no supere el monto de la inversión (en valor actual neto), comparar el monto del resultado del ejercicio antes de utilidades e impuestos vs. el valor de los incentivos solicitados, verificar que los ingresos para el gobierno y para la entidad delegante supere el sacrificio fiscal por incentivos, justificar la necesidad de contar con los incentivos, y se plantearán las recomendaciones al CIAPP con base en todas estas informaciones.

**Cuadro 3-9 Análisis de los datos generales y financieros de los proyectos de APP**

Variables	Descripción
1. Inversión	Detallar el monto y cronograma de inversión
2. Fuentes de financiamiento	Especificar las fuentes de financiamiento del proyecto con sus respectivas proporciones (inversión nacional, inversión extranjera, gobierno extranjero, banca multilateral, banca comercial, contratista, etc.)
3. Duración del Proyecto	Detallar la duración del proyecto y sus etapas
4. Sector de Intervención	Identificar el sector de intervención del proyecto
5. Ubicación del Proyecto	Identificar la zona geográfica en la que se desarrolla el proyecto
6. Compromisos del proyecto	Detallar los compromisos asumidos por el Estado: ciertos y contingentes (garantías, pagos por inversión, pagos por uso, pagos por disponibilidad), y los compromisos asumidos por el privado
7. Contraprestación	Puntualizar los beneficios que recibirá el Estado en caso de existir (CANON fijo o variable)
8. Incentivos Solicitados	Detallar los incentivos APP requeridos para el proyecto y su cuantificación en los flujos financieros del proyecto
9. Aportes públicos	En caso de que existan aportes públicos recordar que según CPYFP “ninguna entidad u organismo público podrán contraer compromisos, celebrar contratos, ni autorizar o contraer obligaciones, sin la emisión de la respectiva certificación presupuestaria”
10. Análisis social, económico y financiero del proyecto	Se detallan los principales indicadores sociales, económicos y financieros del proyecto puro y del proyecto con financiamiento TIR, VAN, DSCR, etc.

Fuente: CIAPP (2017) “Guía Metodológica para Presentación y Aprobación de Proyectos bajo la Modalidad de Asociación Público-Privada Versión 1.0”

El índice de elegibilidad está compuesto por 38 preguntas agrupadas en 7 criterios. Cada una de las preguntas se valora en una escala de 1 (elegibilidad muy baja) a 5 (elegibilidad muy alta), con el fin de determinar si es posible llevar a cabo el proyecto bajo un esquema APP. En el Cuadro 3-10 se presentan los siete criterios.

**Cuadro 3-10 Siete criterios del índice de elegibilidad**

Criterios	Descripción
Institucionalidad	Se refiere al funcionamiento y organización del sector público para desarrollar un proyecto bajo el esquema APP
Competencia	Condiciones de mercado que generan comportamientos de los agentes participantes del proyecto, dado el riesgo del proyecto en un contexto de oferta y demanda
Complejidad:	Nivel de dificultad del proyecto
Involucrados	Considera el impacto que podría generarse a los actores que intervienen en el proyecto
Macroeconomía	Impacto en los indicadores macroeconómicos del país
Concurso público	Referentes al proceso de concurso público
Tamaño del proyecto	Este criterio abarca para su análisis la dimensión del proyecto en cuanto al monto de inversiones que se requieren para su desarrollo, así como su duración

Fuente: CIAPP (2017) “Guía Metodológica para Presentación y Aprobación de Proyectos bajo la Modalidad de Asociación Público-Privada Versión 1.0”

La selección de la empresa se realiza mediante el concurso público independientemente a cual sea el tipo de la propuesta (solicitada o no solicitada). En particular, cuando se trata de la iniciativa privada (propuesta no solicitada), todos los estudios de prefactibilidad y factibilidad, y demás documentos de evaluación serán publicados para evitar cualquier ventaja injusta para el proponente. El proponente privado intervendrá en el proceso de concurso en igualdad de condiciones con los restantes interesados, con la única excepción de que podrá tener derecho a una bonificación hasta diez puntos<sup>66</sup>.

Asimismo, conforme el Decreto Ejecutivo No. 1190, la APP necesita obtener una serie de aprobación del MEF a lo largo de los procesos<sup>67</sup>. En primer lugar, en la fase de planificación y selección del proyecto de APP, el MEF evalúa la relevancia del proyecto con base en sus estudios de prefactibilidad y el análisis de conveniencia. (Artículo 7) En el caso de que el Estado asuma el presupuesto y las obligaciones, así como la aplicación de los incentivos fiscales, el MEF realiza la evaluación en relación con los límites presupuestarios y la capacidad de pago del Estado con una perspectiva a corto, mediano y largo plazo. (Artículo 48) Luego, antes de entrar a la etapa de adquisiciones (licitación), el MEF emitirá el dictamen sobre la sostenibilidad y la viabilidad financiera del proyecto de APP, con base en los estudios de factibilidad, el pliego de bases y los documentos contractuales concluidos que entreguen la entidad delegante. (Artículo 58) En el caso de no ser aprobado el proyecto en tal dictamen, deberá revisar y corregir las partes indicadas. Asimismo, en el caso de modificar sustancialmente el contenido del contrato, la entidad delegante deberá solicitar la aprobación del MEF. Aun cuando el proyecto sea implementado en modalidad de concesión, se requiere de igual manera, solicitar la aprobación del MEF en la etapa de planificación y selección del proyecto y antes de entrar a la etapa de adquisiciones<sup>68</sup>.

### 3.2.3. Resultados de los Proyectos APP de Infraestructura

Como se ha mencionado anteriormente, solamente hay cuatro proyectos APP realizados de acuerdo con la LOIAPP y otras normas de diversa índole relacionadas con APP, los cuales se

<sup>66</sup> Decreto Ejecutivo No. 1190, Artículo 24

<sup>67</sup> El Decreto Ejecutivo establece crear la Unidad de Sostenibilidad y Riesgos Fiscales del MEF. Sin embargo, de acuerdo con la entrevista al MEF, su creación todavía está en proyección al mes de enero de 2022.

<sup>68</sup> Entrevista al MEF.

muestran en el Cuadro 3-11. De estos, tres proyectos son proyectos portuarios y uno es vial.

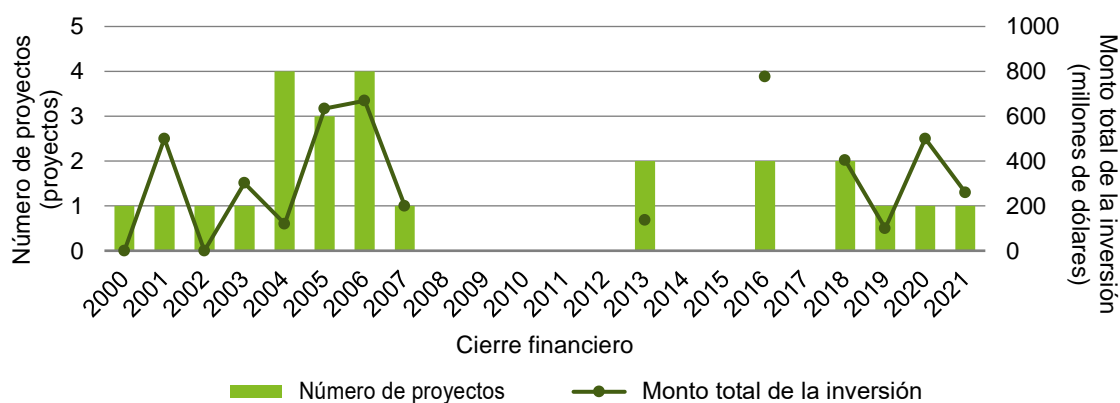
**Cuadro 3-11** Lista de proyectos realizados de acuerdo con la legislación relacionada con APP

Nombre del proyecto	Sector	Contenido del contrato	Firma del contrato
Puerto Posorja	Portuario	Diseño, construcción, financiación, operación y mantenimiento	Junio de 2016
Puerto Bolívar	Portuario	Operación y mantenimiento	Agosto de 2016
Puerto de Manta	Portuario	Operación y mantenimiento	Diciembre de 2016
Carretera Río 7 Huaquillas	Vial	Diseño, construcción, financiación, operación y mantenimiento	Julio de 2016 Noviembre de 2019

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir de la documentación presentada por el MEF

Sin embargo, los proyectos realizados por los ministerios competentes y otras entidades como “concesiones” también son proyectos APP de hecho. Para comprender con mayor precisión el estado de utilización de APP (en un sentido amplio) en Ecuador, de ahora en adelante se analizará utilizando la Base de Datos de Participación Privada en Infraestructura del Banco Mundial<sup>69</sup>.

En la Figura 3-6 se muestran los cambios en el número de proyectos APP y el monto total de la inversión en los últimos 20 años aproximadamente. Están registrados 25 proyectos APP en total<sup>70</sup>, que alcanzaron el cierre financiero entre 2000 y 2021, por aproximadamente 4,6 mil millones de dólares<sup>71</sup>. Desde 2008, cuando se promulgó la Constitución actual, hasta 2012, continuó la situación de que no se realizaban nuevos proyectos, pero cuando empezaron a promulgarse normas relacionadas con APP una tras otra a partir de 2015, empezaron a lanzarse de nuevo proyectos que utilizaban APP.



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir de la “Base de Datos de Participación Privada en Infraestructura”, Banco Mundial

**Figura 3-6** Cambios en el número de proyectos APP y el monto de la inversión (2000 a 2021)

Al observar los proyectos por sector, en cuanto al número de proyectos, el sector eléctrico tiene el mayor número con 8 proyectos (32%), seguido por el sector portuario y el sector de acueducto y alcantarillado con 5 proyectos respectivamente (20%), el sector vial con 4 proyectos (16%) y el

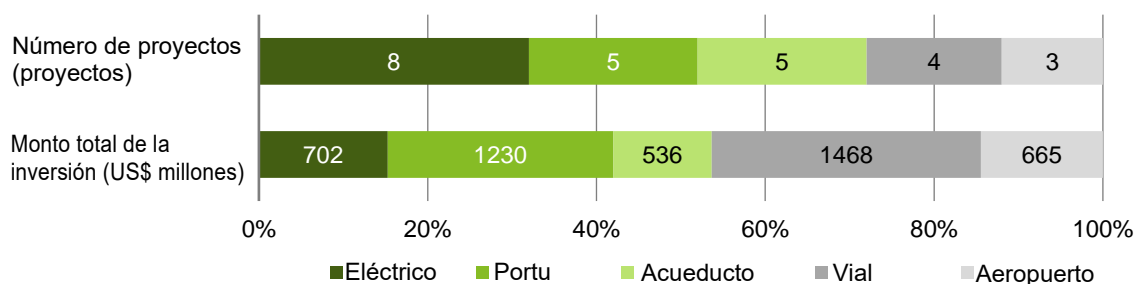
<sup>69</sup> En esta base de datos, los proyectos poseídos y administrados por empresas privadas cuya participación alcanza el 20% o más, se registran como APP (en el Banco Central se llama participación privada en infraestructura).

<sup>70</sup> Se incluyen proyectos suspendidos.

<sup>71</sup> Respecto a los datos del monto total de inversión, faltan datos de dos proyectos de electricidad, dos proyectos de acueducto y alcantarillado y un proyecto de aeropuerto.



sector de aeropuerto con 3 proyectos (12%). Aunque se debe prestar atención a que faltan algunos datos, en cuanto al monto de la inversión, el sector vial y el sector portuario superan al sector eléctrico. Mientras que el monto de la inversión del sector vial y el del sector portuario son de 1.470 millones de dólares (32%) y 1.230 millones de dólares (27%) respectivamente, el monto de inversión del sector eléctrico es de 700 millones de dólares (15%).



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir de la Base de Datos de Participación Privada en Infraestructura”, Banco Mundial

Figura 3-7 Número de proyecto APP y monto de la inversión por sector y sus proporciones (2000 a 2021)

Al observar los proyectos por escenario, en general el número de proyectos de “Green Field” y el de proyectos de “Brown Field” son el mismo, pero en el sector eléctrico, 7 de los 8 proyectos son de “Green Field”. Por método de proyecto, además del método BOT (construcción, operación y transferencia), también se utiliza con frecuencia el método BROT (construcción, rehabilitación, operación y transferencia) principalmente para los proyectos portuarios y viales que implican la rehabilitación de instalaciones existentes. Respecto al sector eléctrico, hay 4 proyectos con el método BOT, 3 proyectos con el método BOO (construcción, propiedad y operación) y 1 proyecto con contrato de operación. Asimismo, de los 25 proyectos APP, 19 son no solicitados.

Cuadro 3-12 Número de proyectos APP por escenario/método (2000 a 2021)

Escenario	Sector eléctrico	Sector vial	Sector portuario	Acueducto y alcantarillado	Aeropuerto	Total
Green Field	7		1		1	9
Brown Field		4	4	2	1	11
Contrato de arrendamiento y operación	1			3	1	5
<b>Método de proyecto</b>						
BOT	4		1		1	6
BOO	3					3
ROT			1	1		2
BROT		4	2	1	1	8
RLRT			1			1
Contrato de arrendamiento				1		1
Contrato de operación	1			2	1	4
<b>Solicitado/No solicitado</b>						
Solicitado	2	1	2	1	0	6
No solicitado	6	3	3	4	3	19
<b>Total</b>	<b>8</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>3</b>	<b>25</b>

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir de la “Base de Datos de Participación Privada en Infraestructura”, Banco Mundial

Por último, se muestra la lista de proyectos APP de 2000 a 2021 en el Cuadro 3-13 y de estos se muestra la información de los proyectos del sector eléctrico en el Cuadro 3-14.

Cuadro 3-13 Lista de proyectos APP de infraestructura (2000 a 2021)

Nombre del proyecto	Año de cierre financiero	Estado <sup>72</sup>	Sector	Escenario	Método de proyecto	Monto total de la inversión (US\$ millones)	Patrocinador (aportación, porcentaje, nacionalidad)	Apoyo del BMD	No solicitado
Aguas de Samborondón Amagua	2000	Bajo mediación	Acueducto y alcantarillado	Operación/arr endamiento	Contrato de arrendamiento	n/a	• Sociedad de Acueducto, Alcantarillado y Aseo de Barranquilla (n/a, n/a, Colombia)	No	Sí
Ecapag	2001	Bajo mediación	Acueducto y alcantarillado	Brown	BROT	500	• Fomento de Construcciones y Contratas SA (n/a, 23%, España) • Hidalgo e Hidalgo SA (n/a, 22%, Ecuador) • Fábrica Nacional de Autopartes SA (n/a, 22%, Colombia) • Veolia Environnement (n/a, 23%, Francia)	Sí	Sí
Mariscal Sucre airport management contract	2002	Activo	Aeropuerto	Operación/arr endamiento	Contrato de operación	n/a	• Aecon (n/a, 30%, Canadá) • Constructora Andrade Gutierrez (n/a, 30%, Brasil) • Houston Airport System (n/a, 25%, EE.UU.) • Airport Development Corporation (n/a, 15%, Canadá)	No	Sí
San Francisco Power Plant	2003	Activo	Eléctrico	Green	BOT	302	• n/a (20%, n/a)	Sí	Sí
Esmeraldas Port	2004	Suspendido	Portuario	Brown	RLRT	30	• Hidalgo e Hidalgo SA (n/a, 75%, Ecuador) • Grupo Portuario SA (n/a, 26%, Colombia)	No	Sí
Guayaquil International Airport	2004	Activo	Aeropuerto	Brown	BROT	80	• Corporación América (n/a, n/a, Argentina) • American International Airports (n/a, n/a, EE.UU.) • Deller Group (n/a, n/a, Ecuador)	No	Sí
Pedro Moncayo water supply	2004	Terminado	Acueducto y alcantarillado	Operación/arr endamiento	Contrato de operación	n/a	• Leonardo Armijos Luna (n/a, 100%, Ecuador)	Sí	Sí
Machala Tripleoro Water Concession	2004	Bajo mediación	Acueducto y alcantarillado	Brown	ROT	10	• Sociedad de Acueducto, Alcantarillado y Aseo de Barranquilla (n/a, n/a, Colombia)	No	Sí
New Quito Airport	2005	Activo	Aeropuerto	Green	BOT	585	• Odinsa S.A. (n/a, 50%, Canadá) • Constructora Andrade Gutierrez (n/a, 9%, Brasil) • Camargo Correa Group (n/a, 9%, EE.UU.) • Serveng Civilsan S.A. (n/a, 9%, Canadá) • Small international investors (n/a, 25%, n/a)	Sí	Sí

<sup>72</sup> “Activo” se refiere al estado en el que la construcción está programada para comenzar, está en construcción o está en operación. “Terminación” se refiere al estado en el que el período del contrato ha expirado y el contrato no ha sido renovado o prorrogado. “Suspensión” se refiere a la salida del sector privado (estado en el que la construcción u operación está suspendida durante el 15% o más del período de contrato después de la venta o transferencia de los intereses económicos al gobierno antes del vencimiento del contrato, el retiro de partes interesadas, la cancelación de la licencia o la negativa a cumplir el contrato). “Bajo mediación” significa el estado en el que el gobierno o el sector privado ha solicitado la anulación del contrato o que se está realizando un arbitraje internacional.)

Nombre del proyecto	Año de cierre financiero	Estado <sup>72</sup>	Sector	Escenario	Método de proyecto	Monto total de la inversión (US\$ millones)	Patrocinador (aportación, porcentaje, nacionalidad)	Apoyo del BMD	No solicitado
SAISC Thermal Power Plant	2005	Activo	Eléctrico	Green	BOO	n/a	• Sociedad Agrícola e Industrial San Carlos S.A. (n/a, 100%, Ecuador)	Sí	Sí
SAISC Thermal Power Plant	2005	Activo	Eléctrico	Green	BOO	49	• Sociedad Agrícola e Industrial San Carlos S.A. (n/a, 100%, Ecuador)	Sí	Sí
Termoguayas Floating Power Plant	2006	Activo	Eléctrico	Green	BOO	103	• Keppel Group (n/a, 100%, Singapur)	Sí	Sí
CATEG Management Contract	2006	Suspendido	Eléctrico	Brown	Contrato de operación	n/a	• Electricidad de Valencia (n/a, 100%, Venezuela)	No	Sí
Manta Port Concession	2006	Suspendido	Portuario	Brown	BROT	523	• Hutchison Whampoa Ltd (n/a, 100%, Hong Kong)	No	Sí
Manabi Southern Beltway	2006	Activo	Vial	Brown	BROT	43	• Hidalgo e Hidalgo SA (n/a, n/a, Ecuador) • Verdu S.A. (n/a, n/a, Ecuador)	No	Sí
Guayaquil Port Concession	2007	Activo	Portuario	Brown	BROT	200	• International Container Terminal Services Inc. (n/a, n/a, Filipinas) • PSA Corp (n/a, n/a, Singapur)	No	Sí
San Bartolo Hydro Power Plant	2013	Activo	Eléctrico	Green	BOT	76,7	• n/a (7.65 millones de dólares, 50%, Ecuador) • n/a (7.65 millones de dólares, 50%, n/a)	Sí	No
Sabanilla Hydro Power Plant	2013	Activo	Eléctrico	Green	BOT	60	• Hidrelgen S.A. (16 millones de dólares, 100%, Ecuador)	No	No
Rio Siete - Huaquillas Highway	2016	Activo	Vial	Brown	BROT	665	• Latinco S.A. Latinoamericana de Construcciones (n/a, n/a, Colombia) • Fopeco S.A. (n/a, n/a, Ecuador)	No	No
Normandia Hydro Power Plant	2016	Activo	Eléctrico	Green	BOT	111,4	• Pequeños inversores internacionales (36.4 millones de dólares, 100%, n/a)	Sí	Sí
SUEZ Water Management Santo Domingo Contract	2018	Activo	Acueducto y alcantarillado	Brown	Contrato de operación	26.49	• SUEZ/ENGIE (26.49 millones de dólares, 100%, Francia)	No	No
Port of Guayaquil phase 1	2018	Activo	Portuario	Green	BOT	377	• DP World (n/a, 100%, EAU)	Sí	No
Guayaquil Port Access Channel Dredging Works	2019	Activo	Portuario	Brown	ROT	100	• Jan de Nul (100 millones de dólares, 100%, Luxemburgo)	No	No
Santo Domingo - Buena Fe Road Expansion	2020	Activo	Vial	Brown	BROT	500	• Santo Domingo CRSD (n/a, 100%, Ecuador)	n/a	Sí
Naranjal - Tenguel Road Section	2021	Activo	Vial	Brown	BROT	260	• Intervías (n/a, 100%, España)	n/a	Sí

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir de la "Base de Datos de Participación Privada en Infraestructura" del Banco Mundial y otros datos

Nota: Los proyectos del sector eléctrico están marcados con el color verde.

Cuadro 3-14 Lista de proyectos APP del sector eléctrico (2000 a 2021)

Nombre del proyecto	Cierre financiero	Fuente de electricidad	Monto de la inversión	Capacidad	Fuente de ingresos	Período de contrato	No solicitado	Apoyo del gobierno
San Francisco Power Plant	Octubre de 2003	Hidroeléctrica	US\$ 302 millones	230MW	n/a	30 años	Sí	Garantía de deuda
SAISC Thermal Power Plant	Julio de 2005	Biomasa	n/a	351MW	Ventas a empresas distribuidoras	n/a	Sí	n/a
SAISC Thermal Power Plant	Julio de 2015	Biomasa	US\$ 49 millones	78MW	Ventas a empresas distribuidoras	n/a	Sí	n/a
Termoguayas Floating Power Plant	Enero de 2006	Diésel	US\$ 103 millones	150MW	Ventas a empresas distribuidoras	15 años	Sí	n/a
CATEG Management Contract	Noviembre de 2006	Diésel	n/a	n/a	Pago por el gobierno	5 años	Sí	n/a
San Bartolo Hydro Power Plant	Noviembre de 2013	Hidroeléctrica	US\$ 76,7 millones	48MW	Ventas a empresas distribuidoras	40 años	No	Garantía de pago
Sabanilla Hydro Power Plant	Diciembre de 2013	Hidroeléctrica	US\$ 60 millones	30MW	Ventas a empresas distribuidoras	50 años	No	n/a
Normandia Hydro Power Plant	Julio de 2016	Hidroeléctrica	US\$ 111,4 millones	48.51MW	Ventas a empresas distribuidoras	n/a	Sí	n/a

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir de la “Base de Datos de Participación Privada en Infraestructura” del Banco Mundial y otros datos

### 3.2.4. Ejemplos de Proyectos APP de Infraestructura

En este apartado se presentan cuatro proyectos APP concretos indicados a continuación.

- (1) Central térmica de SAISC (sector eléctrico)
- (2) Central flotante de Termoguayas (sector eléctrico)
- (3) Central hidroeléctrica Normandía (sector eléctrico)
- (4) Contrato de SUEZ para la gestión del agua en Santo Domingo (sector de acueducto)

#### (1) Central térmica de SAISC (sector eléctrico)<sup>73</sup>

##### ● Resumen del proyecto

Es un proyecto BOO para construir y operar una central eléctrica de biomasa (cogeneración) en Coronel Marcelino Maridueña en la provincia del Guayas, ubicada en el oeste de Ecuador. La entidad ejecutora es la empresa productora de azúcar Sociedad Agrícola e Industrial San Carlos S.A. (SAISC), la cual genera energía eléctrica a partir del bagazo<sup>74</sup> que se produce en el proceso de producción de azúcar.

En 2005 se instalaron 35MW y en 2013 se ampliaron 40MW hasta un total de 75MW. El monto de inversión fue de 16 millones de dólares y 49 millones de dólares respectivamente. El 30% de la electricidad generada en la central se utiliza para su propia producción de azúcar y el 70% restante se suministra a empresas distribuidoras, etc.

Este proyecto es el primer proyecto de generación de energía con biomasa en Ecuador convertido en un proyecto de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) reconocido oficialmente por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC). Además, en 2010, fue certificado como programa de producción más limpia por el Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica.

##### ● Estructura del proyecto

Este proyecto está basado en el contrato de concesión por 40 años firmado con el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) en noviembre de 2004. Después, con motivo de la ampliación de la capacidad se firmó en 2012 un nuevo contrato de concesión de 75MW por 40 años. Hubo una reorganización y actualmente el MERNNR se hace cargo del contrato.

SAISC es la única empresa que invierte en este proyecto. Además, para la ampliación de 2013 recibió un préstamo de hasta 8 millones de dólares del BID Invest.

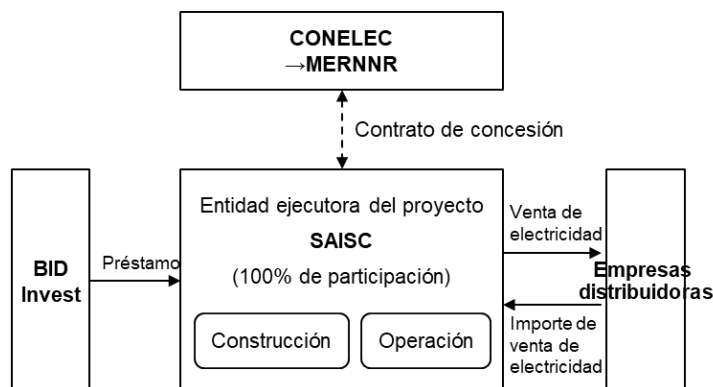
El excedente eléctrico se suministra a empresas distribuidoras a través del Sistema Nacional de Interconectado (SNI), lo cual es la fuente de ingresos de este proyecto. El precio de venta está fijado por el contrato. Entre 2004 y 2015 (35MW) se cotizó a 10.23 centavos estadounidenses por

---

<sup>73</sup> Sitio web SAISC; Presentación SAISC; Sitio web BID Invest; Banco Mundial “Base de datos PPI”; UNFCC “Búsqueda de proyecto CDM”; Sitio web Dun&Bradstreet; Roddy Javier (2015) “Elaboración de un manual de descripciones de cargos para la empresa Sociedad Agrícola e Industrial San Carlos S.A.”; Entrevista con ARCERNNR (octubre, 2021)

<sup>74</sup> Residuo que queda después de exprimir jugo de caña de azúcar.

kWh y a partir de 2015 (75MW) se cotiza a 9.6 centavos estadounidenses por kWh. Asimismo, la electricidad se suministra preferentemente a empresas distribuidoras. Sin embargo, el período de dicho trato preferencial es de 15 años y en este proyecto será hasta el 28 de diciembre de 2027.



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA

Figura 3-8 Estructura del proyecto de central térmica de SAISC

- Perfil de la empresa privada

SAISC es una empresa productora de azúcar importante con una cuota de participación de un tercio del mercado nacional de azúcar de Ecuador. Posee y gestiona 28,000 hectáreas de campos de caña de azúcar en la provincia del Guayas, donde se encuentra su casa matriz. Asimismo, cotiza en la Bolsa de Valores de Guayaquil, cuenta con más de 3.000 empleados y tiene ventas de aproximadamente 150 millones de dólares (2019).

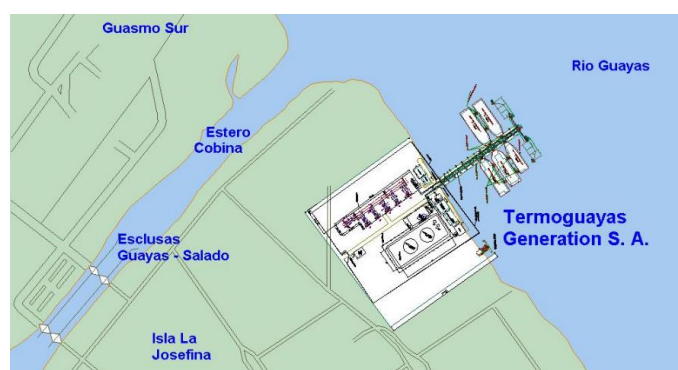
- Cronograma del proyecto

- |      |  |
|------|--|
| 2004 | Firma del contrato de concesión (35MW)<br>Inicio de la operación (35MW)  |
| 2005 | Ejecución de la inversión (16 millones de dólares, 35MW)   |
| 2006 | Registro como proyecto MDL   |
| 2010 | Reconocimiento como programa de producción más limpia por el Ministerio del Ambiente y Agua  |
| 2012 | Terminación del período de crédito del MDL<br>Terminación del contrato de concesión (35MW)<br>Firma del contrato de concesión (ampliación de 40MW/capacidad total de 75MW) |
| 2013 | Cierre financiero<br>Ejecución de la inversión (49 millones de dólares, ampliación de 40MW)<br>Ejecución del préstamo del BID Invest (hasta 8 millones de dólares)         |
| 2015 | Terminación de las obras/inicio de la operación (ampliación de 40MW/capacidad total de 75MW)   |

## (2) Central flotante de Termoguayas (sector eléctrico)<sup>75</sup>

### ● Resumen del proyecto

Es un proyecto BOO para construir y operar una central de combustión interna (generación eléctrica con diésel) en la provincia del Guayas ubicada en el oeste de Ecuador. La entidad ejecutora es Termoguayas Generation S.A. La central se encuentra en el río Guayas y es una central barcaza<sup>76</sup> con una capacidad de generación de 150MW compuesta por cinco barcasas. Esta central fue trasladada desde Brasil. En el lado terrestre están instalados tanques de almacenamiento de combustible, equipos de subestación y líneas de transmisión de 230kV para la conexión a la red entre otras cosas. La inversión total es de unos 100 millones de dólares.



Fuente: Jaime Vicente (2016) “Plan de Emergencia para Control de Derrames de Hidrocarburos en el Área de Influencia de la Empresa Termoguayas Generation S.A.”

Figura 3-9 Mapa de la central flotante de Termoguayas

### ● Estructura del proyecto

Este proyecto estaba basado en el contrato de concesión por 15 años firmado con el CONELEC en enero de 2006. El contrato terminó en enero de 2021. Asimismo, la central no opera desde 2018<sup>77</sup>.

Termoguayas Generation es una empresa fundada para este proyecto y es de propiedad total de Keppel Energy Pte. Ltd. Termoguayas Generation firmó un contrato de préstamo participativo por 5 años con Rodeo Power Pte. Ltd., y un contrato de arrendamiento de equipos por 7 años con New Energy Industrial Ltd. Ambas empresas son filiales de Keppel Energy. Keppel Energy vendió acciones de este proyecto en 2012.

Asimismo, el Organismo Multilateral de Garantía de Inversiones (OMGI) otorgó seguros de inversión a ambas filiales arriba mencionadas por aproximadamente 100 millones de dólares. Los seguros cubrían riesgos tales como la restricción de remesas, la expropiación y el incumplimiento del contrato.

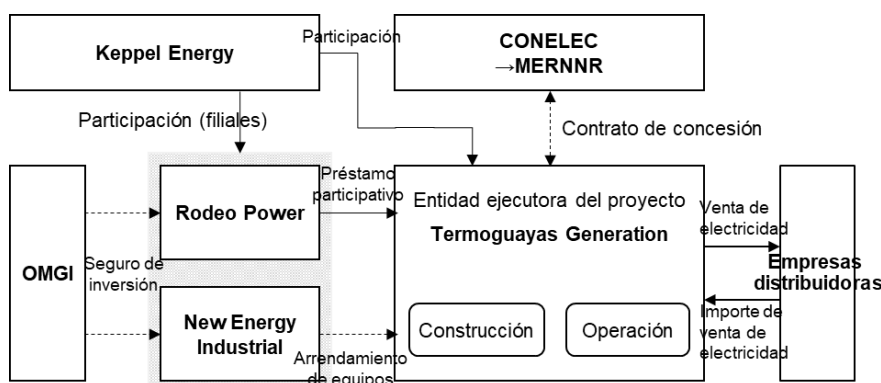
La fuente de ingresos de este proyecto fue el suministro de electricidad a empresas

<sup>75</sup> Sitio web MIGA; Jaime Vicente (2016) “Plan de Emergencia para Control de Derrames de Hidrocarburos en el Área de Influencia de la Empresa Termoguayas Generation S.A.”; ARCONE, Resolución N.º 077/17; Sitio web Keppel Corporation; Entrevista con ARCERNNR (octubre, 2021)

<sup>76</sup> Central eléctrica móvil con motor de combustión interna y generador en barcaza.

<sup>77</sup> Según la entrevista con ONE-CENACE.

distribuidoras a través del SNI. Respecto al precio de venta de electricidad, no se sabe el precio concreto, pero era un precio fijo basado en el contrato.



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA

Figura 3-10 Estructura del proyecto de central flotante de Termoguayas

- Perfil de la empresa privada

Keppel Infrastructure (antiguo Keppel Energy) invierte, posee y administra proyectos de energía e infraestructura en todo el mundo bajo el paraguas de Keppel Corporation, un conglomerado de Singapur dedicado a la industria marítima, buques e infraestructura entre otros negocios. Keppel Corporation cotiza en la Bolsa de Valores de Singapur y tiene más de 18,000 empleados y ventas de aproximadamente 6,600 millones de dólares de Singapur (aproximadamente 5,000 millones de dólares estadounidenses, 2020).

- Cronograma del proyecto

2006	Firma del contrato de concesión Cierre financiero Ejecución de la inversión (103 millones de dólares, 150MW) Inicio de la operación
2021	Terminación del contrato de concesión

### (3) Central hidroeléctrica Normandía (sector eléctrico)<sup>78</sup>

- Resumen del proyecto

Es un proyecto BOT para construir y operar una central hidroeléctrica en la provincia de Morona Santiago ubicada en el sureste de Ecuador. La entidad ejecutora es Hidrowarm S.A. y la central se encuentra en el río Upano. Se trata de una central hidroeléctrica de agua fluyente<sup>79</sup> con una capacidad de generación de 48.9MW mediante cinco turbinas Pelton<sup>80</sup>. Asimismo, también se construirá una línea de transmisión de 230kV a lo largo de 85km. El monto total de la inversión

<sup>78</sup> Sitio web de BID; BID (2018) “Resumen sobre efectividad de desarrollo 2018”; Entrevista con el BID

<sup>79</sup> Método que utiliza el agua fluyente del río tal como está para la generación eléctrica.

<sup>80</sup> Turbina de agua que aprovecha la velocidad del agua. Se utiliza en centrales eléctricas de gran altura.



es de unos 110 millones de dólares.

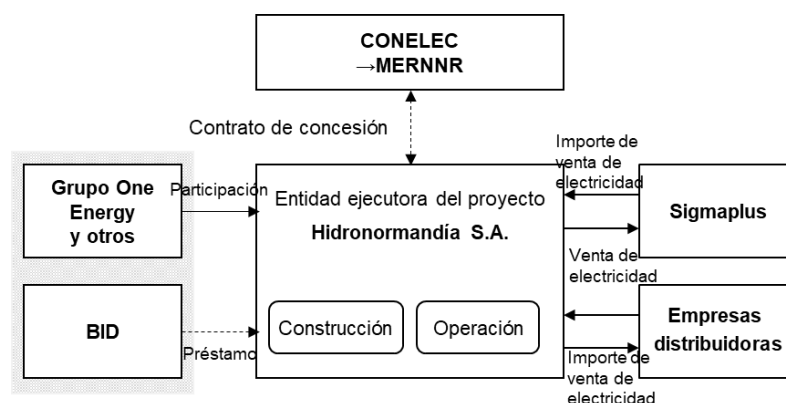
- Estructura del proyecto

En este proyecto se firmó un contrato de concesión de 38.1MW por 15 años en agosto de 2013. Posteriormente, se aumentó a 48.9MW en noviembre de 2015 y se acordó cambiar el plazo del contrato a 40 años en marzo de 2016. Actualmente, la entidad contratante del lado público es el MERNNR.

Para este proyecto se fundó Hidronormandía S.A. (antiguo Hidrowarm). Varios patrocinadores aportan un total de 36.4 millones de dólares y el accionista principal es Grupo One Energy.

Además, Hidronormandía recibió un préstamo del BID Invest. Respecto a su detalle, el préstamo A (préstamo por cuenta propia) es hasta 10 millones de dólares y el préstamo B (cofinanciamiento) es de 65 millones de dólares. Al mismo tiempo, el Fondo Climático Canadiense para el Sector Privado de las Américas<sup>81</sup> le otorgó un préstamo subordinado de 10 millones de dólares. Según el contrato de este préstamo, Hidronormandía está obligada a ajustarse al flujo de agua ecológico<sup>82</sup> cuando se observen cambios en el ecosistema (como la cantidad de los peces) para evitar el impacto ambiental de la central.

La electricidad generada se suministra a unos 6.2 centavos estadounidenses por kWh a Sigmaplus, una empresa que fabrica productos de plástico. Una parte de la electricidad también se suministra a empresas distribuidoras a través del SNI. Se establece que el precio de venta es fijo durante los primeros 15 años.



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA

Figura 3-11 Estructura del proyecto de central hidroeléctrica de Normandía

- Perfil de la empresa privada

No se ha podido confirmar el detalle de Grupo One Energy, pero según la entrevista con el BID, parece que, además del negocio energético, se dedica también al negocio inmobiliario.

<sup>81</sup> Canadian Climate Fund for the Americas

<sup>82</sup> Flujo de agua ecológico. Se refiere a la cantidad, el tiempo y la calidad del flujo de agua requeridos para mantener el ecosistema.

- Cronograma del proyecto

2013	Firma del contrato de concesión (38.1MW)
2016	Cierre financiero Ejecución de la inversión (111.4 millones de dólares, 48,9MW) Ejecución del préstamo del BID Invest Cambios en el contrato de concesión (38.1MW→48.9MW, 15 años→40 años)
2018	Inicio de la operación
2019	Terminación de las obras

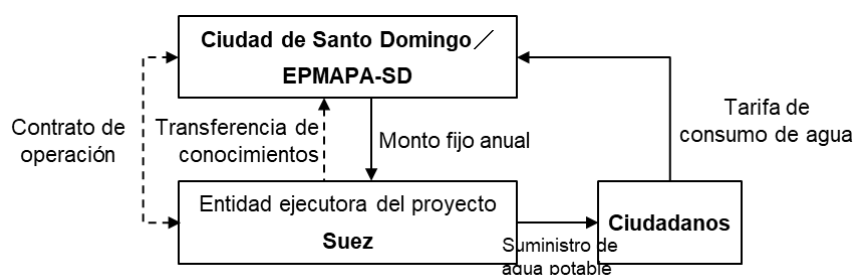
(4) Contrato de SUEZ para la gestión del agua en Santo Domingo (sector de acueducto)<sup>83</sup>

- Resumen del proyecto

Es un proyecto para operar y administrar el acueducto en la ciudad de Santo Domingo en la provincia de Santo Domingo de los Tsáchilas ubicada en el noroeste de Ecuador. A través de este proyecto se suministra agua a 450,000 personas que viven en la ciudad. Además, el proyecto pretende también transferir los conocimientos de SUEZ, que es la entidad ejecutora del proyecto, a la Empresa Pública Municipal de Agua Potable y Alcantarillado Santo Domingo (EPMAPA-SD) sobre el suministro estable, la reducción de la tasa de fuga de agua, la instalación de contadores de agua, etc.

- Estructura del proyecto

Este proyecto está basado en el contrato de operación por 10 años firmado con la EPMAPA-SD en 2018. El monto del contrato es de unos 26 millones de dólares. Es un contrato de tipo pago de monto fijo anual/disponibilidad por el que el gobierno de la ciudad se encarga del pago. El contrato se concluyó después de negociaciones competitivas (examen no basado en el método de adjudicación automática por el precio de oferta más bajo).



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA

Figura 3-12 Estructura del proyecto

<sup>83</sup> Boletín de prensa del Grupo SUEZ; Banco Mundial “Base de datos PPI”

- Perfil de la empresa privada

SUEZ es la empresa francesa dedicada al tratamiento de agua y residuos, y es la empresa privada de agua más grande del mundo. Cotiza en Euronext (París, Bruselas) y tiene aproximadamente 90.000 empleados y unas ventas de 17,200 millones de euros (20,500 millones de dólares, 2020). La empresa ha participado en numerosos proyectos APP en áreas como acueducto y alcantarillado y electricidad en Latinoamérica incluyendo Brasil, Argentina y Estados Unidos Mexicanos, pero este es el primer proyecto en Ecuador.

- Cronograma del proyecto

2018      Firma del contrato de operación  
            Cierre financiero

### 3.2.5. Estado de Utilización de APP en la Promoción de las Energías Renovables y la Descarbonización

En los últimos años, el gobierno ecuatoriano ha mostrado la postura de utilizar fondos privados para promover la introducción de energías renovables distintas a la generación hidroeléctrica a gran escala. En septiembre de 2020, el MERNNR anunció que celebraría una licitación abierta para el proyecto de energías renovables no convencionales (ERNC) de 200MW en total<sup>84</sup>. Este proyecto se llama Bloque ERNC y se espera que el monto total de la inversión sea de 300 millones de dólares como máximo<sup>85</sup>. Según el cronograma inicial, estaba previsto iniciar el llamado a licitación el 6 de noviembre de 2020 y determinar el postor ganador para principios de agosto de 2021<sup>86</sup>. Sin embargo, en julio de 2021, se decidió agregar un total de 300MW de generación fotovoltaica y eólica a la meta inicial de 200MW<sup>87</sup>. El nuevo plan se anunció en septiembre de 2021 como Bloque ERNC I 500MW. Se firmarán contratos de concesión por 20 años para la generación bioeléctrica, por 25 años para la generación fotovoltaica y eólica y por 30 años para la generación hidroeléctrica a pequeña escala con el método BOT y las centrales se entregarán al gobierno después de la terminación de los contratos. Siempre que haya fuentes de energía y se pueda conectar al SNI, el sitio de desarrollo no importa. La inversión total es de 875 millones de dólares. El llamado a licitación está programado para el tercer trimestre de 2021<sup>88</sup>. Por cierto, si se clasifica el proyecto entre “APP” y “concesión” antes mencionadas, es una “concesión” que no ha seguido el procedimiento establecido por la legislación relacionada con APP<sup>89</sup>.

---

<sup>84</sup> Comunicado de prensa de MERNNR (septiembre 8, 2020) <https://www.recursoyenergia.gob.ec/ecuador-oferta-al-sector-privado-el-desarrollo-de-bloque-de-energias-renovables-de-200-megavattios/>

<sup>85</sup> Ídem.

<sup>86</sup> Renewables Now “Ecuador lanzará licitación por 200 MW de renovables diversas” (septiembre 9, 2020)

<sup>87</sup> Renewables Now “Ecuador aumenta capacidad de licitación de renovables a 500 MW” (julio 19, 2021)

<sup>88</sup> Renewables Now “Gobierno de Ecuador informa licitación de 500 MW de renovables y otros proyectos de energía” (septiembre 21, 2021)

<sup>89</sup> Entrevista con el MEF.

**Cuadro 3-15 Detalle del Bloque ERNC I**

Fuente de electricidad	Capacidad total de licitación	Capacidad mínima	Capacidad máxima	Período de contrato
Hidroeléctrica pequeña	150MW	3MW	50MW	30 años
Eólica	200MW	10MW	100MW	25 años
Fotovoltaica	120MW	3MW	50MW	25 años
Biomasa/biogás	30MW	1MW	15MW	20 años

Fuente: “Proyectos Bloque ERNC I 500MW”, MERNNR (2021)

Además, se realizará en “concesión” una generación de ciclo combinado con gas natural (400MW en total) y una línea de transmisión Nororiental de 290 km (extensión de la línea de transmisión a la región nororiental de Oriente). El proyecto de línea de transmisión tiene una escala de inversión de 386 millones de dólares, y al conectar las centrales eléctricas de las instalaciones petroleras que actualmente utilizan carbón al SNI, se suministrará electricidad generada principalmente por centrales hidroeléctricas, con lo cual se espera contribuir a la descarbonización. Al igual que el Bloque ERNC, para estos dos proyectos está previsto iniciar el llamado a licitación en el tercer trimestre de 2021<sup>90</sup>.

### 3.2.6. Desafíos en la Promoción de APP

En Ecuador se está preparando el entorno para promover la utilización de APP. Tras revisar el aspecto general de dos estudios internacionales que evaluaron el entorno que rodeaba APP, se analizarán los desafíos en la promoción de APP en Ecuador.

Primero, en el informe “Infrascopio”, que fue realizado por Economist Intelligence Unit del Reino Unido en colaboración con el BID sobre APP en los países de Latinoamérica, se calificó el entorno de APP de cada país según las cinco categorías que son regulaciones, instituciones, madurez, clima de inversiones y negocios y financiación. En la versión de 2019, el puntaje general de Ecuador es de 63, que es el nivel promedio de los países latinoamericanos. Teniendo en cuenta que la versión de 2017 obtuvo 44 puntos (59 puntos en promedio), se puede decir que el entorno de APP se ha mejorado significativamente. Especialmente se han observado mejoras en las categorías de “madurez” y “clima de inversiones y negocios”. Por otro lado, en cuanto a las categorías de “instituciones” y “financiación”, se ha determinado que Ecuador sigue siendo “emergente”.

**Cuadro 3-16 Puntajes generales de los países latinoamericanos en el Infrascopio 2019**

Madurez	Posición	País	Puntaje (sobre 100)
Desarrollado	1	Chile	79
	2	Colombia	77
	2	Perú	77
	4	Jamaica	76
	5	Guatemala	74
	6	El Salvador	73
	7	Brasil	72
	7	Costa Rica	72
	7	Uruguay	72
	10	Honduras	66

<sup>90</sup> Renewables Now “Gobierno de Ecuador informa licitación de 500 MW de renovables y otros proyectos de energía” (septiembre 21, 2021)

	10	México	66
	12	Ecuador	63
	12	Nicaragua	63
	14	Panamá	60
Emergente	15	Trinidad Tobago	56
	16	República Dominicana	55
	17	Bahamas	53
	17	Paraguay	53
	19	Argentina	52
	20	Barbados	37
Naciente	21	Venezuela	8
Promedio			62

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir del “Infrascopio 2019”, The Economist Intelligence Unit (2019)

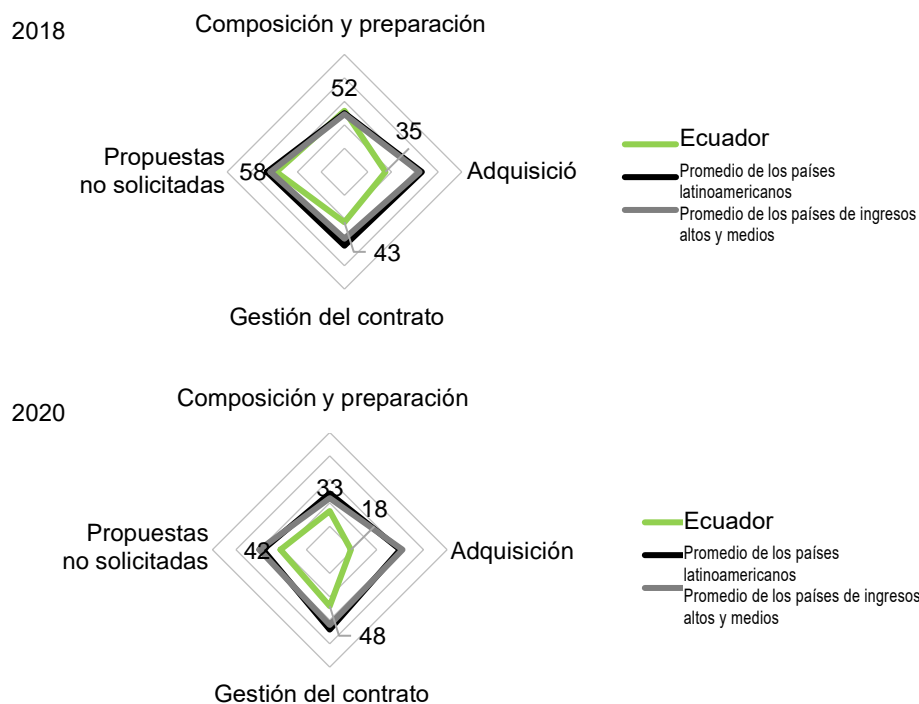
**Cuadro 3-17 Puntaje y posición de Ecuador por categoría en el Infrascopio (2107, 2019)**

Categoría	Puntaje		Posición			
	2017 (Promedio de 19 países)	2019 (Promedio de 21 países)	2017 (de 19 países)	2019 (de 21 países)		
Regulaciones	68(69)	Desarrollado	74(70)	Desarrollado	12 empate	12
Instituciones	31(55)	Emergente	36(56)	Emergente	16	16
Madurez	22(69)	Naciente	81(72)	Maduro	18	9 empate
Clima de inversiones y negocios	61(57)	Desarrollado	78(65)	Desarrollado	7 empate	6
Financiación	39(45)	Emergente	47(49)	Emergente	12 empate	10 empate

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir del informe “Infrascopio 2019”, The Economist Intelligence Unit (2019) y del informe “Infrascopio 2017”, The Economist Intelligence Unit 2017

A continuación, veamos los informes “Procuring Infrastructure PPPs” y “Benchmarking Infrastructure Development”, publicados por el Banco Mundial en 2018 y en 2020 respectivamente. Estos estudios califican de la misma manera el estado de desarrollo del sistema para la utilización de APP en proyectos de infraestructura, aunque los títulos de los informes son diferentes. En 2018 se estudiaron 135 países del mundo, incluyendo 18 países latinoamericanos, y en 2020, 140 países. En la Figura 3-13 se muestran los resultados de la evaluación por estos estudios. En comparación con los resultados de 2018, en 2020 se bajaron puntos excepto en la categoría de “gestión del contrato”. Además, Ecuador tiene un nivel promedio o un poco más bajo en las categorías de “composición y preparación” y “propuestas no solicitadas” en comparación con otros países latinoamericanos<sup>91</sup> y países de ingresos altos y medios, pero tiene una evaluación baja en las categorías de “adquisición” y “gestión del contrato”.

<sup>91</sup> Chile está clasificado como país de altos ingresos en la OCDE y no está incluido en los países latinoamericanos.



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir del informe “Adquisición de Infraestructura APP 2018” y el informe “Benchmarking de desarrollo de infraestructura 2020”

Figura 3-13 Comparación sobre el entorno de APP por el Banco Mundial

En cuanto a los elementos de evaluación concretos de cada categoría y la evaluación de Ecuador, no se han publicado en el informe de 2020, por lo cual en el Cuadro 3-18 se muestran los resultados del informe de 2018. En la etapa de composición y preparación, si bien la evaluación económica del proyecto APP y el examen del método de adquisición están desarrollados hasta cierto grado, se observan problemas como la falta de estudios de mercado y evaluación del impacto ambiental. En cuanto a la etapa de adquisición, la calificación es baja, ya que no se requiere la presentación del modelo financiero al momento de la propuesta y no se asegura un período suficiente para la preparación de ofertas en la licitación por parte de empresas privadas. También se ha señalado que no existen estándares para las capacidades de los miembros del CIAPP. En cuanto a la gestión del contrato, la calificación es baja debido a que el sistema para gestionar el progreso de las obras no está implementado en el lado público.

Cuadro 3-18 Suplemento a la evaluación del entorno de APP del Banco Mundial

Categoría (puntaje)	Elemento de evaluación	Suplemento
Composición y preparación (52)	Aprobación por la autoridad presupuestaria central	Sí (solamente antes de la licitación)
	Medidas financieras (presupuesto, contabilidad, etc.)	No
	Priorización de APP consistente con la priorización de inversión pública	Sí (no hay procedimiento detallado establecido)
	Evaluación económica	Sí (no hay método establecido)
	Evaluación de la asequibilidad	Sí (hay método establecido)
	Evaluación de riesgos	Sí (hay método establecido)
	Evaluación de la relación calidad-precios	Sí (hay método establecido)

	Evaluación de viabilidad financiera o bancabilidad	Sí (hay método establecido)
	Sondeo de mercado	No
	Evaluación del impacto ambiental	No
	Evaluaciones incluidas en la solicitud de propuestas (RFP), etc.	No
	Borrador del contrato de APP incluido en RFP	No
	Contratos modelo APP estandarizados	Sí
Adquisición (35)	Requisitos sobre las capacidades, etc. de los miembros del comité de evaluación	No
	Aviso público de proyectos APP por la autoridad contratante	Sí (aviso en línea)
	Participación de empresas extranjeras en proyectos APP	Sí
	Plazo mínimo para presentar las ofertas en la licitación	Sí (no está especificado el plazo)
	Disponibilidad de varios procedimientos en proyectos APP	— (procedimiento abierto)
	Negociación directa	Sí
	Explicación detallada del procedimiento de adquisición en los documentos de licitación	Sí
	Especificación de los criterios de precalificación/preselección en los documentos de licitación	No
	Aceptación de preguntas sobre el aviso de licitación abierta y/o RFP	Sí (las respuestas no se divulgan públicamente)
	Reunión previa a la licitación	No
	Presentación del modelo financiero con la propuesta	No
	Propuestas evaluadas únicamente de acuerdo con los criterios publicados	Sí
	Tratamiento cuando se recibe una sola propuesta	No
	Publicación del aviso de adjudicación	Sí (publicación en línea)
	Notificación de los resultados del proceso de adquisición	Sí (no incluyen razones de selección)
	Gestión del contrato (43)	Plazo de suspensión
Negociaciones con el postor seleccionado restringidas		No
Publicación del contrato		Sí (publicación en línea)
Sistema para gestionar la ejecución del contrato APP		Sí
Sistema de seguimiento de avance y finalización de las obras de construcción		No
Sistema para vigilar y evaluar la ejecución del contrato APP		Sí
Empresas extranjeras autorizadas a enviar ingresos		Sí
Cambio en la composición de partes interesadas del socio privado		Sí
Modificación/renegociación del contrato APP		Sí (se requiere la aprobación del gobierno)
Gestión de circunstancias que puedan ocurrir durante la vigencia del contrato APP		Sí (fuerza mayor, cambios en la ley, etc.)
Propuestas no solicitadas (58)	Mecanismos de resolución de disputas	Sí (órgano local de revisión administrativa, etc.)
	Derechos de intervención (step-in rights) de los prestamistas	No
	Causales de terminación de un contrato de APP	Sí
Propuestas no solicitadas (58)	Regulación sobre las propuestas no solicitadas	— (Reguladas expresamente)
	Evaluación de propuestas no solicitadas	Sí
	Procedimiento de investigación y/o análisis de prefactibilidad	No
	Evaluación de la coherencia de las propuestas con otras prioridades gubernamentales	Sí (hay procedimiento detallado establecido)
	Procedimiento competitivo de adquisición	Sí
	Plazo mínimo para presentar las ofertas en la licitación	Sí (plazo mínimo previsto pero no especificado explícitamente)

Fuente: “Adquisición de Infraestructura APP 2018”, Banco Mundial (2018)

Las categorías “adquisición” y “gestión del contrato”, que fueron particularmente débiles en la evaluación del Banco Mundial, están relacionados con la categoría “instituciones”, que fue evaluada baja en el informe “Infrascopio”. En dicho informe, la categoría “financiación” también obtuvo una calificación baja. Por lo tanto, se describirán los desafíos en la promoción de APP desde las dos perspectivas de “instituciones” y “financiación”.

En el aspecto de “instituciones”, como se ha mencionado anteriormente, se han promulgado numerosas leyes y reglamentos para promover la utilización de APP, se ha fundado el CIAPP y se han formulado directrices para la aprobación y gestión de proyectos. Sin embargo, casi no funcionan. En cuanto a su razón, en la entrevista con el MEF se mencionó que se tomaría mucho tiempo completar el procedimiento si se implementara de acuerdo con la ley de APP. Por otro lado, los contenidos de las leyes y lineamientos son generales incluso a la luz de los estándares mundiales, y no se requieren cosas complicadas ni a las entidades contratantes públicas ni a las empresas privadas. Por lo tanto, se considera que existe una falta de capacidad operativa por parte de las entidades contratantes públicas como el CIAPP, su secretaría técnica y los ministerios competentes. Hay 27 proyectos APP ejecutados a nivel nacional en los últimos 20 años, y la legislación relacionada con APP solo ha comenzado a desarrollarse desde 2015. Se estima que muy pocos recursos humanos tienen un conocimiento profundo sobre APP y la legislación relacionada y experiencias en la implementación de proyectos. Además, en Ecuador, la entidad contratante pública es la entidad ejecutora del proyecto, pero es difícil ejercer APP solo por el personal de los ministerios competentes, etc. que no cuentan con conocimientos ni experiencias, sin el apoyo suficiente de la secretaría técnica del CIAPP. Actualmente, bajo la nueva secretaría técnica se promueve el rediseño del sistema de APP, pero en el futuro, no solo el aspecto institucional, sino también el desarrollo de una unidad de APP que apoye a los ministerios competentes (originalmente, el papel de la secretaría técnica) para que el proyecto pueda ejecutarse de acuerdo con el sistema y la formación de recursos humanos de los ministerios competentes que realmente ejecutan el proyecto son desafíos urgentes.

En el aspecto de financiación, es necesario crear un mecanismo para compartir el riesgo. Ya existen casos en los cuales el lado público soporta un cierto riesgo de demanda mediante el pago de monto fijo anual/disponibilidad. Aunque todavía se están tomando incentivos fiscales, casi no hay respuesta a los riesgos de financiación. Al considerar la situación actual en la que muchos proyectos son financiados por donantes e inversores extranjeros debido a la inmadurez del mercado nacional de préstamos a largo plazo, también se debe implementar el apoyo para reducir el costo de financiación mediante préstamos sin intereses y financiación a largo plazo por el Estado y el sistema de garantía pública, etc.



## Tercera Parte: Situación Actual y Desafíos del Sector Energético/ Eléctrico de Ecuador

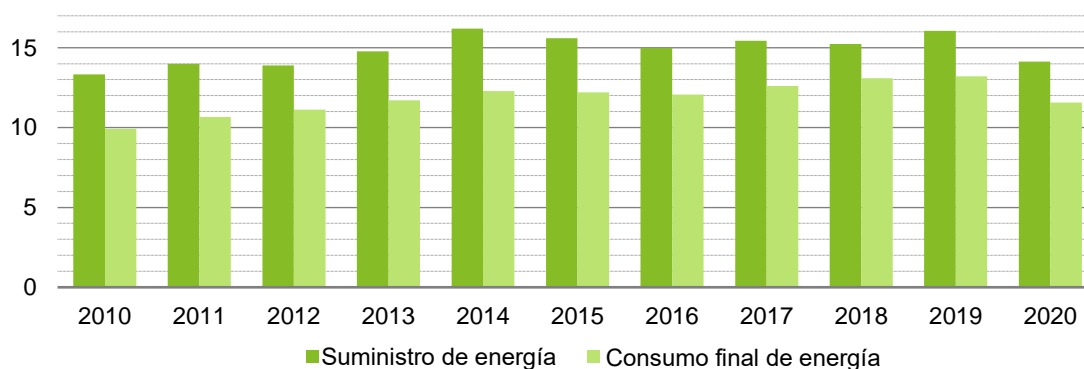
## Capítulo 4 Sector Energético de Ecuador

### 4.1 Balance Energético

#### 4.1.1. Descripción General de la Producción y la Oferta y Demanda de Energía

El suministro de energía en Ecuador ha evolucionado alrededor de los 15 millones de toe en los últimos años. Por otro lado, la demanda y el consumo de energía tienden a aumentar en un contexto de crecimiento económico y demográfico. El PIB aumentó a una tasa media anual del 2.7% desde los 79,900 millones de dólares en 2010 hasta los 101,700 millones de dólares en 2019, y la población creció a una tasa media anual del 1.6% desde 15.01 millones de habitantes en 2010 hasta 17.64 millones de habitantes en 2020<sup>92</sup>. Junto con esto, la demanda de energía también aumentó, y el consumo final de energía pasó de las 9.9 millones de toe<sup>93</sup> en 2010 a 13.2 millones de toe en 2019 a una tasa media anual del 3.2% (véase la Figura 4-1)<sup>94</sup>.

(Millones de toe)



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir del “Balance Energético Nacional 2020”, MERNRR

Figura 4-1 Suministro de energía y consumo final de energía de Ecuador (2010 a 2020)

El petróleo juega un papel importante como fuente de energía en Ecuador. Sin embargo, las reservas probadas de crudo del país a finales de 2020 son de 1,300 millones de barriles, lo que representa el 0.4% de las reservas de petróleo más grandes del mundo, Venezuela (303,800 millones de barriles), y su cuota de mercado global es solo del 0.1%. Además, la producción de crudo del país en 2020 es de 479.000 barriles/día (véase la Figura 4-2), pero es menos de una sexta parte de la producción de Brasil (3.026 millones de barriles/día), que es el mayor productor de petróleo de América del Sur, y la cuota de mercado de Ecuador es solo del 0,5%. Por otro lado, el consumo de petróleo del país en 2020 es de 203.000 barriles/día (véase la Figura 4-2), lo que representa el 0.2% del total mundial<sup>95</sup>. La mayor parte del crudo que se produce en Ecuador se exporta a EEUU., China, Chile, Japón, etc., y es una importante fuente de divisas. En 2019, la exportación de crudo representó el 49% de los ingresos comerciales y el 21% de los ingresos

<sup>92</sup> Banco Mundial “Indicadores del Desarrollo Mundial”

<sup>93</sup> toe: tonelada equivalente de petróleo (tonne of oil equivalent)

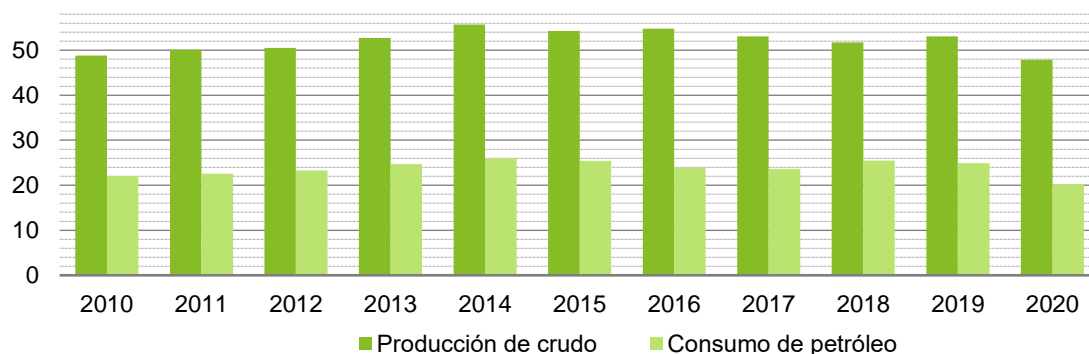
<sup>94</sup> En cuanto al BIP y al consumo final de energía, se compararon los datos de 2019 anteriores a la propagación del COVID 19 con los de 2010.

<sup>95</sup> BP (2021) “Revisión estadística de energía mundial 2021”

públicos<sup>96</sup>.

Debido al modelo económico centrado en la exportación de petróleo, Ecuador es un país exportador neto de energía, y la exportación neta de energía es aproximadamente del mismo tamaño que el suministro de energía (véase la Figura 4-3). Asimismo, la tasa de autosuficiencia energética se encuentra en un nivel extremadamente alto a nivel mundial, con un promedio de 211% entre 2010 y 2020 (véase la Figura 4-4).

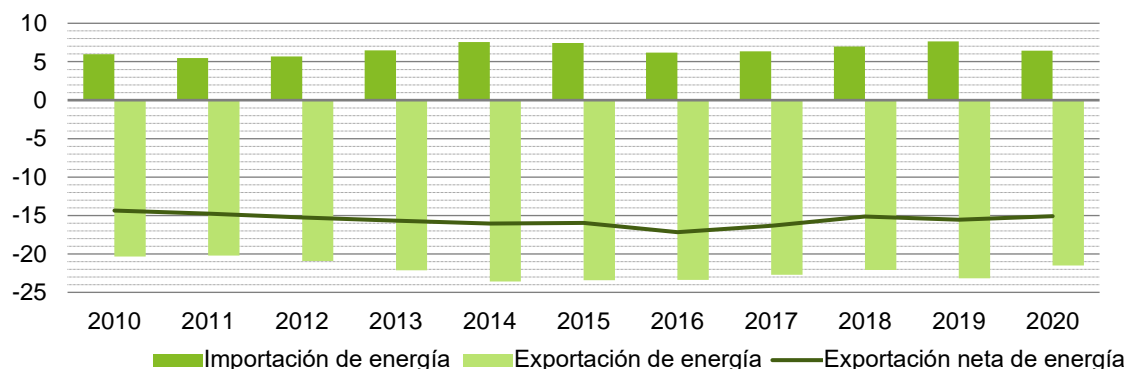
(10 mil barriles/día)



Fuente: Elaborado por el equipo de JICA a partir de la “Revisión Estadística de la Energía Mundial 2021”, BP (2021)

Figura 4-2 Producción de crudo y consumo de petróleo de Ecuador (2010 a 2020)

(Millones de toe)



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir del “Balance Energético Nacional 2020”, MERNRR

Figura 4-3 Exportación e importación de energía de Ecuador (2010 a 2020)

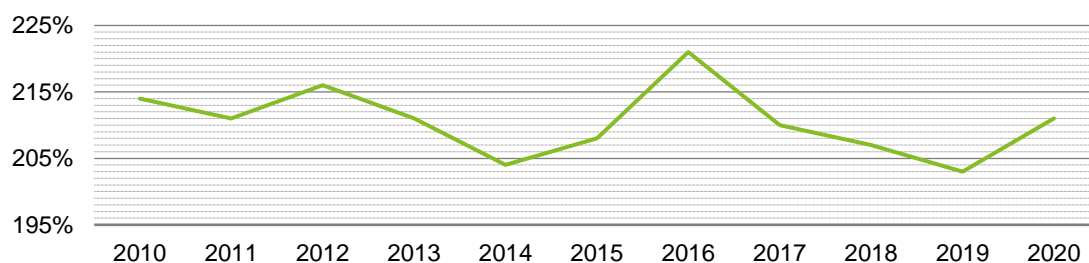


Figura 4-4 Tasa de autosuficiencia energética de Ecuador (2010 a 2020)

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir del “Balance Energético Nacional 2020”, MERNRR

<sup>96</sup> Administración de Información de Energía (EE. UU.) (2021) “Resumen ejecutivo de análisis: Ecuador”

#### 4.1.2. Suministro y Exportación/Importación de Energía

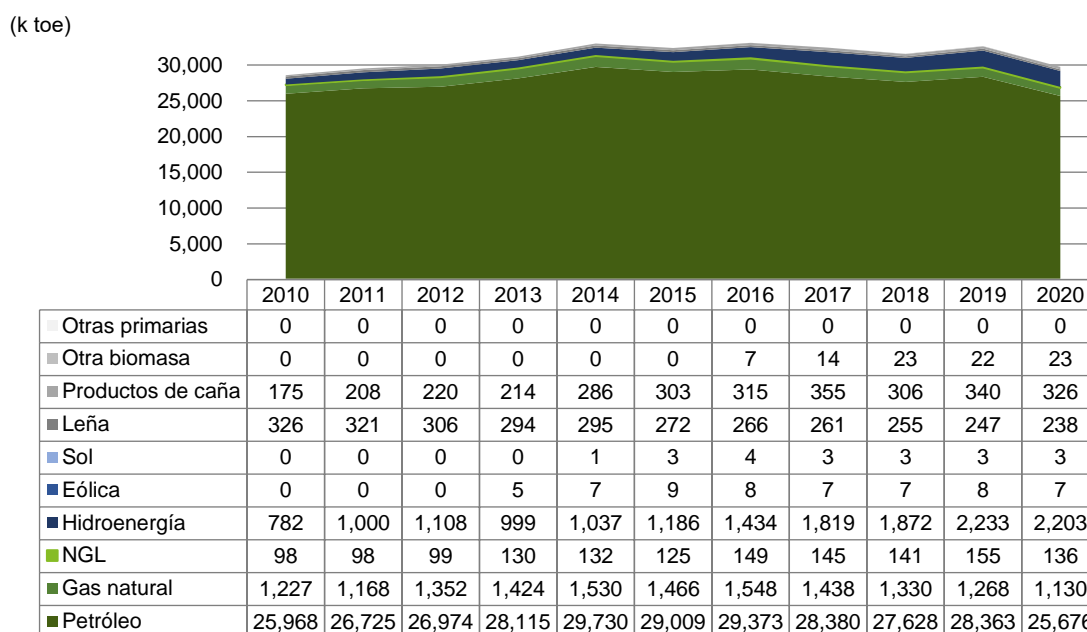
En el Cuadro 4-1 se muestra la evolución del suministro de energía en Ecuador en los últimos 10 años. En los últimos años, la producción de energía ha evolucionado alrededor de los 30 millones de toe y el suministro doméstico de energía evolucionado alrededor de los 15 millones de toe. Como se ha mencionado anteriormente, el suministro de energía del país se caracteriza por el modelo económico de energía centrado en la exportación de petróleo. En 2020 se exportaron 21.5 millones de toe, que es más del 70% de la producción de energía.

Cuadro 4-1 Suministro de energía en Ecuador (2010 a 2020)

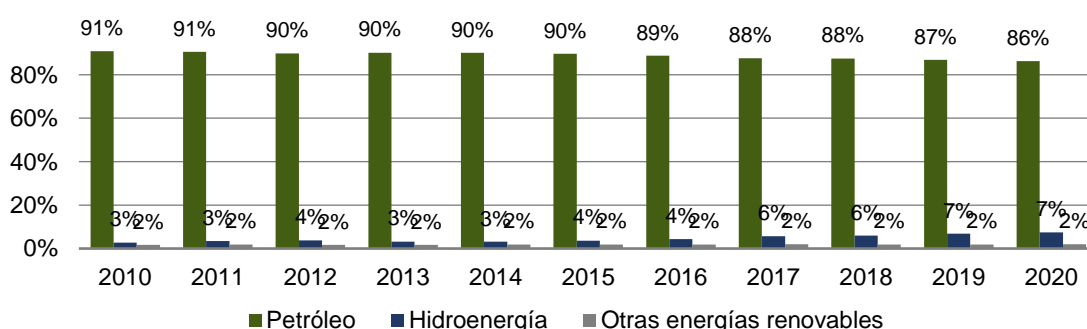
(k toe)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Total primaria</b>											
Producción	28,575.7	29,520.3	30,058.7	31,182.4	33,018.4	32,373.4	33,102.6	32,421.6	31,566.5	32,639.3	29,743.4
Importación	-	-	-	-	-	-	-	3.2	-	-	-
Exportación	-17,945.6	-17,609.6	-18,534.2	-20,177.5	-22,224.2	-22,008.8	-20,760.7	-19,522.3	-18,972.5	-20,055.9	-18,503.8
Variación de inventario	424.3	695.4	515.0	544.8	584.9	398.6	372.7	585.6	419.9	509.7	415.8
No aprovechado	-635.4	-630.8	-636.7	-610.7	-696.3	-681.5	-701.8	-653.0	-635.3	-647.5	-603.2
Transferencias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Búncers marinos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bunkers aéreos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Oferta total	10,419.0	11,975.2	11,402.7	10,938.9	10,682.8	10,081.7	12,012.7	12,835.1	12,378.5	12,445.6	11,052.2
<b>Secundaria</b>											
Producción	9,719.6	10,903.0	10,848.7	10,297.8	9,525.2	9,501.4	11,195.6	11,334.7	11,812.9	11,067.8	9,550.9
Importación	5,985.0	5,464.2	5,666.4	6,466.8	7,576.3	7,428.7	6,187.9	6,370.5	6,976.2	7,629.6	6,423.2
Exportación	-2,398.0	-2,598.8	-2,374.9	-1,959.4	-1,382.2	-1,391.8	-2,598.3	-3,174.8	-3,119.1	-3,129.4	-3,016.2
Variación de inventario	67.3	-51.4	-39.3	0.1	14.3	48.9	-28.9	52.1	-23.3	-33.1	-32.0
No aprovechado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transferencias	-	1.9	2.3	2.4	4.1	7.1	9.5	17.3	15.2	-	-
Búncers marinos	-579.9	-657.4	-563.6	-439.7	-483.9	-380.4	-341.0	-385.8	-711.6	-563.5	-153.2
Bunkers aéreos	-157.1	-148.2	-196.3	-230.0	-223.2	-203.6	-254.1	-274.7	-285.3	-293.8	-149.3
Oferta total	12,637.0	12,913.4	13,343.3	14,138.1	15,030.7	15,010.4	14,170.8	13,939.4	14,665.1	14,677.6	12,623.4
<b>Total</b>											
Producción	28,575.7	29,520.3	30,058.7	31,182.4	33,018.4	32,373.4	33,102.6	32,421.6	31,566.5	32,639.3	29,743.4
Importación	5,985.0	5,464.2	5,666.4	6,466.8	7,576.3	7,428.7	6,187.9	6,373.6	6,976.2	7,629.6	6,423.2
Exportación	-20,343.6	-20,208.4	-20,909.2	-22,136.9	-23,606.4	-23,400.5	-23,359.1	-22,697.1	-22,091.6	-23,185.3	-21,520.1
Variación de inventario	491.6	644.0	475.7	544.9	599.2	447.4	343.8	637.7	396.6	476.6	383.9
No aprovechado	-635.4	-630.8	-636.7	-610.7	-696.3	-681.5	-701.8	-653.0	-635.3	-647.5	-603.2
Transferencias	-	1.9	2.3	2.4	4.1	7.1	9.5	17.3	15.2	-	-
Búncers marinos	-579.9	-657.4	-563.6	-439.7	-483.9	-380.4	-341.0	-385.8	-711.6	-563.5	-153.2
Bunkers aéreos	-157.1	-148.2	-196.3	-230.0	-223.2	-203.6	-254.1	-274.7	-285.3	-293.8	-149.3
Oferta total	13,336.4	13,985.6	13,897.4	14,779.2	16,188.2	15,590.7	14,987.9	15,439.7	15,230.7	16,055.4	14,124.7

Fuente: "Balance Energético Nacional 2020", MERNRR

Al observar el detalle de la producción de energía primaria de 2020, el 86.9% (26 millones de toe) corresponde al crudo y el 7.4% (2 millones de toe) a la generación hidroeléctrica y otros (véase la Figura 4-5). Cabe señalar que, si bien la proporción de crudo tiende a disminuir desde 2010, la generación hidroeléctrica creció de aproximadamente 780.000 toe en 2010 a aproximadamente 2.2 millones de toe en 2020, y la proporción también aumentó significativamente del 2.7% (véase la Figura 4-6). Por otro lado, las fuentes de energía renovable distintas de la hidroeléctrica no están difundidas y, en la actualidad, su proporción en la producción de energía primaria es muy pequeña.



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir del “Balance Energético Nacional 2020”, MERNRR  
 Figura 4-5 Detalle de la producción de energía primaria de Ecuador (2010 a 2020)



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir del “Balance Energético Nacional 2020”, MERNRR  
 Figura 4-6 Porcentaje que ocupa el petróleo/las energías renovables en la producción de energía primaria de Ecuador (entre 2010 a 2020)

En cuanto a la producción de energía secundaria, la electricidad tiende a aumentar. En 2020, la electricidad fue de 2.8 millones de toe, que es aproximadamente el 30% del total. Le siguen el fueloil (2.5 millones de toe/26.5%), el diésel (1.4 millones de toe/15.0%) y la gasolina (1.3 millones de toe/13.1%) (véase el Cuadro 4-2).

Cuadro 4-2 Detalle de la producción de energía secundaria de Ecuador (2010 a 2020)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Producción (k toe)											
Electricidad	1,766	1,860.0	2,068.6	2,105.9	2,200.7	2,349.5	2,472.9	2,538.0	2,647.6	2,922.9	2,829.1
GLP	228.8	284.5	297.0	279.4	220.3	167.5	300.2	305.1	279.4	204.3	203.5
Gasolina	1,302.8	1,606.2	1,585.0	1,423.7	1,122.9	1,087.1	1,752.8	1,658.2	1,748.8	1,610.6	1,253.3
Kerosene/jet fuel	381.6	392.2	392.5	417.3	389.0	387.2	378.9	436.0	415.3	409.7	218.5
Diésel oil	1,786.5	2,058.4	1,930.6	1,728.8	1,604.5	1,579.8	2,062.1	2,056.9	1,994.9	1,908.4	1,435.9
Fuel oil	2,805.9	3,207.2	3,032.1	2,795.0	2,449.3	2,478.0	2,919.5	3,015.7	3,466.0	2,780.6	2,530.1
Gas de refinería	100.1	101.0	104.6	106.7	112.8	136.4	101.9	94.4	101.0	97.5	83.8
Otros productos de petróleo y gas	973.5	995.2	1,009.7	1,018.6	1,026.2	1,018.7	929.9	932.8	880.4	855.7	786.0
Etanol	-	3.9	4.7	5.0	8.4	14.3	19.3	35.0	30.7	40.5	20.6
Bio-diésel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biogas	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.1	14.3	23.3	21.8	23.4
Otras fuentes secundarias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
No energéticos	374.0	394.3	423.9	417.4	391.0	282.9	251.0	248.2	225.5	215.8	166.7
Total	9,719.6	10,903.0	10,848.7	10,297.8	9,525.2	9,501.4	11,195.6	11,334.7	11,812.9	11,067.8	9,550.9
%											
Electricidad	18.2%	17.1%	19.1%	20.5%	23.1%	24.7%	22.1%	22.4%	22.4%	26.4%	29.6%
GLP	2.4%	2.6%	2.7%	2.7%	2.3%	1.8%	2.7%	2.7%	2.4%	1.8%	2.1%
Gasolina	13.4%	14.7%	14.6%	13.8%	11.8%	11.4%	15.7%	14.6%	14.8%	14.6%	13.1%
Kerosene/jet fuel	3.9%	3.6%	3.6%	4.1%	4.1%	4.1%	3.4%	3.8%	3.5%	3.7%	2.3%
Diésel oil	18.4%	18.9%	17.8%	16.8%	16.8%	16.6%	18.4%	18.1%	16.9%	17.2%	15.0%
Fuel oil	28.9%	29.4%	27.9%	27.1%	25.7%	26.1%	26.1%	26.6%	29.3%	25.1%	26.5%
Gas de refinería	1.0%	0.9%	1.0%	1.0%	1.2%	1.4%	0.9%	0.8%	0.9%	0.9%	0.9%
Otros productos de petróleo y gas	10.0%	9.1%	9.3%	9.9%	10.8%	10.7%	8.3%	8.2%	7.5%	7.7%	8.2%
Etanol	-	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.2%	0.2%	0.3%	0.3%	0.4%	0.2%
Bio-diésel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biogas	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.1%	0.2%	0.2%	0.2%
Otras fuentes secundarias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
No energéticos	3.8%	3.6%	3.9%	4.1%	4.1%	3.0%	2.2%	2.2%	1.9%	1.9%	1.7%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: "Balance Energético Nacional 2020", MERNRR

En el Cuadro 4-3 se muestra el detalle de la importación y exportación de energía. Como se ha mostrado en la Figura 4-3, Ecuador es un país exportador neto de energía, pero el crudo representa la mayoría de la exportación. En 2020, el 86% de la exportación de energía correspondió al crudo. Sin embargo, la exportación de crudo tiende a disminuir desde 2014, vinculada a la producción de crudo, y la exportación total de energía también está disminuyendo. Aunque la escala es pequeña en comparación con la exportación de crudo, Ecuador comercializa electricidad con Perú y Colombia a través de líneas de transmisión de interconexión internacional, y es un país exportador neto de electricidad desde 2016. La exportación de electricidad fue tan solo alrededor de 900 toe en 2010, pero aumentó a alrededor de 120.000 toe en 2020. La razón principal de esto es que ha progresado en el país el desarrollo de las fuentes de generación hidroeléctrica.

Por otro lado, la importación de energía aumentó de las 6 millones de toe en 2019 a las 6.4 millones de toe en 2020 junto con el aumento de la demanda energética en el país. Los principales productos importados son productos derivados del petróleo como el diésel (2020, 42%), gasolina (2020, 31%) y GLP (2020, 19%). De esta forma, la economía ecuatoriana cuenta con una

estructura exportadora de crudo e importadora de derivados del petróleo.

Cuadro 4-3 Detalle de la exportación e importación de energía por Ecuador (2010 a 2020)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Importación (k toe)</b>											
Petróleo	-	-	-	-	-	-	-	3.2	-	-	-
Electricidad	79.0	117.2	21.6	60.0	75.8	46.3	7.4	1.7	9.6	0.5	22.7
GLP	919.9	953.2	882.4	936.6	1,050.9	1,059.0	968.1	968.3	1,091.9	1,189.7	1,215.8
Gasolina	1,589.7	1,650.1	1,861.5	2,093.8	2,601.6	2,541.0	2,091.0	2,142.3	2,305.3	2,665.8	1,988.0
Kerosene/ jet fuel	7.7	-	-	11.2	36.2	29.6	-	-	-	-	23.6
Diésel oil	2,916.6	2,208.2	2,491.2	3,049.9	3,654.2	3,466.0	2,641.7	2,613.7	2,963.5	3,131.3	2,724.4
Fuel oil	472.1	535.5	409.8	315.3	157.7	286.9	479.8	644.6	605.9	642.3	448.8
<b>Total</b>	<b>5,985.0</b>	<b>5,464.2</b>	<b>5,666.4</b>	<b>6,466.8</b>	<b>7,576.3</b>	<b>7,428.7</b>	<b>6,187.9</b>	<b>6,373.6</b>	<b>6,976.2</b>	<b>7,629.6</b>	<b>6,423.2</b>
<b>Exportación (k toe)</b>											
Petróleo	17,945.6	17,609.6	18,534.2	20,177.5	22,224.2	22,008.8	20,760.7	19,522.3	18,972.5	20,055.9	18,503.8
Electricidad	0.9	1.3	1.1	2.6	4.3	4.2	36.4	19.2	23.1	165.4	121.4
Gasolina	71.9	98.2	191.7	180.1	164.8	23.7	68.2	-	-	4.4	-
Diésel oil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.1	-
Fuel oil	1,489.5	1,626.4	1,290.3	873.3	316.8	556.0	1,741.7	2,324.7	2,318.0	2,156.7	2,143.2
Otros productos de petróleo y gas	835.8	872.9	891.9	903.4	896.3	808.0	752.1	830.9	777.9	799.8	751.7
<b>Total</b>	<b>20,343.6</b>	<b>20,208.4</b>	<b>20,909.2</b>	<b>22,136.9</b>	<b>23,606.4</b>	<b>23,400.5</b>	<b>23,359.1</b>	<b>22,697.1</b>	<b>22,091.6</b>	<b>23,185.3</b>	<b>21,520.1</b>

Fuente: "Balance Energético Nacional 2020", MERNRR

#### 4.1.3. Consumo Final de Energía

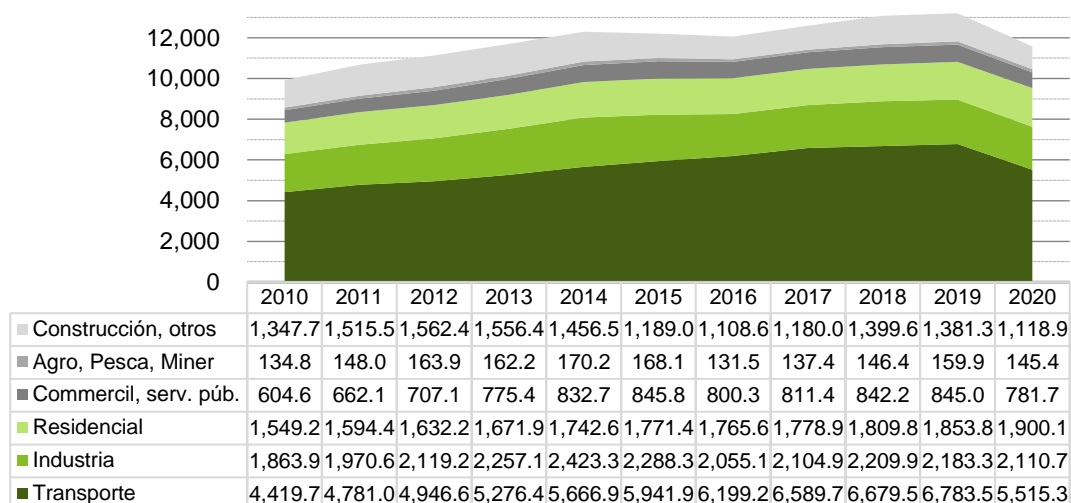
La demanda y el consumo de energía en Ecuador habían venido aumentando de manera sostenida en un contexto de crecimiento económico y demográfico, pero cayeron un 12% en 2020 respecto al año anterior debido a la contracción de las actividades de consumo por la propagación del COVID-19.

Al observar el consumo final de energía (2020) por sector, el sector transporte ocupa el mayor porcentaje con el 47.7% del total, seguidos por el sector industrial con el 18.2%, el sector doméstico con el 16.4% y el sector comercial y público con el 6.8% (véase la Figura 4-8). Especialmente, el crecimiento de la demanda de energía en el sector transporte es grande, aumentando de las 4.4 millones de toe en 2010 a las 6.8 millones de toe en 2019 a una tasa media anual del 4.9% (véase la Figura 4-7)<sup>97</sup>.

<sup>97</sup> Se compararon los datos de 2019 anteriores a la propagación del COVID 19 con los de 2010.

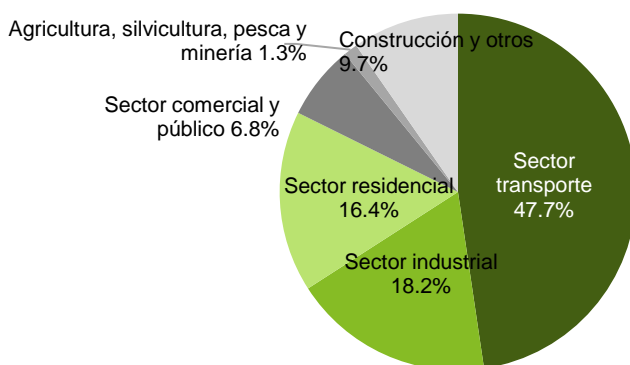


(k toe)



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir del “Balance Energético Nacional 2020”, MERNRR

Figura 4-7 Detalle del consumo final de energía por sector en Ecuador (2010 a 2020)

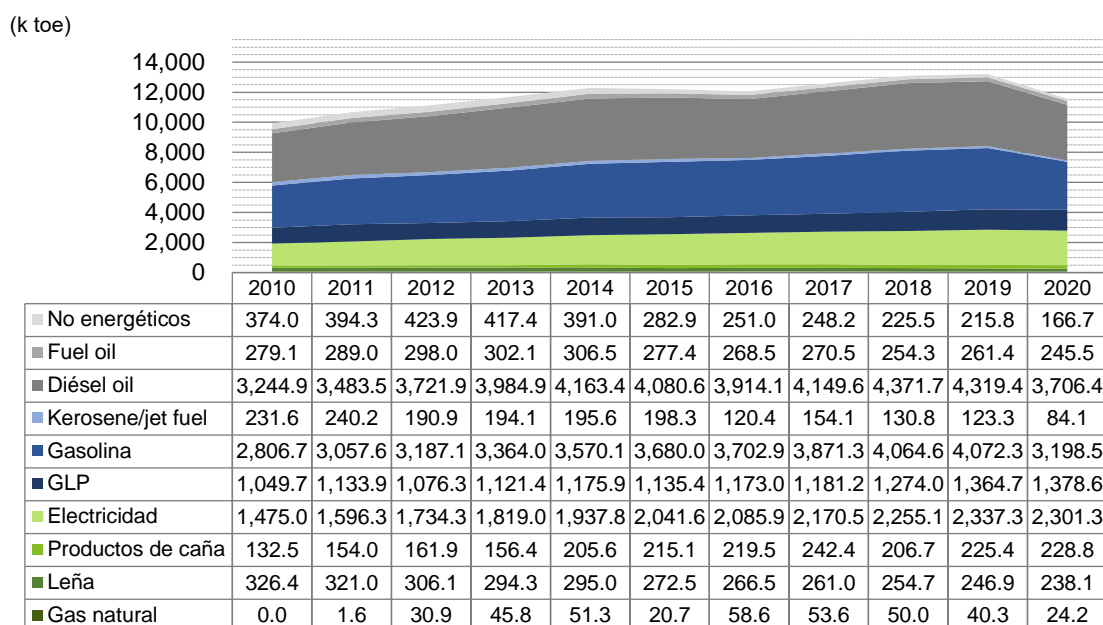


Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir del “Balance Energético Nacional 2020”, MERNRR

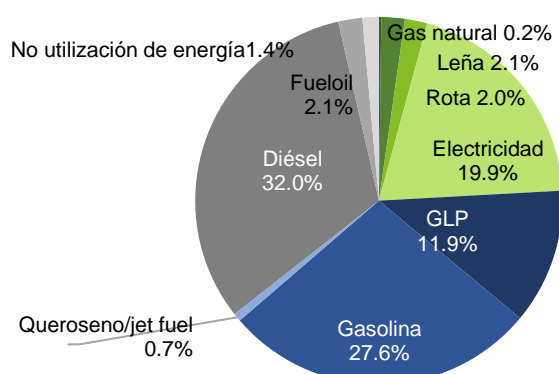
Figura 4-8 Detalle del consumo final de energía por sector en Ecuador (2010 a 2020)

Al observar el consumo final de energía (2020) por fuente de energía, el diésel ocupa alrededor de un tercio, seguidos por la gasolina (27.6%), la electricidad (19.9%) y el GLP (11.9%) (véase la Figura 4-10). Como muestran estos datos, el consumo de energía de Ecuador es altamente dependiente de los combustibles fósiles. Asimismo, de 2010 a 2019<sup>98</sup>, el consumo de energía derivado de ratán, electricidad y gasolina aumentó a una tasa media anual del 6.1%, 5.2% y 4.2% respectivamente (véase la Figura 4-9). Por otro lado, el consumo de queroseno/jet fuel se disminuyó significativamente (disminución media anual del 6.8%).

<sup>98</sup> Ídem.



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir del “Balance Energético Nacional 2020” del MERNRR  
 Figura 4-9 Detalle del consumo final de energía por fuente de energía en Ecuador (2018)



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir del “Balance Energético Nacional 2020” del MERNRR  
 Figura 4-10 Detalle del consumo final de energía por fuente de energía en Ecuador (2020)

En el Cuadro 4-4 se muestra la evolución de la transición energética en Ecuador en los últimos 10 años. Como se describirá en el próximo capítulo, en Ecuador, donde la proporción que representa la generación hidroeléctrica en la composición de fuentes de electricidad es grande, la diferencia entre el suministro de energía y el consumo final de energía es relativamente pequeña porque la pérdida de conversión energética por la generación de energía térmica es pequeña<sup>99</sup>. A partir de esto, se considera que los esfuerzos en los sectores transporte e industrial, que consumen una gran cantidad de combustibles fósiles, son particularmente importantes para la descarbonización, como se describirá más adelante, más que en el sector de generación de energía.

<sup>99</sup> La eficiencia de conversión energética de la generación hidroeléctrica es de aproximadamente el 80%, que es alrededor del doble de la de la generación de energía térmica general. ([https://www.kepco.co.jp/energy\\_supply/energy/newenergy/water/shikumi/index.html](https://www.kepco.co.jp/energy_supply/energy/newenergy/water/shikumi/index.html))

**Cuadro 4-4 Transición energética en Ecuador (2010 a 2020)**

(k toe)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Oferta tota	13,336.4	13,985.6	13,897.4	14,779.2	16,188.2	15,590.7	14,987.9	15,439.7	15,230.7	16,055.4	14,124.7
Refinería	-198.0	-164.0	-293.8	-244.5	-287.5	-247.1	-201.5	-366.7	-146.7	-338.6	-270.1
Centrales eléctricas	-1,360.3	-1,041.5	-1,124.6	-1,286.9	-1,401.0	-1,412.0	-1,096.5	-612.6	-678.1	-538.7	-409.5
Autoproductores	-548.2	-544.1	-515.7	-553.6	-557.6	-579.2	-686.1	-709.2	-725.1	-731.1	-719.0
Centro de gas	-6.0	-5.3	-5.1	-3.8	-4.8	34.0	-44.7	-62.9	-43.4	-64.1	-46.4
Consumo propio	-700.8	-724.7	-737.3	-726.9	-744.9	-706.6	-689.3	-649.2	-659.3	-648.9	-569.1
Pérdidas	-342.3	-352.4	-320.4	-306.6	-286.6	-302.8	-316.8	-318.4	-342.5	-387.4	-399.9
Ajuste	-260.9	-482.0	231.0	42.7	-613.6	-172.6	107.3	-118.3	451.8	-139.9	-138.9
Consumo final	9,919.8	10,671.6	11,131.4	11,699.4	12,292.2	12,204.5	12,060.4	12,602.4	13,087.3	13,206.7	11,572.0

Fuente: “Balance Energético Nacional 2020”, MERNRR

## 4.2 Transición Energética y Estado de Esfuerzos y Política para el Ahorro Energético en el Lado de la Demanda

Se resume la situación actual de uso y transición de energía en los sectores transporte, industrial y de edificios (comerciales, públicos y residenciales), que ocupan cuotas importantes en el consumo final de energía, incluyendo el estado de ahorro energético, así como la política sobre este tema.

### 4.2.1. Sector Transporte

El sector transporte ocupa el 47.7% del consumo final de energía en Ecuador. El 70% del consumo final de energía de todo el sector transporte corresponde al transporte terrestre de carga y el 25% al transporte terrestre de pasajeros, ocupando de esta manera el 95% el transporte terrestre (2020) (véase el Cuadro 4-5). Por su parte, el transporte acuático y el transporte aéreo se limitan al 4.6% y al 0.9% respectivamente. Mientras tanto, se supone que en las Islas Galápagos ubicadas en el Océano Pacífico el transporte acuático y el transporte aéreo ocupan mayores proporciones en comparación con los promedios nacionales.

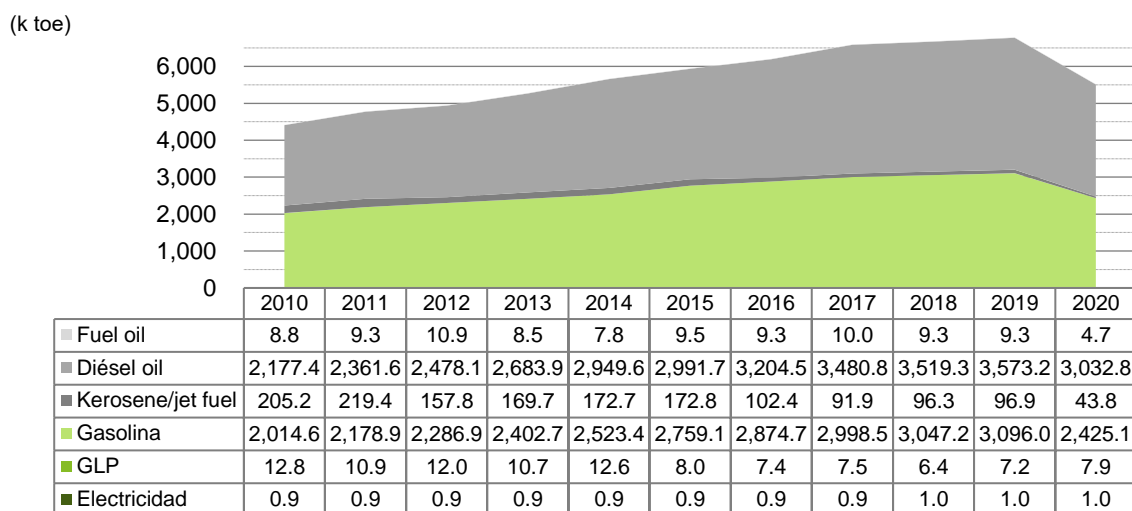
**Cuadro 4-5 Detalle del consumo final de energía en el sector transporte de Ecuador (2010 a 2020)**

(k toe)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Terrestre carga	3,045.0 (68.9%)	3,231.4 (67.6%)	3,332.5 (67.4%)	3,582.9 (67.9%)	3,877.1 (68.4%)	4,100.8 (69.0%)	4,200.6 (67.8%)	4,504.9 (68.4%)	4,577.7 (68.5%)	4,651.6 (68.6%)	3,838.2 (69.6%)
Terrestre pasajeros	1,089.2 (24.6%)	1,238.4 (25.9%)	1,328.8 (26.9%)	1,397.0 (26.5%)	1,478.5 (26.1%)	1,503.3 (25.3%)	1,597.9 (25.8%)	1,675.9 (25.4%)	1,701.8 (25.5%)	1,730.0 (25.5%)	1,376.0 (24.9%)
Marítimo	77.0 (1.7%)	88.0 (1.8%)	123.5 (2.5%)	122.9 (2.3%)	133.8 (2.4%)	160.0 (2.7%)	293.9 (4.7%)	312.4 (4.7%)	299.0 (4.5%)	299.9 (4.4%)	253.0 (4.6%)
Aéreo	208.5 (4.7%)	223.2 (4.7%)	161.8 (3.3%)	173.6 (3.3%)	177.5 (3.1%)	177.8 (3.0%)	106.8 (1.7%)	96.5 (1.5%)	101.1 (1.5%)	102.0 (1.5%)	48.1 (0.9%)
Total	4,419.7 (100%)	4,781.0 (100%)	4,946.6 (100%)	5,276.4 (100%)	5,666.9 (100%)	5,941.9 (100%)	6,199.2 (100%)	6,589.7 (100%)	6,679.5 (100%)	6,783.5 (100%)	5,515.3 (100%)

Fuente: “Balance Energético Nacional 2020”, MERNRR

Al observar el consumo final de energía del sector transporte por fuente de energía (2020), el diésel representa hasta el 55% del total, o 3,000 toe, seguido por la gasolina con 2.4 mil toe (44%). Como se ha mostrado en la Figura 4-9, el consumo de diésel y el de gasolina en Ecuador en su

conjunto son de 3.7 mil toe y 3.2 mil toe respectivamente, por lo cual el sector transporte ocupa el 82% del consumo de diésel y el 76% del consumo de gasolina. Entre 2010 y 2019<sup>100</sup>, el consumo de diésel y el de gasolina en el sector transporte aumentaron un 5.7% y un 4.9% como promedio anual respectivamente, mientras que el consumo de electricidad se mantuvo sin variación en alrededor de 1,000 toe, con un crecimiento medio anual del 1% (véase la Figura 4-11).



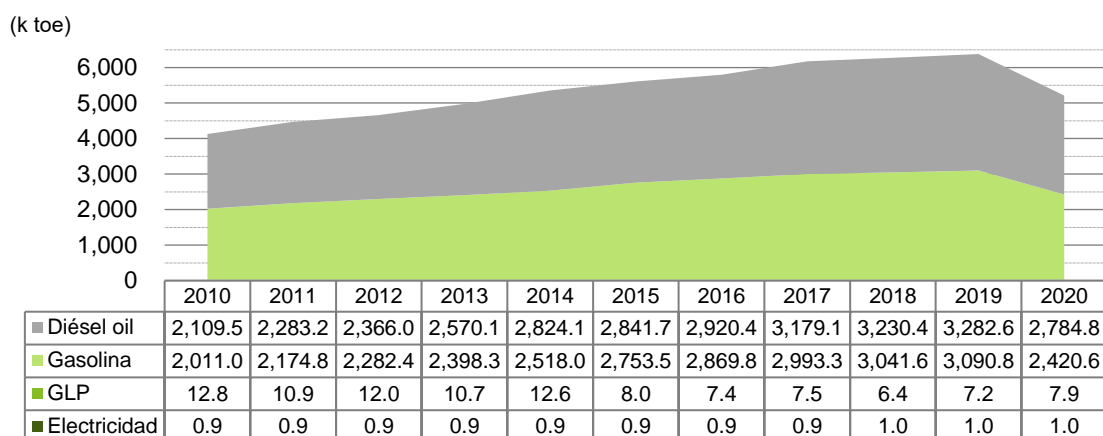
Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir del “Balance Energético Nacional 2020”, MERNRR

**Figura 4-11 Detalle del consumo final de energía por fuente de energía en el sector transporte (2010 a 2020)**

El queroseno/ jet fuel se utiliza para el transporte aéreo y ocupa el 0.8% del consumo final de energía de todo el sector transporte. Además, el fueloil fue la principal fuente de energía en el transporte acuático hasta la década de 1990, pero dado que el diésel se ha convertido en la corriente principal desde la década de 2000, en la actualidad su uso en el sector transporte es extremadamente limitado.

En la Figura 4-12 se muestra el detalle por fuente de energía en el transporte terrestre, que representa el 95% del consumo final de energía en el sector transporte. Los productos derivados del petróleo (gasolina, diésel) siempre dominan, y si bien la electricidad representa alrededor de 1,000 toe, es extremadamente limitado, ya que ocupa solo el 0.02% del consumo en el transporte terrestre total.

<sup>100</sup> Se compararon los datos de 2019 anteriores a la propagación del COVID 19 con los de 2010.



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir del “Balance Energético Nacional 2020”, MERNRR

**Figura 4-12 Detalle del consumo final de energía por fuente de energía en el transporte terrestre (2010 a 2020)**

Considerando la situación actual arriba mencionada, para la descarbonización del sector transporte de Ecuador, será efectivo tomar las medidas destinadas al transporte vial, que es el área donde se consume un gran volumen de productos derivados del petróleo. Además de mejorar la eficiencia energética en el transporte vial, se puede considerar la introducción de fuentes de energía alternativas como la electricidad y los biocombustibles entre otras cosas. Especialmente en Ecuador, donde la proporción de la generación hidroeléctrica es grande, la electrificación del transporte vial puede contribuir en gran medida a la descarbonización. Por otro lado, en las Islas Galápagos<sup>101</sup>, donde el transporte acuático representa una gran proporción del consumo final de energía del sector transporte, se requiere un enfoque diferente al del continente como el mejoramiento de la eficiencia energética en el transporte acuático.

En el “Plan Nacional del Buen Vivir 2013-2017”<sup>102</sup> emitido en 2013, se cita como uno de los objetivos estratégicos reducir gradualmente el uso de combustibles fósiles en el sector transporte y sustituir los vehículos convencionales, fomentando la movilidad sustentable<sup>103</sup>. En 2008 se introdujeron medidas de reducción de impuestos para los vehículos híbridos y eléctricos y se introdujeron 4,055 vehículos híbridos y 35 vehículos eléctricos (VE) antes del fin de 2014. Asimismo, a partir de 2008 el gobierno promueve la renovación de vehículos públicos y comerciales a través del programa de ahorro energético “RENOVA”<sup>104</sup>, y hasta 2014 se desgazaron 16,123 vehículos y se indujeron 19,614 vehículos nuevos. En 2010, se puso en marcha el Proyecto de Producción de Biocombustibles Ecopaís para producir gasolina a partir de etanol absoluto, lo cual contribuye a la descarbonización además de los efectos de fomento a la agricultura y la reducción de importaciones de nafta de alto octanaje<sup>105</sup>.

En el Plan Nacional de Eficiencia Energética (PLANEE) 2016-2035 se establece la meta para el sector transporte de reducir el consumo de energía en un total acumulado de 339.6 millones de

<sup>101</sup> BID (2021) “Mecanismos y redes de transferencia de tecnología climática en Latinoamérica y el Caribe”

<sup>102</sup> Plan Nacional para el Buen Vivir 2013-2017

<sup>103</sup> Vehículos híbridos, vehículos eléctricos, etc.

<sup>104</sup> Según los Decretos Ejecutivos No. 676 y No. 741.

<sup>105</sup> MEER “Plan Nacional de Eficiencia Energética 2016-2035”

boe<sup>106</sup> (49.6 millones de toe) para 2035. En cuanto al detalle, se espera reducir el consumo de energía en 12,1 millones de boe (1.8 millones de toe) mediante la optimización de la infraestructura de transporte, 135,5 millones de boe (19.8 millones de toe) mediante el uso de tecnología de alta eficiencia energética y el mejoramiento de la cultura de conducción y 191,9 millones de boe (28.1 millones de toe) mediante la sustitución de fuentes de energía por la introducción de vehículos híbridos y VE y la promoción del uso de biocombustibles.

**Cuadro 4-6 Objetivos en el sector transporte del PLANEE**

	Indicador	Meta
Objetivo sectorial	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Energía consumida por unidad de carga transportada.</li> <li>• Energía consumida por pasajero transportado.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Al año 2035, el sector transporte genera un ahorro acumulado de 339.6 millones de boe.</li> </ul>
Objetivo específico 1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Energía evitada por la implementación de acciones de optimización de infraestructura, con respecto al año base.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Al 2035, se registra un ahorro acumulado de 12,1 millones de boe, gracias a la aplicación de medidas para la optimización de la infraestructura para la circulación del transporte.</li> </ul>
Objetivo específico 2	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Energía evitada en el sector transporte respecto al año base (mediante el uso de tecnologías energéticamente eficientes, el mejoramiento de la cultura de conducción, etc.).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Al 2035, el consumo de energía del sector se reduce en 135.5 millones de boe.</li> </ul>
Objetivo específico 3	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Energía evitada por la sustitución de energéticos respecto al año base.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Al 2035, se genera un ahorro acumulado de 191.9 millones de boe, gracias a la aplicación de medidas de sustitución.</li> </ul>

Fuente: “Plan Nacional de Eficiencia Energética 2016-2035”, MEER

El número de vehículos registrados en Ecuador aumentó de 900,000 unidades en 2008 a 2,4 millones de unidades en 2018 a una tasa anual del 10,7%. Principalmente aumentaron los vehículos de transporte público centrados en los autobuses. El transporte público representa alrededor del 73% de los movimientos de vehículos (número de movimientos por día) en Quito. En Ecuador existen 59 empresas de autobuses privados y 1 empresa de autobuses municipal<sup>107</sup>. Asimismo, hay alrededor de 30,000 taxis, de los cuales poco menos de la mitad son informales<sup>108,109</sup>. Si estos vehículos de transporte público se convierten en VE, se puede esperar una gran contribución a la descarbonización.

Sin embargo, actualmente VE casi no está difundido. El gobierno pretende sustituir el 10% de los autobuses públicos por VE para 2030<sup>110</sup> y, además, el MERNNR está promoviendo la sustitución de los vehículos de las empresas distribuidoras de electricidad por VE<sup>111</sup> y el Ministerio de Transporte y Obras Públicas (MTOPE), en colaboración con el BID, también brinda apoyo para la compra de VE para operadores de autobuses y taxis, con lo cual el impulso a la introducción de VE está aumentando. Asimismo, en el aspecto institucional también se han

<sup>106</sup> boe: barril equivalente de petróleo (barrel of oil equivalent)

<sup>107</sup> Según el informe emitido en 2015 (citado desde los materiales del BID).

<sup>108</sup> Según el informe emitido en 2017 (citado desde los materiales del BID).

<sup>109</sup> BID “Propuesta de un CCLIP para el programa de Movilidad Eléctrica y primera operación bajo el CCLIP para el financiamiento del transporte eléctrico sostenible en Ecuador” (noviembre, 2020)

<sup>110</sup> Según la entrevista con el MTOPE.

<sup>111</sup> Según la entrevista con el MERNNR.

introducido reducciones de impuestos y exenciones arancelarias para la importación de VE, así como menús de tarifas eléctricas para VE.

Como razones por las cuales no avanza mucho la difusión de VE incluso bajo estas circunstancias, antes de nada se puede citar el tamaño de la inversión inicial. Se dice que el costo del ciclo de vida de VE será menor porque el costo de operación es menor, pero la inversión inicial de VE es relativamente cara en comparación con la del vehículo de gasolina/diésel. Los autobuses de diésel suelen costar 170.000 dólares o más, mientras que los autobuses eléctricos cuestan alrededor de 380.000 dólares. En cuanto a los taxis, los vehículos convencionales cuestan 22,000 dólares y los VE cuestan 35,000 dólares<sup>112</sup>. Si bien la Corporación Financiera Nacional (CFN) proporciona préstamos para la compra de VE para el sector transporte público/comercial, es difícil que las empresas privadas inviertan en VE. Por ejemplo, en cuanto a los operadores de autobuses, hay casos en los cuales se han subido las tarifas para autobuses eléctricos en la ciudad de Guayaquil<sup>113</sup>, pero subir las tarifas para recuperar la inversión requiere la aprobación del municipio y la comprensión de los ciudadanos, lo cual no es fácil.

Como la segunda razón se puede citar que la infraestructura de recarga no está bien desarrollada. En la ciudad de Guayaquil, BYD, empresa china de VE importante, invirtió 600,000 dólares para inaugurar una estación de recarga con 20 cargadores rápidos en 2019<sup>114</sup> junto con la entrega de 20 autobuses eléctricos y 50 taxis eléctricos. Asimismo, en la ciudad de Quito, los concesionarios de los fabricantes de automóviles coreanos KIA y Hyundai han comenzado a instalar estaciones de recarga en centros comerciales y similares<sup>115</sup>. Sin embargo, existe un límite para la instalación de infraestructura de recarga que depende de los fabricantes de automóviles, y es necesario crear un mecanismo que ofrezca incentivos para que otras empresas introduzcan equipos de recarga para promover la difusión de VE.

Y además, en cuanto a la electrificación del transporte terrestre, a partir de marzo de 2019 está en servicio tranvía en Cuenca<sup>116</sup> y entrará en funcionamiento metro en Quito a partir de junio de 2022<sup>117</sup>.

#### 4.2.2. Sector Industrial

El sector industrial ocupa el 18.2% del consumo final de energía de Ecuador. Al observar el consumo final de energía por fuente de energía en el sector industrial (2020), la electricidad representa el 43.5%, seguidos por el diésel (25.6%), el fueloil (11.1%) y la rota (10.8%) (véase la Figura 4-13).

---

<sup>112</sup> BID “Propuesta de un CCLIP para el programa de Movilidad Eléctrica y primera operación bajo el CCLIP para el financiamiento del transporte eléctrico sostenible en Ecuador” (noviembre, 2020)

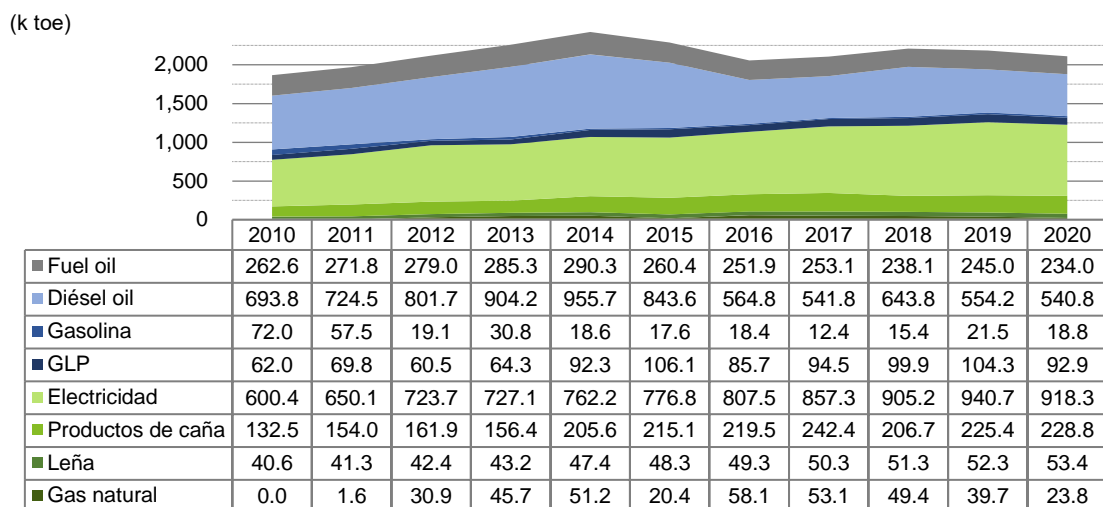
<sup>113</sup> Según la entrevista con el MTOP.

<sup>114</sup> Xinhuanet “Ecuador abre su mayor estación de carga eléctrica, construida por BYD de China” (noviembre 9, 2019)

<sup>115</sup> Según la entrevista con Itochu Ecuador S.A.

<sup>116</sup> International Railway Journal “Metro Tenerife va a poner en marcha el servicio de tranvía en Cuenca” (septiembre 25, 2018)

<sup>117</sup> El Comercio “Operación del Metro de Quito ahora se prevé para junio del 2022” (junio 30, 2021)



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir del “Balance Energético Nacional 2020”, MERNRR

Figura 4-13 Detalle del consumo final de energía por fuente de energía en el sector industrial (2010 a 2020)

Entre 2010 y 2019<sup>118</sup>, el consumo de GLP y el de electricidad en el sector industrial aumentaron a una tasa media anual del 5.9% y del 5.1% respectivamente. Por otro lado, el consumo de gasolina y el de diésel disminuyeron a una tasa media anual del 12.6% y del 2.5% respectivamente, avanzando así la transición energética desde los productos derivados del petróleo hacia la electricidad. Asimismo, el uso de fueloil estaba generalizado hasta principios de la década de 2000, pero al avanzar su sustitución por otros derivados del petróleo y electricidad, actualmente su uso se limita al 11% del consumo final de energía de todo el sector industrial (2020). Además, también se usaba queroseno en una parte del sector industrial hasta la década de 1990, pero desde la década de 2000 ha sido sustituido casi completamente por otros productos derivados del petróleo y la electricidad.

Considerando la situación actual arriba mencionada, para la descarbonización del sector industrial de Ecuador, se considera eficaz reducir aún más el uso de productos derivados del petróleo y promover la transición a fuentes de energía alternativas, además de tomar medidas de ahorro energético (mejoramiento de la eficiencia energética) del sector industrial.

Entre 2012 y 2015 el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER)<sup>119</sup> y la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUDI) implementaron conjuntamente un proyecto de eficiencia energética para el sector industrial y el sistema de gestión de energía (SGE) se introdujo en 39 empresas y se redujo el consumo anual de energía en 13.4GWh y el consumo anual de combustible en 57,272 boe mediante la capacitación de 2000 ingenieros en todo el país. Por otro lado, en este proyecto también se recomienda la introducción del sistema de cogeneración (en adelante, “cogeneración”), pero hasta 2017 solo se introdujo en tres azucareras con 136.4MW en total<sup>120</sup>.

<sup>118</sup> Se compararon los datos de 2019 anteriores a la propagación del COVID 19 con los de 2010.

<sup>119</sup> Ministerio predecesor de MERNRR.

<sup>120</sup> MEER “Plan nacional de eficiencia energética 2016-2035”



Aparte de lo anterior, la CNEL promueve la electrificación de sistemas de riego, bombeo y aireación en los sectores agrícola, industrial, artesanal y acuícola.

En el PLANEE 2016-2035 se pretende reducir el consumo de energía en 29.9 millones de boe (4.4 millones de toe) mediante la introducción de SGE y cogeneración y la sustitución de equipos ineficientes en el sector industrial.

**Cuadro 4-7 Objetivos en el sector industrial del PLANEE**

Objetivo	Indicador	Meta
Objetivo sectorial	• Consumo energético en cada subsector industrial indexado a las unidades de producción física para las industrias que implementan medidas de eficiencia energética.	• Al 2035, se registra un ahorro de por lo menos 29,9 millones de boe, gracias a las acciones de eficiencia energética implementadas en el sector.
Objetivo específico 1	• Energía evitada por unidad de producción física respecto al año base.	• Al 2035, las industrias consideradas energo-intensivas que implementen SGE, cogeneración y sustitución de equipos ineficientes, reducen 29,9 millones de boe en su consumo de energía.
Objetivo específico 2	• Porcentaje de empresas energo-intensivas que implementan proyectos de eficiencia energética a través de ESCOs.	• Al año 2035, 80% de las empresas energo-intensivas implementan programas de eficiencia energética con el apoyo de ESCOs.

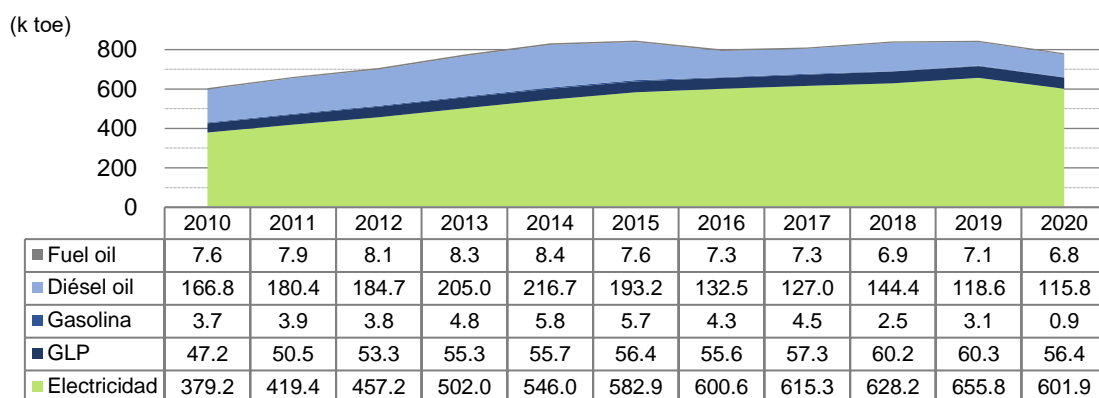
Fuente: “Plan Nacional de Eficiencia Energética 2016-2035”, MEER

Asimismo, la “Definición de Mecanismos Financieros de Financiación para la Eficiencia Energética en el Ecuador” formulada en octubre de 2021 estipula que la norma ISO50001 “Sistema de Gestión de Energía” será obligatoria para los grandes consumidores de los sectores industrial y comercial y público. Además, en la entrevista con EE (Empresa Eléctrica) Quito se confirmó la necesidad de introducir bombas de calor en el sector industrial.

#### 4.2.3. Sector de Edificios (Comerciales, Públicos y Residenciales)

El sector comercial y público ocupa el 6.8% del consumo final de energía en el Ecuador, y el sector doméstico el 16.4% del mismo. Al observar el consumo de energía final por fuente de energía en el sector comercial y público (2020), la electricidad representa el 77%, seguida por el diésel con el 14.8% (véase la Figura 4-14). Entre 2010 y 2019<sup>121</sup> el consumo de electricidad en el sector comercial y público aumentó a una tasa media anual del 6.3%, mientras que el consumo de diésel y el de gasolina disminuyeron una tasa media anual del 3.7% y del 2.0% respectivamente, con lo cual se puede observar que la transición energética desde los derivados del petróleo hacia la electricidad está progresando.

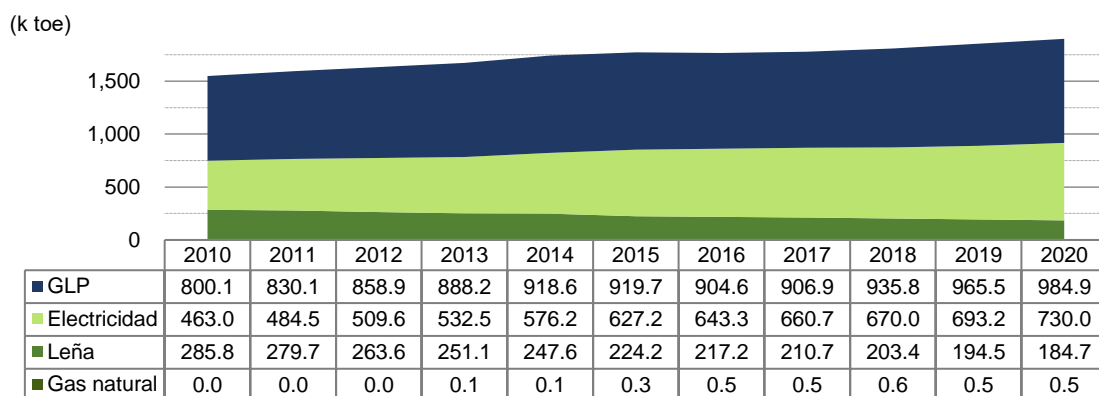
<sup>121</sup> Se compararon los datos de 2019 anteriores a la propagación del COVID 19 con los de 2010.



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir del “Balance Energético Nacional 2020”, MERNRR

**Figura 4-14 Detalle del consumo final de energía por fuente de energía en el sector comercial (2010 a 2020)**

Al observar el consumo final de energía por fuente de energía en el sector residencial (2020), GLP ocupa el mayor porcentaje con el 51.8%, seguido por la electricidad con 38.4%, y el consumo de leña aún representa un poco menos del 10% aunque tiende a disminuir (véase la Figura 4-15). Por otro lado, entre 2010 y 2019<sup>122</sup> el consumo de electricidad y el de GPL en el sector residencial aumentaron a una tasa media anual del 4.6% y del 2.1% respectivamente. En una parte del sector residencial también se usaba queroseno hasta la década de 1990, pero desde la década de 2000 ha sido sustituido casi completamente por GLP y electricidad.



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir del “Balance Energético Nacional 2020”, MERNRR

**Figura 4-15 Detalle del consumo final de energía por fuente de energía en el sector residencial (2010 a 2020)**

Considerando la situación actual arriba mencionada, para la descarbonización de los sectores comercial, público y residencial se considera eficaz tomar medidas de ahorro energético entre otras cosas, además de promover aún más la transición energética desde GLP hacia la electricidad.

A partir de 2007, el MEER elaboró, en coordinación con el Servicio Ecuatoriano de Normalización (INEN), 11 normas de eficiencia energética para fomentar la gestión energética y el consumo eficiente de energía, así como 23 reglamentos técnicos para maximizar la eficiencia

<sup>122</sup> Ídem.

energética de las instalaciones y los equipos que se venden para el uso doméstico e industrial.

Asimismo, por las medidas de reconversión tecnológica en iluminación residencial implementadas de 2008 a 2014 se realizó la sustitución de 16 millones de focos incandescentes por focos ahorradores, en los sectores residencial, artesanal y en entidades del sector público, lo que representó la reducción anual del consumo eléctrico de 287GWh. En cuanto al alumbrado público instalado por las empresas distribuidoras, entre 2010 y 2014 se reemplazó 61,610 luminarias ineficientes por luminarias ahorradoras de energía, contribuyendo a un ahorro energético de 20 GWh.

Además, mediante el programa de ahorro energético “RENOVA” se sustituyeron 95,652 refrigeradores entre 2012 y 2016, lo que generó una reducción aproximada de 38GWh. A partir de 2014, el MERNNR viene impulsando la difusión de cocinas de inducción electromagnética (IE) y termos eléctricos en el sector residencial mediante el Programa de Cocción Eficiente (PCE) (véase 5.1.10.1). Este programa consiste en descontar la tarifa de electricidad por el uso de la cocina IE, etc. En 2019, el número de beneficiarios del PCE alcanzó 635,000 hogares y se pretende extender el uso de la cocina IE, etc. a 3.5 millones de hogares para 2030.

También avanza la aplicación del estándar de ahorro energético a los productos eléctricos. Desde que comenzó la regulación en 2013, los electrodomésticos a los que se aplica el estándar de ahorro energético se han ampliado sucesivamente desde el aire acondicionado y el refrigerador iniciales. En 2015, todos los electrodomésticos como lavadoras, focos, microondas, televisores, planchas y aspiradoras llegaron a ser objeto. Como resultado, se dice que para 2015 se pudieron sustituir unos 100,000 refrigeradores ineficientes. Por otra parte, se cree que en el trasfondo de la expansión de la aplicación de equipos ahorradores de energía existe el objetivo de mejorar la balanza comercial mediante el desarrollo de fabricantes de electrodomésticos nacionales como Indurama. Según una investigación realizada por el Consejo Empresarial para la Facilitación del Comercio y la Inversión (Japón)<sup>123</sup>, las normas de ahorro energético tienen por objeto excluir los productos importados. Debido a la necesidad de datos de prueba de una organización de inspección externa autorizada por INEN, importar productos a Ecuador es costoso y requiere mucho tiempo.

En el PLANEE 2016-2035, se establece una meta de reducir el consumo de energía en un total acumulado de 88.8 millones de boe al 2035 mediante el recambio de equipos ineficientes y la asignación de marcas de alta eficiencia energética a los equipos altamente eficientes en los sectores comercial, público y residencial.

**Cuadro 4-8 Objetivos en los sectores comercial, público y residencial del PLANEE**

	Indicador	Meta
Objetivo sectorial	• Porcentaje de reducción en el consumo de energía con respecto a la línea base	• Al año 2035, el consumo acumulado de energía del sector residencial, comercial y público se reduce en al menos, 88.8 millones de boe, debido a las medidas de eficiencia energética implementadas.
Objetivo	• Electrodomésticos y equipos eléctricos de	• Al 2035, se registra un ahorro de 88.8

<sup>123</sup> <http://www.jmcti.org/mondai/pdf/s406.pdf>

específico 1	alto consumo energético, que se comercializan en el país, que cuentan con etiqueta de eficiencia energética nacional o DMEE.	millones de boe debido al recambio de equipos ineficientes e introducción al mercado de equipos de alto consumo con etiqueta de eficiencia energética nacional o DMEE.
Objetivo específico 2	• Número de Gobiernos Autónomos Descentralizados (GADs) que implementan y aplican la NEC (capítulo de eficiencia energética, climatización y energía renovable) de forma satisfactoria en su territorio	• Al año 2020, 20% de los GADs han implementado y aplican la NEC (capítulo de eficiencia energética, climatización y energía renovable) de forma satisfactoria

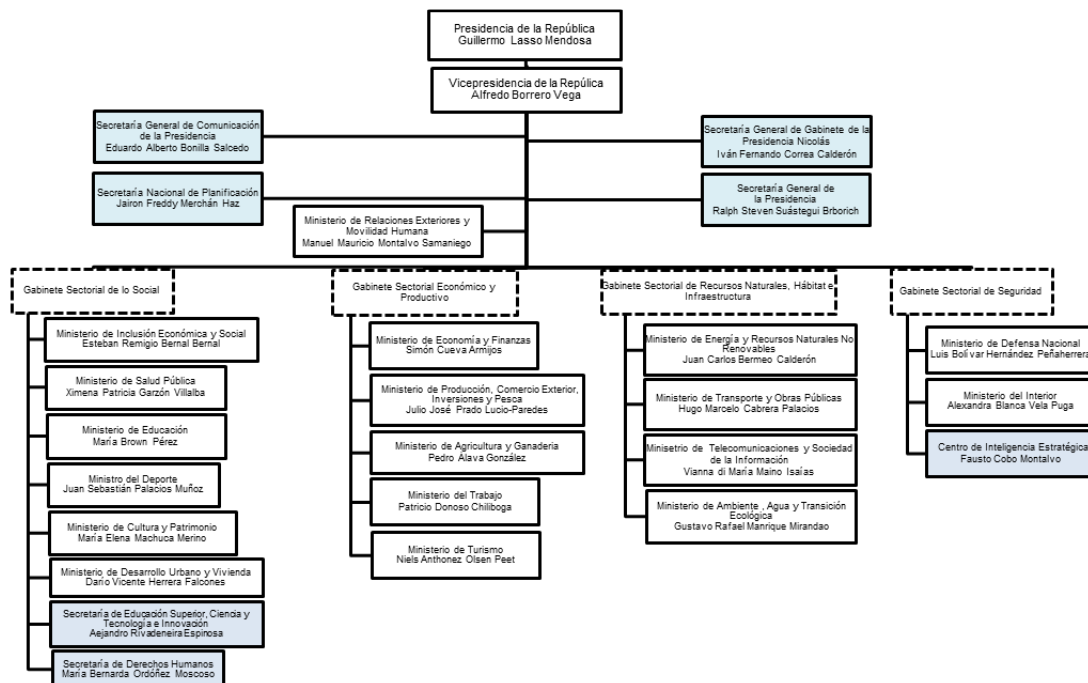
Fuente: “Plan Nacional de Eficiencia Energética 2016-2035”, MEER

Asimismo, la “Definición de Mecanismos Financieros de Financiación para la Eficiencia Energética en el Ecuador” formulada en octubre de 2021 estipula que la norma ISO50001 “Sistema de Gestión de Energía” será obligatoria para los grandes consumidores de los sectores industrial y comercial y público. Además, en la entrevista con EE Quito se confirmó que existe la necesidad de introducir bombas de calor no solo en el sector industrial sino también en el sector de edificios, y existe un movimiento para introducir bombas de calor en los edificios de la ciudad de Quito.

#### 4.3 Ministerios e Instituciones Gubernamentales del Sector Energético

##### 4.3.1. Panorama General de los Ministerios e Instituciones del Gobierno Ecuatoriano

En la Figura 4-16 se muestra el organigrama de los ministerios e instituciones bajo el gobierno del presidente Lasso.



Fuente: “Organigrama de los ministerios e instituciones gubernamentales de Ecuador” (Vol.4) (al 21 de octubre el 2021)”, Oficina de JICA en Ecuador

Figura 4-16 Organigrama de los ministerios e instituciones gubernamentales

El presidente Moreno estableció consejos sectoriales por el Decreto Ejecutivo No. 34 (14 de

junio de 2017) y nombró un coordinador para cada consejo sectorial<sup>124</sup>. Los ministerios relacionados con el sector energético quedaron bajo la jurisdicción del Gabinete Sectorial de Recursos Naturales, Hábitat e Infraestructura<sup>125</sup>, y este régimen ha sido seguido por el gobierno del presidente Lasso. En octubre de 2021, los siguientes cuatro ministerios pertenecen al Gabinete Sectorial de Recursos Naturales, Hábitat e Infraestructura.

- Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables
- Ministro de Transporte y Obras Públicas
- Ministerio de Telecomunicaciones y de la Sociedad de la Información
- Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica

Los consejos sectoriales tienen las siguientes atribuciones<sup>126</sup>:

- Formular y aprobar la política intersectorial, la agenda de coordinación intersectorial y la planificación de la inversión pública intersectorial
- Coordinar el cumplimiento de la agenda de coordinación intersectorial y evaluar su desempeño
- Coordinar y evaluar el cumplimiento de compromisos presidenciales e intersectoriales
- Evaluar el cumplimiento de las decisiones del consejo sectorial
- Seguir sobre temáticas que necesitan ser elevadas al Presidente de la República
- Articular las acciones gubernamentales de sus miembros
- Conocer los proyectos de normativa diseñados por sus miembros
- Organizar las comisiones de trabajo que fueren necesarias para el cumplimiento de sus fines
- Normar el funcionamiento interno del consejo y adoptar las decisiones necesarias para el cumplimiento de sus fines
- Las demás que consten en el ordenamiento jurídico y las que le asigne el Presidente de la República

#### 4.3.2. Ministerios del Gabinete Sectorial de Recursos Naturales, Hábitat e Infraestructura

A continuación, se muestra el resumen del MERNNR, el MTOP y el Ministerio de Ambiente, Agua y Transición Ecológica (MAATE), que especialmente están relacionados con el sector energético, entre los miembros del Gabinete Sectorial de Recursos Naturales, Hábitat e Infraestructura.

##### (1) Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR)

El MERNNR está a cargo de las políticas básicas relacionadas con la energía y los recursos

---

<sup>124</sup> Embajada de Japón en Ecuador “Política interna en Ecuador” (junio, 2017)

<sup>125</sup> Se llamaba Consejo Sectorial del Hábitat y Ambiente bajo el gobierno del presidente Moreno.

<sup>126</sup> Embajada de Japón en Ecuador “Política interna en Ecuador” (junio, 2017)

naturales no renovables y de las organizaciones relacionadas. Impulsa el desarrollo y aprovechamiento sostenible de los recursos energéticos y mineros mediante la formulación, implementación, seguimiento y evaluación de las políticas públicas. El MERNNR también implementa planes del sector eléctrico.

El plan básico del MERNNR es el Plan Estratégico 2019-2021, que establece las políticas básicas y metas en cada sector relacionado con la energía y los recursos naturales no renovables para 2019-2021. Además, se ha formulado el Plan Maestro de Electricidad (PME) 2016-2025 como plan básico del sector eléctrico.

## (2) Ministerio de Transporte y Obras Públicas (MTOB)

El MTOB tiene jurisdicción sobre dos sectores, el sector de infraestructura de transporte y el sector de gestión del transporte. Formula políticas básicas sobre la infraestructura de transporte y gestión del transporte, y planifica, implementa y evalúa programas y proyectos.

## (3) Ministerio de Ambiente, Agua y Transición Ecológica (MAATE)

En 2020 fue creado el Ministerio de Ambiente y Agua por la fusión del Ministerio del Ambiente y la Secretaría del Agua y en julio de 2021 se cambió el nombre a Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica (MAATE). Los objetivos básicos del ministerio, que tiene jurisdicción sobre la política básica de recursos hídricos, son los siguientes<sup>127</sup>.

- Incorporar los costos y beneficios ambientales y sociales en los indicadores económicos, que permitan priorizar actividades productivas de menos impacto y establecer mecanismos de incentivo adecuados.
- Generar información sobre la oferta de recursos naturales estratégicos renovables por ecosistema para su manejo integral.
- Reducir la vulnerabilidad ambiental, social y económico frente al cambio climático, concienciar a la población sobre causas y efectos de este fenómeno antropogénico y fomentar la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en los sectores productivos y sociales.
- Reducir el consumo de recursos (electricidad, agua y papel) y de producción de desechos.
- Manejar la conflictividad socio ambiental a través de la incorporación de los enfoques de la participación ciudadana, e interculturalidad y/o género en los proyectos de gestión ambiental.
- Definir y determinar información e investigación válidas y pertinentes para mejorar la gobernanza ambiental en los ámbitos de la normativa, la dinámica internacional y la participación ciudadana.
- Fortalecer la institucionalidad del Ministerio.

---

<sup>127</sup> Sitio web MAATE <https://www.ambiente.gob.ec/>

#### 4.3.3. Otras Instituciones Gubernamentales Relacionadas con el Sector Energético

A continuación, se describe el resumen de otras instituciones gubernamentales importantes relacionadas con el sector energético aunque no pertenecen al Gabinete Sectorial de Recursos Naturales, Hábitat e Infraestructura.

##### (1) Ministerio de Economía y Finanzas (MEF)

El MEF tiene una amplia gama de facultades como la facultad de elaborar políticas económicas y financieras, la política de elaborar y ejecutar el presupuesto gubernamental, etc. El plan básico del MEF es el Plan Estratégico Institucional 2018-2021, que establece las políticas básicas y metas sobre la economía y las finanzas para 2018-2021.

##### (2) Secretaría Nacional de Planificación (SNP)

El organismo que formula el plan nacional se inició con la Junta Nacional de Planificación y Coordinación Económica creada mediante Decreto Ley de Emergencia No. 19 (28 de mayo de 1954), pero, para 1979, esta fue remplazada por las organizaciones relacionadas como el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INEC), el Fondo Nacional de Preinversión, y el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CNCT). En 1998, se creó la Oficina de Planificación<sup>128</sup> reemplazando el COCT, y en 2004 se creó la Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo (SNPD).

Desde 2018, el gobierno del presidente Moreno ha implementado medidas para coordinar los sistemas públicos, mejorar la eficiencia y los servicios, y optimizar las funciones administrativas. Como resultado de estas medidas, en 2019 se creó la Secretaría Técnica Planifica Ecuador (STPE) en reemplazo de la SNPD con el objetivo de recrear, transformar y fortalecer el plan nacional. En 2021, se creó la SNP reemplazando la STPE con la transición al gobierno del presidente Lasso. Las funciones principales del SNP son las siguientes<sup>129</sup>.

- Emisión de evaluación e informe sobre la creación de institutos superiores técnicos, pedagógicos y de artes.
- Fortalecimiento de la presencia institucional en el país
- Asesoramiento en la sistematización de la planificación institucional
- Formulación, aprobación y priorización de estudios, proyectos de inversión pública financiados con el presupuesto del Estado
- Aprobación del presupuesto de inversión y cambio de presupuesto para planes de inversión anuales y plurianuales

---

<sup>128</sup> Oficina de Planificación.

<sup>129</sup> Sitio web SNP <https://www.planificacion.gob.ec/>

## 4.4 Régimen Legal y Políticas del Sector Energético

### 4.4.1. Leyes Relacionadas con la Energía

Los Artículos 1 y 408 de la Constitución de la República del Ecuador estipulan que los recursos naturales son de propiedad inalienable del Estado. Asimismo, los Artículos 313 a 315 de la Constitución estipulan que las instituciones gubernamentales o empresas estatales regulan y controlan los sectores estratégicos. Los sectores estratégicos abarcan el desarrollo y la utilización de todas las formas de energía, petróleo y gas, recursos naturales no renovables incluyendo la minería, e hidrocarburos.

El régimen legal básico del sector energético se remonta a la Ley de Hidrocarburos establecida en 1971. Desde entonces esta ley ha sido modificada varias veces y la última modificación se efectuó en agosto de 2018. Esta ley cubre una amplia gama de sectores, incluyendo los sectores upstream, midstream y downstream de las industrias relacionadas con los hidrocarburos. La Ley de Hidrocarburos establece que la industria del petróleo y gas es un área regulatoria nacional, y faculta al Presidente de la República para regular los precios de venta de productos hidrocarburíferos de acuerdo con el Artículo 72. Sin embargo, de acuerdo con el Artículo 2, párrafo 1, de manera excepcional el gobierno podrá delegar el ejercicio de las actividades hidrocarburíferas a empresas privadas nacionales o extranjeras o a sociedades público-privadas. Además, existen regulaciones y reglamentos para determinados sectores de la industria, tales como el Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, el Reglamento de operaciones hidrocarburíferas, el Reglamento Ambiental de actividades hidrocarburíferas y otras normas relacionadas con los temas ambientales, tributarios y contables.

Asimismo, en marzo de 2019 se aprobó por unánime en la Asamblea Nacional la Ley Orgánica de Eficiencia Energética (LOEE) como ley importante relacionada con el ahorro energético. La LOEE tiene por objeto mejorar la eficiencia energética en el país, y para tal efecto, promueve el ahorro energético beneficioso para la vida diaria de la población, la competitividad y el uso de prácticas y tecnologías ambientalmente limpias. Se cree que la LOEE contribuye a reducir la carga ambiental al considerar que el entorno de vida de los agricultores y pescadores se está deteriorando debido al cambio climático, y prevenir la amenaza para la soberanía alimentaria. La LOEE también apunta a optimizar los recursos del país mediante la reducción del uso de combustibles fósiles como la gasolina y el diésel, que el país subsidia fuertemente. Por ello, además de incentivar la difusión de VE (vehículos públicos y privados) en el sector transporte, planifica la creación del fondo nacional de desarrollo e inversión que contribuya a mejorar la eficiencia energética, así como el establecimiento del Sistema Nacional de Eficiencia Energética para promover el uso eficiente, racional y sostenible de la energía. De esta forma, se considera que la LOEE contribuye no solamente al ahorro energético sino también al esfuerzo ante el cambio climático y a la vida en un entorno saludable.

En febrero de 2021, se celebró la primera reunión de la Comisión Nacional de Eficiencia Energética (CNEE) y se aprobó el reglamento de operación. Está estipulado que la comisión será supervisada por el ministerio encargado del ahorro energético, y actualmente el MERNNR está a



cargo de la misma.

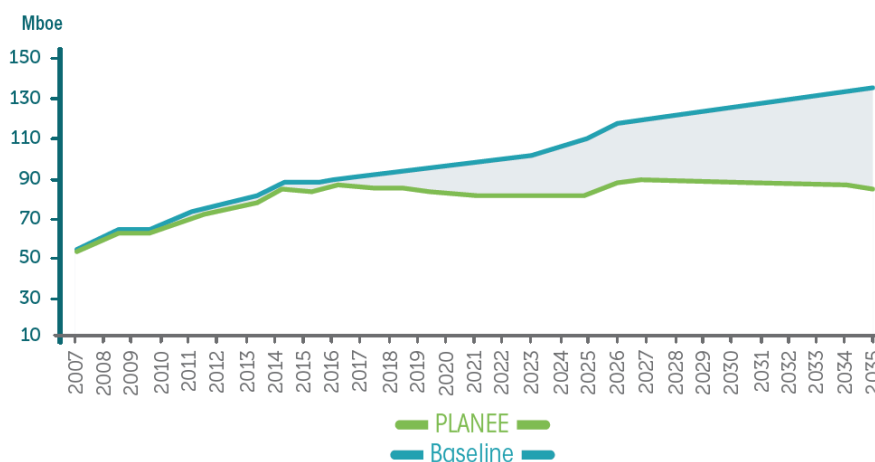
En octubre de 2021, el MERNNR presentó el borrador de la “Definición de Mecanismos Financieros de Financiación para la Eficiencia Energética en el Ecuador” a la Presidencia de la República, la cual se promulgó el 20 del mismo mes. En esta definición se establece que los grandes consumidores como las fábricas, los establecimientos comerciales y públicos que consumen grandes cantidades de electricidad y combustibles, deben obtener la certificación ISO50001 “Sistema de gestión de energía” y reportar anualmente a la CNEE el consumo de energía, y además, se definen los requisitos para el registro de empresa ESCO entre otras cosas. Se ha creado el Fondo Nacional de Fomento e Inversión en Eficiencia Energética como mecanismo de implementación de proyectos de eficiencia energética, y se muestran los ítems de los criterios de selección de proyectos por parte de la CNEE. Está previsto que en 2022 se realizará la certificación de proyectos de eficiencia energética por parte de la CNEE y se emitirá el sistema de tarifas para promover la eficiencia energética, y que en 2023 se llevará a cabo la emisión del certificado de ahorro energético para proyectos certificados.

#### 4.4.2. Principales Políticas Energéticas

A continuación, se resumen las principales políticas energéticas de Ecuador.

##### (1) Plan Nacional de Eficiencia Energética 2016-2035

A pesar de haberse formulado en 2016, el Plan Nacional de Eficiencia Energética (PLANEE) 2016-2035 fue aprobado por la Asamblea Nacional en abril de 2019. Este plan recopila los objetivos, medidas y líneas de acción de eficiencia energética para todo el sector energético y para cada sector específico, incluyendo la promoción de la sustitución de combustibles fósiles por energías bajas en carbono. El objetivo general del PLANEE es reducir el consumo de energía en 543 millones de boe (79.4 millones de toe) entre 2016 y 2035 (véase la Figura 4-17). Esto se estima equivalente a una reducción de aproximadamente 84,131 millones de dólares, con una reducción estimada de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) de 65 MTCO<sub>2</sub>e.



Fuente: “Plan Nacional de Eficiencia Energética de Ecuador 2016-2035”, MEER

Figura 4-17 Objetivo de reducción del consumo energético en el PLANEE

Se ha calculado que, para implementar los proyectos y programas formulados en el PLANEE, se requerirían 116 millones de dólares durante los cinco primeros años, para lo cual se suponen como fuentes de financiación las líneas de crédito establecidas por instituciones financieras nacionales y la financiación por donantes bilaterales y multilaterales. Alternativamente, existen planes para recaudar fondos del mercado, incluyendo el desarrollo de productos financieros. El esquema de las metas y medidas por sector del PLANEE es el siguiente.

i. Sector energético

● Meta general:

Al 2035, en el sector energético se logran una reducción de 83.7 millones de boe en el consumo propio, gracias a la implementación de proyectos de eficiencia energética.

● Metas específicas:

Metas específicas		Medidas/Iniciativas	
1	Al 2035, se registra un ahorro por la reducción en pérdidas de distribución de energía eléctrica y la implementación de SGE equivalente a 64,1 millones de boe	1.1	Programa de Reducción de Pérdidas de Energía en el Sistema de Distribución de Electricidad
		1.2	Proyecto de Implementación de Sistemas de Gestión de Energía basados en la Norma ISO 50001 en las Centrales de Generación Térmica
2	Al 2035, las empresas públicas y compañías privadas que pertenecen a la industria hidrocarburífera del país realizan proyectos de eficiencia energética para lograr una reducción acumulada de por lo menos 19,6 millones de boe.	2.1	Proyecto para Abastecer de Energía Eléctrica a las Instalaciones Petroleras
		2.2	Proyecto para Mejorar la Oferta de Derivados de Alta Calidad
		2.3	Proyecto de Formación de Evaluadores, Administradores y Auditores de Proyectos de Gestión de la Energía
		2.4	Proyecto para Implementar Acciones de Eficiencia Energética en la Infraestructura de Transporte, Almacenamiento y Comercialización de Derivados

ii. Sector transporte

● Meta general:

Al año 2035, el sector Transporte genera un ahorro acumulado de 339.6 millones de boe.

● Metas específicas:

Metas específicas		Medidas/Iniciativas	
1	Al 2035, se registra un ahorro acumulado de 12,1 millones de boe, gracias a la aplicación de medidas para la optimización de la infraestructura para la circulación del transporte.	1.1	Programa de Mejora de la Infraestructura y Operación del Transporte
2	Al 2035, el consumo de energía del sector se reduce en 135,5 millones de boe	2.1	Proyecto de Etiquetado del Rendimiento Energético para Vehículos Nuevos
		2.2	Proyecto para Reactivar, Reconfigurar y Expandir el Plan RENOVA Vehicular
		2.3	Proyecto de Capacitación en Técnicas de Conducción Eficiente
3	Al 2035, se genera un ahorro acumulado de	3.1	Proyecto de Incorporación de Vehículos

	191,9 millones de boe, gracias a la aplicación de las medidas alternativas energéticas		Híbridos, Eléctricos y de Nuevas Tecnologías que se Comercialicen en el Futuro
		3.2	Proyecto de Sustitución Parcial del Combustible Fósil por Mezcla con Biocombustibles

### iii. Sector industrial

- **Meta general:**

Al 2035, se registra un ahorro de por lo menos 29.9 millones de boe, gracias a las acciones de eficiencia energética implementadas en el sector.

- **Metas específicas:**

Metas específicas		Medidas/Iniciativas	
1	Al 2035, las industrias consideradas energo-intensivas que implementen SGE, cogeneración y sustitución de equipos ineficientes, reducen 29.9 millones de boe en su consumo de energía.	1.1	Programa para la implementación de la norma ISO 50001 en las industrias energo-intensivas
		1.2	Programa de cogeneración en la industria
		1.3	Programa de recambio de motores, bombas, calderas y calentadores de agua en las industrias
2	Al año 2035, 80% de las empresas energo-intensivas implementan programas de eficiencia energética con el apoyo de ESCOs.	2.1	: Programa para el desarrollo y promoción de un mercado de ESCOs en Ecuador

### iv. Sector comercial y pública y sector residencial

- **Meta general:**

Al año 2035, el consumo acumulado de energía del sector residencial, comercial y público se reduce en al menos 88.8 millones de boe, debido a las medidas de eficiencia energética implementadas.

- **Metas específicas:**

Metas específicas		Medidas/Iniciativas	
1	Al 2035, se registra un ahorro de 88.8 millones de boe debido al recambio de equipos ineficientes e introducción al mercado de equipos de alto consumo con etiqueta de eficiencia energética nacional (DMEE).	1.1	Proyecto de Identificación de Usos Finales de la Energía en los Sectores Residencial, Comercial y Público
		1.2	Programa de Normalización y Etiquetado de Equipos que Consumen Energía
		1.3	Programa de Recambio de Equipos de Mayor Consumo Energético de Uso Residencia
2	Al año 2020, 20% de los GADs han implementado y aplican la NEC (capítulo de eficiencia energética, climatización y energía renovable) de forma satisfactoria.	2.1	Proyecto de Definición de Mecanismos de Control y Fiscalización para la Implementación y Mejora Continua de la Norma NEC – Eficiencia Energética, Climatización y Energía Renovable

### v. Islas Galápagos

- **Meta general:**

Al año 2035, el consumo acumulado de energía de origen fósil en las islas Galápagos se

reduce en 0.36 millones de boe. Por otro lado, se incrementa la participación de energía sostenible en 0.5 millones de boe

- **Metas específicas:**

Meta específica		Medidas/Iniciativas	
1	Al año 2035, se evita el consumo acumulado de energía en 0,78 millones de boe en Galápagos	1.1	Adopción de Proyecto de Implementación de la NEC en Galápagos
		1.2	Programa de Recambio de Equipos de Mayor Consumo Energético
		1.3	Programa para la Implementación de Sistemas de Gestión de Energía Basados en la Norma ISO 50001 en las Instituciones Públicas y el Sector Comercial de las Islas

#### vi. Sector jurídico, institucional y de acceso a la información

- **Meta general:**

Contar, para 2020, con un marco jurídico fortalecido y una institucionalidad sólida orientada a la promoción de la eficiencia energética

- **Metas específicas:**

Metas específicas		Medidas/Iniciativas	
1	Disponer de instrumentos jurídicos e institucionales fortalecidos que permitan la implementación de los programas y proyectos identificados en el PLANEE para el año 2020.	1.1	Proyecto de Consolidación del Marco Regulatorio para promover la Eficiencia Energética en el País
		1.2	Proyecto de Fortalecimiento del Marco Institucional para promover la Eficiencia Energética en el País
2	Al menos 80% de los proyectos ejecutados de eficiencia energética son difundidos.	2.1	Proyecto de Creación de un Sistema de Indicadores Nacionales de Eficiencia Energética (SINEE)
		2.2	Programa de Difusión de las Mejores prácticas de Eficiencia Energética

De esta manera, el PLANEE ha establecido de manera integral los objetivos y medidas de eficiencia energética, así como los proyectos y programas específicos para el sector energético en general. Sin embargo, debido al retraso en la aprobación por la Asamblea Nacional, la propagación del COVID-19 y el cambio de gobierno entre otros factores, parece que no siempre se implementa como se planeaba. Sobre todo, es necesario verificar de ahora en adelante cómo se tratará el PLANEE bajo el nuevo gobierno que se inició a fines de mayo de 2021.

Por otro lado, en marzo de 2019 se estableció la Ley Orgánica de Eficiencia Energética que tiene por objeto establecer el marco legal y régimen de funcionamiento del Sistema Nacional de Eficiencia Energética y promover el uso eficiente, racional y sostenible de la energía en todas sus formas de acuerdo con las metas establecidas por el PLANEE, a fin de incrementar la seguridad energética de Ecuador. El 23 de febrero de 2021, la Comisión Nacional de Eficiencia Energética (CNEE) publicó el proyecto del Reglamento General de la Ley Orgánica de Eficiencia Energética, el cual se encuentra pendiente de aprobación por parte del MERNNR.

## (2) Agenda Nacional de Energía 2016-2040

Ecuador firmó el Acuerdo de París en julio de 2016 y anunció su objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 40% para 2025, suponiendo la asistencia internacional. Para lograr este objetivo se requiere una reforma importante en el sector energético, incluyendo un mayor uso de energías renovables. Con la firma del Acuerdo de París, Ecuador ha formulado la “Agenda Nacional de Energía 2016-2040”.

Esta agenda es un plan estratégico integral para el sector energético, que menciona la posibilidad de elevar la proporción de energías renovables al 90% o más en el futuro. Asimismo, establece como objetivo utilizar energías renovables y más eficientes, además de diversificar fuentes de energía con energías renovables y energías no convencionales. Esta agenda está formulada poniendo énfasis en las siguientes cinco perspectivas.

- Equidad e inclusividad
- Diversidad, renovabilidad y sostenibilidad
- Soberanía y seguridad energética con un suministro de calidad para toda la población
- Eficiencia
- Integración regional y global

## (3) Plan de Acción para la Transición Energética Sostenible del Archipiélago de las Islas Galápagos 2020-2040

En 2020 se formuló un plan de mediano a largo plazo para la transición energética 2020-2040 en las Islas Galápagos con el apoyo del BID y la Fundación Bariloche, una organización sin fines de lucro, a solicitud del Consejo de Gobierno de Régimen Especial de Galápagos. En este plan se proponen y analizan medidas para la sustitución de combustibles fósiles para cada sector<sup>130</sup>.

Para el sector doméstico, se proponen la ampliación del programa de difusión de equipos de cocina IE, la sustitución por colectores solares (colectores solares térmicos), la introducción de iluminación con diodos emisores de luz (LED, por sus siglas en inglés), programas de sustitución por electrodomésticos más eficientes como aires acondicionados, refrigeradores y lavadoras, y la difusión de edificios sostenibles. Para el sector comercial y público, se consideran el recambio a colectores de calor solar con almacenamiento para equipos de agua caliente, la introducción de equipos de cocina IE y estufas eléctricas, el revestimiento reflectante en las ventanas de los edificios, la aislación térmica, etc. Para el sector transporte terrestre se mencionan el transporte masivo de pasajeros, el aprovechamiento de energías renovables (electricidad, biodiesel), la mejora de la tasa de ocupación de pasajeros, etc. Finalmente, para el transporte acuático se analizan el aprovechamiento de la luz solar y del gas natural licuado y la mejora de la eficiencia motriz.

---

<sup>130</sup> BID (2021) “Mecanismos y redes de transferencia de tecnología climática en Latinoamérica y el Caribe”

#### 4.4.3. Principales Medidas y Regulaciones por la ARCERNNR

En los Cuadro 4-9 y Cuadro 4-10 se muestran las medidas y regulaciones importantes aprobadas y publicadas por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables (ARCERNNR), que es la entidad reguladora y supervisora de los servicios eléctricos, desde 2020 hasta mayo de 2021.

**Cuadro 4-9 Medidas importantes aprobadas por la ARCERNNR (2020 y 2021)**

No.	Fecha de emisión	Contenido
008/2020	11 de septiembre de 2020	Reformar el “Reglamento para Autorización de Actividades de Comercialización de Derivados de Petróleo, Biocombustibles y sus Mezclas con biocombustibles, excepto el Gas Licuado de Petróleo (GLP)”.
009/2020	11 de septiembre de 2020	Reformar el “Reglamento para Autorización de Actividades de Comercialización de Gas Licuado de Petróleo (GLP)”
010/2020	11 de septiembre de 2020	Expedir el “Reglamento para la autorización de factibilidades de nuevos centros de distribución”.
011/2020	11 de septiembre de 2020	Reformar el “Reglamento para las actividades de comercialización de Gas natural para el segmento industrial”
012/2020	11 de septiembre de 2020	Reformar el “Instructivo para otorgar autorizaciones para la compra y Transporte de derivados del petróleo en cuantías domésticas”
018/2020	13 de noviembre de 2020	Expedir el “Modelo de Contrato de suministro para los proveedores del servicio de carga de energía a vehículos eléctricos”
019/2020	13 de noviembre de 2020	Expedir el “Reglamento para la Calificación, Autorización, Renovación, Suspensión y Extinción de las Actividades de Abastecimiento de Derivados de Hidrocarburos, Biocombustibles, sus mezclas incluidos el GLP y Gas Natural”
020/2020	13 de noviembre de 2020	Expedir el “Instructivo para la Autorización de Compra de Derivados de Petróleo para los Segmentos Industriales”
021/2020	13 de noviembre de 2020	Reformar el “Reglamento para Autorización de Actividades de Comercialización de Derivados de Petróleo, Biocombustibles y sus Mezclas con biocombustibles, excepto el Gas Licuado de Petróleo (GLP)”
023/2020	13 de noviembre de 2020	Reformar el “Reglamento para Autorización de Actividades de Comercialización de Gas Licuado de Petróleo (GLP)”
025/2020	13 de noviembre de 2020	Expedir la regulación denominada “Régimen de las transacciones comerciales en el sector eléctrico ecuatoriano”

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA

**Cuadro 4-10 Regulaciones importantes aprobadas por la ARCERNNR (2020 y 2021)**

No.	Fecha de emisión	Regulación	Contenido
001/2020	11 de septiembre de 2020	Proyectos de Desarrollo Territorial	Norma las condiciones para la determinación, asignación, ejecución y control de los recursos económicos de las empresas eléctricas de generación y autogeneración
002/2020	13 de noviembre de 2020	Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica	Establece los indicadores, índices y límites de calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica; y, definir los procedimientos de medición, registro y evaluación a ser cumplidos por las empresas eléctricas de distribución y consumidores, según corresponda.
003/2020	13 de noviembre de 2020	Modelo de Contrato de suministro para los proveedores del servicio de carga de energía a vehículos eléctricos	Establece el modelo de contrato de suministro, a ser suscrito entre la empresa eléctrica de distribución y personas naturales o jurídicas proveedoras del servicio de carga de energía a vehículos eléctricos.
004/2020	23 de noviembre de 2020	Planificación operativa, despacho y operación del sistema eléctrico de	Establece las disposiciones generales que deben cumplirse con relación a la planificación operativa, el despacho y la operación del sistema eléctrico de

		potencia	potencia.
005/2020	23 de noviembre de 2020	Régimen de las transacciones comerciales en el sector eléctrico	Establece las disposiciones regulatorias que normen el funcionamiento comercial y la administración de las transacciones comerciales en el sector eléctrico
006/2020	30 de diciembre de 2020	Prestación del Servicio de Alumbrado Público General	Establece las condiciones técnicas y comerciales que permitan a las empresas eléctricas distribuidoras prestar el servicio de alumbrado público general con calidad y eficiencia
007/2020	30 de diciembre de 2020	Procedimiento administrativo para el juzgamiento de Infracciones en el sector eléctrico	Establece el procedimiento administrativo para el juzgamiento de infracciones establecidas en la LOSPEE
001/2021	4 de mayo de 2021	Marco normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica	Establece las disposiciones para el proceso de habilitación, conexión, instalación y operación de sistemas de generación distribuida basadas en fuentes de energía renovable para el autoabastecimiento de consumidores regulados
002/2021	4 de mayo de 2021	Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación	Establece las condiciones técnicas y comerciales a cumplirse con respecto al desarrollo y operación de centrales de generación distribuida, de propiedad de empresas que sean habilitadas por el Ministerio Rector para ejecutar la actividad de generación

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA

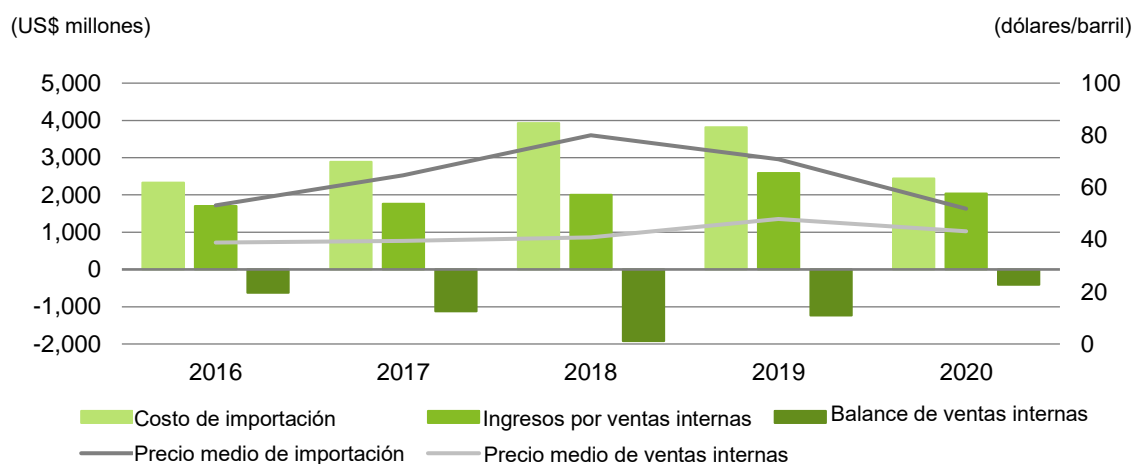
#### 4.5 Situación Financiera del Sector Energético

Dado que en la década de 1970, los ingresos del gobierno aumentaron debido al crecimiento de la producción de petróleo en Ecuador y al aumento del precio internacional del petróleo, se introdujeron los subsidios a los combustibles como parte del bienestar social. Como se ha mencionado anteriormente, el Presidente de la República tiene la facultad de determinar el precio de venta de los productos hidrocarbúricos de acuerdo con el Artículo 72 de la Ley de Hidrocarburos.

Hasta hace poco, los precios de los productos derivados del petróleo tales como la gasolina, el diésel y el GLP que se vendían en el mercado nacional, no estaban vinculados a los precios internacionales ni a los costos de producción, sino que el gobierno determinaba los precios fijos como sector regulado. La diferencia entre los costos de producción/importación y los ingresos comerciales por las ventas en el país se cubre con subsidios a los combustibles. La proporción que ocupan los subsidios a los combustibles dentro del PIB de Ecuador es muy grande, siendo la quinta más grande en el mundo y la tercera más grande en Latinoamérica<sup>131</sup>. Además, el Banco Central calcula el monto total de los subsidios a los combustibles multiplicando la diferencia entre el precio de importación de los combustibles fósiles y el precio de venta interno por el volumen de la importación, pero este método de cálculo no considera los combustibles fósiles producidos y consumidos en el país. Por lo tanto, se dice que el monto total real de los subsidios será aproximadamente 1.5 veces mayor que el monto anunciado, si se incluyen los subsidios a los combustibles fósiles producidos y consumidos en el país. Los subsidios a los combustibles han beneficiado al público, pero han ejercido presión sobre el sector energético y la situación

<sup>131</sup> Schaffitzel, F., Jakob, M., Soria, R., Vogt-Schilb, A., y Ward, H. “¿Pueden las transferencias del gobierno lograr que sea socialmente aceptable la reforma de los subsidios a la energía? Estudio de caso en Ecuador”. Energy Policy (2020)

financiera del país.



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir de “Ingresos y gastos por la venta interna de subproductos importados”, Banco Central del Ecuador

Figura 4-18 Balance de ventas internas de los combustibles fósiles importados (2016 a 2020)

También se proporciona una gran cantidad de subsidio para las tarifas de electricidad. En julio de 2007, comenzaron los subsidios a las tarifas de electricidad mediante el ofrecimiento de una tarifa descontada de 0.04 dólares por kWh (llamada tarifa de la dignidad) a los pequeños consumidores residenciales<sup>132</sup>. El gasto en este subsidio fue de 44.62 millones de dólares en 2019. Además, se proporcionan subsidios por un total de 15.64 millones de dólares para personas mayores con un consumo mensual de 138kWh o menos, y por 11.74 millones de dólares para discapacitados<sup>133</sup>. El monto total de estos subsidios equivale al 4% aproximadamente de los ingresos totales del sector eléctrico<sup>134</sup>.

Además, existen otros subsidios sustantivos a las tarifas eléctricas. Por ejemplo, el costo de capital de las empresas estatales para llevar a cabo proyectos de generación, transmisión y distribución eléctrica incluidos en el PME está cubierto por el presupuesto del Estado<sup>135</sup> y no se refleja en las tarifas de electricidad. Asimismo, si bien el precio del diésel (por galón) es de 2.69 dólares para las industrias, es de 0.9 dólares para las centrales eléctricas<sup>136</sup>, es decir, el precio está fijado en alrededor de un tercio, lo que puede considerarse un subsidio sustantivo a la tarifa de electricidad. La tarifa de electricidad en 2021 es de 9.19 centavos estadounidenses por kWh<sup>137</sup>, mientras que el informe del BID estima que el costo real de la electricidad es de alrededor de 14

<sup>132</sup> Por el Decreto Ejecutivo No.451. En la región Sierra, los hogares con un consumo mensual de 110kWh o menos y en otras regiones 130kWh o menos son el objeto.

<sup>133</sup> ARCONEL (2020) “Informe de Actividades y Gestión 2019”

<sup>134</sup> Los ingresos totales del sector eléctrico en 2019 fueron de 1.910 millones de dólares, los cuales se recuperaron alrededor del 94%, o 1.79 mil millones de dólares. (ARCERNNR (2020) “Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2019”)

<sup>135</sup> Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE), artículo 53

<sup>136</sup> En noviembre de 2011. Petroecuador “Precios de Venta en Terminal para las Comercializadoras Calificadas y Autorizadas a Nivel Nacional (del 12 de noviembre al 11 de diciembre de 2021)”

<sup>137</sup> ARCERNNR (2021) “Actualización del Análisis y Determinación del Costo del Servicio Público de Energía Eléctrica Periodo: Enero - Diciembre 2021”



a 16 centavos estadounidenses por kWh según las entrevistas con expertos<sup>138</sup>. Multiplicando esto por el volumen de ventas de electricidad de la red de aproximadamente 20,095GWh en 2020<sup>139</sup>, se estima que el costo total de la electricidad para el mismo año es de aproximadamente 3,000 millones de dólares. Por otro lado, los ingresos totales del sector eléctrico en el mismo año fueron de sólo 1,860 millones de dólares<sup>140</sup>, por lo cual se puede considerar que alrededor de 1,000 millones de dólares son subsidiados por el gobierno.

---

<sup>138</sup> BID (2019) “¿Pueden las transferencias del gobierno lograr que sea socialmente aceptable la reforma de los subsidios a la energía? Estudio de caso en Ecuador”

<sup>139</sup> ARCERNNR (2021) “Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2020”

<sup>140</sup> Lo mismo que arriba. De estos, los que se recuperaron efectivamente fueron de 1,520 millones de dólares, cerca del 80%.

## Capítulo 5 Sector Eléctrico del Ecuador

### 5.1 Información Básica

#### 5.1.1. Legislación y Políticas del Sector Eléctrico

Las políticas básicas del sector eléctrico del Ecuador se basan en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico 1996. Esta ley estableció como políticas básicas la privatización de los servicios del sector eléctrico y el fomento de las energías renovables. Además del mecanismo de división y privatización del sector eléctrico, estableció la eximición de impuestos de importación de los materiales relacionados con las energías renovables y la eximición del pago de impuestos a la renta por cinco años a los desarrolladores de energías renovables, entre otros. Sin embargo, la débil intervención del Estado en las políticas eléctricas, y la falta de coherencia con el Plan Nacional de Desarrollo (PND), comprometieron el suministro estable de la electricidad debido a la separación de los servicios de generación, transmisión y distribución de la electricidad.<sup>141</sup>

En 2007 fue creado el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) conforme la Constitución de la República, el PND y las políticas anunciadas por el Presidente. El MEER es el órgano responsable de elaborar los planes del sector eléctrico. Luego, mediante el Registro Oficial N° 418 del 16 de enero de 2015 fue promulgada la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE) que establece los nuevos lineamientos de los servicios eléctricos.

La LOSPEE 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. El Artículo 9 de la LOSPEE crea la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) como el organismo técnico administrativo encargado del ejercicio de la potestad estatal de regular y controlar las actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general, precautelando los intereses del consumidor o usuario final. Asimismo, la 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. En 2016 se publicó el Plan Maestro de Electricidad (PME) 2016-2025 que responde a dicha ley.

El 26 de octubre de 2021 se emitió el Decreto Ejecutivo No. 239 que modifica la LOSPEE y el Decreto 238 relacionado con el tema. La modificación incluye el fomento del concurso de las energías no renovables convencionales, excepto el PME, la aplicación de los recursos privados para la electrificación rural, la tercerización de los servicios de alumbrado público, etc. Asimismo, el Decreto insta a “elaborar las políticas para promover la inversión privada y competencia”, “proponer las condiciones preferenciales incluyendo los incentivos al sector privado para

---

<sup>141</sup> CONELEC (2014) “Estructura del Sector Eléctrico en el Ecuador”

incrementar en al menos 250 MW, hasta el 2025 los proyectos de fuentes de energías renovables”, “elaborar los reglamentos sobre la promoción de la APP en el sector eléctrico” y la “construcción de las políticas, reglamentos y sistemas de fomento de la generación fotovoltaica”, mostrando su orientación hacia el fomento de la participación privada en el sector eléctrico.

De esta manera, las políticas básicas del sector están evolucionando, pero por otro lado, también es cierto que no todas las legislaciones han llegado a cumplir sus objetivos. Por ejemplo, la legislación ecuatoriana no reconoce la existencia de un mercado mayorista de electricidad, por lo que no existen reglas concretas para el comercio de la energía eléctrica. Asimismo, el gobierno estableció el sistema de tarifa de alimentación para fomentar el uso de las energías renovables en 2011, el cual no llegó a afianzarse debido a la complejidad de los trámites, sin llegar a funcionar prácticamente, pese a las repetidas modificaciones del sistema.

En el Cuadro 5-1 se presenta la evolución de las principales políticas referentes al sector eléctrico.

**Cuadro 5-1 Principales políticas del sector eléctrico  
(incluyendo las relacionadas con la energía en general)**

Leyes	Descripción, objetivos, etc.	Años de promulgación
Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE)	Privatización de los servicios de electricidad y fomento de las energías renovables	1996
Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE)	Cumplimiento de las responsabilidades del Estado en el servicio público de electricidad, fomento y ejecución de los proyectos de fuentes de energías renovables, establecimiento del mecanismo de eficiencia energética	2015
Plan Maestro de Electricidad (PME) 2016-2025	Plan maestro de electricidad para ejecutar la LOSPEE	2016
Plan Nacional de Eficiencia Energética (PLANEE) 2016-2035	Plan de eficiencia energética para dar cumplimiento a la LOSPEE	2017
Ley Orgánica de Eficiencia Energética (LOEE)	Legislación para lograr la eficiencia energética	2019
Modificación de la LOSPEE	Fomento de la participación privada	2021

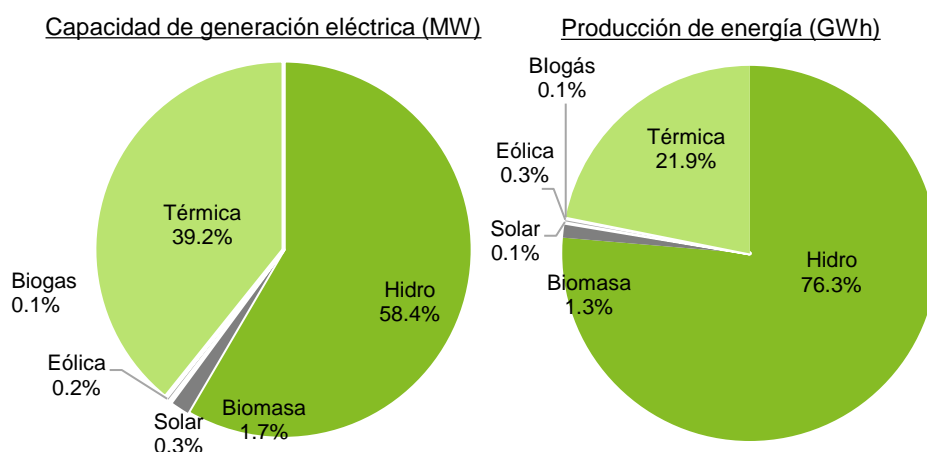
Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA en base a IRENA (2015) “Renewable Energy Policy Brief”

### 5.1.2. Plan de Reconversión de la Matriz Energética

De entre las políticas sectoriales, el lineamiento básico sobre la reconversión de la matriz energética consiste en la diversificación de las fuentes de energía y autoabastecimiento para garantizar la seguridad energética, para lo que se propone desarrollar ambiciosamente el rico potencial de las energías renovables disponibles en el país, con especial énfasis en la generación hidroeléctrica. Como consecuencia del desarrollo ambicioso de las fuentes de energía, se propone exportar el excedente a los países vecinos como el Perú, a través de las interconexiones internacionales.

El “Plan Nacional del Buen Vivir 2013-2017” publicado en 2013 propone incrementar el porcentaje de las energías renovables del 43% de 2013 al 60% en 2017. Gracias a los esfuerzos invertidos, Ecuador logró que las energías renovables representen el 60,9% a nivel de la capacidad instalada. Concretamente, de la capacidad de generación de 8,665 MW, la hidráulica genera unas

5.076 MW, la térmica unas 3,408 MW, y el resto corresponde a otras energías renovables. Las fuentes energéticas de unos 32,309 GWh producidos en 2019, el 76.3% corresponde a las fuentes hidráulicas, 21.9% a térmicas, 1.3% a biomasa (leña), 0.3% a eólicas, 0.1% a biogás, y 0.1% a fotovoltaicas. De esta manera, las energías renovables representan el 78.1% en términos de la producción.



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA en base a ARCONEL “Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2019”

Figura 5-1 Matriz energética (2019)

Por otro lado, la región insular del país presenta mayor dependencia de los combustibles fósiles que el territorio continental, siendo necesario acelerar el proceso de descarbonización mediante el incremento de las fuentes de energías renovables. Por ejemplo, el diésel constituye la principal fuente de generación en las Islas Galápagos<sup>142</sup>.

La Agenda Nacional de Energía 2016-2040 publicada en 2016 establece como meta diversificar aún más la matriz energética, proponiendo continuar fomentando el desarrollo de fuentes de energías renovables. Asimismo, el “Plan Nacional del Buen Vivir 2017-2021” publicado en 2017 propone incrementar el porcentaje de energías renovables al 90% en 2021. De acuerdo con la entrevista a ARCERNNR, las energías renovables representan el 95% al mes de agosto de 2021 en términos de la producción. Sin embargo, todas estas cifras corresponden a la energía eléctrica suministrada por el Sistema Nacional Interconectado (SNI) de CELEC y de las empresas distribuidoras locales, mientras que la mayor parte de la energía eléctrica off-grid restante proviene de los combustibles fósiles.

En octubre de 2021 fue publicado el nuevo PND titulado “Plan de Creación de Oportunidades 2021-2025”. Este instrumento no establece una meta cuantitativa en términos del porcentaje de las energías renovables, pero sí la meta de reducción del costo de combustible de las centrales con combustibles fósiles. En el Cuadro 5-2 se presenta la lista de las políticas relacionadas con la reconversión de la matriz energética.

<sup>142</sup> BID (2019) “Supporting the Zero Fossil Fuels Initiative for Galapagos”

**Cuadro 5-2 Políticas sobre la reconversión de la matriz energética**

Políticas y planes	Descripción, objetivos, etc.	Año de publicación
Plan Nacional del Buen Vivir 2013-2017	Corresponde a la tercera versión del Plan Nacional. Como metas relacionadas con el sector energético, establece aumentar el porcentaje de las energías renovables del 43% en 2013 al 60% en 2017 (en términos de la capacidad instalada), mejorar la eficiencia energética en un 76%, y asegurar las fuentes de energía de 8741 MW en términos de la capacidad instalada, entre otras.	2013
Agenda Nacional de Energía 2016-2040	Una matriz energética diversificada: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Un sector energético integralmente planificado, equitativo e incluyente</li> <li>• Una matriz energética diversificada, renovable y sostenible</li> <li>• Soberanía y seguridad energética con un suministro de calidad para toda la población</li> <li>• Un Ecuador con uso eficiente de energía</li> <li>• Integración energética regional y contribución del Ecuador a un desarrollo energético global sostenible</li> <li>• Mantener al menos un 70% de participación de la hidroenergía del total de electricidad producida anualmente en el Sistema Nacional Interconectado hasta el 2040</li> <li>• Fomento de la energía renovable y eficiencia energética en las Islas Galápagos</li> </ul>	2016
Plan Nacional del Buen Vivir 2017-2021	Optimización eficiente, sostenible y soberana de la matriz energética diversificada como eje de la transformación productiva y social: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Incrementar de 60% al 90% la generación eléctrica a través de fuentes de energías renovables.</li> <li>• Incrementar el ahorro de combustible por la optimización en generación eléctrica y eficiencia energética en el sector hidrocarburos de 9.09 a 17.5 millones de Barriles Equivalentes de Petróleo.</li> </ul>	2017
Plan de Creación de Oportunidades 2021-2025	Fortalecer las acciones de mitigación y adaptación al cambio climático, promover modelos circulares, fomentar la concientización, producción y consumo sostenible, desde la investigación, innovación y transferencia de tecnología. <ul style="list-style-type: none"> <li>• Incrementar de 21.6 a 50.5 millones el ahorro de combustibles en Barriles Equivalentes de Petróleo, optimizando el proceso de generación eléctrica y la eficiencia energética en el sector de hidrocarburos.</li> <li>• Reducir a 10.50% las pérdidas de energía eléctrica</li> <li>• Incrementar la capacidad instalada de generación para responder al aumento de la demanda</li> </ul>	2021

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA en base a IRENA (2015) “Renewable Energy Policy Brief”

### 5.1.3. Sistema de Servicios Eléctricos

#### 5.1.3.1. Tendencia del Sistema de Servicios Eléctricos

El sistema de operación de los servicios eléctricos del Ecuador ha sido sustancialmente reformado en 1996 y en 2007. Antes de 1996, el subsector de generación y transmisión estaba bajo el control del Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) creado en 1961, mientras que el servicio de suministro de energía en distintas regiones era prestado por las empresas estatales de distribución. El sistema sectorial se parecía al sistema japonés antes de la Segunda Guerra Mundial<sup>143</sup>. Luego, en 1996 se promulgó la LRSE, siguiendo las tendencias mundiales de promover la liberalización del mercado eléctrico mediante la participación privada en el sector eléctrico. A raíz de la promulgación de esta ley, fue revisado cabalmente el esquema institucional del servicio eléctrico. Este proceso dio lugar a la reestructuración sectorial, incluyendo la

<sup>143</sup> La Compañía de Generación y Transmisión de Japón, una empresa estatal, controlaba el subsector de generación y transmisión, y 412 empresas distribuidoras fueron reintegradas a nueve empresas estatales de distribución (Tokyo Haiden, Kansai Haiden, etc.). Todos los servicios eléctricos se encontraban bajo el control estatal.

separación de las actividades de generación y transmisión de INECEL, privatización de las empresas públicas de distribución, creación del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) como operador independiente del Mercado Eléctrico Mayorista, creación del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) como ente regulador y promotor de la privatización del sector eléctrico. Como resultado de estas revisiones, INECEL fue dividido y privatizado en seis empresas generadoras y una empresa de transmisión, así también las centrales y los sistemas de transmisión para reasignar a cada una de las empresas.

Sin embargo, en 2007, el gobierno dio un gran giro a sus políticas, cambiando de la privatización al fortalecimiento del control estatal. Bajo las nuevas políticas, las empresas estatales tomaron el liderazgo desde la planificación, construcción, hasta su operación de las infraestructuras energéticas que representan un elevado porcentaje de la economía ecuatoriana a fin de fomentar el desarrollo de la industria. Para lograr este objetivo, el entonces Ministerio de Energía y Minas que dirigía y supervisaba el sector eléctrico fue reestructurado para conformar el MEER.

En 2008, el gobierno fortaleció su control no solo en el sector energético sino también en todo lo concerniente a los recursos naturales. Las principales empresas de generación, transmisión y distribución que habían sido privatizadas a raíz de la revisión del sistema de operación del sector eléctrico de 1996, fueron nuevamente reestructuradas en dos empresas estatales: la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC) como empresa de generación y transmisión, y la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) como empresa de distribución. Adicionalmente, el gobierno disolvió el CONELEC creado para impulsar el proceso de privatización, y en su lugar creó la ARCONEL. También el CENACE fue integrado con el Operador Nacional de Electricidad (ONE) que es el ente operador del sistema para formar ONE-CENACE, con lo cual el Estado asumió el cargo de operar el servicio de suministro de energía eléctrica a la población. De esta manera, la política de impulsar la liberalización del mercado eléctrico ha sido completamente rechazada en el Ecuador, donde el Estado está fortaleciendo su control sobre el sector.

Mediante el Decreto Ejecutivo No. 399 del 15 de mayo de 2018, el MEER, Ministerio de Hidrocarburos y el Ministerio de Minería fueron fusionados y reintegrados en el actual MERNNR en septiembre de 2018.

Luego, en julio de 2020, ARCONEL se integró con la autoridad fiscalizadora de petróleo y minas y pasó a ser el ente responsable del sector eléctrico de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables (ARCENNR). Actualmente, el MERNNR es el órgano rector del sector eléctrico asumiendo la responsabilidad de ejecutar el PME y realiza el análisis de la información del sector eléctrico en general en colaboración con la ARCENNR.

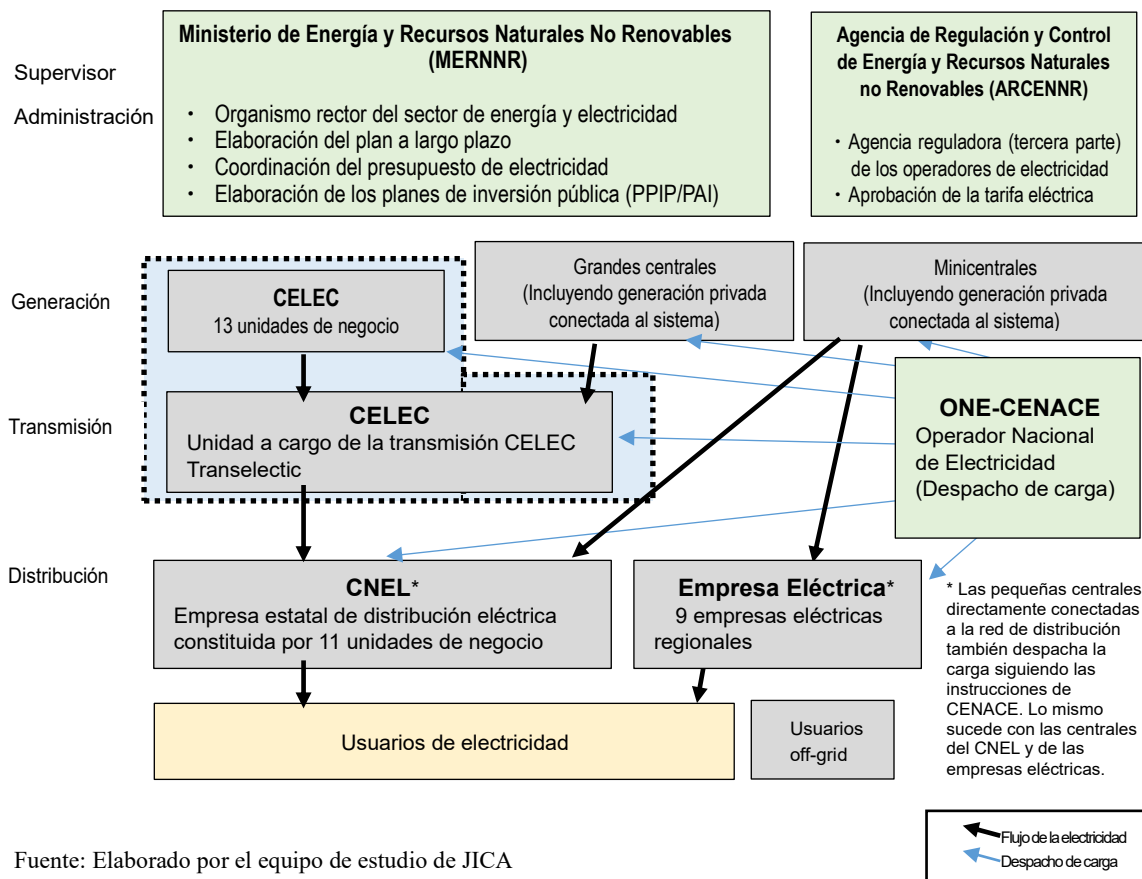
En el Cuadro 5-3 se presenta la lista de los principales órganos relacionados con los servicios eléctricos, y en la Figura 5-2 se esquematiza la relación entre las autoridades y órganos prestadores de estos servicios. Los usuarios reciben la electricidad de CELEC y de las respectivas empresas distribuidoras locales a través del SNI. Por otro lado, al noreste de la región Oriente existen empresas explotadoras de petróleo con su propia central, pequeñas redes construidas por las empresas distribuidoras para la electrificación rural, y otros tipos de usuarios autogeneradores

off-grid.

Cuadro 5-3 Organismos relacionados con los servicios de electricidad

Clasificación	Organismos	Funciones y roles
Fiscalización y supervisión	Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR)	Organismo rector del sector de energía y electricidad
	Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables (ARCENNR)	Autoridad reguladora de los operadores y tarifas de electricidad ARCONEL integró en 2020 las autoridades de los sectores petrolero y minero
	Operador Nacional de Electricidad -Centro Nacional de Control de Energía (ONE-CENACE)	Opera los sistemas eléctricos nacionales e internacionales
Operadores	CELEC	Empresa estatal de generación y transmisión eléctrica
	CNEL	Empresa estatal de distribución eléctrica Está integrada por 11 filiales y unidad de eficiencia energética
	Otras empresas eléctricas	Empresas estatales y privadas de generación eléctrica. Empresas distribuidoras que sirven a otras áreas no cubiertas por CNEL.

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA en base a la LOSPEE y el sitio Web del gobierno del Ecuador



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA

Figura 5-2 Relación entre los organismos ejecutores de servicios de electricidad

### 5.1.3.2. Fiscalización y Supervisión

A continuación, se describe el perfil del organismo de fiscalización y supervisión de la Cuadro 5-3. Para los detalles sobre el MERNNR, véase la sección 4.4.1.

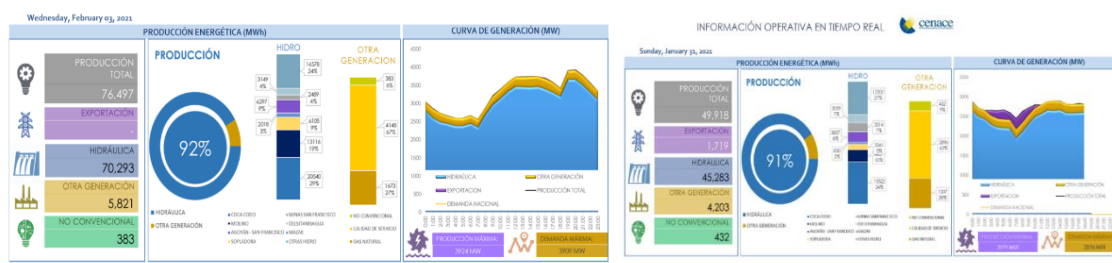
(1) Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables (ARCENNR)

La LOSPEE, que establece las nuevas políticas de los servicios eléctricos, fue promulgada mediante el Registro Oficial Nro. 418 del 16 de enero de 2015. La LOSPEE, en su Artículo 9, establece la creación del ARCONEL como organismo adscrito al MERNNR, como organismo encargado del ejercicio de la potestad estatal de regular y controlar las actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general, precautelando los intereses del consumidor o usuario final. Luego, el Decreto 1036 del 6 de mayo de 2020, en su Artículo 1 establece que la Presidencia dispone la fusión de ARCONEL con la Agencia de Regulación y Control Minero, y la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero en una sola Agencia, pasando a ser ARCERNNR que tiene a su cargo regular y controlar los sectores eléctrico, minero y de combustibles fósiles (hidrocarburos). ARCERNNR entró en operación el 1 de julio de 2020. Actualmente ARCONEL forma parte de ARCERNNR haciéndose cargo del sector eléctrico<sup>144</sup>. Las principales funciones de ARCONEL dentro del servicio eléctrico son el análisis y evaluación del balance y de los datos de venta de las empresas de generación, transmisión y distribución, para actualizar y aprobar anualmente las tarifas eléctricas minoristas.

(2) Operador Nacional de Electricidad -Centro Nacional de Control de Energía (ONE-CENACE)

ONE-CENACE, como operador nacional de electricidad asume la gestión de la oferta y demanda eléctrica del SNI, y controla también la importación y exportación de la energía eléctrica a través del sistema de interconexión internacional. Planifica la oferta y demanda, y opera el sistema eléctrico conforme dicho plan, mediante el control diario y coordinación de la oferta y demanda. Las centrales son operadas en función del despacho económico de la carga eléctrica y el control de la frecuencia de carga. También opera y mantiene el Sistema de Medición Comercial que es un sistema de medición neta para determinar el consumo eléctrico y cálculo de la tarifa de los operadores.

ONE-CENACE publica diariamente en su sitio Web la información sobre la oferta y demanda de la electricidad (véase la Figura 5-3).



Fuente: Sitio Web de ONE-CENACE

Figura 5-3 Ejemplo de divulgación de la información sobre la oferta y demanda de electricidad<sup>145</sup>

<sup>144</sup> Sitio Web de ARCERNNR <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/regulacion-y-control/>

<sup>145</sup> Arriba: Domingo, 31 de enero de 2021 / abajo: Miércoles, 3 de febrero de 2021



Tal como se indicó, el suministro de energía es realizado bajo el control de ONE-CENACE. En el Cuadro 5-4 se indica el volumen de transacción de energía eléctrica de ONE-CENACE según contratos de generación y operadores. Los contratos de largo plazo representan un 97% del total, mientras que las transacciones spot apenas un 3%<sup>146</sup>. Según los operadores, los generadores representan un 95% del total. Adicionalmente, las empresas distribuidoras que realizan también la generación y los operadores que tienen instalaciones de autogeneración venden su excedente, el cual representa un poco menos del 3%.

**Cuadro 5-4 Transacciones eléctricas según contratos y operadores (2016 a 2019)**

(Unidad: GWh)	2016	2017	2018	2019
<b>Según tipo de contratos</b>				
Total	22,911 (100%)	23,125 (100%)	23,882 (100%)	26,561 (100%)
Largo plazo	21,312 (93.0%)	22,357 (96.7%)	23,181 (97.1%)	25,622 (96.5%)
Spot	1,577 (6.9%)	746 (3.2%)	660 (2.8%)	887 (3.3%)
Otros	22 (0.1%)	21 (0.1%)	42 (0.2%)	51 (0.2%)
<b>Según operadores</b>				
Generación eléctrica (exclusivo)	21,299 (93.3%)	21,830 (94.4%)	22,501 (94.2%)	25,233 (95.0%)
Largo plazo	21,014	21,297	22,011	24,489
Spot	270	517	454	698
Otros	15	16	36	46
Generación y distribución	856 (3.7%)	680 (2.9%)	690 (2.9%)	630 (2.4%)
Largo plazo	298	380	480	503
Spot	452	229	205	190
Otros	7	6	6	5
Generación privada (energía excedente)	757 (3.3%)	615 (2.7%)	692 (2.9%)	698 (2.6%)
Largo plazo	-	680	690	630
Spot	856	-	-	-
Otros	-	-	-	-

Fuente: ARCERNNR SISDAT-BI

### 5.1.3.3. Operadores

A continuación se presenta el perfil de los operadores de la Cuadro 5-3.

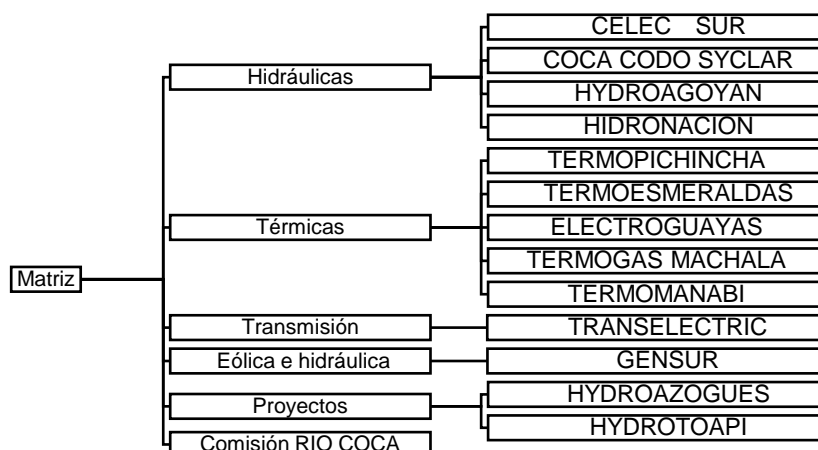
#### (1) Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC)

##### ● Sistema organizacional

CELEC ha sido fundada en 2008 como corporación nacional a cargo de generar y transmitir la energía eléctrica. Como se muestra en la Figura 5-4, CELEC está constituida por la matriz (planificación, gestión, investigación y desarrollo, etc.), 13 unidades de negocio que se desglosan en cuatro hidráulicas, cinco térmicas, una eólica (GENSUR) a cargo de la generación eléctrica; CELEC Transelectic que realiza la transmisión, y dos proyectos en desarrollo. CELEC

<sup>146</sup> En Japón, el volumen de transacción del mercado JEPX Spot representa entre el 30 y 40 % de la demanda total.

Transelectric tiene bajo su control las líneas de alta tensión (500 kV, 230 kV y 138 kV), y además se hace cargo de operar y mantener el sistema de interconexiones internacionales con Colombia y Perú. Además, existe la Comisión RIO COCA que se encarga de atender los problemas de erosión regresiva del río Coca, donde se ubica la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair.



Fuente: Sitio Web CELEC<sup>147</sup>

Figura 5-4 Unidades de operación de CELEC

#### ● Información financiera

Las ventas anuales de CELEC representan un poco menos del 50% del ingreso total del sector eléctrico. La Corporación había mantenido un superávit de utilidades netas hasta 2018, pero empezó a arrojar déficit a partir de 2019. El ingreso operativo se vio afectado por la disminución de las actividades económicas que provocó la caída de la demanda energética, debido a las restricciones a la circulación en medio de la crisis de COVID-19. Las ventas correspondientes a la porción variable de la tarifa eléctrica se redujeron, pasando de 730 millones de dólares de 2019 a 710 millones de dólares en 2020. Por otro lado, el costo de ventas aumentó de 640 millones de dólares de 2018 a 670 millones de dólares en 2020 debido al incremento del costo de operación y mantenimiento (depreciación) y el alza de los precios de los combustibles, entre otros factores. De esta manera, las ganancias del período fueron negativas.

Cuadro 5-5 Estados de resultados de CELEC (2018 a 2020)

US\$ millones	2018	2019	2020
<b>Beneficio operativo</b>	<b>735,144</b>	<b>730,951</b>	<b>710,357</b>
Costo de ventas	640,734	668,564	668,083
<b>Ganancia bruta</b>	<b>94,409</b>	<b>62,387</b>	<b>42,274</b>
Otros beneficios	35,569	44,827	28,503
Gastos de venta y de operación	106,691	91,238	66,587
Otros gastos	12,704	12,887	18,562
<b>Ingreso operativo</b>	<b>10,584</b>	<b>3,089</b>	<b>(14372)</b>
Ingresos financieros	2,593	210	1
Gastos financieros	12,254	17,429	15,932
<b>Ganancias del período</b>	<b>923</b>	<b>(14,130)</b>	<b>(30,303)</b>

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA en base a CELEC "Estados Financieros Al 31 de Diciembre de 2020", etc.

<sup>147</sup> <https://www.celec.gob.ec/index.php/quienes-somos/estructura-organizacional>

Las cuentas a cobrar de CELEC aumentaron de 710 millones de dólares de 2018 a 960 millones de dólares en 2020 como consecuencia de las medidas tomadas por el gobierno ecuatoriano en beneficio de los consumidores familiares de prorrogar el pago de las deudas a raíz de la crisis de COVID-19, y el resultante estancamiento en el pago por las empresas distribuidoras<sup>148</sup>. Por esta razón, el efectivo y equivalentes de efectivo de la Corporación se redujeron de 180 millones de dólares en 2018 a 60 millones de dólares en 2020, resultando en el deterioro de la posición de tesorería.

**Cuadro 5-6 Balances generales de CELEC (2018 a 2020)**

US\$ millones	2018	2019	2020
<b>Activos</b>	<b>12,146,219</b>	<b>12,076,139</b>	<b>12,113,702</b>
<b>Activo circulante</b>	<b>1,300,131</b>	<b>1,378,699</b>	<b>1,506,335</b>
Efectivo y equivalentes de efectivo	176,970	107,518	64,021
Cuentas a cobrar	708,452	827,953	960,748
Anticipos	58,873	56,371	57,932
Existencias	351,535	374,130	409,335
Costo de anticipo	4,301	12,727	14,299
<b>Activo no circulante</b>	<b>10,846,088</b>	<b>10,697,441</b>	<b>10,607,367</b>
Activo fijo tangible	10,750,510	10,644,554	10,568,196
Activos intangibles	4,397	4,012	11,076
Cuentas a cobrar no corrientes	13,679	1	1
Anticipos	77,503	48,874	28,095
<b>Pasivo</b>	<b>1,065,582</b>	<b>985,729</b>	<b>1,023,176</b>
<b>Pasivo circulante</b>	<b>568,378</b>	<b>548,540</b>	<b>614,493</b>
Cuentas a cobrar	251,073	252,360	261,911
Obligaciones financieras	53,730	54,327	55,744
Cuenta pendiente	1,902	14,274	39,924
Beneficios y seguridad social	11,016	9,529	11,781
Otros	239,615	212,398	236,110
Anticipos a clientes	10,813	5,428	8,778
Pasivos diferidos	230	224	245
<b>Pasivo no circulante</b>	<b>497,203</b>	<b>437,189</b>	<b>408,683</b>
Cuentas a cobrar	5,349	941	-
Obligaciones financieras	398,119	346,353	341,791
Cuenta pendiente	35,416	24,604	-
Responsabilidades laborales	42,633	46,046	44,117
Otros	15,686	19,245	22,775
<b>Activos netos</b>	<b>11,080,638</b>	<b>11,090,411</b>	<b>11,090,526</b>

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA en base a CELEC “Estados Financieros Al 31 de Diciembre de 2020”, etc.

## (2) Corporación Nacional de Electricidad (CNEL)

### ● Sistema organizacional

La CNEL se constituyó mediante escritura pública de fusión el 15 de diciembre de 2008. Mediante el Decreto Ejecutivo No. 1459 emitido el 13 de marzo de 2013 se constituyó la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP, con el fin de prestar los servicios públicos de distribución y comercialización de energía eléctrica. Reintegró y fusionó las 10 principales empresas distribuidoras<sup>149</sup>, y luego, el 17 de septiembre de 2014, se concretó la

<sup>148</sup> Conforme el Decreto Presidencial No. 1017.

<sup>149</sup> Bolívar, Regional El Oro, Regional Esmeraldas, Regional Guayas-Los Ríos, Manabí, Milagro, Los Ríos, Santo Domingo, Península de Santa Elena y Regional Sucumbíos

fusión por absorción de la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil EP, hacia la Empresa Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad. El 5 de marzo de 2015 se creó la Unidad de Eficiencia Energética para realizar los negocios de eficiencia energética, diferente a los servicios de distribución eléctrica. Actualmente operan bajo CNEL 11 unidades de negocios que distribuyen y venden electricidad y una unidad de eficiencia energética. El principal accionista es el gobierno central. CNEL es la cuarta empresa más importante en el país en términos de ventas, puesto que sus servicios cubren el 44% del territorio nacional, y el 50% de la población.

### ● Información financiera

La CNEL mantiene arrojando superávit en beneficios finales en los últimos años. El ingreso operativo ha sufrido una disminución de 1,220 millones de dólares en 2019 a 1,170 millones de dólares en 2020 debido a la medida de compensación adoptada por el gobierno central en medio de la crisis de COVID-19. Sin embargo, dado que también han disminuido los costos, como las provisiones para las prestaciones de jubilación, las utilidades netas de la empresa aumentaron de 120 millones de dólares en 2019 a 170 millones de dólares en 2020.

Cuadro 5-7 Estados de resultados de CNEL (2018 a 2020)

US\$ millones	2018	2019	2020
<b>Beneficio operativo</b>	<b>1,243,058</b>	<b>1,220,769</b>	<b>1,168,913</b>
Costo de ventas	584,496	536,940	545,416
<b>Ganancia bruta</b>	<b>658,562</b>	<b>683,829</b>	<b>623,497</b>
Gastos de venta	205,251	222,919	200,091
Costo de operación	116,268	161,845	119,927
<b>Gastos operativos</b>	<b>321,519</b>	<b>384,765</b>	<b>320,018</b>
<b>Depreciación, amortización, ganancias antes de pérdida por deterioro</b>	<b>337,043</b>	<b>299,064</b>	<b>303,478</b>
Depreciación, amortización y pérdida por deterioro	223,230	199,630	184,213
<b>Ganancia operativa</b>	<b>113,813</b>	<b>99,434</b>	<b>119,266</b>
<b>Beneficios finales</b>	<b>146,869</b>	<b>120,626</b>	<b>173,817</b>

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA CNEL en base a “Estados Financieros y Notas al 31 de Diciembre de 2020 y de 2019”, etc.

Las cuentas a cobrar de la CNEL aumentaron de 560 millones de dólares de 2018 a 610 millones de dólares en 2020 como consecuencia de las medidas tomadas por el gobierno ecuatoriano en beneficio de los consumidores familiares de prorrogar el pago de las deudas en medio de la crisis de COVID-19. Por esta razón, el efectivo y equivalentes de efectivo de la Corporación se redujeron de 1,050 millones de dólares en 2018 a 30 millones de dólares en 2020, resultando en el deterioro de la posición de tesorería.

Cuadro 5-8 Balances generales de CNEL (2018 a 2020)

US\$ millones	2018	2019	2020
Efectivo y equivalentes de efectivo	87,503	105,348	29,289
Activo financiero	721,400	558,436	605,347
Existencias	216,660	197,799	172,744
Costo de anticipo	0	11,190	13,213
Otros activos circulantes	0	0	0
<b>Total activo circulante</b>	<b>1,025,563</b>	<b>872,772</b>	<b>820,593</b>
Activo circulante			
Activo fijo tangible	2,152,372	2,195,533	2,237,183
Activos intangibles	9,323	8,988	9,700

Activo financiero no corriente	77,906	160	0
<b>Total activo no corriente</b>	<b>2,239,601</b>	<b>2,204,681</b>	<b>2,246,884</b>
<b>Total activo</b>	<b>3,265,163</b>	<b>3,077,454</b>	<b>3,067,477</b>
Cuenta pendiente y cuenta por pagar	426,045	380,803	447,514
Beneficios y seguridad social	25,052	26,829	27,675
Otros pasivos circulantes	12,194	12,027	11,650
Otros / cuentas por pagar relacionadas	6,050	6,445	7,367
Otros pasivos circulantes	198,080	178,565	199,477
Pasivos diferidos	19,031	18,848	27,198
<b>Total pasivos circulantes</b>	<b>686,454</b>	<b>623,517</b>	<b>720,880</b>
Pasivo no circulante	0	0	0
Cuenta pendiente y cuenta por pagar	104,842	102,855	104,557
Beneficios y seguridad social	142,172	186,885	193,763
Otro pasivo no circulante	88,358	91,327	94,992
<b>Total pasivo circulante</b>	<b>335,372</b>	<b>381,067</b>	<b>393,311</b>
<b>Total pasivo</b>	<b>1,021,825</b>	<b>1,004,584</b>	<b>1,114,192</b>
Capital público	2,598,761	2,600,008	2,623,514
Beneficios acumulados	(355423)	(527138)	(670229)
<b>Capital total</b>	<b>2,243,338</b>	<b>2,072,870</b>	<b>1,953,285</b>

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA CNEL en base a “Estados Financieros y Notas al 31 de Diciembre de 2020 y de 2019”, etc.

### (3) Otras empresas eléctricas

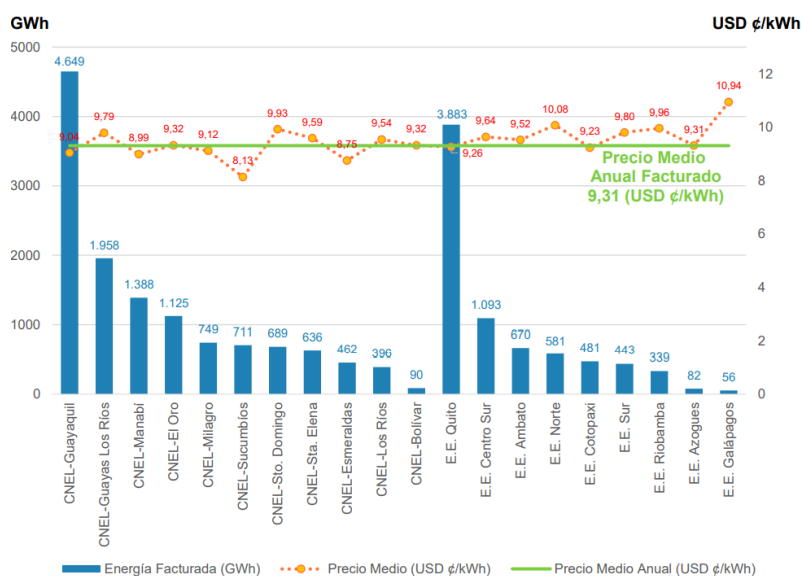
Existen otras empresas de generación diferentes a CELEC, como Petroamazonas, una empresa estatal petrolera que posee y opera varias centrales térmicas, Repsol, Agip, Andes Petro, y otras empresas que poseen las centrales térmicas, así como las empresas público-privadas de generación eléctrica. Adicionalmente, existen numerosas autogeneradoras sin conexión al SNI.

Como empresas de distribución eléctrica, además de CNEL, existen nueve distribuidoras que suministran la energía en su respectiva área de servicio. Estas nueve son: la EE Quito que abastece a Quito; EE Centro Sur que abastece a Cuenca, la tercera ciudad más importante del país; EE Provincial Galápagos que abastece las Islas Galápagos, etc., todas ellas son públicas. Algunas de ellas poseen y operan pequeñas centrales por razones históricas. En la Figura 5-5 se muestran las áreas de servicio de CNEL y de otras empresas eléctricas locales.



Fuente: PME 2016-2025 Nota: Celeste: 11 empresas de CNEL, Otros: 9 empresas eléctricas locales  
 Figura 5-5 Áreas servidas por CNEL y otras empresas eléctricas locales

Si observamos la facturación anual de electricidad<sup>150</sup> y el promedio del precio unitario de cada una de las empresas distribuidoras en 2019, CNEL Guayaquil que abastece a la ciudad más grande del Ecuador factura 4,649 GWh, y EE Quito que abastece a la ciudad capital factura 3,883 GWh. Estas dos empresas ocupan una gran parte de facturación, y en conjunto representan el 41.7% del total, que equivale a 20,480 GWh. La venta anual nacional asciende a 1,906 millones de dólares, y el promedio del precio unitario es de 9.31 centavos /kW.



Fuente: ARCONEL “Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2019”

Figura 5-6 Facturación según empresas distribuidoras y precio medio (2019)

#### 5.1.4. Oferta y Demanda de Electricidad

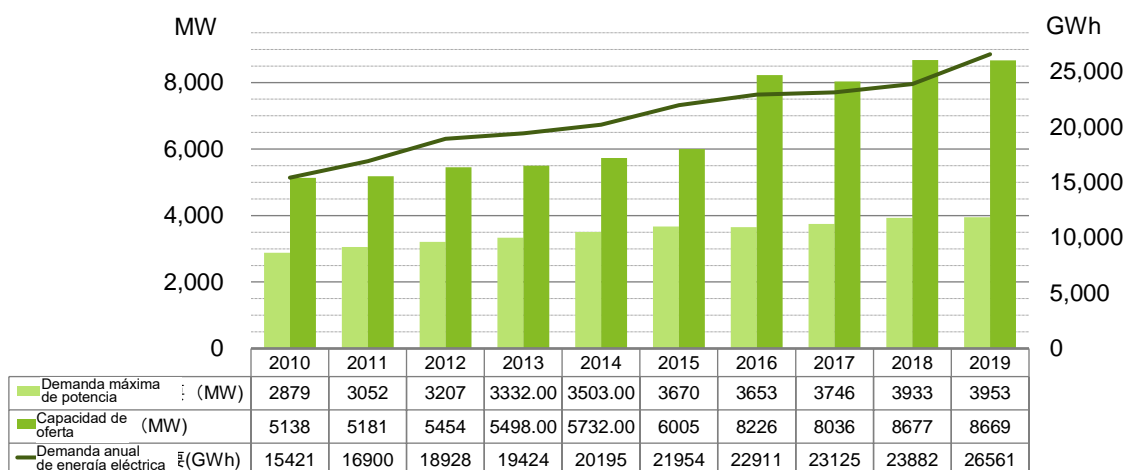
##### 5.1.4.1. Evolución de la Oferta y Demanda de la Electricidad

Tal como se indica en la Figura 5-7, la demanda de electricidad<sup>151</sup> del Ecuador está aumentando a un ritmo casi constante. La demanda anual en 2019 fue de 25,417 GWh, la demanda máxima de potencia 3,953 MW y la capacidad de abastecimiento fue de 8.669 MW. La demanda media anual de energía eléctrica entre 2010 y 2019 ha sido de 4.2%, y la demanda máxima anual creció en un 3.6%. Como se observa, la capacidad de abastecimiento ha crecido más rápido (6.0% en promedio) que la demanda máxima de energía eléctrica o la demanda anual.

La capacidad de abastecimiento de energía aumentó, principalmente en torno a la hidroeléctrica. En el período 2015-2018 aumentaron unos 2,500 MW, debido al desarrollo de nuevas centrales hidroeléctricas. La reducción de la capacidad de abastecimiento en 2017 se debe a la reducción de las centrales térmicas.

<sup>150</sup> A diferencia de la producción o la venta, la facturación se refiere a la cantidad de electricidad que la empresa distribuidora factura a sus clientes.

<sup>151</sup> La demanda anual de electricidad y la demanda máxima de potencia del Ecuador se refieren a la demanda a la salida del generador, salvo cuando se especifique de otra manera.

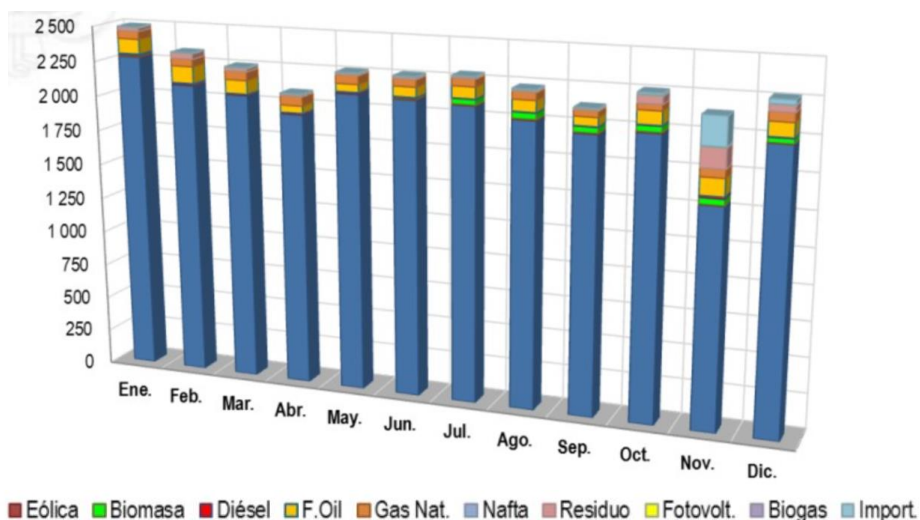


Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA en base a PME 2016-2025, etc.<sup>152</sup>

Figura 5-7 Evolución de la oferta y demanda de la energía eléctrica (2010 a 2019)

### (1) Oferta de la electricidad

Si observamos la producción eléctrica en 2020 según meses y según fuentes, tal como se indica en la Figura 5-8, la generación hidroeléctrica representa alrededor del 90% del total a lo largo del año, con una reducción importante en noviembre. De acuerdo con ONE-CENACE, 2020 ha sido un año seco y la precipitación ha sido baja en noviembre, que corresponde a la estación de agua abundante<sup>153</sup>, por lo que el país se vio obligado a compensar la falta con la generación térmica con petróleo y con residuos, así como con la energía importada de Colombia. Cabe recordar que, la evolución de la producción diaria no presenta grandes variaciones estacionales.



Fuente: CENACE “boletines” (diciembre 2020)

Figura 5-8 Desglose de la producción mensual de energía en 2020 (Gwh) según fuentes

<sup>152</sup> Los datos de la demanda máxima entre 2010 y 2018 se basan en el Plan Maestro de Electricidad 2016-2025, y la demanda anual y la capacidad de abastecimiento entre 2010 y 2019 se basan en la Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2019, Figura 130 de ARCONEL.

<sup>153</sup> Período: Entre octubre y alrededor de marzo

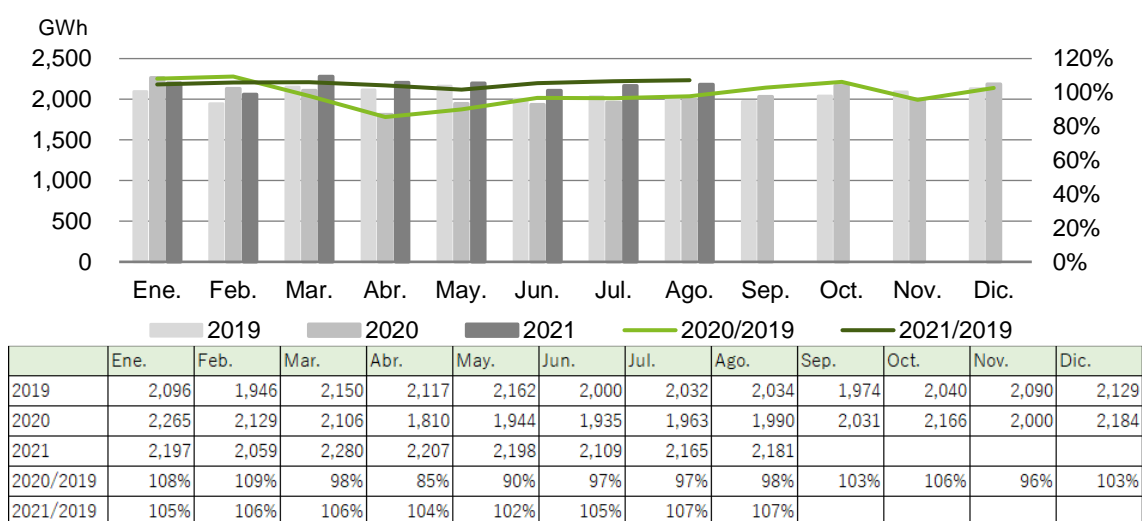
## (2) Demanda eléctrica

El crecimiento de la demanda eléctrica está influido por la transición del combustible fósil, como el gas natural y el diésel, a la energía eléctrica en la carga industrial, y de la leña a la electricidad, en la carga residencial. En la carga comercial, también se observa que el crecimiento de la demanda eléctrica supera al de la demanda del combustible fósil.

En el año 2018, el consumo eléctrico *per cápita* del país era de 1,400kWh, casi la mitad del promedio mundial (3,081 kWh)<sup>154</sup>, de nivel casi igual que los países vecinos, Perú y Colombia. Hay una holgura importante para la demanda de la electricidad generada con medios limpios, para alcanzar la sociedad descarbonizada. Sin embargo, si tomamos en cuenta el sistema tarifario que beneficia más a los consumos reducidos y la política gubernamental que impulsa el ahorro de energía, es poco probable un crecimiento drástico de la demanda eléctrica.

Al examinar la evolución de la demanda a partir de 2020, se nota que el crecimiento fue negativo durante los meses entre marzo y agosto, y en el mes de noviembre del año 2020, por el aumento de los casos de coronavirus. La venta total de todas las compañías distribuidoras tuvo un crecimiento negativo, -1%, en comparación con el año anterior<sup>155</sup>.

El pico máximo de potencia se registró el día 6 de febrero de 2020 a las 19:30, y fue de 4,098MW.



Fuente: elaborada por el equipo de estudio de JICA en base a la “Demanda Comercial del Sistema Ecuatoriano Energía Neta Producida por las Centrales de Generación [GWh]” del CENACE.

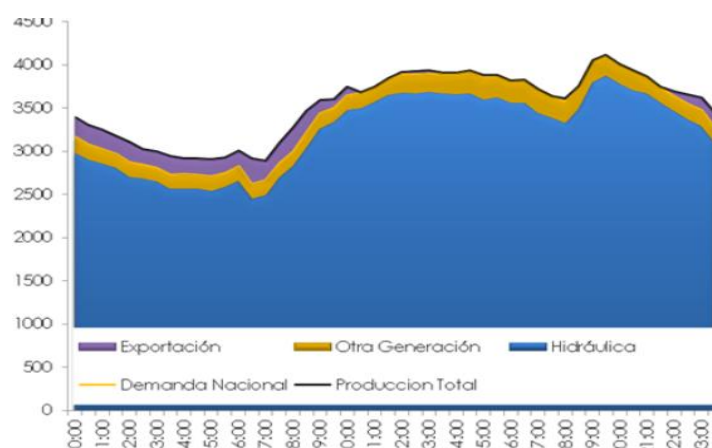
**Figura 5-9 Volumen de venta mensual de electricidad (GWh) en los años 2019-2021 y crecimiento anual mes a mes en comparación con 2019**

Los picos de demanda del día aparecen a las 15 y 19 horas. El pico máximo aparece alrededor de las 19 horas, debido a la iluminación en los hogares y al uso de electrodomésticos, como aire acondicionado, televisión, refrigerador y aparatos de cocina.

<sup>154</sup> Los datos del consumo eléctrico provienen de la base de datos poblacional de EIA, <https://www.eia.gov/opendata/qb.php?category=2134404&sdid=INTL.2-2-ECU-BKWH.A>, y el de población de la base de datos del Banco Mundial <https://data.worldbank.org/indicator/SP.POP.TOTL>

<sup>155</sup> <http://www.cenace.gob.ec/boletines>

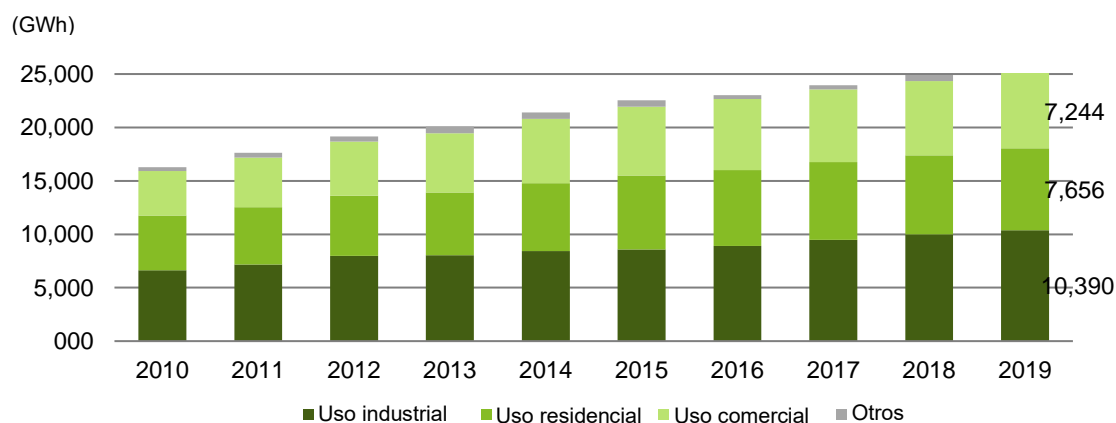




Fuente: Sitio Web del CENACE (dato del día 26 de marzo de 2021)

Figura 5-10 Evolución del volumen diario de generación y su desglose por fuente

La demanda por sector de la energía eléctrica es la siguiente: la demanda industrial ocupa un 40% del total, la demanda residencial, un 30% y la demanda comercial, 28%. En la Figura 5-11 se muestra la evolución de la demanda por sector. El crecimiento por sector desde 2009 hasta 2019 es del 5.7% en la demanda industrial, del 5.1% en la demanda residencial y del 6.1% en la demanda comercial.



Fuente: elaborada por el equipo de estudio de JICA en base a la “Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2019”

Figura 5-11 Evolución del consumo eléctrico por sector (2010 a 2019)

Por último, en el Cuadro 5-9 se muestra el número de demandantes de electricidad<sup>156</sup> por provincia. A nivel nacional, los demandantes del consumo residencial son de 4,650 mil, del consumo comercial son de 500 mil, y del consumo industrial 40 mil; son 5,270 mil demandantes en total, incluyendo a los consumidores clasificados en la categoría de otros. De estas 24 provincias, más de un millón de demandantes se concentran en la provincia de Pichincha, donde se ubica la capital Quito, y la provincia de Guayas, donde se localiza Guayaquil, la ciudad más habitada del país.

<sup>156</sup> ARCONEL “Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2019”

Cuadro 5-9 Número de demandantes por provincia y por sector (2019)

Provincia	Industrial	Comercial	Residencial	Iluminación pública	Otros usos	Total
Azuay	5,039	27,894	282,379	1	4,599	319,912
Bolívar	131	3,397	61,784	1	1,441	66,754
Cañar	861	6,844	85,782	—	1,482	94,969
Carchi	268	5,984	51,211	5	1,047	58,515
Cotopaxi	3,952	11,395	128,332	1	2,423	146,103
Chimborazo	747	18,390	157,891	1	3,259	180,288
Imbabura	1,747	16,009	136,857	9	2,318	156,940
Loja	1,059	14,306	151,438	—	5,037	171,840
Pichincha	13,670	139,594	1,036,627	1	17,106	1,206,998
Tungurahua	5,457	19,536	188,217	1	3,065	216,276
Santo Domingo	205	18,445	140,730	1	1,669	161,050
El Oro	1,612	23,646	209,573	1	3,589	238,421
Esmeraldas	414	9,569	128,454	1	2,793	141,231
Guayas	3,120	107,604	1,026,732	65	11,597	1,149,118
Los Ríos	546	13,562	205,899	1	2,925	222,933
Manabí	746	22,519	361,248	1	6,185	390,699
Santa Elena	176	7,410	86,944	182	1,795	96,507
Morona	434	4,414	39,721	—	1,621	46,190
Napo	368	3,596	29,629	—	1,252	34,845
Pastaza	506	4,403	22,871	—	919	28,699
Zamora	299	2,920	28,293	—	1,442	32,954
Sucumbíos	249	7,244	48,674	1	1,487	57,655
Orellana	264	4,833	35,496	—	1,058	41,751
Galápagos	188	2,279	10,001	43	562	13,073
Total	42,058	495,793	4,654,883	316	80,671	5,273,721

Fuente: ARCONEL “Estadística Anual y Multianual del Sector Ecuatoriano 2019”

#### 5.1.4.2. Consumo Final de Energía Primaria y Energía Final en el Sector de Electricidad

El consumo de energía en el sector eléctrico en 2020 fue de 11,936,000 boe (1,745 toe)<sup>157</sup>. Esto equivale a 22,701 Gwh<sup>158</sup>. Las pérdidas (generación menos consumo) ascienden a 14,681.72 GWh, y la eficiencia media de generación térmica es de 35.3%. La producción total asciende a 29,349.66 GWh, de los cuales 106.07 GWh fueron importados del sistema de interconexión internacional. Las pérdidas en la transmisión y distribución ascienden a 3,921.7 GWh con una tasa de pérdida del 13.3%.

El consumo final de energía suministrado por el SNI es de 21,052.01 GWh, que representa el 71.7% de la producción total. La exportación al sistema de interconexión internacional es de 255.68 GWh. 4020.27 GWh que corresponden a “otros” son probablemente al consumo de energía autogenerada. Al incluir también esta porción, el consumo final sería el 86.7% de la producción total y el 57.5% de la energía primaria.

Cuadro 5-10 Datos de la energía primaria y el consumo final de energía (2020)

Clasificación	Energía primaria	Pérdida en generación	Producción de energía GWh	Pérdida en transmisión y distribución	Consumo final GWh
MCI	22,701.00	14,681.72	4,942.06	3,921.7	Residencial 7,400.27 (35%)

<sup>157</sup> ARCERNR (2021) “Estadísticas Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2020”

<sup>158</sup> 1Gwh = 619,6 boe

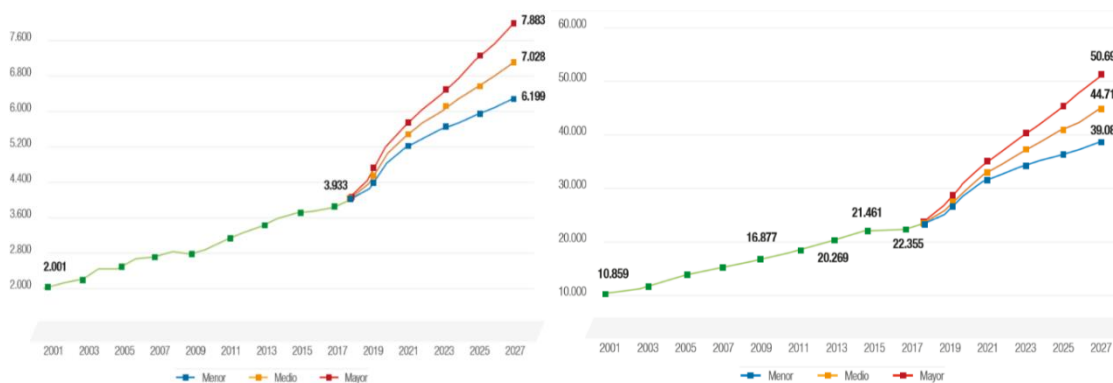
Turbina de gas			1,339.29	(13.3%)	Comercial 3,831.65 (18%) Industrial 6,142.01 (29%) Público 1,310.36 (6%) Otros 2,367.71 (11%) Total SNI 21,052.01 (100%) (Las cifras entre paréntesis = desglose frente al 100%) Exportación a través de interconexiones internacionales 255.68 Otros (autogeneración y autoconsumo) 4020.27	
Turbina de vapor			1,737.93			
Hidro	20,678.00	-	20,678.00			
Eólica	80.26	-	80.26			
Solar	38.08	-	38.08			
Biogás	382.44	-	382.44			
Biomasa	45.52	-	45.52			
Importación sistema interconexión	106.08	-	106.08			
Total	44,031.38	14,681.72	29,349.66	3,921.7		
			100%	13.3%		86.7%

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA en base a PME, etc. (-: Las pérdidas en generación de origen en energías renovables y de la importación del sistema internacional se calcularon en cero.)

### 5.1.4.3. Demanda Projectada de Energía y Plan de Refuerzo de Fuentes de Energía

El PME proyecta la demanda de la energía eléctrica entre 2018 y 2027 (diez años) definiendo dos escenarios de simulación: Caso Base y Caso Matriz Productiva. En el Caso Base, la demanda máxima crecerá 170% aproximadamente, de 3,933.41 MW (2018) a 7,028 MW (2027), mientras que el consumo crecerá 180% aproximadamente, de 24,062 GWh (2018) a 44,715 GWh (2027).

En tanto, el Caso Matriz Productiva prevé la implementación de las Industrias Básicas (aluminio, cobre, astilleros y petroquímica) que generarán crecimiento económico en el país. La demanda energética para este Caso se estima en 8,392 MW para el año 2027, y el consumo en 55,951 GWh. Al comparar la tasa media de incremento anual del Caso Base y del Caso Matriz Productiva, se tiene la demanda máxima de potencia de 6.66% (Caso Base) versus 8.78% (Caso Matriz Productiva), y la demanda anual de 7.13% (Caso Base) versus 9.83% (Caso Matriz Productiva).



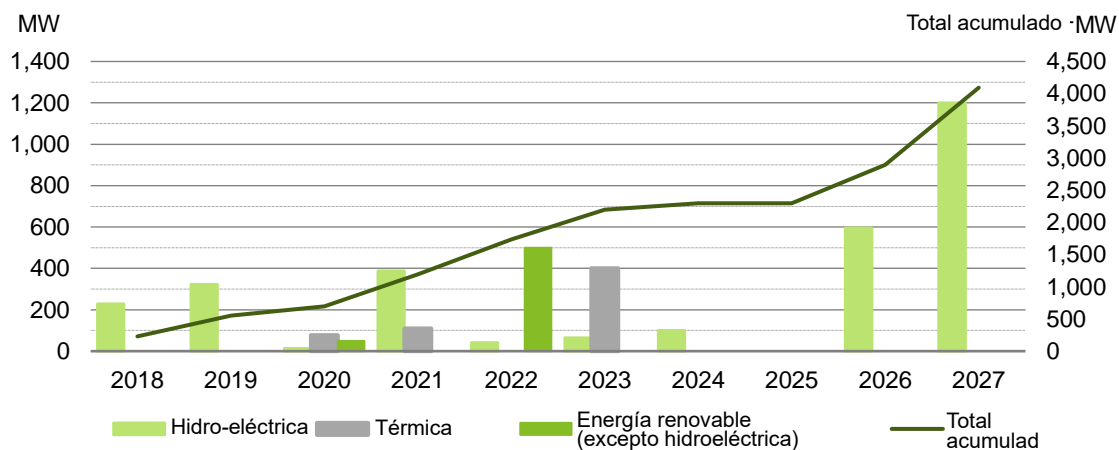
Fuente: PME 2016-2025

Figura 5-12 Demanda proyectada para el período 2001-27 (caso base, GWh)<sup>159</sup>

Como fuentes de energía para atender la demanda proyectada, tal como se muestra en la Figura 5-13 el PME propone un plan de expansión de la generación que contempla aumentar 4,093 MW, que será alimentados al SNI entre 2018 y 2027, y de esta manera dotar de una capacidad instalada de aprox. 12,000 MW para 2027, con lo cual podrá abastecer la demanda máxima de 7,028 MW

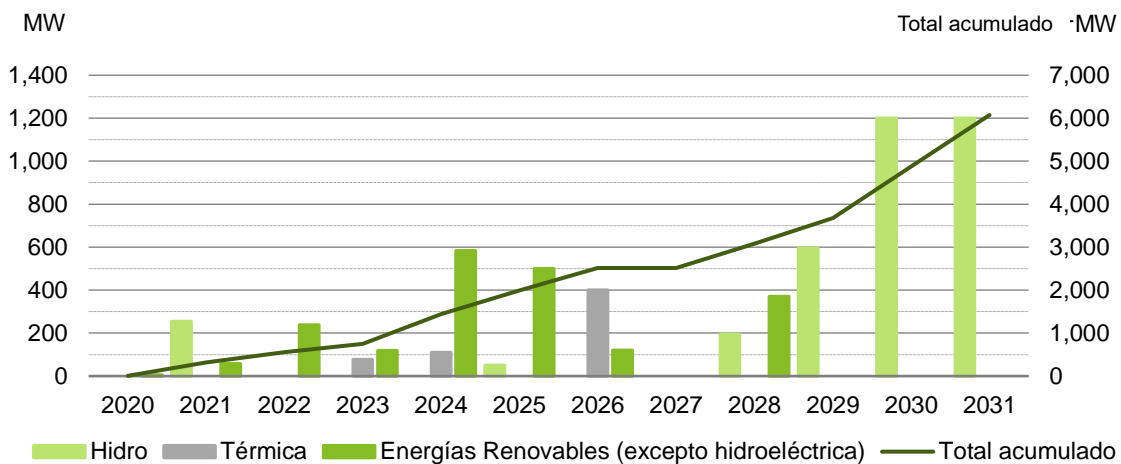
<sup>159</sup> Izquierda: Demanda anual de potencia (MW) y a demanda anual de energía eléctrica (Gwh). Estos gráficos representan tres niveles de crecimiento.

para 2027 del Caso Base. El PME ha sido modificada en 2020 solo en la parte del plan de desarrollo de nuevas fuentes energéticas. Las modificaciones consistieron en la revisión de los años de terminación de obras y el aumento de las energías renovables, tal como se indica en la Figura 5-14. De esta manera, entre los años 2020 y 2031 se contempla aumentar en conjunto 6,074 MW.



Fuente: PME 2016-2025

Figura 5-13 Plan de refuerzo de las fuentes energéticas 2018-2027 (caso base, MW)



Fuente: Versión modificada del PME 2016-2025

Figura 5-14 Plan de refuerzo de las fuentes de energía 2020-2031 (MW)

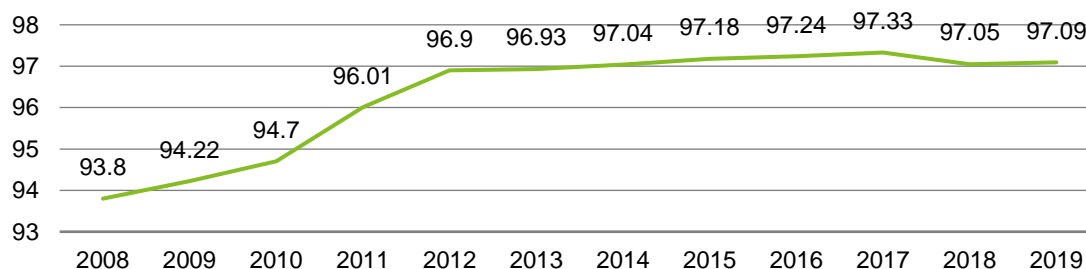
AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN	PROYECTO / CENTRAL	TIPO	POTENCIA [MW]	ENERGÍA [GWh/año]
2020	San José de Minas	ERNC (Hidroeléctrico)	5,95	48,00
2021	Chalpi Grande	ERNC (Hidroeléctrico)	7,59	36,00
2021	Toachi Pilatón, Central Sarapullo	Hidroeléctrico	49,00	218,00
2021	Minas de Huasacachaca	ERNC (Eólico)	50,00	132,90
2021	Toachi Pilatón, Central Alluriquín	Hidroeléctrico	205,40	902,00
2022	El Aromo	ERNC (Fotovoltaico)	200,00	275,00
2022	Sabanilla	ERNC (Hidroeléctrico)	30,00	210,50
2022	Mazar-Dudas, Central San Antonio	ERNC (Hidroeléctrico)	7,19	44,87
2023	Machala Gas Tercera Unidad	Termoeléctrico	77,00	510,00
2023	Villonaco III	ERNC (Eólico)	110,00	384,00
2023	Maravilla	ERNC (Hidroeléctrico)	9,00	61,59
2024	La Magdalena	ERNC (Hidroeléctrico)	20,00	167,00
2024	Mazar-Dudas, Central Dudas	ERNC (Hidroeléctrico)	7,38	41,40
2024	Soldados Yanuncay, Central Soldados	ERNC (Hidroeléctrico)	7,20	39,20
2024	Machala Gas Ciclo Combinado	Termoeléctrico	110,00	690,00
2024	Chorrillos	ERNC (Hidroeléctrico)	4,00	23,20
2024	El Salto	ERNC (Hidroeléctrico)	30,00	247,00
2024	Soldados Yanuncay, Central Yanuncay	ERNC (Hidroeléctrico)	14,60	79,50
2024	Bloque ERNC I	ERNC	500,00	2.119,30
2025	Quijos	Hidroeléctrico	50,00	355,00
2025	Bloque ERNC II	ERNC	500,00	1.980,60
2026	Bloque CCGN Etapa I	Termoeléctrico	400,00	3.000,00
2026	Bloque ERNC III	ERNC	120,00	231,30
2028	Bloque ERNC IV	ERNC	320,00	1.401,60
2028	Chachimbiro	ERNC (Geotérmico)	50,00	394,20
2028	Chontal	Hidroeléctrico	194,00	1.044,00
2029	Paute - Cardenillo	Hidroeléctrico	595,60	3.409,00
2030	Santiago Etapa I	Hidroeléctrico	1.200,00	9.874,00
2031	Santiago Etapa II	Hidroeléctrico	1.200,00	4.739,00
<b>TOTAL</b>			<b>6.074</b>	<b>32.658</b>

Fuente: Versión modificada del PME 2016-2025

Figura 5-15 Plan de refuerzo de las fuentes de energía 2020-2031 (lista de los proyectos)

### 5.1.5. Tasa de Electrificación <sup>160</sup>

La tasa de electrificación en el Ecuador es de 97.05%, que es un nivel relativamente alto en la región de América Latina.



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA en base a PME; ARCERNNR (2021) “Estadísticas Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2020”.

Figura 5-16 Evolución de la tasa de electrificación (2008 a 2019)

<sup>160</sup> MDPI “Rural Electrification”

**Cuadro 5-11 Evolución de la tasa de electrificación a nivel nacional y según regiones**

Tasa de electrificación	2001	2010	2013	2015	2019
Nacional (%)	89%	94.82%	96.77%	97.18%	97.09%
Regional (%)	79%	89.03%	Se desconoce	Se desconoce	Se desconoce

Fuente: PME 2012–2021”; Feron et al. “Are the Rural Electrification Efforts in the Ecuadorian Amazon Sustainable?”

### (1) Fondo de electrificación rural y urbano marginal (FERUM)

La alta tasa de electrificación en el Ecuador se debe al respaldo del Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal (FERUM). Entre 1998 y 2008, los recursos del FERUM provenían del impuesto (10%) gravado a las tarifas eléctricas que cobraban a los usuarios comerciales e industriales del sistema on-grid nacional. Sin embargo, el entonces presidente Correa eliminó este impuesto y aportó directamente los recursos al FERUM del tesoro nacional. Los recursos del FERUM aumentaron sustancialmente de 46 millones de dólares en 2007 a 126 millones de dólares en 2008, pero posteriormente el gobierno no cumplió con la promesa de aportar anualmente 120 millones de dólares. En 2012 fue suscrito el acuerdo de financiamiento entre FERUM y el BID por una suma de 40 millones de dólares (y el gobierno ecuatoriano aportó aprox. 15 millones de dólares). Del mismo modo, en 2014 fue suscrito otro nuevo acuerdo de financiamiento (FERUM II) por la suma de 30 millones de dólares.

La inversión de FERUM se destinaba inicialmente a la expansión de la red de transmisión rural, es decir, a la expansión del SNI. Entre 1998 y 2009, FERUM solo aportó 1.86% de sus recursos al sistema off-grid de energías renovables incluyendo el sistema fotovoltaico independiente. Sin embargo, posteriormente, esta estrategia dio un nuevo giro al ver que no era viable expandir el SNI en tierras remotas. En particular, en las provincias de Pastaza y Napo, del norte de la región Oriente, la provincia de Esmeraldas, del norte de la región Costa, donde las comunidades se distribuyen dispersamente, la expansión del sistema resulta demasiado costosa. Como una solución a esta situación, se está llevando a cabo la electrificación mediante micro redes o mini redes. La distribución porcentual del abastecimiento de energía eléctrica entre el SNI y no SNI, en 2018 el 86.77% de la producción total (25,375.92 GWh) fue abastecido mediante el SNI, y el 13.23% (3,867.66 GWh) mediante micro redes, mini redes, etc.

En 2009, ARCONEL propuso a las empresas distribuidoras la creación de las unidades de electrificación rural especializadas en construir el sistema de electricidad rural off-grid con energías renovables. En respuesta, algunas empresas implementaron el sistema fotovoltaico autónomo. Por ejemplo, EE Quito creó la Unidad de ER e instaló 370 sistemas fotovoltaicos autónomos en la zona rural en los alrededores de la capital, Quito, con financiamiento del FERUM. Los sistemas instalados por EE Quito de 390Wp distribuyen mensualmente unos 45.81 kWh, cobrando a los usuarios una tarifa mensual de 5 dólares. La empresa aporta los 14.4 dólares restantes, y de esta manera cubre los costos de operación y mantenimiento de 19.4 dólares/mes.

También EE Centro Sur creó la “Unidad de ER” y ha instalado aprox. 2,900 sistemas fotovoltaicos autónomos de 150 Wp en aprox. 70 comunidades de Amazonas desde 2010. Esta empresa distribuye la electricidad a Cuenca, tercera ciudad más importante en el Ecuador, así

como a la mayoría de la Cuenca Amazónica del sur del país<sup>161</sup>. Un sistema produce mensualmente 19 kWh, cuyo costo es cobrado a los usuarios aplicando la Tarifa Dignidad. Las tarifas recaudadas alcanzan a cubrir apenas un 15% del costo de operación de los sistemas, por lo que el costo restante es cubierto con los aportes de otros usuarios de la EE Centro Sur.

Recientemente, el MERNNR promueve la construcción de micro redes fotovoltaicas de hasta 10 MWp. Estas micro redes son financiadas con el contrato FERUM II, y distribuye la electricidad no solo a los hogares, sino también a los establecimientos educativos, alumbrado público, centros de salud, etc.

## (2) Desafíos hacia el futuro

El BID ha venido extendiendo asistencia financiera a la electrificación rural durante mucho tiempo, y como tal, el financiamiento no constituye un gran problema. Sin embargo, estas iniciativas han sufrido muchos altibajos debido a la reiterada modificación del esquema institucional por parte del gobierno. Por ejemplo, en 2004, el Consejo Nacional de Modernización del Estado resolvió ejecutar un programa que consistía en instalar un total de 620 unidades de sistemas fotovoltaicos autónomos. Los sistemas fueron instalados en las áreas marginadas de la Cuenca Amazónica con financiamiento del Fondo de Solidaridad e iban a ser transferidos a la empresa distribuidora, que se encargaría de operar y dar mantenimiento continuo. Sin embargo, esta transferencia no fue materializada, y el Fondo fue disuelto en 2009. De acuerdo con el personal de la empresa distribuidora, la transferencia de los 620 sistemas fotovoltaicos autónomos no fue oficializado legalmente, quedaron sin propietario, y fueron abandonados sin ser operados o mantenidos.

También el actual sistema de mantenimiento asumido por las empresas distribuidoras está sujeto al cambio dependiendo de las políticas que adopten las autoridades competentes de la electrificación rural. La construcción y la sostenibilidad del sistema de operación y mantenimiento en términos de infraestructuras físicas, recursos humanos y financieros constituyen un desafío eterno, debiendo proporcionar las medidas de solución en un paquete y afianzarlo.

### 5.1.6. Duración de Interrupción de Servicio Eléctrico, etc.

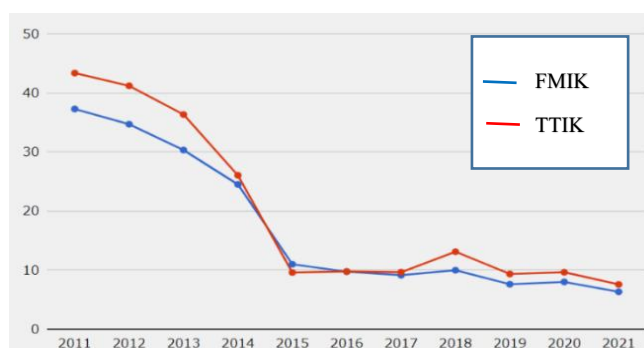
En cuanto a las normas de calidad de los servicios eléctricos, la Regulación CONELEC-004/01 “Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución” establece los indicadores referentes al nivel de calidad, y las empresas distribuidoras son responsables de ofrecer a sus usuarios la energía eléctrica que satisfaga el nivel de calidad establecido. El CNEL ofrece en su Sitio Web los gráficos de la frecuencia media de interrupción (FMIK) y el tiempo medio de interrupción (TTIK), como

---

<sup>161</sup> Existen numerosas pequeñas comunidades étnicas con menos de 60 habitantes, de forma dispersa.



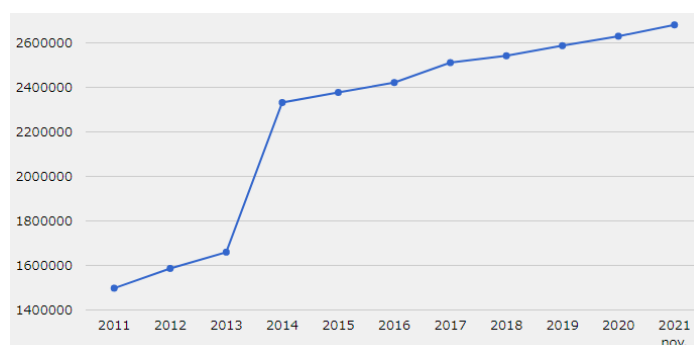
se indica en la Figura 5-17 . La fiabilidad del servicio ha mejorado sustancialmente entre 2011 y 2015, y se redujo tanto la frecuencia como la duración de las interrupciones. Luego, se mantiene la misma calidad. En 2020 se interrumpió el servicio 7.99 veces con una duración de 9.63 horas.



Fuente: CNEL “Indicadores de Calidad de Servicio Técnico”<sup>162</sup>

Figura 5-17 Evolución de la frecuencia y duración de corte de electricidad de CNEL (2011 a 2021)

En la Figura 5-18 se observa que el número de usuarios aumentó en los años 2013 y 2014, por un lado, y por otro lado, se ha reducido considerablemente tanto la frecuencia como la duración de las interrupciones de servicio alrededor de estos años. De estos datos se deduce que la fiabilidad de las instalaciones ha mejorado gracias al refuerzo de los transformadores y renovación de las líneas de distribución, así como de las estructuras de soporte.



Fuente: CNEL “Indicadores de Calidad de Servicio Técnico”

Figura 5-18 Evolución de los demandantes de CNEL (2011 a 2021)

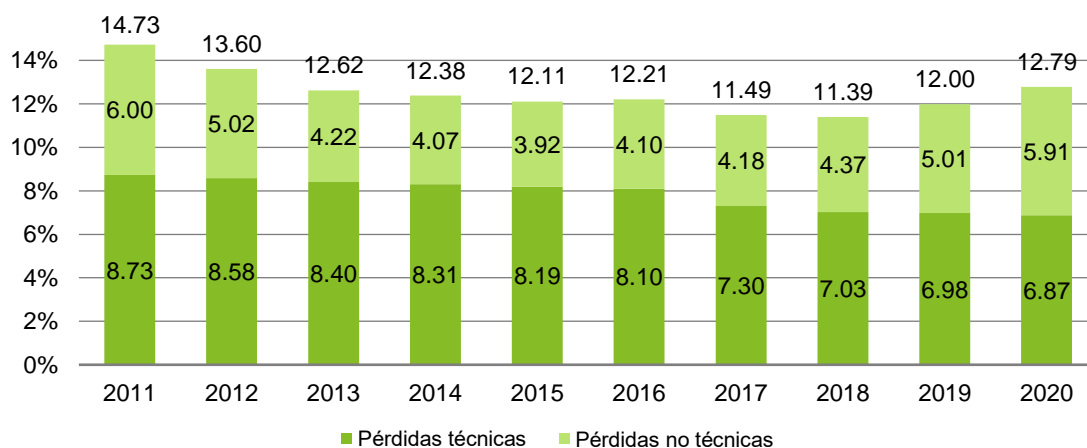
<sup>162</sup> <https://www.cnelep.gov.ec/servicio-indicadores-gestion-pec-comercial-energia/>



### 5.1.7. Pérdida en Transmisión y Distribución

Las tasas de pérdidas en transmisión y en distribución en 2020 a nivel nacional han sido de 3.32%, y 12.79%, respectivamente. Si bien es cierto que las instalaciones de transmisión no presentan grandes problemas, se debe prestar la debida atención en el caso de expandir el área de servicio del SNI.

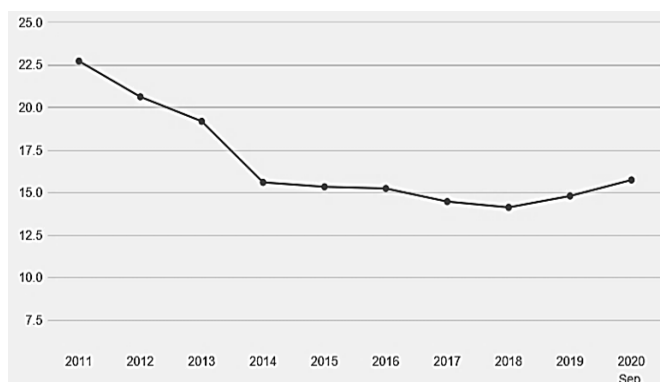
Como se muestra en la Figura 5-19, las pérdidas en la distribución han sido sustancialmente mejoradas al comparar con los datos históricos. En particular, en cuanto a las pérdidas no técnicas, las medidas como el control del robo de electricidad mediante la instalación de medidores, adopción de la red colectiva, recaudación forzosa de los pagos atrasados y la sensibilización han arrojado buenos resultados.



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA en base a ARCERNR (2021) "Estadísticas Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2020"

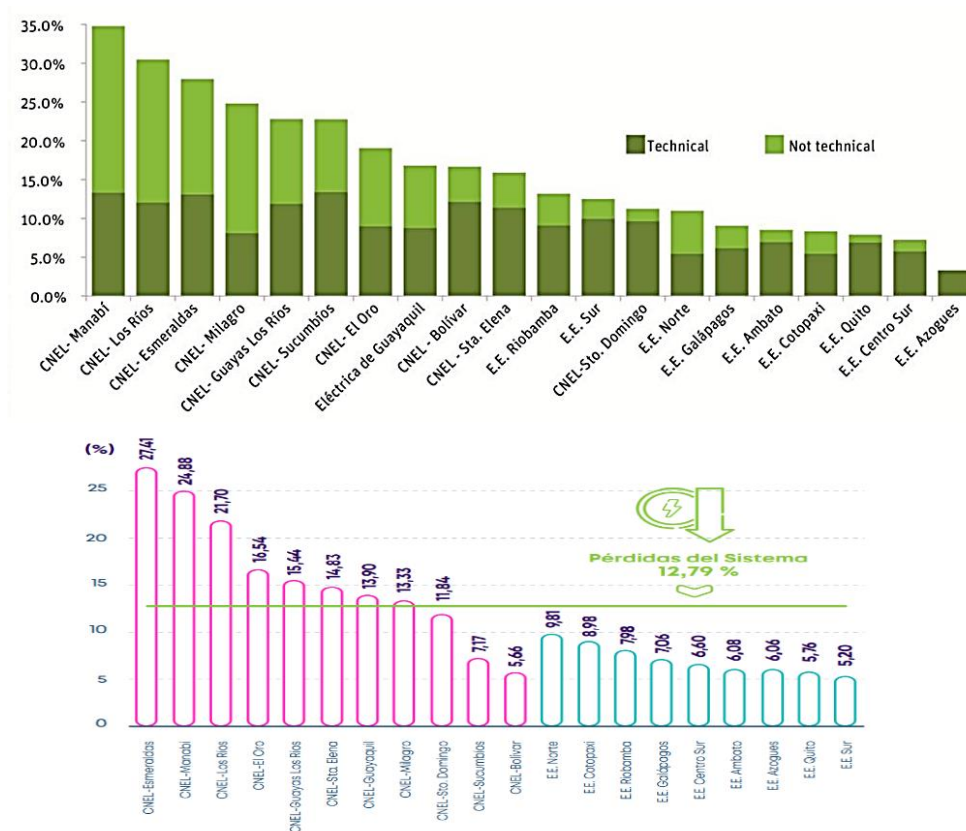
Figura 5-19 Evolución de las pérdidas de distribución (2011 a 2020)

Sin embargo, tal como se muestra en la Figura 5-20, la tasa de la pérdida solo de CNEL, en el año 2020 ha sido de un 15%. Luego, como se muestra en la Figura 5-21, las tasas de pérdida son muy dispersas según las empresas. Se requiere tomar medidas para solucionar la alta tasa de pérdida de Esmeraldas, Manabí, Los Ríos, etc. de CNEL de más de 20%. De acuerdo con CNEL, el terremoto de magnitud 7.8 (escala Richter) que azotó las costas del noroccidente ecuatoriano el 16 de abril de 2014 dejó grandes daños al sistema de distribución, y ésta es la principal causa de la pérdida en la distribución.



Fuente: Sitio Web CNEL<sup>163</sup>

Figura 5-20 Evolución de las pérdidas en la distribución de CNEL (2011 a 2020)



Fuente: BID (2013) "Rapid Assessment Gap Analysis Ecuador"; ARCERNR (2021) "Estadísticas Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2020"

Figura 5-21 Pérdidas según empresas distribuidoras del Ecuador

### 5.1.8. Costo de Electricidad

#### 5.1.8.1. Tarifa Eléctrica Minorista

<sup>163</sup> Pérdidas de Energía <https://www.cnelep.gov.ec/servicio-indicadores-gestion-pec-comercial-energia/>

La frecuencia en el Ecuador es 60 Hz. El voltaje se divide en cuatro niveles<sup>164</sup>. El precio unitario de electricidad al por menor es similar en todo el país, y se regulan detalladamente según la tensión de suministro y según sectores (residencial, comercial, industrial, etc.)

La tarifa minorista de electricidad es regulada por ARCERNNR. ARCERNNR recoge y analiza anualmente los datos sobre la generación, transmisión y distribución eléctrica, servicios minoristas, costo de alumbrado público, etc., y define las tarifas de cada empresa distribuidora. Para el año 2021 se aplica la tarifa de 2020<sup>165</sup> regulada por el Pliego Tarifario de la Resolución ARCONEL-035/19<sup>166</sup>. A raíz de la crisis de COVID-19 y bajo el estado de emergencia, el gobierno prohibió subir los precios de los servicios públicos durante un año, por lo que se aplicó la misma resolución del año anterior<sup>167</sup>.

El promedio de las tarifas minoristas, al mes de marzo de 2021 fue de 0.1 dólar/kWh para el sector residencial, y de 0.085 dólares/ kWh para el sector industrial<sup>168</sup>. Estos precios son más bajos en comparación con los países vecinos como Colombia y Perú, y representan 2/5 de los precios del Japón. Además, se aplican diferentes descuentos.

**Cuadro 5-12 Comparación de los precios medios de electricidad en el mercado minorista del Ecuador** (US\$ /kWh)

Clasificación	Ecuador	Colombia	Perú	Japón	Observaciones
Residencial	0.100	0.148	0.198	0.246	Promedio de la demanda residencial
Industrial	0.085	0.139	0.132	0.185	Promedio de los grandes clientes con más de 1GWh/año

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA en base a los datos de Global Petrols Price.com

### (1) Tarifa residencial

Para todos los usuarios residenciales conectados al SNI, se aplica la tarifa básica de 1.4 dólares y la tarifa controlada por kWh por cada usuario. La tarifa residencial vigente incluye los cargos incrementales por energía en función de la energía consumida.

**Cuadro 5-13 Ejemplo de las tarifas eléctricas para el sector residencial (Desde enero de 2020)**

kWh	Tarifa básica (US\$/hogar)	Tarifa controlada por volumen (US\$/kWh)
1-50	1.414	0.091
51-100		0.093
101-150		0.095
151-200		0.097
201-250		0.099
251-300		0.101
301-350		0.103
351-500		0.105
501-700		0.1285
...		...
2501-3000		0.4360

<sup>164</sup> Cuatro niveles: Bajo Voltaje (BV) < 600 / Medio Voltaje – (MV) 600 V ≤ NV ≤ 40 kV / Alto Voltaje (AV1): 40 kV ≤ NV ≤ 138 kV / AV2: NV > 138 kV

<sup>165</sup> Resolución Nro. ARCERNNR -003/2021

<sup>166</sup> Pliego Tarifario para las Empresas Eléctricas de Distribución

<sup>167</sup> INFORME N°. DRETSE-2021-001

<sup>168</sup> Global Petrols Price.com (Marzo 2021) [https://www.globalpetrolprices.com/Ecuador/electricity\\_prices/](https://www.globalpetrolprices.com/Ecuador/electricity_prices/)

3000 o más	0.6812
------------	--------

Fuente: Resolución Nro. ARCONEL-035/19

## (2) Tarifas comerciales e industriales

El sistema tarifario predominante es la combinación de la tarifa a demanda + sistema controlado por volumen. También existe también la tarifa horaria para los usuarios de medio y alto voltaje. Existen además tarifas aplicables a los establecimientos públicos, bombeo de agua para comunidades campesinas, cultivo de camarones, estaciones de carga de los vehículos eléctricos.

**Cuadro 5-14 Ejemplo de las tarifas comerciales e industriales de baja tensión (2020)**

Comercial (600V o menos)				Industrial (600V o menos)			
kWh	Tarifa básica US\$/Estable cimiento	Tarifa de demanda US\$/kW	Tarifa controlada por volumen US\$/kWh	kWh	Tarifa básica (US\$/estable cimiento)	Tarifa de demanda US\$/kW	Tarifa controlada por volumen US\$/kWh
1-300	1.414	-	0.092	1-300	1.414	-	0.073
300-			0.103	300-			0.089
No clasificado		4.790	0.090	No clasificado		4.790	0.080

Fuente: Resolución No. ARCONEL-035/19<sup>169</sup>

**Cuadro 5-15 Ejemplo de las tarifas comerciales e industriales de mediana tensión (2020)**

Comercial Más de 40kV y menos de 138kV		
Tarifa de demanda (US\$/kW)	Tarifa básica (US\$/Establecimiento)	Tarifa horaria (US\$/kWh)
4.053	1.414	8:00-22:00 0.089
		22:00-08:00 0.0481
Industrial Más de 40kV y menos de 138kV		
Tarifa de demanda (US\$/kW)	Tarifa básica (US\$/Establecimiento)	Tarifa horaria (US\$/kWh)
4.053	1.414	8:00-18:00 0.0805
		18:00-22:00 0.0925
		22:00-08:00 0.0481
		18:00-22:00 (Viernes - domingo) 0.0805

Fuente: Resolución No. ARCONEL-035/19<sup>170</sup>

Cabe recordar que las normas de servicios, incluyendo el sistema tarifario no se aplican a las micro redes o Stand Alone no conectadas al SNI.

## (3) Sistema de descuento de la tarifa residencial

El sistema tarifario residencial del Ecuador se caracteriza por que ofrece un amplio menú de descuentos a la población vulnerable que consume poca energía eléctrica. En primer lugar, a las personas mayores de 65 años se exonera el 50% del valor del consumo de energía eléctrica, de los 138 kWh/mes, en caso de sobrepasar este límite. Las personas con discapacidad tienen un descuento de hasta el 50% en el valor del consumo mensual de servicio de energía eléctrica. Adicionalmente, a los clientes que consumen menos de 130 kWh al mes en las regiones Oriente,

<sup>169</sup> Pliego Tarifario para las Empresas Eléctricas de Distribución

<sup>170</sup> Ídem.

Costa y las Islas Galápagos y menos de 110 kWh al mes en la Región Sierra, se le descuenta el 50% de la tarifa de la electricidad consumida. Este sistema se conoce con el nombre de Tarifa Dignidad. Como se indica en el Cuadro 5-16, al mes de enero de 2019, 1,64 millones de usuarios, que representan el 37% del total, se han beneficiado de esta tarifa, cuyo monto asciende a un total de 3.7 millones de dólares.

**Cuadro 5-16 Número de demandantes con Tarifa Dignidad según empresas distribuidoras y el monto de subsidio (enero de 2019)**

No.	Empresa eléctrica	Región	Tarifa Dignidad	
			Número de demandantes	Monto total (US\$)
1	Ambato	Ambato	99,068	234.108,79
2	Azogues	Azogues	14,932	37.958,82
3	Centrosur	Centrosur	129,939	276.807,03
4	Cotopaxi	Cotopaxi	61,151	182.075,48
5	Galápagos	Galápagos	2,710	6.720,88
6	Norte	Norte	109,637	260.353,00
7	Quito	Quito	260,151	407.457,27
8	Riobamba	Riobamba	65,703	147.106,82
9	Sur	Sur	87,558	228.823,73
Subtotal			830.849	1,781,411.82
10	Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP)	U,N, Bolívar	32,196	86.277,05
		U,N, El Oro	101,699	237.231,18
		U,N, Esmeraldas	49,885	177.679,80
		U,N, Guayaquil	133,337	290.361,41
		U,N, Guayas Los Ríos	72,937	124.225,72
		U,N, Los Ríos	52,546	140.440,81
		U,N, Manabí	116,519	169.094,76
		U,N, Milagro	56,830	126.398,54
		U,N, Sta, Elena	36,511	92.536,88
		U,N, Sto, Domingo	125,335	411.236,62
		U,N, Sucumbíos	33,829	97.038,06
Subtotal			811.624	1,952,520.83
Total			1.642.473	3,733,932.65

Fuente: Sitio Web de ARCONEL<sup>171</sup>

Existe otro sistema de descuento peculiar denominado el Plan Nacional de Cocción Eficiente (PNCE) que tiene como objetivo utilizar la energía limpia para la cocción. El PNCE es un sistema de descuento de la tarifa residencial para impulsar la electrificación de la cocina en los hogares. Ecuador ha venido aplicando grandes subsidios para el uso de LPG, tanto es así que el uso de esta fuente de energía se ha afianzado en la zona urbana. Mientras tanto, el desembolso del gobierno en concepto del subsidio a LPG asciende a 700 millones de dólares todos los años. Con el fin de aliviar la carga fiscal, el MERNNR está impulsando el uso de la energía hidroeléctrica e inició el programa de difusión de la cocina de inducción en 2014<sup>172</sup>.

De acuerdo con la guía elaborada por el MERNNR, la tarifa de descuento aplicable a los usuarios residenciales que hayan registrado en el PNCE se determina en función de los equipos eléctricos, y se calcula tomando en cuenta el aumento incremental de los equipos. Por ejemplo,

<sup>171</sup> <https://www.regulacioneolica.gob.ec/tarifa-dignidad/>

<sup>172</sup> Gould et al. (2018) "Government policy, clean fuel access, and persistent fuel stacking in Ecuador"

- Cocinas eléctricas de inducción: Consumo incremental de hasta 80 kWh/mes
- Equipos eléctricos de calentamiento de agua: Consumo incremental de hasta 20 kWh/mes
- Cocinas eléctricas de inducción + equipos eléctricos de calentamiento de agua: Consumo incremental de hasta 100 kWh/mes

De esta manera se determina el límite superior del consumo. La empresa distribuidora decide el volumen del consumo incremental de cada equipo eléctrico de cada usuario. Si el consumo real es menor que la suma del consumo antes del registro y el consumo incremental, entonces el usuario paga solamente el valor equivalente al consumo antes del registro, quedando exonerado del pago de la tarifa correspondiente al consumo incremental. Los beneficiarios del PNCE al año 2019 alcanzan en total 635,000 hogares. Ha sido exonerado el pago de 25 millones de dólares correspondiente a 266 GWh<sup>173</sup>.

El PNCE estará vigente hasta 2025 y se propone difundir el uso de las cocinas eléctricas de inducción en 3,5 millones de hogares<sup>174</sup>. En el caso de avanzar en la electrificación de las cocinas, aumentará la demanda energética en la mañana, tarde y sobre todo en la noche, lo que puede exceder la demanda pico actual. Para promover más la electrificación de las cocinas, va a ser necesario utilizar los equipos eficientes energéticamente, a la par de fortalecer las instalaciones de distribución para responder al aumento de la demanda.

Además existe un sistema de subsidio cruzado para la tarifa residencial. Se aplica un recargo de 10% (5% en Guayaquil) a los usuarios que superan un nivel determinado de consumo, y el ingreso adicional obtenido por el recargo es utilizado para subsidiar a los usuarios que consumen poca energía. La línea base de consumo para aplicar este subsidio varía dependiendo de las empresas distribuidoras. EE Quito aplica un recargo a los usuarios que consumen más de 160 kWh/mes y subsidia a los usuarios que consumen menos de 130 kWh/mes con los recursos recaudados en concepto de recargo.

#### (4) Menú de tarifas eléctricas para VE

En 2019 se definió el menú de tarifas eléctricas para impulsar el uso de los vehículos eléctricos<sup>175</sup>. Este menú asume que los usuarios comprenden las instalaciones de carga a su costo y se aplica una tarifa preferencial de 5 centavos por kWh. Sin embargo, aún falta resolver la regulación de la tarifa adicional frente al aumento de kW máximo, o el costo de la inversión inicial para las instalaciones de carga que deben sufragar los propios usuarios.

#### 5.1.8.2. Relación Entre el Costo de Generación Eléctrica y Transmisión Eléctrica y el Precio Unitario Minorista

La tarifa minorista no incluye el costo de construcción de las centrales ni del sistema de

<sup>173</sup> Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2019

<sup>174</sup> <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0973082618302692>

<sup>175</sup> ARCONEL-035/19

transmisión o subestación, ya que este costo es asumido directamente por el Estado. El costo de generación incluye el costo de operación y mantenimiento, así como el costo de mejora de la calidad y costo ambiental. Para el cálculo del costo de generación eléctrica de cada empresa generadora, ARCERNNR recopila y analiza información todos los años, y calcula el costo unitario de generación dividiendo el monto acumulado por la energía vendida al por menor, y el valor resultante es definido como el costo de la tarifa minorista.

En cuanto al costo de transmisión eléctrica, ARCERNNR recoge y analiza la información de CELEC sobre el costo de operación necesario para el año y determina el costo de transmisión. El MERNNR publica el costo de generación, transmisión y distribución de nueve distribuidoras y 11 unidades de negocio como se muestra en la Figura 5-22. De acuerdo a esta Figura, el costo medio de generación por kWh en el Ecuador es de 3.44 centavos y el costo de transmisión por kWh es de 0.68 centavos. Sin embargo, en el caso de la EE Galápagos, el costo tanto de generación como de transmisión es cero, y solo se incluye el costo de distribución en su tarifa minorista.

La producción de cada central es definida por instrucción de despacho emitida por ONE-CENACE, y éste factura y liquida las transacciones entre las generadoras y distribuidoras en base a la producción<sup>176</sup>. El plan de operación de las centrales y las instrucciones de despacho de ONE-CENACE puede priorizar la conexión a las fuentes de energías renovables, pero básicamente se basa en la distribución de cargas económicas comenzando con las fuentes que ofrecen menor precio unitario. El precio de venta de electricidad no varía, por ejemplo, por el ajuste del costo de combustible, probablemente porque cuenta con la restitución por el gobierno.

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	TOTAL COSTOS	TOTAL VENTAS	COSTO MEDIO	GENERACIÓN	TRANSMISIÓN	DISTRIBUCIÓN
		USD	kWh	USD/kWh			
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	71.531.174	579.435.733	0,1234	0,0334	0,0068	0,0833
	AZOGUES	6.844.686	49.457.883	0,1384	0,0334	0,0068	0,0982
	CENTRO SUR	117.336.325	1.003.459.114	0,1169	0,0334	0,0068	0,0768
	COTOPAXI	45.090.019	439.922.858	0,1025	0,0334	0,0068	0,0623
	NORTE	59.113.105	513.022.142	0,1152	0,0334	0,0068	0,0751
	QUITO	307.627.681	3.535.068.397	0,0870	0,0334	0,0068	0,0469
	RIOBAMBA	36.436.311	260.487.034	0,1399	0,0334	0,0068	0,0997
	SUR	54.107.751	553.670.133	0,0977	0,0334	0,0068	0,0576
	GALÁPAGOS	7.568.332	49.962.637	0,1515	-	-	0,1515
	SUBTOTAL - EE (1)	705.655.385	6.984.485.931	0,1010	0,0334	0,0068	0,0609
	CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLIVAR	24.433.266	69.256.434	0,3528	0,0334	0,0068
UN - EL ORO		97.198.733	1.210.193.310	0,0803	0,0334	0,0068	0,0401
UN - ESMERALDAS		57.864.784	509.931.965	0,1135	0,0334	0,0068	0,0733
UN - GUAYAQUIL		321.775.145	4.639.880.532	0,0693	0,0334	0,0068	0,0292
UN - GUAYAS LOS RÍOS		172.376.720	2.124.931.629	0,0811	0,0334	0,0068	0,0410
UN - LOS RÍOS		52.320.512	437.859.892	0,1195	0,0334	0,0068	0,0793
UN - MANABÍ		153.517.432	1.485.210.748	0,1034	0,0334	0,0068	0,0632
UN - MILAGRO		76.753.589	805.836.146	0,0952	0,0334	0,0068	0,0551
UN - SANTA ELENA		52.845.624	525.675.179	0,1005	0,0334	0,0068	0,0604
UN - SANTO DOMINGO		81.988.298	680.708.208	0,1204	0,0334	0,0068	0,0803
UN - SUCUMBIOS		58.598.226	711.471.454	0,0824	0,0334	0,0068	0,0422
SUBTOTAL - CNEL (2)		1.149.672.329	13.200.955.497	0,0871	0,0334	0,0068	0,0469
NACIONAL		TOTAL (3) = (1) + (2)	1.855.327.714	20.185.441.427	0,0919	0,0334	0,0068

Fuente: MERNNR "Resultados-Costo-SPEE-2021"<sup>177</sup>

Figura 5-22 Desglose de los costos de tarifa eléctrica según empresas distribuidoras

<sup>176</sup> Parece que con las empresas generadoras privadas, el MERNNR suscribe contratos individuales en los que se determinan los precios unitarios y la producción anual de electricidad. Solarpack dijo que había presentado el precio más competitivo para conseguir un acuerdo de compra de energía de 20 años para el proyecto solar El Aromo a 6.935 centavos estadounidenses por kWh. <https://renewablesnow.com/news/spains-solarpack-bags-200-mw-solar-ppa-in-ecuador-tender-723895/>

<sup>177</sup> <http://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/servicio-publico-de-energia-electrica-spee/>

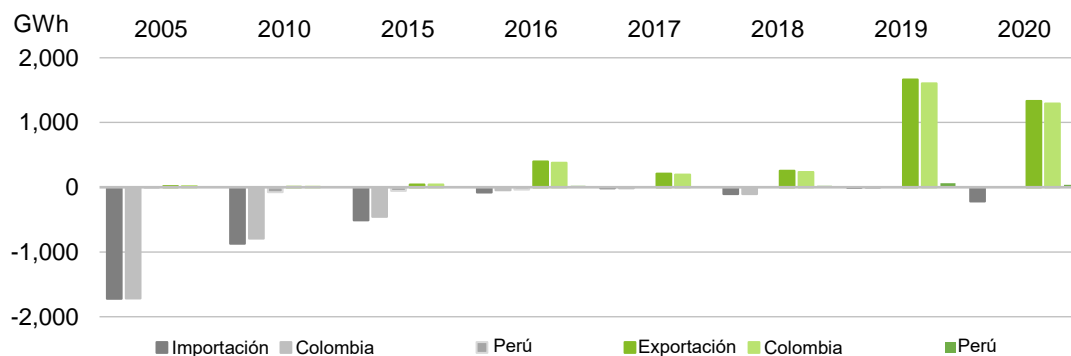
### 5.1.8.3. Relación entre el costo de distribución eléctrica y el precio Unitario Minorista

También para el costo de distribución que incluye el servicio de venta al por menor y el costo de alumbrado público, ARCERNNR se encarga de recoger y analizar la información sobre el costo de operación y mantenimiento, mejora de calidad y costo ambiental de cada una de las empresas distribuidoras, para calcular el costo de distribución a partir del monto acumulado de estas empresas. Este costo de distribución es reflejado a la tarifa minorista. A diferencia del servicio de transmisión y transformación, para el servicio de distribución se incluye en su costo, los gastos necesarios para la ampliación de las instalaciones. Mientras que se define la tarifa minorista de electricidad única para todo el país, el costo de distribución por kW varía dependiendo de las empresas distribuidoras. Por lo tanto, se produce una diferencia entre el ingreso por tarifa (que las distribuidoras cobran a los clientes) y los gastos (costo de generación, transmisión y distribución que las empresas asumen), y existe un mecanismo para ajustar esta diferencia. Por ejemplo, de acuerdo con la entrevista a EE Galápagos, el costo de energía real en 2020 ha sido de 35.71 centavos por kW, que se desglosan en 20.56 centavos por kW de generación y 15.15 centavos por kW de distribución. Sin embargo, la tarifa de 10.48 centavos por kW no alcanza para cubrir todos los costos, arrojando un déficit de aprox. 25 centavos por kW. El déficit de 14.4 millones de dólares lo cubre el gobierno.

### 5.1.9. Importación y Exportación de Electricidad

En la Figura 5-23 se muestra la evolución de la importación y exportación de electricidad con Colombia y Perú. Hasta el año 2015, el Ecuador ha sido un importador neto de la energía eléctrica. Sin embargo, gracias a la expansión de la hidroeléctrica, en 2016 logró convertirse en el exportador neto de electricidad. La importación y exportación se realiza a través del sistema de interconexión internacional con Perú y Colombia. En 2019, el Ecuador exportó a Colombia un total de 1,663 GWh, que representa el 6.5% de la demanda eléctrica de 25,417 GWh.

La importación de electricidad ha disminuido sustancialmente en 2016. En 2019 el país importó solo 6 GWh de Colombia. En 2020, la importación superó el año anterior, y aumentó hasta 218 GWh al año. La importación del Perú, otro país con el que mantiene transacción de electricidad se redujo a cero y ahora solo está exportando.





Años fiscales	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Importación (GWh)	1723	873	511	82	19	106	6	218
Colombia	1716	795	457	44	19	106	6	218
Perú	7	78	54	38	0	0	0	0
Exportación (GWh)	16	10	45	401	211	254	1663	1334
Colombia	16	10	45	378	194	233	1603	1296
Perú	Sin datos	0,2	0,4	23	17	21	60	38

Fuente: Los datos según países (2005-2018) han sido extraídos del PME 2016-2025 (A.2.3.1 y A.2.4.1). Los datos de 2019 y de 2020 fueron preparados por el equipo de estudio de JICA en base a la información del sitio Web de CENACE

Figura 5-23 Evolución de la importación y exportación de electricidad

## 5.2 Generación Eléctrica

### 5.2.1. Empresas Generadoras

Las empresas generadoras se clasifican en tres categorías en función del tipo de transacciones.

- Empresas generadoras: Sector de generación de CELEC, empresas públicas, privadas y mixtas que bajo el despacho de carga emitido por ONE-CENACE vende la electricidad al SNI.
- Distribuidoras con centrales: Algunas empresas distribuidoras tienen pequeñas centrales por razones históricas, y venden la electricidad al SNI con el despacho de carga por ONE-CENACE.
- Autogeneradores: Empresas estatales, privadas y mixtas que tienen centrales propias para autoabastecimiento, y venden la electricidad excedente al SNI.

Existen algunas empresas generadoras y autogeneradoras con centrales no conectadas al SNI. Para conectar las centrales que producen más de 1 MW al SNI, hay que seguir las reglas establecidas por ARCERNR, y al despacho de carga emitido por ONE-CENACE.

### 5.2.2. Descripción de las Centrales

#### 5.2.2.1. Instalaciones Existentes

En el Cuadro 5-17 se presenta la evolución de la capacidad instalada de las centrales en el Ecuador.

Cuadro 5-17 Evolución de la capacidad instalada según centrales (MW)

Clasificación	2010		2013		2015		2016		2018		2019	
Total energías no renovables	2,242	43.6%	3,108	56.5%	3,406	56.7%	3,586	43.6%	3,405	39.2%	3,395	39.2%
Térmica	2,242	43.6%	3,108	56.5%	3,406	56.7%	3,586	43.6%	3,405	39.2%	3,395	39.2%
Total energías renovables	2,917	56.8%	2,390	43.5%	2,599	43.3%	4,639	56.4%	5,271	60.7%	5,274	60.8%
Hidro	2,792	54.3%	2,265	41.2%	2,408	40.1%	4,446	54.0%	5,071	58.4%	5,074	58.5%
Eólica	24	0.5%	20	0.4%	21	0.3%	21	0.3%	21	0.2%	21	0.2%
Solar		0.0%	4	0.1%	26	0.4%	26	0.3%	28	0.3%	28	0.3%
Biomasa	101	2.0%	101	1.8%	144	2.4%	146	1.8%	151	1.7%	151	1.7%
Biogás		0.0%		0.0%		0.0%		0.0%		0.0%		0.0%
Total	5,138	100.0%	5,498	100.0%	6,005	100.0%	8,226	100.0%	8,677	100.0%	8,669	100.0%

Fuente: Japan Electric Power Information Center “Situación del sector energético de los diferentes países 2020” (ARCONEL”atlas del sector eléctrico” de diferentes años)<sup>178</sup>

Las centrales generadoras aumentaron de 5,138 MW a 8,669 MW en el período 2010-2019. Se destaca que en el período 2015-2018, el país logró aumentar la capacidad instalada de centrales a 2,500 MW gracias al desarrollo de las centrales hidroeléctricas. La capacidad instalada de las centrales térmicas ha venido aumentando gradualmente, pero se observa una tendencia decreciente después de alcanzar el pico en 2016 con 3,586 MW. Por otro lado, el desarrollo de las energías renovables, excepto la hidráulica, no ha avanzado mucho.

Coca Codo Sinclair es la central hidroeléctrica más grande del Ecuador, que entró en plena operación en noviembre de 2016. Tiene una potencia de 1.5 GW, y aporta anualmente 8.734 GWh, que representa un 30% de la demanda nacional de energía eléctrica. Para su construcción, recibió el financiamiento del banco chino Eximbank por un monto de 1700 millones de dólares. Asimismo, Sopladora, la tercera central hidroeléctrica más importante del país (terminada en agosto de 2016) también ha sido construida por una empresa china. El financiamiento del banco chino Eximbank cubrió el 85% del costo total de construcción de 755 millones de dólares. El desarrollo de grandes fuentes hidroeléctricas con capital chino, por un lado, ha sido altamente calificado en términos de la diversificación de las fuentes energéticas, reconversión a la energía limpia y a la exportación de energía eléctrica y de la seguridad energética, pero por otro lado, ha tenido sus efectos negativos como, por ejemplo, la baja calidad de las instalaciones, destrucción de la naturaleza, problemas de deuda, corrupción, etc. Al respecto se hablará más tarde.

Al mes de diciembre de 2020, existen en el país 317 centrales activas con una potencia efectiva total de 8,183 MW. El 87.5% de todas las centrales están conectadas al SNI (on grid). El resto corresponde a las centrales construidas en zonas de difícil acceso, o centrales exclusivas para abastecer a las instalaciones petroleras o mineras, y no están conectadas al SNI. La mayoría son centrales térmicas, excepto las conectadas al SNI. Como otras fuentes energéticas, se mencionan las interconexiones internacionales con Colombia (525 MW) y Perú (110 MW)

**Cuadro 5-18 Descripción de las instalaciones de generación según conexión al sistema**

Clasificación	Número de centrales	Potencia efectiva (MW)
Conexión al SNI	133	7,177
Otros	184	1,006
Total	317	8,183

Fuente: ARCERNR (2021) “Estadísticas Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2020”

En los años 2017 y 2018, iniciaron su operación las centrales indicadas en el Cuadro 5-19. La capacidad instalada de generación de las centrales conectadas al SNI es de 371.46 MW, de los cuales 147.27 MW corresponden a las empresas privadas, 212.69 MW a las empresas estatales y 11.50 MW a empresas mixtas.

**Cuadro 5-19 Nuevas centrales que entraron en operación (2017 y 2018)**

Centrales	Operadores	Público / privado	Tipo	Potencia nominal	Potencia efectiva (MW)	Puesta en operación
-----------	------------	-------------------	------	------------------	------------------------	---------------------

<sup>178</sup> ARCONEL “Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano Buscar”

				(MW)		
Minas - San Francisco	CELEC EP - nerjubones	Público	Hidro	275,00	274,50	2018
Delsitanisagua	CELEC EP - Gensur	Público	Hidro	180,00	180,00	2018
6 centrales térmicas (en diferentes sitios)	Petroamazonas	Público	Térmica	46,66	26,02	2017 - 2018
Due	Hidroalto	Sector privado	Hidro	49,71	49,71	2017
Normandía	Hidronormandía	Sector privado	Hidro	49,58	49,58	2018
Pusuno	ElitEnergy	Sector privado	Hidro	38,25	38,25	2018
Topo	Ecuagesa	Sector privado	Hidro	29,20	27,00	2017
Sigchos	Hidrosigchos	Sector privado	Hidro	18,60	18,39	2017
Palmira Nanegal	Ipnegal	Público-privada	Hidro	10,44	10,36	2018
Mazar-Dudas: Alazán	CELEC EP - Hidrozogues	Público	Hidro	6,23	6,23	2017
Isabela	E.E. Galápagos	Público	Térmico (dual)	1,63	1,63	2018
Pichacay	EMAC-GBP	Público-privada	Biogás	1,06	1,00	2017
Isabela Solar	E.E. Galápagos	Público	Solar	0,95	0,95	2018
Paneles Pastaza	E.E. Ambato	Público	Solar	0,20	0,20	2018
Estación Mira	Orion	Sector privado	MCI	0,18	0,17	2018
Total				708	684	

Fuente: PME 2016-2025

### 5.2.2.2. Nuevas Instalaciones

En el Cuadro 5-20 se presenta la lista de los proyectos de generación actualmente en desarrollo por el gobierno del Ecuador. La potencia total es de 644.5 MW, y la producción media anual se estima en 3.490,6 GWh/año. De los 14 proyectos actualmente en construcción al año 2018, 11 son hidroeléctricas (407.53 MW), dos son térmicas (187 MW) y uno es eólica (50 MW).

Cuadro 5-20 Proyectos de construcción de centrales actualmente en desarrollo (al año 2018)

Proyectos	Operadores	Público / privado	Tipo	Potencia MW	Gwh anual	Región	Distritos
Toachi – Pilatón (Sarapullo 49 MW, Alluriquín 205,4 MW)	CELEC EP – Hidrotoapi	Público	Hidro	254,40	1.120,0	Pichincha, Tsáchila, Cotopaxi	Mejía, Sto. Domingo de los Tsáchilas, Sigchos
Quijos	CELEC EP – Coca Codo Sinclair	Público		50,00	355,0	Napo	Quijos
Piatúa	San Francisco Genefran	Sector privado		30,00	210,0	Pastaza, Napo	Santa Clara, Mera
Sabanilla	Hidrelgen	Sector privado		30,00	210,5	Zamora Chinchipe	Zamora
Río Verde Chico	Hidrosierra	Sector privado		10,00	74,3	Tungurahua	Baños de Agua Santa
Chalpi Grande	EPMAPS EP	Público		7,59	36,0	Napo	Quijos
Mazar-Dudas: Dudas	CELEC EP – Hidrozogues	Público		7,38	41,4	Cañar	Azogues
Mazar-Dudas: San Antonio	CELEC EP – Hidrozogues	Público		7,19	44,9	Cañar	Azogues
San José de Minas	Hidroeléctrica San José de Minas	Sector privado		5,95	48,0	Pichincha	Quito
Chorrillos	Hidrozamora EP	Público		4,00	23,2	Zamora Chinchipe	Zamora
Ulba	Hidroulba	Sector privado		1,02	8,4	Tungurahua	Baños
Machala Gas Cielo Combinado	CELEC EP - Termogas Machala	Público	Térmica	110,00	690,0	El Oro	El Guabo

Machala Gas Tercera Unidad	CELEC EP - Termogas Machala	Público		77,00	510,0	El Oro	El Guabo
Minas de Huascachaca	Elecaustro.	Público	Eólica	50,00	119,0	Loja	Saraguro
Total				644,5	3.490,6		

Fuente: PME 2016-2025

En el Cuadro 5-21 se presenta la lista de los 10 proyectos cuya construcción ha sido autorizada al año 2018. Todos son proyectos de energías renovables, de los cuales nueve son hidráulicas con menos de 30 MW de potencia, y uno es biomasa.

**Cuadro 5-21 Proyectos de generación autorizados al año 2018**

Proyectos	Operadores	Público / privado	Tipo	Potencia MW	Gwh anual	Estados	Distritos
Ibarra Fugúa	Hidro Ibarra Fugúa	Sector privado	Hidro	30,00	208,4	Carchi	Bolívar
El Salto	Hidroequinoccio EP	Público	Hidro	30,00	247,0	Pichincha	Pedro Vicente Maldonado
La Magdalena	Hidroequinoccio EP	Público	Hidro	20,00	167,0	Imbabura	Cotacachi
Soldados Yanuncay, Central Yanuncay	Elecaustro	Público	Hidro	14,60	79,5	Azuay	Cuenca
Pilaló 3	Qualitec Comercio e Industria Cía. Ltda.	Sector privado	Hidro	9,30	68,7	Cotopaxi	Pujilí
Maravilla	Hidroequinoccio EP	Público	Hidro	9,00	61,6	Pichincha	Quito
Chalpi Grande	EPMAPS EP	Público	Hidro	7,59	36,0	Napo	Quijos
Soldados Yanuncay, Central Soldados	Elecaustro	Público	Hidro	7,20	39,2	Azuay	Cuenca
Pichacay II	EMAC-GBP	Público-privada	Biogás	1,00	3,5	Azuay	Cuenca
El Laurel	CBS Energy	Sector privado	Hidro	0,97	6,8	Carchi	Mira
Total				130	918		

Fuente: PME 2016-2025

### 5.2.3. Generación Eléctrica con Combustibles Fósiles

#### 5.2.3.1. Situación Actual de la Generación con Combustibles Fósiles

Existen en el país 204 centrales con combustibles fósiles con una potencia efectiva de 2,951 MW (a finales de 2018). Además de las corporaciones nacionales como CELEC o CNEL, existen varias centrales de la Petroamazonas, una empresa pública establecida el 18 de diciembre de 2007 que se dedica al control de la producción total nacional de petróleo. Asimismo, existen las centrales de las petroleras Repsol, Agip, Andes Petro, etc. Y de las empresas generadoras mixtas.

**Cuadro 5-22 Principales centrales térmicas con combustibles fósiles**

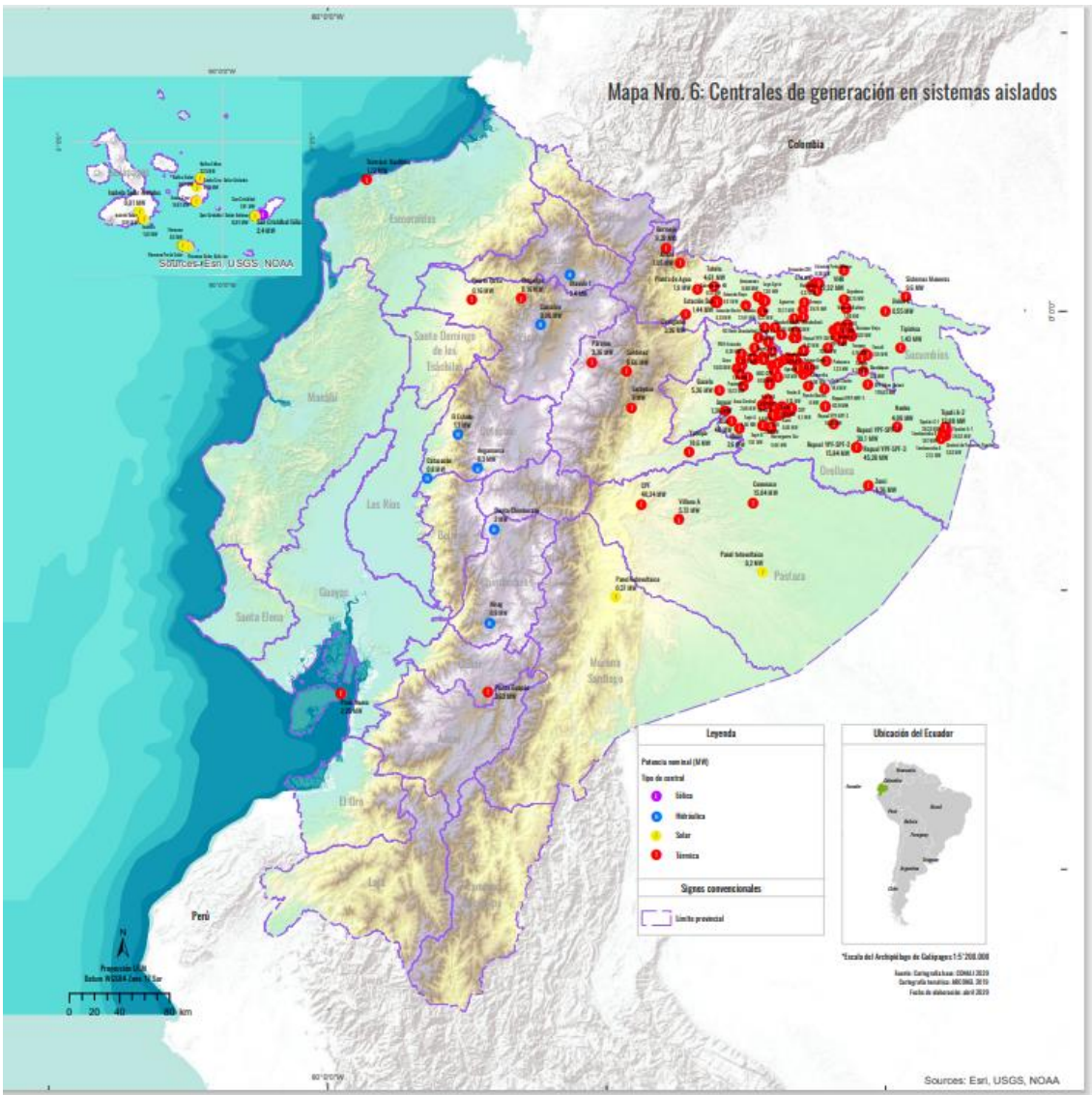
Tipo	Centrales	Operadores	Potencia efectiva (MW)	Observaciones
Motor de combustión interna MCI	Jaramijo	CELEC-termomanabi	128,88	
	Termoguayas	Termoguayas Generation	120,0	
	EPF-Eden Yuturi	Petroamazonas	85,51	No conectado al SIN

	Esmeraldas II	CELEC-termoesmeraldas	84,0	
	Quevedo II	CELEC-termopichincha	81,0	
	TPP Andes Petro	Andes Petro	65,4	No conectado al SIN
	Santa Elena II	CELEC-electroguayas	65,03	
	Guangopolo II	CELEC-termopichincha	48,0	
Subtotal MCI			1.753	186 sitios
Turbina de gas Turbogas	Termogas Machala I	CELEC-Termogas Machala	130,6	
	Termogás Machala II	CELEC-Termogas Machala	119,0	
	Victoria II	Intervisa Trade	102,0	
	Aníbal Santos	CNEL-Guayaquil	97,0	
	Enrique García	CELEC-electroguayas	96,0	
	Alyaro Tinajero	CNEL-Guayaquil	64,0	
	Santa Rosa	CELEC-termopichincha	51,0	
Sub-total turbina de gas			744	11 sitios
Turbina de vapor Turvovapor	Gonzalo Zevallos	CELEC-electroguayas	140,0	
	Trinitaria	CELEC-electroguayas	133,0	
	Esmeraldas I	CELEC-termoesmeraldas	125,0	
	Palo Azul PGE	Petroamazonas	33,18	
	Anibal Santos	CNEL-Guayaquil	20,0	
Sub-total turbina de vapor			454	7 sitios

Fuente: PME 2016-2025

#### 5.2.3.2. Plan de Conexión de las Centrales Térmicas con Petróleo al SIN

Como se indica en la Figura 5-24, muchas de las centrales de las petroleras ubicadas al noreste de Oriente, incluyendo las de la empresa pública Petroamazonas no están conectadas al SIN. El Proyecto Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero Extendido (SEIP-E) del campo y de las instalaciones petroleras de esta zona consiste en tender las líneas subterráneas por una extensión aproximada de 500 km a diferentes niveles de voltaje (15, 35 y 69 kV) e interconectar con el SIN de 138 kV.



Fuente: PME 2016-2025

Figura 5-24 Mapa de ubicación de las centrales off-grid (los puntos rojos son centrales térmicas)

Asimismo, actualmente se está buscando la posibilidad de acelerar la conexión al SIN con varias explotaciones petroleras dispersas en Sucumbíos, al noreste de la región Oriente, como un proyecto de desarrollo del sistema de transmisión y distribución con inversión privada. Si bien las centrales conectadas con el SIN no serán abandonadas, se espera reducir el tiempo de operación y por ende el consumo de combustibles. En 2022 se contempla anunciar la licitación competitiva.

#### 5.2.4. Generación con Energías Renovables

##### 5.2.4.1. Potencial de las Energías Renovables

En el Ecuador, muchas veces las energías renovables son clasificadas en hidráulicas y energías renovables no convencionales (ERNC). El PME presenta un estimado del potencial hidroeléctrico de 91 GW para el potencial teórico; de 31 GW para el potencial técnico y de 22 GW para el

potencial económico.

Mientras tanto el potencial eólico se estima en 1,691 MW, al tomar en cuenta las regiones con una velocidad media anual de viento de más de 7 m/s. Esto se traduce en una producción de 2,869 GWh/año. El potencial factible a corto plazo se ha estimado en valores de potencia instalable de 884 MW y energía media anual de 1,518 Gwh. Cabe recalcar que este potencial se incrementaría si se incluyen las zonas con velocidades de viento promedio anuales bajas (entre 5 y 6 m/s).

Por otro lado, en cuanto al potencial fotovoltaico, a Global Solar Atlas del Programa de Asistencia para la Gestión del Sector de la Energía (ESMAP)<sup>179</sup>, la insolación directa media de la región continental del Ecuador es de 2,543 Wh/m<sup>2</sup>/día, insolación difusa promedio es de 2,032 Wh/m<sup>2</sup>/día, y la insolación global es 4,575 Wh/m<sup>2</sup>/día. De acuerdo con el Perfil Energético de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), la producción anual del 80% de las instalaciones fotovoltaicas es inferior a 1400 kWh/kWp.

En cuanto al potencial geotérmico del Ecuador, la CELEC está analizando algunos sitios candidatos. En un estudio realizado por CELEC en 2015, el máximo potencial geotérmico es: Chachimbiro 178 MW, Tufiño-Chiles-Cerro Negro (binacional) 330 MW, Chalupas 283 MW, Chacana-Cachiyacu 83 MW y Jamanco 26 MW, que suma en total 900 MW aproximadamente.

De acuerdo con el PME, los recursos de biomasa de 18,40 millones de toneladas al año, que incluyen los residuos agrícolas, ganaderos y forestales, se traducen en un potencial energético equivalente a 230,959 TJ/año, 12,700 GWh/año. Los principales productos agrícolas del Ecuador son palma, banano y arroz. Al aprovechar el 50% de sus restos, teóricamente se puede producir aprox. 500 MW de energía eléctrica al año.

#### 5.2.4.2. Situación Actual de la Generación con Energías Renovables

Tal como se indicó anteriormente, mientras que la generación hidráulica representa el 59% de la producción total de energía eléctrica en el Ecuador, las energías renovables, excepto la hidráulica, solo ocupan el 2%<sup>180</sup>. La interconexión al SNI es controlado rigurosamente en la CELEC y otras empresas distribuidoras conforme las reglas de ARCERNNR, además que el incentivo del sistema FIT es bajo, lo que desacelera la implementación de otras energías renovables diferentes a la hidráulica, y como consecuencia, no se han manifestado los desafíos de la estabilización del sistema, etc.

Cuadro 5-23 Lista de las centrales hidroeléctricas (a finales de 2020, conectadas al SNI)

Empresas	Centrales	Provincia	Capacidad	
			Capacidad nominal (MW)	Capacidad efectiva (MW)
CELEC-Coca Codo Sinclair	Coca Codo Sinclair	Napo	1500.00	1476.00
	Manduriacu	Imbabura	63.36	65.00
CELEC-Enerjubones	Minas San Francisco	Azuay	270.00	270.00
CELEC-Gensur	Delsitanisagua	Zamora Chinchipe	180.00	180.00
CELEC-Hidroagoyán	Agoyán	Tungurahua	160.00	156.00

<sup>179</sup> Es una entidad constituida por el Banco Mundial y 19 organismos internacionales que brindan asistencia a los países con ingreso medio-bajo a través de las energías sostenibles.

<sup>180</sup> PME 2016-2025

	Pucará	Tungurahua	73.00	73.00
	San Francisco	Tungurahua	230.00	212.00
CELEC-Hidroazogues	Alazán	Cañar	6.23	6.23
CELEC-Hidronación	Baba	Los Ríos	42.20	42.00
	Marcel Laniado	Guayas	213.00	213.00
CELEC-Hidropaute	Mazar	Azuay	170.00	170.00
	Molino	Azuay	1075.00	1100.00
	Sopladora	Azuay	487.00	486.90
Ecuagesa	Topo	Tungurahua	29.20	27.00
	Gualaceo	Azuay	0.97	0.97
	Ocaña	Cañar	26.10	26.10
	Saucay	Azuay	24.00	24.00
	Saymirín	Azuay	15.52	15.52
ElitEnergy	Pusuno	Napo	38.25	38.25
EPMAPS	Carcelén	Pichincha	0.06	0.06
	El Carmen	Pichincha	8.40	8.20
	Noroccidente	Pichincha	0.30	0.30
	Recuperadora	Pichincha	14.70	14.50
Hidrosibimbe	Corazón	Pichincha	0.99	0.98
	Sibimbe	Los Ríos	15.37	14.20
	Uravia	Pichincha	0.99	0.98
Hidrosierra	Río Verde Chico	Tungurahua	10.00	10.20
Hidrosigchos	Sigchos	Cotopaxi	18.60	18.39
Hidrotambo	Hidrotambo	Bolívar	8.00	8.00
Hidrotavalo	Otavalo I	Imbabura	0.40	0.40
	Otavalo II	Imbabura	0.40	0.40
Hidrovictoria	Victoria	Napo	10.32	10.00
IPNEGAL	Ipnegal	Pichincha	10.44	10.36
		Total	4702,80	4678,94

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA en base a la información proporcionada por ARCERNR

Cuadro 5-24 Centrales de generación con energías no renovables (a finales de 2020)

Empresas	Centrales	Provincia	Eólica		Solar	
			Capacidad nominal (MW)	Capacidad efectiva (MW)	Capacidad nominal (MW)	Capacidad efectiva (MW)
Altgenotec	Altgenotec	Guayas			0.99	0.99
Brineforcorp	Brineforcorp	Manabí			1.00	1.00
CELEC-Gensur	Villonaco	Loja	16.5	16.5	0.00	0.00
Electrisol	Electrisol	Pichincha			1.00	1.00
Enersol	Enersol	Manabí			0.50	0.49
Epfotovoltaica	Mulaló	Cotopaxi			1.00	1.00
	Pastocalle	Cotopaxi			1.00	1.00
Genrenotec	Genrenotec	Guayas			0.99	0.99
Gonzanergy	Gonzanergy	Loja			1.00	1.00
Gransolar	Salinas	Imbabura			2.00	2.00
	Tren Salinas	Imbabura			1.00	1.00
Lojaenergy	Lojaenergy	Loja			1.00	0.70
Renova Loja	Renova Loja	Loja			1.00	0.70
Sabiangosolar	Sabiano Solar	Loja			1.00	0.73
San Pedro	San Pedro	Loja			1.00	1.00
Sanersol	Sanersol	El Oro			1.00	1.00
Sansau	Sansau	Guayas			1.00	1.00
Saracaysol	Saracaysol	El Oro			1.00	1.00
Solchacras	Solchacras	El Oro			1.00	1.00
Solhuaqui	Solhuaqui	El Oro			1.00	1.00
Solsantonio	Solsantonio	El Oro			1.00	1.00
Solsantos	Solsantos	El Oro			1.00	1.00
Surenergy	Surenergy	Loja			1.00	1.00
Valsolar	Paragachi	Imbabura			1.00	1.00



Wildtecsa	Wildtecsa	Guayas			1.00	1.00
E.E. Ambato	Panel Fotovoltaico	Pastaza			0.20	0.20
E.E. Centro Sur	Panel Fotovoltaico	Morona Santiago			0.37	0.37
E.E. Galápagos	Balra Eólico	Galápagos	2.25	2.25	0.00	0.00
	Balra Solar	Galápagos			0.07	0.07
	Floreana Perla Solar	Galápagos			0.02	0.02
	Floreana Solar aislados	Galápagos			0.01	0.01
	Isabela Solar	Galápagos			0.95	0.95
	Isabela Solar aislados	Galápagos			0.01	0.01
	San Cristóbal Eólico	Galápagos	2.40	2.40	0.00	0.00
	San Cristóbal Solar Eolica	Galápagos			0.01	0.01
	Santa Cruz Solar aislados	Galápagos			0.01	0.01
	Santa Cruz Solar Puerto Ayora	Galápagos			1.52	1.52
	Total		21.2	21.2	27.63	26.74

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA en base a la información proporcionada por ARCERNNR

#### 5.2.4.3. Plan de Instalaciones de Energías Renovables

En el Cuadro 5-25 se presenta la lista de los últimos proyectos de desarrollo de energías renovables anunciados por el Gobierno en 2020.

**Cuadro 5-25 Plan de nuevas fuentes energéticas a partir de 2020**

Proyectos	Tipo	Capacidad (MW)	Región	Montos de inversión (En millones de US\$)	Anuncio público	Cierre de la licitación
El Aromo	Solar	200	Manabí	180	Agosto/19	Octubre/20
Villonaco II y III	Eólica	110	Loja	200	Agosto/19	Octubre/20
Conolophus	Solar + sistema de almacenamiento en batería	14.8	Galápagos	44	Junio/20	Marzo/21
Bloque ERNC	Varios	200	Varias	300	Septiembre/20	Agosto/21

Fuente: Información del MERNNR

El Bloque ERNC es un paquete integrado por diferentes sistemas y comunidades que incluyen la minihidráulica, fotovoltaica, eólica, biomasa, etc. Como se indicó en la sección 3.2.5 se contemplaba elegir a un adjudicador a más tardar a principios de agosto de 2021, pero luego se decidió ampliar a 500 MW y como consecuencia se postergó la licitación al tercer trimestre de 2021. A este Bloque serán integrados también El Aromo y Villonaco II/III.

#### 5.2.4.4. Generación Hidroeléctrica

Como se indicó anteriormente, el PME presenta un estimado del potencial hidroeléctrico de 91 GW para el potencial teórico; de 31 GW para el potencial técnico y de 22 GW para el potencial económico. La hidroeléctrica aprovechando la abundante disponibilidad de los recursos hídricos en la época de lluvias (entre noviembre y mayo) constituye la principal fuente energética. También

el Bloque ERNC incluye 19 minicentrales hidroeléctricas como Angamarca Sinde (30 MW) de Cotopaxi, Caluma Pasagua (4.03 MW) y Tigreurco (3.44 MW) de Bolívar, Juval Pulpito (27 MW) de Cañar, Infiernillos (19.64 MW) y Huapamala (5.20 MW) de Loja, entre otras<sup>181</sup>.

Muchos de los proyectos de desarrollo de nuevas fuentes de energía consisten en minicentrales hidroeléctricas. Además de estos, existen dos proyectos de construcción de grandes centrales de más de 500 MW. Se trata de las Centrales Santiago I/II (2400 MW, producción anual de 14,613 GWh) y Cardenillo (596 MW, producción anual de 3,409 GWh) de la Provincia de Morona Santiago. En el plan de fuentes de energía del PME se contempla ejecutar estos proyectos con inversión privada, los cuales entrarán en operación en 2026/2027 (2030/2031 en la versión revisada).

#### 5.2.4.5. Generación Fotovoltaica

De acuerdo con el análisis de GlobalData, una empresa de análisis de datos, el Ecuador se propone aumentar la generación fotovoltaica hasta 450 MW en 2030, con la posibilidad de expansión de hasta 4 GW. Sin embargo, en realidad solo existen 34 centrales fotovoltaicas al año 2019, con una potencia efectiva de 26.7 MW.

Merece atención el Proyecto El Aromo<sup>182</sup>. Es un proyecto implementado en un terreno de 2.9 km<sup>2</sup> aproximadamente, de los 15 km<sup>2</sup>, de la planta abandonada de Refinería del Pacífico, a 20 km de Manta, la ciudad más grande de la Provincia de Manabí. En este proyecto la empresa española Solarpack había suscrito en 2012 un acuerdo de compra de energía para comprar 340 MWh al año a 6.935 centavos / kWh durante 20 años, pero posteriormente este proyecto ha sido suspendido. En octubre de 2020 se volvió a realizar la licitación a la que participaron Solarpackt EAM, Neoen y Cobra Zero-E para el Proyecto El Aromo de 200 MW. Se trata de una concesión de 20 años. Los resultados de la licitación se desconocen, y en agosto de 2021 el proyecto formó parte del Bloque ERNC quedando anulados todos los trámites.

Por otro lado, en junio de 2020 fue convocada la licitación para el Proyecto Conolophus<sup>183</sup> que consiste en la construcción de la central fotovoltaica de 14.8 MW en la Isla de Baltra de Galápagos. El proyecto fue adjudicado a la Asociación Gran Solar Total Eren en agosto de 2021, que fue la única entidad que entregó su propuesta en la licitación. El proyecto incluye el sistema de almacenamiento de energía. Además, el ya mencionado Bloque ERNC incluye dos proyectos de generación fotovoltaica de 30 MW aprox. cada uno, que serán implementados en Santa Elena y en Guayas.

#### 5.2.4.6. Generación Eólica

El potencial factible a corto plazo se ha estimado en valores de potencia instalable de 884 MW y energía media anual de 1,518 Gwh. Cabe recalcar que este potencial se incrementaría si se incluyen las zonas con velocidades de viento promedio anuales bajas (entre 5 y 6 m/s).

---

<sup>181</sup> Sitio Web del MERNR <https://proyectos.recursosyenergia.gob.ec/index.php>

<sup>182</sup> Artículo de Nacla <https://nacla.org/news/2021/01/19/el-aromo-solar-project-sets-precedent-renewable-energy>

<sup>183</sup> <https://www.pv-magazine.com/2020/08/26/five-bidders-for-ecuadors-solarstorage-tender/>

Las centrales de generación eólicas tienen una potencia de 21 MW. En la parte continental existe la central Villonaco de CELEC-Gensur (con una potencial nominal de 16.50 MW). En la Isla de San Cristóbal de Galápagos existe una central de 800kW × 3, y en la Isla Baltra otra de 750kW × 3.

Como un nuevo proyecto, se realizó la licitación para el Proyecto Eólico Villonaco II y III de un total de 110 MW en octubre de 2020 en la que participaron la empresa francesa Neoen SA (EPA: NEOEN), Total Eren SA, y el consorcio español Cobra Zero-E<sup>184</sup>. El proceso de esta licitación estaba programado terminar en primavera de 2020. Sin embargo, a raíz de la crisis de COVID-19, el calendario de trabajo ha sufrido reiterados cambios, y finalmente el proyecto ha sido incorporado como parte del Bloque ERNC en agosto de 2021.

El Minas de Huascachaca de la Provincia Loja (potencia total de 50 MW) es un proyecto en ejecución por la empresa pública de generación Elecaastro con su sede en Cuenca, y se contempla instalar 16 turbinas eólicas del fabricante chino Dongfang. Su operación se iniciará en enero de 2022<sup>185</sup>.

#### 5.2.4.7. Generación Geotérmica

Se dice que el Ecuador tiene un potencial geotérmico de hasta un máximo de 900 MW. Las actividades de la placa tectónica, la presencia de volcanes activos y los fuertes sismos sugieren que el potencial geotérmico es alto en esta región, y de esta manera en la segunda mitad de la década de 1970 se inició la prospección de este potencial. Sin embargo, posteriormente, esta iniciativa se vio estancada temporalmente debido a la reducción del costo del petróleo. Recién en 2008 se reinició la prospección a plena escala. En 2010 CELEC llevó a cabo la prospección en varios sitios. El PME contempla construir las centrales geotérmicas con una producción total de 150 MW hacia 2023. Si se toma en cuenta la necesidad de la generación geotérmica como una fuente alternativa de energía renovable estable que complementa la falta de la generación hidroeléctrica durante la época seca, se considera importante acelerar el estudio de este tema. De acuerdo con el PME, los campos promisorios identificados por INECEL y CELEC son los siguientes.

- Chachimbiro: Se ubica a 130 km al norte de Quito, a 20 km al oeste de San Miguel de Ibarra. La primera perforación (2000 m de profundidad) se realizó en la segunda mitad de 2017 y se detectó una temperatura de 235 °C. Actualmente, se proyecta perforar seis pozos y construir una central de 50 MW. El potencial se estima en 178 MW.
- Chalupas: Se estima un potencial de 283 MW.
- Chacana, Cachiyacu: Cachiyacu se ubica dentro del Parque Nacional Antisana. Por encima, pasa el proyecto de la línea de transmisión de 500 kV. El potencial se estima en 83 MW.
- Proyecto binacional Tufiño-Chiles-Cerro Negro: El potencial se estima en 330 MW. Se

---

<sup>184</sup> <https://renewablesnow.com/news/final-bidders-emerge-in-ecuadors-310-mw-solar-wind-tender-717244/>

<sup>185</sup> <https://www.evwind.es/2020/09/13/minas-de-huascachaca-the-largest-wind-power-plant-in-ecuador/77149>

ubica en la zona fronteriza con Colombia. El proyecto quedó pendiente desde 2015.

Actualmente, el BID, Banco Mundial, CAF, empresas multinacionales, etc. extienden asistencia al desarrollo de las centrales geotérmicas, tanto para la prospección superficial como para la perforación. ESMAP ha suscrito un acuerdo con la Agencia de Desarrollo Internacional de Islandia sobre el envío de expertos islandeses para el proyecto. En cuanto a la central Chacana, en 2018 el Fondo de Desarrollo Geotérmico (GDF)<sup>186</sup> está llevando a cabo el estudio de gradiente de temperatura aportando un 40% del costo de perforación, y es probable que el BID y otros bancos multinacionales de desarrollo aporten recursos para concretar este proyecto.

El gobierno japonés también extiende asistencia al desarrollo geotérmico a través de la JICA. La JICA llevó a cabo entre 2016 y 2019 un estudio preparatorio para la cooperación al proyecto de construcción de la central geotérmica de Chachimbiro. El proyecto se encuentra en la fase de formulación. El presupuesto tramitado para la primera etapa asciende a 70 millones de dólares, de los cuales 60 millones de dólares han sido cubiertos con el financiamiento público de la JICA. En la primera etapa se contempla construir la planta de generación geotérmica con pozos de 5 MW. Para el desarrollo de 50 MW se considera necesario invertir un total de 250 millones de dólares<sup>187</sup>.

#### 5.2.4.8. Generación con Biomasa

El PME afirma que el potencial energético de los recursos de biomasa en el Ecuador asciende a 230,959 TJ/año, equivalente a 12,700 GWh/año. Teóricamente, es posible generar unos 500 MW a lo largo del año. Existen dos centrales en Guayas y una en Cañar que generan electricidad con biomasa (caña de azúcar). La potencia total en 2020 es de 144.30 MW, equivalente a una potencia efectiva de 136,40 MW.

- Empresa San Carlos S.A. (Provincia de Guayas): Potencia efectiva 73.60 MW, producción de energía 204 GWh
- Empresa Ecoelectric S.A. (Provincia de Guayas): Potencia efectiva 35.20 MW, producción de energía 125 GWh
- Ecdos A-G. Empresa Coazúcar S.A. (Provincia de Cañar): Potencia efectiva 27.60 MW, producción de energía 98 GWh

#### 5.2.4.9. Generación con Biogás

Existen dos centrales con biogás con una potencia total de 7.26 MW y una potencia efectiva total de 6.50 MW. EMAC-BGP ENERGY CEM, una compañía startup fundada por la EMAC que se hace cargo de manejar los residuos sólidos de la Ciudad de Cuenca, capta 400 m<sup>3</sup> de biogás por hora, con una concentración de metano de más de 50%. La central de generación eléctrica con biogás beneficia a 8000 hogares en la primera etapa, contribuyendo a la reducción de 60,000 toneladas de CO<sub>2</sub> al año. Esto equivale a las emisiones de 14,000 vehículos automotores en un año. La central tiene una potencia de 1.06 MW y produce 5.18 GWh/año (en 2020).

<sup>186</sup> Fondo creado en 2016 con el fin de desarrollar la generación geotérmica en América Latina. <https://gdflac.com/about/brief-overview/>

<sup>187</sup> <https://www.thinkgeoenergy.com/tag/ecuador/>

Por otro lado, la central Gasgreen de Quito, que genera electricidad con biogás, opera dos unidades generadoras en 2017, produciendo 40 MWh al día. En la segunda etapa introdujo tres unidades generadoras más para abastecer a 20,000 hogares. Al año 2020 la central tiene una potencia de 6.2 MW, generando anualmente 38.81 GWh<sup>188</sup>.

## 5.2.5. Sistemas para el Fomento de las Energías Renovables y Desafíos

### 5.2.5.1. Sistema de Fomento del Uso de las Energías Renovables

#### (1) Sistema FIT

La historia de la tarifa de alimentación (FIT, por sus siglas en inglés) en el Ecuador se remonta al año 2000, cuando la Resolución CONELEC-008/00 estableció este sistema tarifario con un plazo de 10 años. Esta tarifa fue aplicada a una amplia gama de tecnologías, que incluyen la generación fotovoltaica, eólica, de biogás, energía geotérmica, etc. de hasta 15 MW, aplicando una tarifa de 0.08-0.136 dólares/kWh. En 2011, mediante la Resolución CONELEC-004/11, ARCONEL extendió la duración de la tarifa de alimentación por 15 años, estableciendo una tarifa de 0.4 dólares /kWh para las instalaciones fotovoltaicas on-grid en Ecuador continental, y una tarifa más cara de 0.44 dólares/ kWh para las instalaciones en las Islas Galápagos. Este sistema fue suspendido temporalmente en diciembre de 2012.

La Resolución CONELEC-001/13 del 21 de junio de 2013 estableció un nuevo esquema. Las tecnologías elegibles para la aplicación de la tarifa son eólica, calor solar, maremotriz, biomasa, biogás, energía geotérmica y minicentrales hidroeléctricas, quedando excluida la fotovoltaica. El término de aplicación es de 15 años para todos los casos, y las tarifas varían dependiendo de las tecnologías y de la región (continental o insular). En el Cuadro 5-26 se presentan los precios FIT.

---

<sup>188</sup> [https://www.waste.ccacoalition.org/sites/default/files/files/cuenca\\_city\\_profile\\_-\\_emac\\_ingles\\_03\\_-\\_2017.pdf](https://www.waste.ccacoalition.org/sites/default/files/files/cuenca_city_profile_-_emac_ingles_03_-_2017.pdf)

Cuadro 5-26 Tabla de tarifas FIT en 2013

Fuentes	Duración	Capacidad	Continental	Galápagos
			Precios FIT (US\$/kWh)	
Eólica	15	Capacidad total	0.1174	0,1291
Fotovoltaica			0.2577	0,2834
Energía mareomotriz			0.3243	0,3567
Biomasa, biogás			0.1108	0,1219
Geotérmica			0.1381	0,1519
Hidro		Hasta 10 MW	0.0781	
	10 MW – 30 MW	0.0686		
	30 MW – 50 MW	0.0651		

Fuente: CONELEC 001/13 (ARCONEL)

La Regulación CONELEC 001/13 establece una nueva regla que consiste en que los operadores de energías renovables a los que se aplican las tarifas de alimentación de la Regulación CONELEC 004/11 de 2011 deben aportar un determinado monto a los proyectos de desarrollo social y regional<sup>189</sup>.

Cuadro 5-27 Monto de aporte reconocido por CONELEC 001/13

Fuentes	Capacidad	US\$/kWh
Eólica	Capacidad total	0.0239
Fotovoltaica		0.118
Calor solar		0.0874
Energía mareomotriz		0.1277
Biomasa		0.0238
Biogás		0.0165
Geotérmica		0.0336
Hidro	Hasta 30 MW	0.0189

Fuente: CONELEC-014/14 (ARCONEL)

Posteriormente, mediante la modificación de 2014 (CONELEC-014/14), las tecnologías elegibles para las tarifas de alimentación han sido sustancialmente reducidas: biomasa (continental 0.0967 dólares /kWh, Islas Galápagos 0.106 dólares/kWh), biogás (continental 0.0732 dólares/kWh, Islas Galápagos 0.0805 dólares/kWh), minicentrales hidroeléctricas de hasta 30 MW (0.0658/kWh). Para la biomasa y el biogás se estableció un límite superior para su aplicación de 100 MW en total. Actualmente, las tarifas de alimentación se aplican únicamente a las minicentrales hidroeléctricas de hasta 300 MW. Además, con la reducción del costo de construcción de las fuentes con energías renovables, se puede afirmar que el sistema de las tarifas de alimentación ya ha cumplido su rol como promotor de las energías renovables.

## (2) Medición neta<sup>190</sup>

El nuevo sistema de medición neta para la microgeneración de fuente solar (pSFV) fue establecido en 2018 por ARCONEL<sup>191</sup>. La nueva normativa establece las reglas que los propietarios de los sistemas fotovoltaicos deben cumplir mediante la medición neta. La nueva

<sup>189</sup> Estado del Buen Vivir

<sup>190</sup> Resolución No. ARCONEL042/18 <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/11/ARCONEL-003-18MICROGENERACION.pdf>

<sup>191</sup> <https://www.pv-magazine.com/2018/11/13/ecuador-introduces-net-metering-for-solar-up-to-500-kw/>

normativa introduce un mecanismo de medición neta que asegurará a los propietarios de los sistemas fotovoltaicos la venta a la red del excedente de energía no autoconsumido. También establece que el consumidor propietario del inmueble tendrá derecho a un solo sistema fotovoltaico y para ello es necesario contar con la factibilidad de conexión. La capacidad máxima de los sistemas ha sido ampliada de manera hasta 300 kW para usuarios residenciales, y hasta 500 kW para industriales. El plazo de operación del sistema bajo medición neta ha sido fijado en 20 años. La Arconel controlará el proceso de autorización para la instalación, operación y firma del contrato de suministro, mientras que la empresa distribuidora otorgará la conexión, tramitará la autorización de instalación y operación e instalará la medición. A finales de 2020, fueron instalados 50 sistemas, de los cuales 37 se ubican en el área de servicio de la EE Quito.

#### 5.2.6. Desafíos de la Implementación Masiva de las Energías Renovables

##### (1) Mejora de la precisión de proyección de la potencia

Por lo general, el nivel de previsibilidad de la potencia es uno de los desafíos que hay que enfrentar cuando se quiere implementar las energías renovables a gran escala. Sin embargo, este problema no se ha manifestado en el Ecuador en su región continental. Dado que la hidroeléctrica representa un elevado porcentaje de las energías renovables, y la fotovoltaica y eólica que presentan una gran variación de potencia representan un menor porcentaje, hasta ahora no hay fuerte exigencia a las empresas distribuidoras de lograr la alta previsibilidad de la potencia de las energías renovables.

En las Islas Galápagos, por el contrario, las energías renovables variables como la fotovoltaica y la eólica ocupan un alto porcentaje dentro de las fuentes. En efecto, los pequeños sistemas han presentado desequilibrio entre la oferta y demanda debido a la variación de la potencia, afectando la estabilidad del sistema eléctrico. Actualmente se ejecutan varios proyectos de almacenamiento de energía en baterías, considerando que la implementación de un sistema de gestión energética utilizando baterías puede ser una opción.

##### (2) Sistema de fomento de la implementación

Varios sistemas de fomento de las energías renovables fueron probados en el Ecuador. Por ejemplo, los desarrolladores de las energías renovables pueden solicitar la eximición del pago de impuestos de importación de los equipos de energía limpia, y del pago de impuesto a la renta durante cinco años.

Por otro lado, después de la emisión de la Regulación CONELEC-001/13 en 2013, quien quiera realizar la conexión a la red de transmisión debe pagar una suma no reembolsable a la empresa distribuidora para contar con la factibilidad de conexión (5,000 dólares para los proyectos de menos de 1 MW y 10,000 dólares para los proyectos de 1 MW o más). Sin embargo, este pago no garantiza la conexión. Una vez aprobada la conexión al sistema, se requiere pagar una garantía equivalente al 0,5% del monto total de inversión, y esta garantía será devuelta cuando se inicie la operación en la fecha establecida. La Regulación CONELEC-002/13 de 2013 añadió el pago de

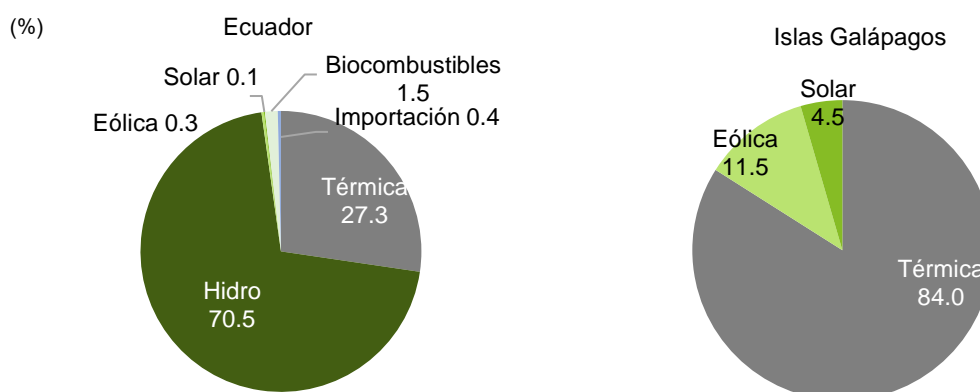
7,000 dólares para las instalaciones de menos de 500KW y de 15,000 dólares para las instalaciones de más de 500kW y menos de 1 MW, estableciendo aportar una garantía de 1% del monto total de inversión, después de ser aprobada la conexión. Se deduce que hacia el futuro se analizarán otras opciones como el uso de la cooperación financiera o de los recursos privados para el desarrollo de las líneas de interconexión, transferencia, operación y mantenimiento del sistema de interconexión a las empresas generadoras, y se considera necesario aliviar las cargas relacionadas con las líneas de transmisión eléctrica para fomentar más las energías renovables.<sup>192</sup>

El Bloque ERNC exime el pago del impuesto a la renta durante 12 años para los proyectos que sean ejecutados en otras zonas diferentes a las ciudades de Quito y Guayaquil. Este plazo se alarga hasta 15 años para las inversiones de particular prioridad u orientadas a zonas vulnerables. Para las ciudades de Quito y Guayaquil, se exime del pago de impuesto a la renta a las nuevas inversiones durante ocho años. Por otro lado, han sido reforzadas las medidas para fomentar la implementación de las energías renovables, como por ejemplo, la eximición del pago del Impuesto a la Salida de Divisas para la compra de los bienes de capital y materias primas, importación de bienes, compra de servicios, financiamiento, dividendos y beneficios, compra de acciones, derechos y derechos de participación, etc. En cuanto a los trámites de conexión a la red de transmisión, no se tiene información todavía.

## 5.2.7. Abordaje en las Islas Galápagos

### 5.2.7.1. Oferta y Demanda de la Energía Eléctrica en las Islas Galápagos

Como se observa en la Figura 5-25 y en la Figura 5-26, en el sector eléctrico del Ecuador, la matriz energética y el porcentaje del consumo eléctrico según sectores son muy distintos en la región continental y en las Islas Galápagos. Las Islas Galápagos se caracterizan por su bajo porcentaje de energías renovables por no tener centrales hidroeléctricas, y porque las cargas industriales tienen poco peso.



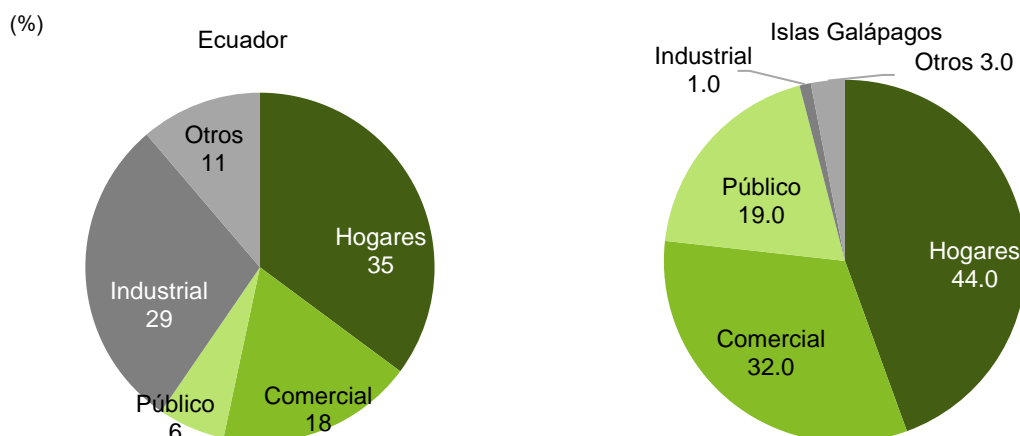
Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA en base a los datos de PMW<sup>193</sup>

Figura 5-25 Porcentaje de producción de energía según fuentes en el Ecuador y en las Islas Galápagos (2018)

<sup>192</sup> Electricity Regulation in Ecuador-Lexology Nov.6, 2018

<sup>193</sup> [http://laccei.org/LACCEI2019-MontegoBay/full\\_papers/FP170.pdf](http://laccei.org/LACCEI2019-MontegoBay/full_papers/FP170.pdf)





Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA en base a los datos de PMW<sup>194</sup>

Figura 5-26 Porcentaje de consumo de energía según sectores en el Ecuador y en las Islas (2010)

Mientras que la región continental se beneficia de la generación hidroeléctrica, las Islas Galápagos depende fuertemente del uso de diésel. De acuerdo con las entrevistas a la EE Galápagos, el costo de generación y distribución de electricidad está en 35.71 centavos/kWh que se desglosan en 20.56 centavos para la generación y 15.15 centavos para la distribución. La generación depende del combustible transportado de la región continental. La recaudación de la tarifa eléctrica solo alcanza un promedio de 10.48 centavos/kWh, arrojando un déficit de 25 centavos aprox. por kWh. Así la empresa recibe un aporte de 14.1 millones de dólares al año para compensar este déficit.

Casi diariamente se transporta el combustible a las Islas Galápagos desde el continente con pequeños buques cisterna. Concretamente se transportan más de 6 millones de toneladas de combustible diésel, de las cuales el 30% se destina a la generación eléctrica. Las emisiones de CO<sub>2</sub> exceden las 20 mil toneladas al año. Las frecuentes fugas de combustible de los buques cisterna constituye un alto riesgo para el medio ambiente.

En el Cuadro 5-28 se presenta la lista de las centrales eléctricas de Islas Galápagos. La térmica genera 21.38 MW, la eólica 4.65 MW, la fotovoltaica 2.58 MW, sumando en total 28.62 MW. El porcentaje de las energías renovables medida en potencia es de 25.3%. Las centrales pertenecen a Elec Galápagos, mientras que las centrales térmicas son operadas y mantenidas por CELEC por encargo.

Cuadro 5-28 Capacidad de las centrales según las islas en Galápagos (2018)

Islas	Térmica	Eólica	Fotovoltaica	Total	Acumulador
San Cristóbal	7.1 MW	2.40 MW	0.01 MW	9.51 MW	
Santa Cruz-Baltra	11.85 MW	2.25 MW	1.60 MW	15.70 MW	Plomo 0.5 MW/4.03 MWh Litio 0.5 MW/0.27 MWh
Isabela	2.10 MW		0.96 MW	3.06 MW	Litio 0.66 MW/0.33 MWh
Floreana	0.24 MW		0.03 MW	0.27 MW	Plomo 0.07 MW/0.38 MWh

<sup>194</sup> Ídem.

Total	21.38 MW	4.65 MW	2.60 MW	28.64 MW	
-------	----------	---------	---------	----------	--

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA en base a PME 2016-2025 y en la información de ARCENRR

El 83% de la población en las Islas Galápagos vive en la zona urbana y el 17% en la zona rural (2018). Los sistemas eléctricos cubren una determinada área, principalmente en las zonas urbanas de las cinco islas, que incluyen 14 líneas.

Cuadro 5-29 Información sobre la carga eléctrica según islas en Galápagos

	Santa Cruz Baltra	San Cristóbal	Isabela	Floreana	Total
Población (2018)	19404	9167	2918	111	31600
Número de usuarios (2019)	7770	3792	1417	94	13073
Número de líneas de distribución	8 (Baltra) 3	3	2	1	14
Hoteles	3	82	8	2	246
Potencia máxima (MW)	6.65	3.39	1.37	0.077	11.487
Carga	0.35~0.72	0.63~0.70	0.51~0.53	0.5	0.6
Número de VE	169	32	5	0	206
Estaciones de carga de VE	0	0	0	0	0

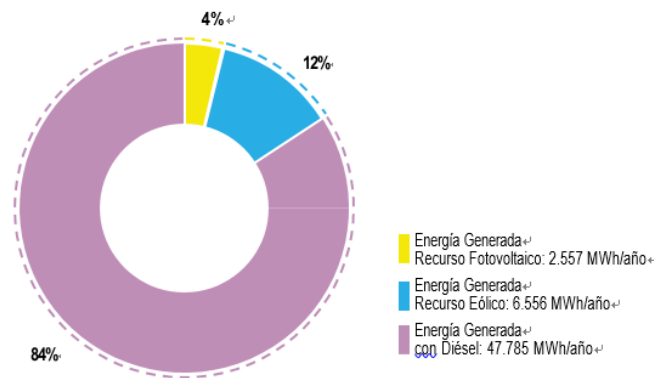
Fuente: Información proporcionada por la JICA



Fuente: PME 2016-2025

Figura 5-27 Instalaciones eléctricas de las Islas Galápagos (2018)

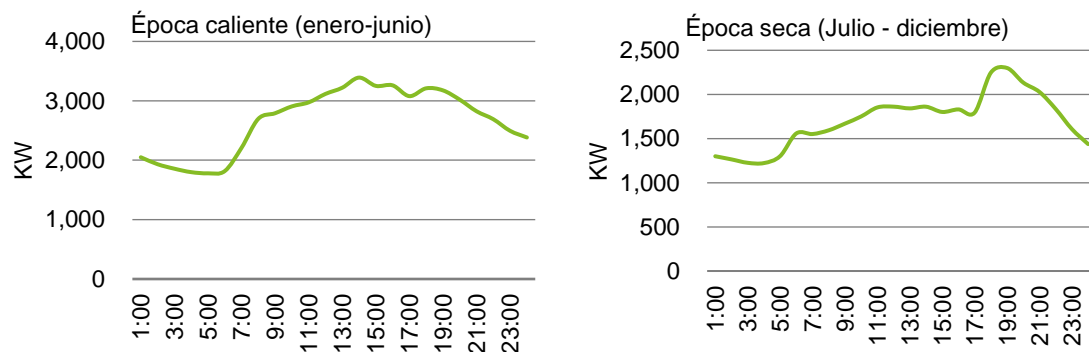
Como se indica en la Figura 5-28, de los 56.898 MWh de energía generados en 2018, el 16% proviene de las energías renovables.



Fuente: PME 2016-2025

Figura 5-28 Producción anual de electricidad en las Islas Galápagos (2018)

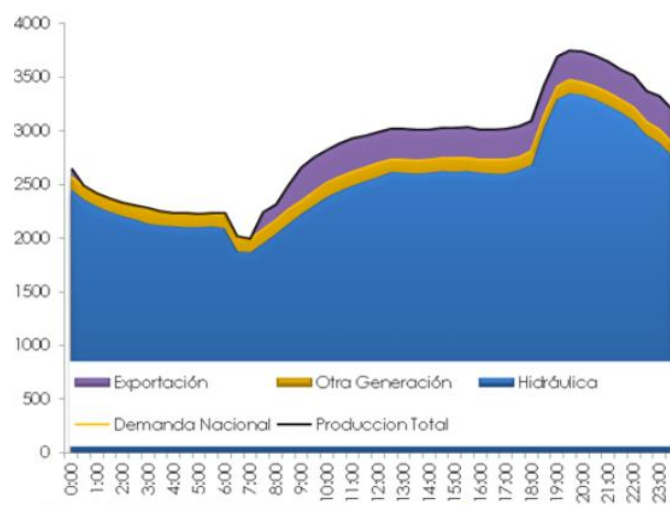
El Equipo de Estudio comparó las curvas de carga diaria de San Cristóbal (Figura 5-29) y del Ecuador continental (Figura 5-30), sin detectar diferencias sustanciales. Sin embargo, se encontró que la demanda de electricidad desde las 7:00 de la mañana hasta el atardecer no aumenta, cuando aumenta la potencia de la generación fotovoltaica, y empieza a aumentar después de las 17:00. Esto en la época seca. Un gran porcentaje de la demanda de electricidad en las Islas Galápagos, como se indicó anteriormente, corresponde al sector residencial y comercial. La demanda pico en la noche se debe no solo a la demanda residencial sino también del sector hotelero.



Fuente: Información proporcionada por la JICA

Figura 5-29 Curva de carga diaria de la Isla San Cristóbal<sup>195</sup>

<sup>195</sup> Se desconoce la fecha.



Fuente: Sitio Web de CENACE (2 de enero de 2022)

Figura 5-30 Curva de carga diaria del Ecuador<sup>196</sup>

### 5.2.7.2. Proyecto de Energías Renovables en las Islas Galápagos

#### (1) Proyectos del pasado

El Proyecto Eólico Isla San Cristóbal de Global, con una potencia de 2.4 MW, del Sustainable Electricity Partnership<sup>197</sup> inaugurado en 2007, constituye el proyecto pionero en las Islas Galápagos. La energía generada por el proyecto fue suministrada a San Cristóbal cubriendo el 21.5% de la demanda de energía hasta 2015. Después de ocho años de operación, la central pasó a ser propiedad de EE Galápagos en marzo de 2016. Los sistemas de generación de dicha Isla al año 2018 están constituidas por la central térmica construida en 1991 con una generación instalada de 8,99 MW, y capacidad efectiva de 7.19 MW, una central eólica que genera 2.4 MW y una central fotovoltaica de 13kW. La energía generada en 2018 es de 12.681 MWh con la térmica, 2,843 MWh con la eólica y 10 MWh con la fotovoltaica. La tasa de energías renovables es de 18.3%. Después de que el Proyecto Eólico San Cristóbal entró en operación, varios proyectos de energías renovables fueron construidos en otras islas de Galápagos.

Cuadro 5-30 Proyectos de energías renovables en las Islas Galápagos (2018)

Proyecto	Parque Eólico San Cristóbal	Parque Eólico Baltra	Planta Fotovoltaica Baltra	Planta Fotovoltaica Puerto Ayora	Proyecto Sistema Híbrido Isabela	Floreana
Lugar	San Cristóbal	Baltra	Baltra	Santa Cruz	Isabela	Floreana
Año de terminación	2007	2014	2016	2014	2018	2014
Sistema	Eólica (3×800 kW), fotovoltaica	Eólica (3×750 kW)	Fotovoltaica (67 kW), sistema de	Fotovoltaica (1500 kW)	Fotovoltaica (922 kW), sistema de	Fotovoltaica (21k W), batería de

<sup>196</sup> No es posible obtener los datos históricos porque son actualizados diariamente. La Figura corresponde al día martes, 23 de marzo de 2021.

<sup>197</sup> Organismo sin fines lucrativos constituido por las empresas eléctricas del mundo. Antigua denominación: E7. <https://globalelectricity.org>

	(13 kW, se desconoce el año de instalación)		almacenamiento en batería(1 MW/4,3 MWh)		almacenamiento en batería (660 kW/333 kWh)	plomo (69 kW/380 kWh)
--	---	--	---	--	--	-----------------------

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA en base a "Global Sustainable Electricity Partnership", etc.

La energía es suministrada en las Islas Galápagos mediante micro redes de cada isla. El sistema eléctrico más grande es el que conecta San Cristóbal con Baltra. Ambas islas están conectadas con un cable submarino de 34.5kV y de 54.1 km de longitud. Como fuentes de energía, existe en Santa Cruz una central térmica con capacidad instalada de 14.81 MW y potencia efectiva de 11.85 MW que opera desde 1990. El sistema fotovoltaico fue construido en 2014 con una potencia de 1.5 MW. En Baltra se construyó un sistema eólico de 2.25 MW en 2014. Por otro lado, existe una planta fotovoltaica y un sistema de almacenamiento en batería construidos por el gobierno del Japón en 2016 en el marco del programa de subsidio "Planta Fotovoltaica Baltra". El sistema de almacenamiento en batería consiste en una batería de ion de litio secundaria (500 kW, 268.07 kWh) y una batería de plomo (500 kW, 4,032 kWh) que en total suma 1 MW y aproximadamente 4.3 MWh<sup>198</sup>. La batería de ion de litio está diseñada principalmente para calibrar automáticamente la fluctuación de potencia de corto período, mientras que la batería de plomo está diseñada como medida de fluctuación de largo período para almacenar la energía eólica, descargándose a requerimiento del operador.

La Isla Isabela tiene un sistema de generación híbrida que entró en operación en agosto de 2018. Este sistema fue instalado por el consorcio de Siemens con la asistencia del Banco Alemán de Desarrollo (KfW). Consiste en el sistema fotovoltaico de 922 kW, sistema de almacenamiento en batería de hasta 660 kW y una central biotérmica dual con una capacidad de 1625 kW. Opera con control completamente automático incluyendo la central térmica operable tanto con aceite de pino como con diésel<sup>199</sup>.

La Isla Floreana tiene una central térmica de combustible dual construida en 2010 con una potencia nominal de 0.29 MW y potencia efectiva de 0.23 MW; la central Perla Solar con capacidad instalada de 0.021 de MWp que entró en operación en junio de 2014, y un sistema de almacenamiento en batería de plomo de 69 kW/380 kWh.

## (2) Proyectos planificados

La licitación del Proyecto Conolophus fue convocada en junio de 2020<sup>200</sup>. Se trata de construir instalaciones de 14.8 MW/40.9 MWh de energía fotovoltaica en la Isla Baltra, para reducir el consumo de diésel en la Isla de Santa Cruz. Es un proyecto con una inversión inicial de 63 millones de dólares con contrato BOT de 25 años de duración. En agosto de 2020, cinco empresas obtuvieron el derecho de licitación<sup>201</sup>. El proyecto fue adjudicado a la Asociación Gran Solar Total

<sup>198</sup> Fuji Electric Co., Ltd. <https://www.fujielectric.co.jp/about/news/detail/2015/20150831103015013.html>

<sup>199</sup> Sitio Web de EE Galápagos <http://www.elecgapagos.com.ec/newsite/sistema-hibrido-isla-isabela/>

<sup>200</sup> Artículo de PV Magazine <https://www.pv-magazine.com/2020/08/26/five-bidders-for-ecuadors-solarstorage-tender/>

<sup>201</sup> Canadian Solar Conolophus (China), Gransolar-Total Eren (España, Francia), Voltalia SA/EPA:VLTA (Francia), consorcio de Woojin Industrial Systems (Corea del Sur) y Energy Flex (Australia), Scatec Solar-Energy Flex (Noruega)

Eren, la única entidad que entregó su propuesta en la licitación. Este proyecto concluirá en 2025.

En el Cuadro 5-31 se presenta la lista de los proyectos de energías renovables en las Islas Galápagos incluidos en el PME. La meta es alcanzar un porcentaje de energías renovables de 53% en 2022 y de 56% en 2026. Se incluye también un proyecto que tiene como objetivo optimizar la operación de la energía renovable y el sistema de almacenamiento en baterías. Sin embargo, de acuerdo con el BID, se necesita un coordinador general ya que actualmente existen múltiples proyectos de múltiples donantes.

**Cuadro 5-31 Proyectos de energías renovables en las Islas Galápagos a partir de 2020**

Islas	Fechas	Tipo	Año previsto de terminación	Capacidad	Tasa de operación de las instalaciones	Costo de construcción (en millones de US\$)
San Cristóbal	Corto plazo	Solar	2020	1.0 MWp	21%	8,5
	Corto plazo	Sistema de almacenamiento de energía	2020	1.4 MWh		
	Corto plazo	Sistema de automatización	2020			0,5
	Corto plazo	Eólica Fase 2	2022	5.6 MW	15%	12,3
	Corto plazo	Sistema de acumulación de energía	2022	2.2 MWh		1,3
	Período mediano	Solar	2024	2.5 MWp	19%	5,71
Santa Cruz-Baltra	Corto plazo	Baltra Eólica Fase 2	2022	6.75 MW	23%	14,8
	Corto plazo	Solar	2022	4 MWp	20%	9,14
	Corto plazo	Sistema de acumulación de energía	2022	30 MWh		18
	Corto plazo	Sistema de redes inteligentes	2022			2,26
	Período mediano	Baltra Eólica Fase 3	2025	2.75 MW	18%	6,03
	Período mediano	Solar	2025	1.5 MWp	21%	3,43
	Período mediano	Sistema de acumulación de energía	2025	10 MWh		6
Isabela	Corto plazo	Solar	2021	0.8 MWp	20%	1,82
	Corto plazo	Sistema de almacenamiento de energía		1 MWh		1,5
	Corto plazo	Solar	2023	0.5 MWp	23%	1,14
	Corto plazo	Sistema de almacenamiento de energía		7.1 MWh		4,26
	Período mediano	Solar	2025	0.5 MWp	23%	1,42
	Período mediano	Sistema de almacenamiento de energía		4.3MWh		2,58
Floreana	Corto plazo	Solar	2020	0.09 MWp	20%	0,31
	Corto plazo	Sistema de almacenamiento de energía		0.384 MWh		0,33

	Período mediano	Solar	2023	0.08 MWp	20%	1,83
Total						103,16

Fuente: PME 2016-2025

### 5.3 Área de Transmisión Eléctrica

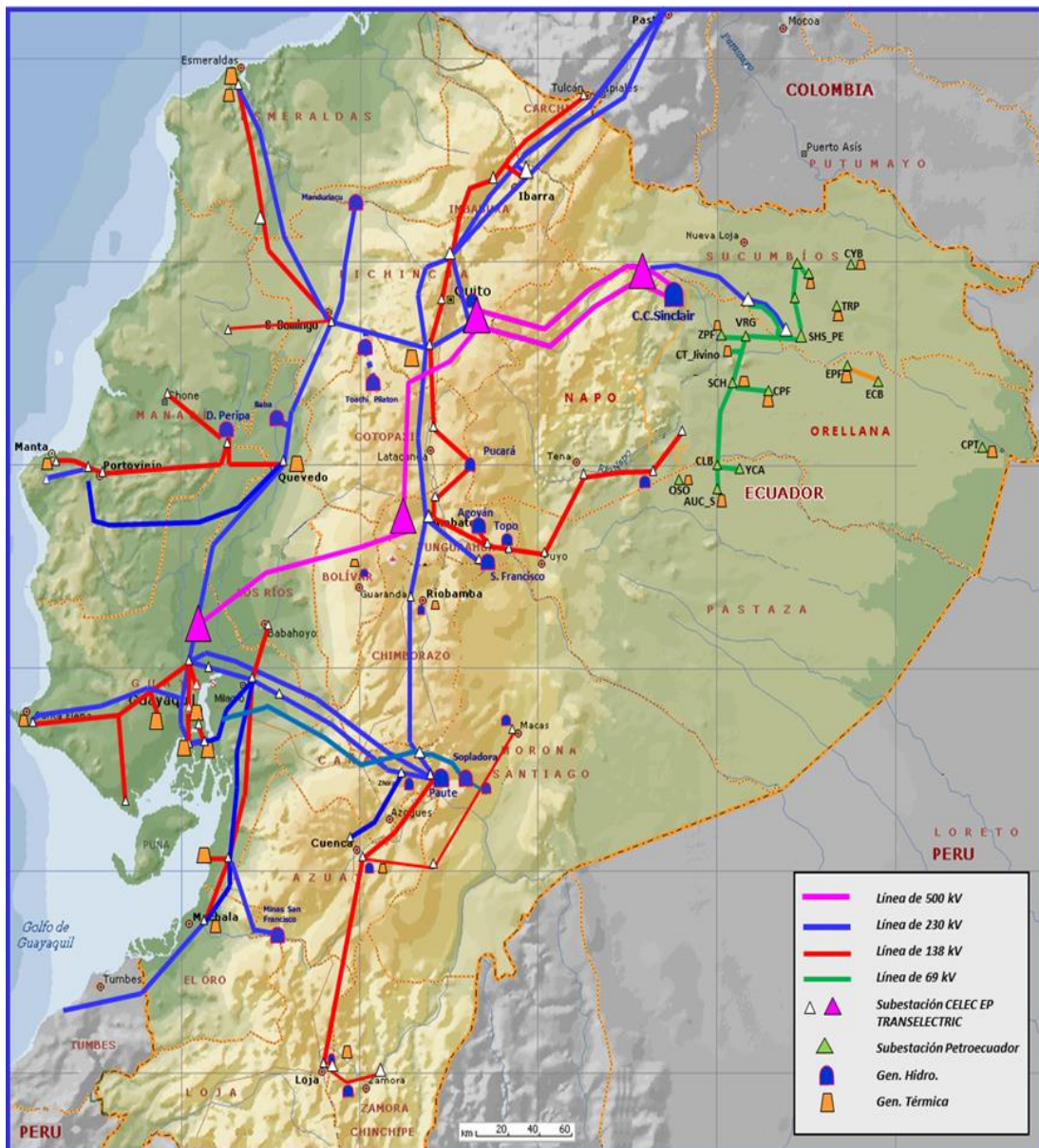
#### 5.3.1. Situación Actual de la Infraestructura de Transmisión y Transformación Eléctrica

##### (1) Infraestructura de transmisión eléctrica

Al año 2018, Ecuador cuenta con líneas de transmisión troncales a 500kV, 230kV y 138kV cuya longitud total asciende aproximadamente 5,700km<sup>202</sup>. En la región noreste del país la electricidad se suministra por el sistema de generación eléctrica con energía térmica propio de la región, que está conectado a las líneas troncales. El desafío inmediato es eliminar esta generación eléctrica con combustibles fósiles de 300MW y reducir el costo de combustibles de 350 millones de dólares.

En la Figura 5-31 se muestran las principales redes de transmisión eléctrica. Esta figura muestra las principales redes de transmisión eléctrica en el mapa a diciembre de 2020, las cuales están compuestas por las líneas de transmisión, subestaciones, interruptores y líneas de interconexión internacional con Colombia y Perú. La red de líneas a 500kV se conecta desde la ciudad capital de Quito hasta San Rafael en el noreste y desde Ambato ubicado a unos 100km al sur de Quito hasta Guayaquil, que es la ciudad más grande y la ciudad portuaria más grande de Ecuador. Además, en el norte, la red de líneas de transmisión a 230kV y 138kV se conecta a Colombia pasando la frontera, y en el sur, la red de líneas de transmisión a 230kV se conecta a Perú.

<sup>202</sup> Plan Maestro de Electricidad 2018



Fuente: Documento ofrecido por la CELEC

Figura 5-31 Principales redes de transmisión eléctrica

De las líneas de transmisión mostradas en la Figura 5-31, se muestra en el Cuadro 5-32 la lista de líneas de transmisión a 500kV.

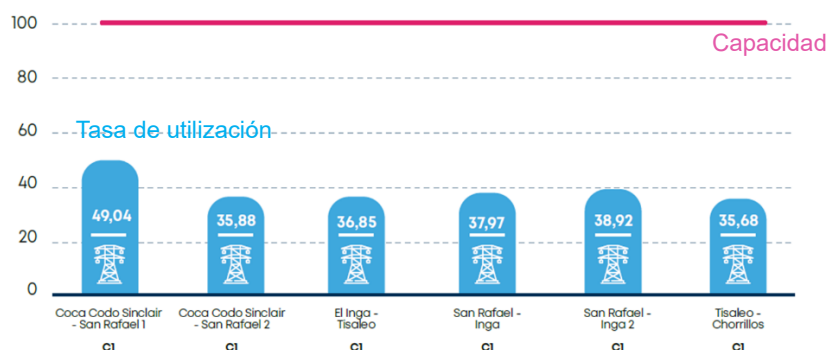
Cuadro 5-32 Lista de líneas de transmisión a 500kV

Nombre de la línea	Nivel de voltaje (kV)	Longitud (km)	Capacidad (MVA)	Circuitos (No.)	Conductor de fase	
					Tipo	Calibre
San Rafael - Inga C1	500	123.90	1732.1	1	ACAR	4 x 1100
San Rafael - Inga C2	500	123.50	1732.1	1	ACAR	4 x 1100
Coca Codo - San Rafael C1	500	8.30	1732.1	1	ACAR	4 x 1100
Coca Codo - San Rafael C2	500	8.30	1732.1	1	ACAR	4 x 1100
El Inga - Tisaleo	500	149.30	1732.1	1	ACAR	3 x 1100
Chorrillos - Tisaleo	500	200.00	1732.1	1	ACAR	3 x 1100

Fuente: PME 2016-2025



En la Figura 5-32 se muestra la tasa de uso de las líneas de transmisión. Es del 35 al 50% por cada capacidad y hay márgenes desde el punto de vista de la operación.



Fuente: “Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2020”, ARCERNNR

Figura 5-32 Tasa de utilización de las líneas de transmisión

Dado que las líneas de transmisión a 230kV y 138kV son numerosas, aquí no se mostrarán sus listas, pero en el Cuadro 5-33 se muestra la longitud total de las líneas de transmisión del SNI por nivel voltaje, incluyendo las líneas de transmisión a 500kV. En cuanto a las líneas de transmisión a 500kV a doble circuito C1 y C2, en caso de incidente se puede transmitir la electricidad solo con C1 o C2. Sin embargo, algunas líneas de transmisión a 500kV y la mayoría de las a 230kV y 138kV son de simple circuito, por lo cual es preocupante que se vea obligado a tener corte de electricidad debido a la falta de líneas de respaldo en caso de incidente.

Cuadro 5-33 Longitud total de las líneas de transmisión por nivel de voltaje

Nivel de voltaje (kV)	Simple circuito	Doble circuito
500kV	610.00km	—
230kV	1,592.08km	2,001.66km
138kV	1,630.63km	681.44km
Total	3,832.71km	2,683.10km

Fuente: “Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2020”, ARCERNNR

## (2) Infraestructura de transformación eléctrica

La infraestructura de transformación eléctrica de Ecuador está conformada por 51 subestaciones fijas y 4 subestaciones móviles. Las subestaciones de 500kV y 230kV disponen de un sistema de doble barra principal, por lo cual, si bien se genera un incidente en una barra principal, la subestación no se apaga por completo, y además, se puede transmitir la electricidad incluso cuando el equipo está parado por mantenimiento. Así está adoptado un sistema que considera la confiabilidad.

Las subestaciones de 138kV y 69kV adoptan un sistema con una barra de repuesto para la inspección, y sin bien hay casos en los cuales no es posible responder a incidentes de barra principal, se puede hacer el mantenimiento sin interrumpir la transmisión eléctrica aislando el lugar del incidente. Asimismo, los equipos de maniobras en subestaciones, de manera general, tienen aislamiento tipo convencional, pero algunas subestaciones a pequeña escala cuentan con

interruptores automáticos compactos con aislamiento en SF6.

En las subestaciones del país existen alrededor de 160 transformadores instalados con una capacidad máxima de 15,352.63MVA, cuyo número por nivel de voltaje se muestra en el Cuadro 5-34.

**Cuadro 5-34 Número de transformadores por nivel de voltaje**

Nivel de voltaje (kV)	Trifásicos (unidad)	Monofásico (1 unidad por 3 fases)
500/ 230	—	7
230 / 138	46	7
230 / 69	17	6
138 / 69	38	35
138 / 34.5	—	1
138 / 22	—	1
138 / 13.8	—	2
Total	101	60

Fuente: PME 2016-2025

### (3) Medidas de estabilización de la red de transmisión por la infraestructura de transformación

Con el objeto de estabilizar el voltaje, en varias de las subestaciones de la red de transmisión se dispone de bancos de condensadores de avance de fase y reactores de derivación para ajustar la potencia reactiva. En el Cuadro 5-35 e muestran la capacidad del condensador de avance de fase y la subestación donde está instalado. Si se utiliza el condensador de avance de fase cuando el factor de potencia cae y el voltaje cae, devuelve la fase contribuyendo así a la estabilización del voltaje. Hay una capacidad total de 618MVar en 18 subestaciones.

**Cuadro 5-35 Lista de subestaciones con condensadores de avance de fase**

Nombre de la subestación	Nivel de voltaje (kV)	Número de bancos	Capacidad unitaria (MVar)	Capacidad total (MVar)
Las Esclusas	230	2	60	120
	138	1	30	30
Pascuales	138	2	60	120
San Gregorio	138	1	30	30
Santa Rosa	138	3	27	81
Caraguay	69	2	12	24
Dos Cerritos	69	2	12	24
Esmeraldas	69	2	12	24
Loja	69	1	12	12
Nueva Prosperina	69	1	12	12
Pascuales	69	2	12	24
Portoviejo	69	3	12	36
Posorja	69	2	6	12
Santa Elena	69	1	12	12
Ibarra	13,8	6	2	12
Machala	13,8	6	2	12
Milagro	13,8	1	18	18
Policentro	13,8	2	6	12
Tulcán	13,8	1	3	3
Total		41	—	618

Fuente: “Estadísticas Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2020”, ARCERNR (2021)

A continuación, en el Cuadro 5-36 se muestran la capacidad del reactor de derivación y la subestación donde está instalado. El reactor de derivación contribuye a la estabilización del voltaje frenando el aumento del nivel de voltaje al compensar la potencia reactiva de avance de fase, al contrario del condensador de avance de fase.

**Cuadro 5-36 Lista de subestaciones con reactor de derivación**

Nombre de la subestación	Nivel de voltaje (kV)	Número de reactores	Capacidad unitaria (MVar)	Capacidad total (MVar)
El Inga	500	1	30	30
Pomasqui	230	1	25	25
Molino	13.8	2	10	20
Pascuales	13.8	2	10	20
Riobamba	13.8	1	10	10
Santa Rosa	13.8	2	10	20
Totoras	13.8	1	10	10
El Inga (L/T San Rafael - Inga)	500	2	30	60
San Rafael (L/T Tisaleo - Chorrillos)	500	2	30	60
Tisaleo (T/L Tisaleo - Chorrillos)	500	1	30	30
Chorrillos (T/L Tisaleo - Chorrillos)	500	1	120	120
<b>Total</b>				<b>405</b>

Fuente: “Estadísticas Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2020”, ARCERNR (2021)

### 5.3.2. Plan de Reparación y Construcción Nueva de Infraestructura de Transmisión y Transformación Eléctrica

#### (1) Política de reparación de infraestructura de transmisión y transformación eléctrica

Generalmente, la vida útil de los principales transformadores es de aproximadamente 25 a 35 años, y si se sobrecarga, la vida útil del producto se acorta debido al aumento de la temperatura, por lo cual en la CELEC Transelectric se planea aumentar transformadores, enumerando los transformadores que han alcanzado o superado el 70% de cargabilidad respecto de su potencia nominal. También se enumeran los transformadores que han llegado y/o han rebasado los 30 años de operación y se planea sustituir los transformadores envejecidos.

Asimismo, las líneas de transmisión eléctrica están diseñadas según la regla de contingencia N-1 (en caso de un solo incidente): si una línea no se puede utilizar debido al incidente, en el caso de cuatro líneas se puede transmitir la electricidad con 3 líneas ( $4-1=3$ ), y en el caso de dos líneas, se puede transmitir con una línea. Sin embargo, si una de las dos líneas no puede transmitir la electricidad debido a incidentes por el aumento de la carga a lo largo de los años, la carga en la otra línea será alta y es posible que se exceda el límite de la temperatura de esa línea de transmisión. Como se muestra en el Cuadro 5-37, la CELEC Transelectric elabora una lista y considera acciones y también indica la política de reparación. Así, se considera que la calidad de la infraestructura de transmisión y transformación se mantiene suficientemente.

**Cuadro 5-37 Carga de la línea de transmisión (%) ante la contingencia N-1/sobrecarga del transformador y acciones**

Línea de transmisión	2020		2021	Acciones
	Primer semestre	Segundo semestre	Primer semestre	
C1 Cuenca - Yanacocha 138 kV	148			Ante contingencia N-1 se superan los límites térmicos de las líneas por lo que se deberán tomar consideraciones con los valores de despacho de Delsitanisagua y ajustes en protecciones sistémicas en la zona.
C2 Cuenca - Yanacocha 138 kV	141			
C1 Mulalo - Santa Rosa 138 kV				En caso de incidente en una línea de transmisión adyacente, la línea principal supera el 100% de carga y en 2021 se superó el límite de emergencia, pero esto se solventa con el ingreso de la subestación Tanicuchí.
C1 Ambato - Totoras 138 kV		126	146	
C1 Pascuales - Policentro 138 kV		117		Debido a la redistribución de la demanda los flujos por la línea se incrementan afectando la cargabilidad de las líneas. No es superado el límite en operación de emergencia. En el segundo semestre de 2021 ingresa la subestación Orquídeas con lo que se resuelve el problema.
C2 Pascuales - Policentro 138 kV		117		
C2 Molino - Zhoray 230 kV	122			Si las líneas de transmisión C2 Molino - Zhoray 230 kV y C2 Taday -Molino 230 kV quedan sin electricidad debido al corte de electricidad del transformador de la subestación Molino, se excede el límite de carga, pero dado que la subestación vuelve a su estado normal, solo es necesario considerar un método de protección temporal.
C2 Taday - Molino 230 kV	145			
C2 Molino - Zhoray 230 kV	111			Debido a las fluctuaciones en la carga del transformador de la subestación Molino la línea de transmisión queda temporalmente sobrecargada, pero dado que la subestación vuelve a su estado normal, solo es necesario considerar un método de protección temporal.
C2 Taday - Molino 230 kV	137	113		
C1 El Inga - San Rafael 500 kV		112	122	Debido a la sobrecarga del transformador de la subestación Salitral. Se espera que el problema se resuelve con la redistribución de la carga a las subestaciones Nueva Salitral y Orquídeas en el segundo semestre de 2021.
C1 El Inga - San Rafael 500 kV		115	110	
C1 Ambato - Totoras 138 kV			121	Se prevé el reemplazo del transformador de la subestación Ambato en 2022.

Fuente: PME 2016-2025

## (2) Infraestructura de transmisión y transformación eléctrica en construcción y planificación

Al año 2018, en cuanto a la ampliación de subestaciones y líneas de transmisión, existen numerosos planes de ampliación, además de las siguientes subestaciones y líneas de transmisión:

- Subestación Tisaleo: 500/230 kV • 450 MVA
- Subestación Shushufi: 230/138 kV • 300 MVA
- Línea de transmisión Milagro – Machala 230 kV, segundo circuito (C1)
- Línea de transmisión Taday – Punto de seccionamiento 230 kV, 10 km, doble circuito

Asimismo, hay planes a largo plazo para la conexión de líneas de transmisión a 500kV en dos sitios, así como para la construcción de subestaciones de 500kV y la elevación del nivel de voltaje desde 230kV relacionados con dicha conexión entre otros.

### (3) Plan de extensión de la línea de transmisión al noreste de la región Oriente

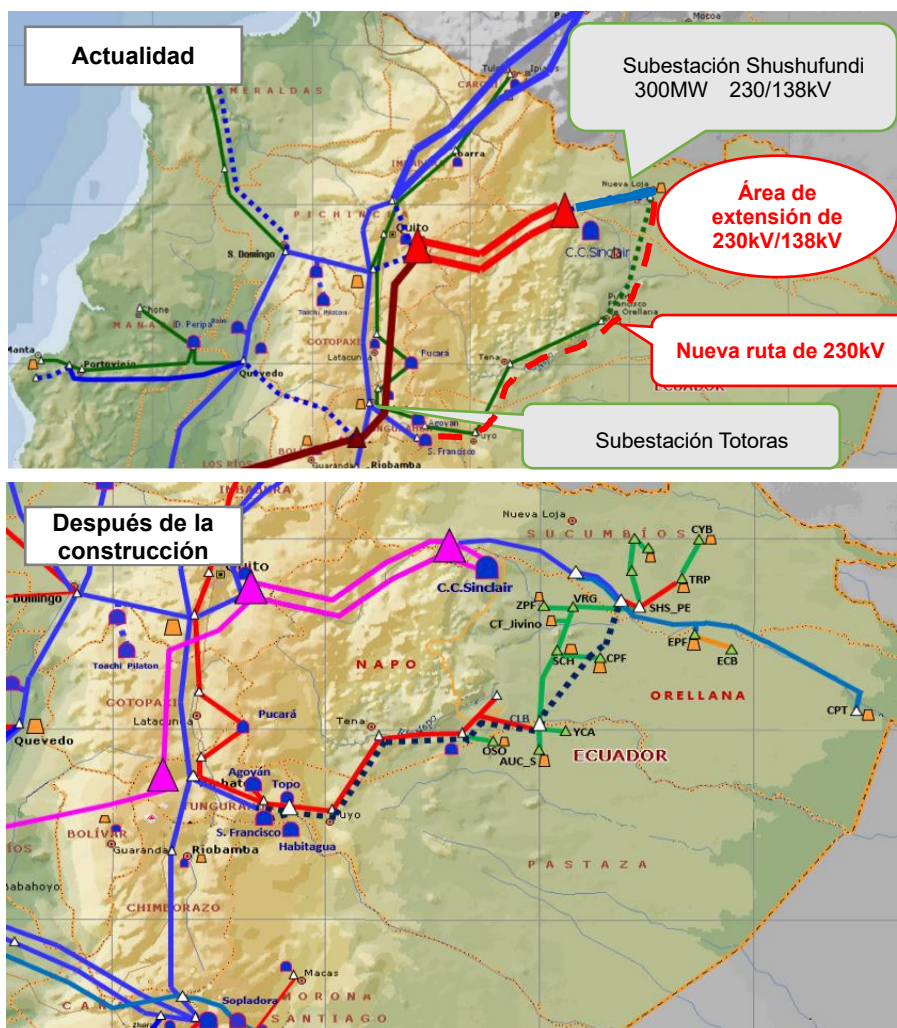
Muchas de las centrales eléctricas de las instalaciones relacionadas con el petróleo que se encuentran en el noreste de la región Oriente, como las de propiedad de la empresa petrolera estatal Petroamazonas, no están conectadas al SNI. Se está considerando un plan de extensión de la línea de transmisión para conectar estas instalaciones de generación eléctrica con energía térmica fuera de la red al SNI y pasar de la energía térmica al suministro de electricidad principalmente mediante la red.

Desde el lado secundario de la subestación Shushufundi (230kV/138kV), que entró en operación en 2018, se extenderá la línea de transmisión a 138kV hacia el noreste y se conectará a las instalaciones de generación eléctrica con energía térmica a base de petróleo que se encuentran dispersas. Las instalaciones de generación eléctrica conectadas al SNI no serán abandonadas y se espera reducir el consumo de combustibles al reducir el tiempo de operación. Para este proyecto se espera la inversión privada y está previsto anunciar el convocatoria a partir de diciembre de 2021 y realizar la licitación competitiva en 2022<sup>203</sup>. El área de extensión de 230kV y 138kV encerrada en un círculo en el mapa de actualidad (Figura 5-33) corresponde a la principal área objeto para la conversión en red.

Además, la CELEC planifica una nueva ruta de línea de transmisión a 230kV desde la subestación Totoras en el sur hasta la subestación Shushufundi. Se trata de un plan para extender una nueva ruta desde la subestación Totoras hasta la subestación Shushufundi mencionada anteriormente a través de la subestación Coca a lo largo de la ruta de la línea de transmisión aérea a 138kV existente. La longitud total será de unos 240km y el costo de construcción se estima en 100 millones de dólares. Esto permitirá asegurar una ruta de suministro al noreste de la región Oriente en dirección sur incluso en caso de que se pierda el suministro eléctrico de la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair. Aunque este plan no se describe en el PME, la CELEC ha expresado su esperanza de la cooperación de los donantes para realizarlo. Sin embargo, no se han asegurado terrenos para construir torres eléctricas en el lado norte de la subestación Coca. Además, se supone que habrá una gran dificultad para asegurar terrenos en áreas donde los consumidores se encuentran dispersos y para evaluar el grado de impacto ambiental incluyendo el impacto social entre otras cosas.

---

<sup>203</sup> <https://www.celec.gob.ec/transselectric/images/documentostrans/Plan%20expansion%202013%20-%202022/parte%201.pdf>



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir de los materiales ofrecidos por la CELEC  
 Nota: El círculo rojo corresponde al área de las instalaciones petroleras y la línea punteada azul es la nueva ruta de 230 kV.

Figura 5-33 Plan de líneas de transmisión para el noreste de la región amazónica

### 5.3.3. Situación Actual del Sistema de Operación de la Red y Desafíos

#### 5.3.3.1. Estado de Operación de la Red

La red funciona las 24 horas al día, los 7 días a la semana, con 5 turnos de 8 horas y 4 operadores por turno. Sin embargo, debido a las restricciones de personal, se está considerando la operación por 3 operadores como nuevo esquema. Además, en cuanto a la capacitación de los operadores, el ONE-CENACE tiene un simulador de capacitación y lleva a cabo capacitaciones que suponen posibles incidentes.

En cuanto a la subestación sin personal, algunas subestaciones (subestaciones nuevas) funcionan sin operadores dependiendo del horario, por lo cual es necesario garantizar la seguridad de los principales interruptores y el control remoto desde el centro de control.

En el aspecto técnico, es necesario considerar la estabilidad de frecuencia y voltaje, etc. como medidas de estabilización de la red. En cuanto a la frecuencia, es necesario ajustarla en unos 30

segundos a 30 minutos para el balance de oferta y demanda y en unos 20 a 30 segundos para hacer frente a perturbaciones repentinas, pero se considera la unidad de la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair como reserva rodante. Asimismo, en cuanto al nivel de voltaje, para la estabilidad del mismo se opera en el campo de estabilidad de la curva P-V que muestra la relación entre potencia y voltaje y ante la contingencia se utiliza la regla de N-1 que les da potencia extra a las líneas de transmisión y transformadores en el aspecto de infraestructura, por lo cual no se observan problemas particulares en el aspecto de operación de la red.

La regulación ARCERNNR-001/2021 establece el “Marco normativo de la generación distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica”. Establece la difusión de la generación distribuida mediante la medición neta que mide la demanda neta restando el consumo de la producción de energías renovables mediante un medidor de electricidad bidireccional para los consumidores clasificados por tipo de tarifa como tarifa para hogar, comercio, industria, uso público, etc. (véase 5.2.5.1)

La regulación ARCERNNR-002/2021 establece el “Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación”. Clasifica la generación distribuida en cuatro categorías según la presencia o no de plan en el PME y la escala y estipula el procedimiento de aprobación para cada categoría y el tratamiento en la operación de la red por parte del ONE-CENACE.

### 5.3.3.2. Desafíos para la Operación de la Red

Según lo que se confirmó con el ONE-CENACE sobre planes de instalaciones de almacenamiento energético como baterías de acumulación grandes y centrales eléctricas reversibles, actualmente se analiza la reserva para definir posibles aplicaciones de la tecnología de almacenamiento energético en el SNI y el MERNNR está analizando el plan del sistema a largo plazo. Asimismo, en cuanto al sistema de almacenamiento energético a gran escala, solo está instalado un sistema de baterías de acumulación a pequeña escala en la red de las Islas Galápagos, y no se ha planificado ningún sistema a gran escala.

En el futuro, si aumentan las fuentes de energías renovables distribuidas distintas de la hidroeléctrica, como la generación fotovoltaica y eólica, se preocupa que aumenten los daños causados por incidentes debido a las fluctuaciones significativas en la capacidad de suministro según las condiciones meteorológicas, así como a la falla de las fuentes de energías distribuidas. Para prevenirlo, es indispensable instalar



Fuente: Foto tomada por el equipo de estudio de JICA  
Figura 5-34 Centro de control del ONE-CENACE

instalaciones de almacenamiento energético con baterías de acumulación grandes y/o centrales eléctricas reversibles.

Las centrales eléctricas reversibles, especialmente las de velocidad variable, pueden almacenar energía en el cuerpo giratorio debido al efecto volante, además de absorber el excedente de electricidad generado por el ajuste de frecuencia y generación fotovoltaica, y tienen un alto valor de utilidad también como reserva rodante contra perturbaciones, etc. Dado que se tarda tiempo en construir instalaciones, formular planes ahora conducirá a la estabilidad futura de la red.

#### 5.3.4. Estado y Plan de Desarrollo de Líneas de Interconexión Internacional

##### 5.3.4.1. Estado de Desarrollo

La red de interconexión internacional con Colombia está compuesta por dos líneas de transmisión a 230kV de 272.63km de longitud total que interconectan la subestación Pomasqui en el lado ecuatoriano con la subestación Jamondino en el lado colombiano, con una capacidad de hasta 525MW. La red eléctrica con Colombia es síncrona y tiene capacidad suficiente para la importación y exportación de electricidad.

Por otro lado, en cuanto a Perú, la subestación Machala de Ecuador y la subestación Zorritos del lado peruano están interconectadas por una línea de transmisión a 230kV de 53.19km de longitud total, con una capacidad de hasta 110 MW. La red eléctrica con Perú es operada de forma asíncrona. En caso de exportación, el lado peruano opera la red y divide una parte de su red para que se incorpore en la red eléctrica ecuatoriana.

##### 5.3.4.2. Plan de Desarrollo

En cuanto a la red de interconexión internacional con Colombia, actualmente no hay nuevos planes de desarrollo. Mientras tanto, en cuanto a la red de interconexión internacional con Perú, dado que la red de 230kV mencionada anteriormente solo tiene la capacidad de transmisión máxima de 110MW, un nuevo plan de red de 500kV para fortalecer aún más la interconexión se encuentra en la etapa de diseño final bajo el apoyo del BID. En este plan, la subestación Pasaje en Ecuador y la subestación Piura en Perú serán interconectadas por la red de transmisión de CA de 500kV a lo largo de 400km aproximadamente<sup>204</sup>. En la primera etapa, se desarrollará una línea de transmisión de 500kV con una capacidad de transmisión de 600MW y en la segunda etapa, se planea agregar otra línea para aumentar la capacidad de transmisión máxima hasta 1200MW. Este plan forma parte del Sistema de Interconexión Eléctrica Internacional Andino (SINEA), que conecta Colombia, Ecuador, Perú, Bolivia y Chile, y pretende construir, en el futuro, un sistema de interconexión eléctrica de cinco países, incluyendo también Chile y Bolivia además de Colombia y Perú, que son grandes clientes de transacciones de electricidad de Ecuador. De ahora en adelante, es necesario establecer las reglas de operación de la red como las reglas de conexión de fuentes de electricidad y el procedimiento de restauración en caso de incidente, etc., así como

---

<sup>204</sup> En el pasado había un plan para aumentar el nivel de voltaje a 500kV entre la subestación Machala de Ecuador y la subestación Zorritos en el lado peruano.



las condiciones de transacción de electricidad como el volumen y los precios en el código de la red, etc., para la alineación regional. La operación de la red internacional será difícil a menos que las empresas generadoras de electricidad que están interconectadas a la red y similares cumplan con el código de la red. Así que también es un desafío mejorar la capacidad técnica de los involucrados en la operación de la red del ONE-CENACE y establecer las reglas.

## 5.4 Área de Distribución Eléctrica

### 5.4.1. Situación Actual de la Infraestructura de Distribución Eléctrica Existente

La prestación de los servicios de energía eléctrica en Ecuador es realizada por la CNEL, que cuenta con 11 departamentos de negocios, y 9 empresas eléctricas regionales. En el Cuadro 5-38 se muestran el número de subestaciones de distribución y sus capacidades. Hay 357 subestaciones con una capacidad total de 7,932MVA. Los transformadores mostrados en el Cuadro 5-34 están bajo la jurisdicción de la CELEC Transelectric y son diferentes de los transformadores de las subestaciones de distribución.

**Cuadro 5-38 Número de subestaciones de la CNEL y empresas eléctricas regionales y sus capacidades (2020)**

Empresa distribuidora	Número de subestaciones	Número de transformadores	Capacidad (MVA)
<b>Subestación para aumentar el nivel de voltaje</b>			
EE Galápagos	6	24	36.57
EE Quito	1	1	6.99
<b>Subestación para bajar el nivel de voltaje</b>			
CNEL-Bolívar	6	8	76.25
CNEL-EI Oro	18	26	404.00
CNEL-Esmeraldas	15	16	233.00
CNEL-Guayaquil	41	58	1,360.00
CNEL-Guayas Los Ríos	38	46	750.50
CNEL-Los Ríos	10	10	164.00
CNEL-Manabí	30	40	539.65
CNEL-Milagro	14	16	252.50
CNEL-Santa. Elena	17	20	255.00
CNEL-Santo Domingo	15	20	260.25
CNEL-Sucumbíos	9	11	143.75
EE Ambato	18	26	360.50
EE Azogues	2	2	32.50
EE Centro Sur	15	25	505.50
EE Cotopaxi	9	15	131.90
EE Galápagos	1	1	10.00
EE Norte	16	18	226.25
EE Quito	44	59	1,864.00
EE Riobamba	11	12	137.50
EE Sur	21	25	181.35
<b>Total</b>	<b>357</b>	<b>477</b>	<b>7931.96</b>

Fuente: “Estadísticas Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2020”, ARCERNNR (2021)

Las líneas de distribución con niveles de voltaje de 46kV, 69kV y 138kV (la CNEL y las empresas eléctricas regionales también tienen infraestructura eléctrica de 138kV al igual que la CELEC) se denominan líneas de distribución de alto nivel de voltaje, y como se muestra en el Cuadro 5-39, en 2020 la longitud total de las líneas de distribución de los establecimientos de la

CNEL y las empresas eléctricas regionales es de aproximadamente 5,409km para las línea a simple circuito y 139 km para las líneas a doble circuito.

**Cuadro 5-39 Longitud de líneas de distribución de los establecimiento de la CNEL y las empresas eléctricas regionales (2020)**

Empresa distribuidora	Nivel de voltaje	Longitud (km)	Empresa distribuidora	Nivel de voltaje	Longitud (km)
Simple circuito		5,408.90	Doble circuito		138.93
CNEL-Bolívar	69	195.26	CNEL-El Oro	69	39.17
CNEL-El Oro	69	153.16	CNEL-Manabí	69	27.66
CNEL-Esmeraldas	69	379.85	EE Cotopaxi	69	32.66
CNEL-Guayaquil	69	277.28	EE Quito	138	19.80
CNEL-Guayas Los Ríos	69	488.02		46	11.76
CNEL-Los Ríos	69	165.20	EE Riobamba	69	7.09
CNEL-Manabí	69	442.03	EE Sur	69	0.79
CNEL-Milagro	69	319.50			
CNEL-Sta. Elena	69	231.69			
CNEL-Sto. Domingo	69	308.83			
CNEL-Sucumbíos	69	184.60			
EE Ambato	69	146.44			
EE Azogues	69	26.88			
EE Centro Sur	69	269.09			
	22	31.58			
EE Cotopaxi	69	79.35			
	22	9.46			
	13.8	7.65			
EE Galápagos	34.5	50.00			
	13.8	22.21			
EE Norte	69	256.11			
	34.5	17.59			
EE Quito	138	253.16			
	69	52.00			
	46	233.61			
EE Riobamba	69	166.39			
EE Sur	69	524.95			
	22	17.00			

Fuente: “Estadísticas Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2020”, ARCERNNR (2021)

En el apartado 5.1.5 se ha descrito que la tasa de electrificación aumentó hasta el 97.09% al año 2019 y aquí en el Cuadro 5-40 se muestra la tasa de electrificación por provincia. En la provincia de Esmeraldas en la costa norte y frente a la frontera, la provincia de Santa Elena en la costa sur y las provincias de Pastaza y Morona Santiago en la región Oriente, la tasa de electrificación es del 80% al 89% y por bajos niveles de electrificación se supone que el desarrollo está retrasado en estas provincias. La tasa de electrificación de la provincia de Galápagos es la tercera más alta por un pequeño margen, por lo cual se considera que está electrificada casi generalmente.

**Cuadro 5-40 Tasa de electrificación de cada provincia (2020)**

Provincia	Tasa de electrificación (%) (%)
Azuay	98.30
Bolívar	92.99
Cañar	96.26
Carchi	99.33
Cotopaxi	96.64

Chimborazo	94.82
Imbabura	99.04
Loja	98.71
Pichincha	99.58
Tungurahua	97.74
Santo Domingo	99.38
El Oro	98.53
Esmeraldas	87.56
Guayas	97.12
Los Ríos	98.41
Manabí	96.19
Santa Elena	88.53
Morona Santiago	86.74
Napo	90.87
Pastaza	89.23
Zamora Chinchipe	98.25
Sucumbíos	95.41
Orellana	96.52
Galápagos	99.34

Fuente: “Estadísticas Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2020”, ARCERNR (2021)

A continuación, en el Cuadro 5-41 se muestran las pérdidas eléctricas en la distribución y la tasa de pérdidas de los establecimientos de la CNEL y las empresas eléctricas regionales en 2020. Los establecimientos de la CNEL tienen tasas de pérdidas superiores a la tasa media del 12.79% excepto 3 establecimientos. En cuanto a las empresas eléctricas regionales, las tasas de pérdidas se mantienen por debajo del promedio en todas las empresas. La CNEL comentó que quería promover la reparación de la infraestructura de distribución envejecida y reducir las pérdidas eléctricas en la infraestructura de distribución. En junio de 2020, el BID aprobó un préstamo de 280 millones de dólares para la inversión en redes de transmisión y distribución eléctrica para mejorar su eficiencia y responder a las energías renovables, y se supone que la reducción de las pérdidas eléctricas en la distribución comentada por la CNEL se llevará a cabo con este préstamo<sup>205</sup>.

**Cuadro 5-41 Pérdidas eléctricas en la distribución de cada empresa eléctrica (2020)**

Empresa distribuidora	Electricidad disponible (GWh)	Total de pérdidas (GWh)	Pérdidas técnicas (GWh)	Pérdidas no técnicas (GWh)	Total de pérdidas (%)	Pérdidas técnicas (%)	Pérdidas no técnicas (%)
CNEL-Guayaquil	5,576.04	774,88	431.74	343.15	13.90	7.74	6.15
CNEL-Guayas Los Ríos	2,746.40	424,17	208.26	215.91	15.44	7.58	7.86
CNEL-Manabí	2,013.95	501,14	177.62	323.52	24.88	8.82	16.06
CNEL-El Oro	1,334.80	220,82	114.70	106.12	16.54	8.59	7.95
CNEL-Milagro	996.30	132.77	47.82	84.94	13.33	4.80	8.53
CNEL-Sta. Elena	831.75	123.31	63.13	60.18	14.83	7.59	7.24
CNEL-Sto. Domingo	804.70	95.28	60.68	34.61	11.84	7.54	4.30
CNEL-Sucumbíos	784.04	56.19	50.30	5.89	7.17	6.42	0.75
CNEL-Esmeraldas	617.74	169.32	47.56	121.76	27.41	7.70	19.71
CNEL-Los Ríos	506.98	110.02	43.31	66.71	21.70	8.54	13,16
CNEL Subtotal	16,309.92	2,613.41	1,250.45	1,362.95	16.02	7.67	8.36
EE Quito	4,221.47	243.23	201.08	42.15	5.76	4.76	1.00
EE Centro Sur	1,117.02	73.72	70.65	3.08	6.60	6.32	0.28
EE Ambato	695.76	42.31	41.55	0.76	6.08	5.97	0.11

<sup>205</sup> Boletín de prensa del BID (junio 5, 2020) <https://www.iadb.org/en/news/ecuador-moves-ahead-transformation-energy-grid-idb-support>

EE Norte	640.59	62.81	42.87	19.95	9.81	6.69	3.11
EE Sur	607.96	31.62	18.79	12.83	5.20	3.09	2.11
EE Cotopaxi	573.43	51.51	42.28	9.23	8.98	7.37	1.61
EE Riobamba	405.52	32.38	22.85	9.53	7.98	5.63	2.35
EE Azogues	90.77	5.50	4.85	0.64	6.06	5.35	0.71
EE Galápagos	53.94	3.81	3.08	0.73	7.06	5.71	1.35
EE Subtotal	8,406.45	546.90	448.00	98.90	6.51	5.33	1.18
Total	24,716.37	3,160.31	1,698.45	1,461.86	12.79	6.87	5.91

Fuente: “Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2020”, ARCERNR

#### 5.4.2. Modernización y Automatización de los Sistemas de Información de la Distribución

Para la modernización y automatización de los sistemas de información de la distribución se promueve la instalación de acuerdo con el plan elaborado como se muestra en el Cuadro 5-42.

Cuadro 5-42 Plan de modernización y automatización de los sistemas de información de la distribución (%)

Elemento	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Medidores IMA instalados	3	4	5	7	8	10	11	12	13	15
Automatización de alimentadores de media tensión	0.62	1.50	3	6	8	10	12	14	15.50	17
Subestaciones automatizadas	92	95	98	100	100	100	100	100	100	100
Transformadores de distribución monitoreados	3	6	10	13	16	19	22	25	28	32

Fuente: PME 2016-2025

En 2008, el MERNR, en colaboración con las empresas eléctricas, lanzó el proyecto Sistema integrado para la gestión de la distribución eléctrica (SIGDE) para modernizar las redes de distribución de energía del país<sup>206</sup>. Con la introducción de este sistema y la instalación del Centro Nacional de Gestión de Distribución Eléctrica en 2015, la visibilidad de la infraestructura de distribución aumentó del 5% en 2012 al 94% en 2016, y recién se sentaron las bases para una gestión avanzada de la energía y una mayor confiabilidad y eficiencia de las redes<sup>207</sup>.

En el Cuadro 54-3 se muestra el número de medidores de consumo eléctrico instalados por empresa distribuidora al 2020, y en el Cuadro 5-44 se muestra el estado de instalación de medidores IMA. El número total de medidores instalados es de 5,361,621 unidades y el número de medidores IMA instalados es de 144,911 unidades. El ratio de instalación de medidores IMA es del 2.7% sin alcanzar la meta del 5% para 2020 indicada en el Cuadro 5-43.

<sup>206</sup> <http://historico.energia.gob.ec/sistema-integrado-para-la-gestion-de-la-distribucion-electrica-sigde/>

<sup>207</sup> Está introducido EcoStructureADMS de la empresa Schneider Electric. <https://blog.se.com/electricity-companies/2019/02/22/from-5-to-94-grid-visibility-how-ecuador-modernized-its-energy-distribution-network-with-adms/>

Cuadro 5-43 Número de medidores instalados por empresa distribuidora (2020)

(Unidad: unidad)

Empresa distribuidora	Monofásicos	Bifásicos	Trifásicos	Total de medidores
CNEL-Guayaquil	686,037	15,901	8,312	710,250
CNEL-Guayas Los Ríos	34,812	314,958	3,444	353,214
CNEL-Manabí	33,331	296,567	2,015	331,913
CNEL-El Oro	26,011	236,355	1,934	264,300
CNEL-Sto. Domingo	21,088	230,599	1,345	253,032
CNEL-Milagro	11,914	141,146	732	153,792
CNEL-Esmeraldas	13,395	115,419	780	129,594
CNEL-Los Ríos	23,092	112,324	680	136,096
CNEL-Sta. Elena	10,425	115,659	1,249	127,333
CNEL-Sucumbíos	15,665	81,813	2,669	100,147
CNEL-Bolívar	18,420	48,935	488	67,843
CNEL Subtotal	894,190	1,709,676	23,648	2,627,514
EE Quito	134,576	955,704	98,871	1,189,151
EE Centro Sur	89,109	299,106	21,640	409,855
EE Ambato	40,407	238,478	6,114	284,999
EE Norte	71,431	182,216	3,560	257,207
EE Sur	66,804	144,662	1,579	213,045
EE Riobamba	73,977	105,431	994	180,402
EE Cotopaxi	60,531	84,867	1,790	147,188
EE Azogues	10,113	28,050	711	38,874
EE Galápagos	237	12,963	186	13,386
EE Subtotal	547,185	2,051,477	135,445	2,734,107
Total	1,441,375	3,761,153	159,093	5,361,621

Fuente: “Estadísticas Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2020”, ARCERNNR (2021)

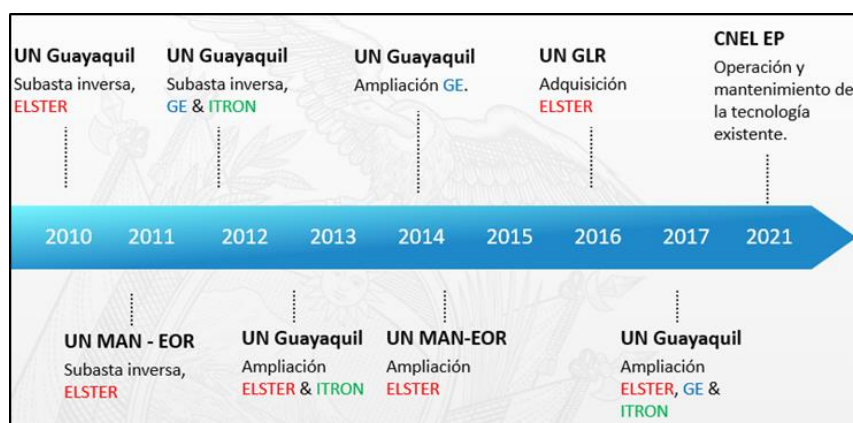
Cuadro 5-44 Estado de instalación de mediadores IMA (2020)

Empresas distribuidoras	Cantón	Número de medidores IMA instalados (unidades)				
		Industriales	Comerciales	Residenciales	Otros	Total
CNEL-El Oro	Machala	9	452	4,826	135	5,422
CNEL-Guayaquil	Guayaquil	1,376	23,784	65,277	22,937	113,374
CNEL-Guayas Los Ríos	Daule	—	10	4,035	270	4,315
CNEL-Manabí	Manta	13	754	6,559	352	7,678
	Portoviejo	26	1,287	12,210	476	13,999
CNEL-Sto. Domingo	Jama	—	31	86	6	123
CNEL EP Total		92,993	1,424	1,424	92,993	144,911

Fuente: “Estadísticas Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2020”, ARCERNNR (2021)

En la Figura 5-35 se muestra la cronología de implementación de la medición inteligente (RED MESH) en la CNEL. Además de los productos fabricados por ELSTER de Alemania, se han introducido productos de GE e Itron de EE.UU.

En el actual esquema de gestión de datos, la CNEL se hace cargo de toda la infraestructura de comunicación, y la información recolectada sobre el campo es integrada y administrada en el sistema comercial (SICO-SIEEQ-SAP) a través de una herramienta denominada “MULTIGEST”. Sin embargo, la CNEL aún no cuenta con herramientas que permitan el análisis de datos recopilados por la medición inteligente.



Fuente: Material ofrecido por la CNEL

Figura 5-35 Cronología de introducción de medidores inteligentes

El Centro Nacional de Gestión de Distribución Eléctrica es un centro que puede monitorear el estado de la infraestructura de distribución a nivel nacional, y está instalado en dos sitios: la capital Quito y Guayaquil en el sur. Se basa en el sistema llamado Ecostructure de la empresa Shneider, y sus principales subsistemas son el sistema de gestión de distribución avanzada (ADMS, por sus siglas en inglés) y el sistema de gestión de operación (OMS, por sus siglas en inglés). Una persona monitorea constantemente y responde las 24 horas del día con 3 turnos de 8 horas y 1 operador por turno. Cada empresa distribuidora también tiene su despacho de carga, el cual funciona por tres turnos con tres a cuatro personas y no solo monitorea sino que también controla los equipos de forma remota.



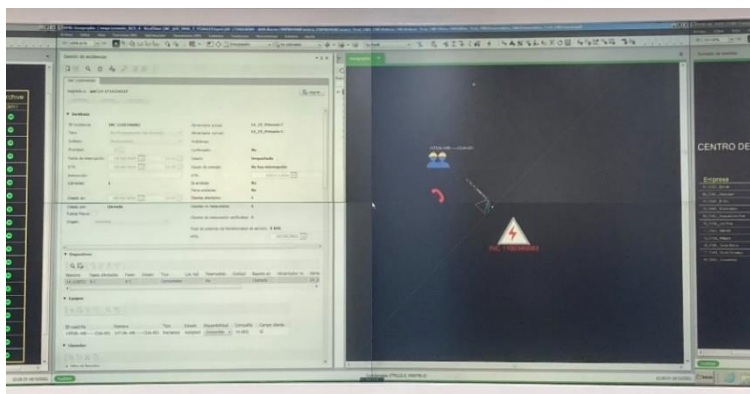
Fuente: Fotos tomadas por el equipo de estudio de JICA

Figura 5-36 Centro Nacional de Gestión de Distribución

En el ADMS se maneja como datos de infraestructura los diagramas de las redes eléctricas de todo el Ecuador en el sistema de información geográfica (SIG) hasta el nivel del alimentador de media tensión. El diagrama unifilar de la subestación muestra el estado abierto/cerrado del interruptor automático, el valor de corriente eléctrica, el valor de voltaje, el factor de potencia, etc. en tiempo real. Además, en la línea de transmisión y el alimentador de media tensión, se indica el flujo de energía y la información de voltaje en el medio del alimentador calculados a

partir de los datos de la línea de distribución y la información de la subestación. La automatización de las subestaciones se implementó principalmente del 2012 al 2017, y al 2018 se completó en 352 de un total de 385 subestaciones de distribución, con lo cual es posible monitorear y controlar los equipos instalados en las subestaciones. Sin embargo, como se ha mencionado anteriormente, el Centro Nacional de Gestión de Distribución Eléctrica solo monitorea los equipos y solamente los centros de despacho de las empresas eléctricas pueden controlar los equipos.

En el OMS se permiten automáticamente el análisis de flujo de carga, la gestión de procedimientos de operación de la red, el cálculo de la falla de la corriente eléctrica y la ubicación de la falla, las pérdidas eléctricas, el análisis de fases, el análisis de protección, etc., mejorando la gestión operativa y la toma de decisiones oportunas en un tiempo más corto, la seguridad operativa, etc. Para las quejas de los clientes, también es posible mostrar el contenido de la queja y la información de ubicación del trabajador enviado al sitio. Estas informaciones son registradas manualmente en el centro de atención de llamadas y en la base de despacho del personal técnico de distribución. La actualización de los datos y el registro exhaustivo de datos confiables son indispensables, y se cree que mejorar la eficiencia de la actualización de los datos será un desafío de ahora en adelante.



Fuente: Foto tomada por el equipo de estudio de JICA

Figura 5-37 Detalles de las quejas de los clientes y estado de envío de los trabajadores

Además, cuenta con la función para calcular automáticamente los indicadores del nivel de servicio, como la cantidad de cortes de electricidad, la duración de corte y el rango de fluctuación del voltaje definidos por el MERNNR a partir de los datos de cada empresa distribuidora y mostrar la lista nacional del estado de logro de las empresas distribuidoras en la pantalla. Uno de los propósitos de la implementación del proyecto SIGDE es lograr un nivel de servicio uniforme a nivel nacional, lo cual conducirá al mejoramiento de la confiabilidad del servicio y de la calidad de los productos.

Como plan futuro está previsto registrar los datos de los transformadores de poste, las líneas de distribución de bajo voltaje de 400V o menos y los de consumidores con ocasión de la ampliación de las redes y en el futuro será posible realizar la gestión de la demanda de cada consumidor y la gestión avanzada de las redes de distribución con energías renovables distribuidas. Sin embargo, esto requeriría la introducción de IMA, como el control automático del voltaje y la lectura

automática remota de medidores.

## 5.5 Estado y Política de los Esfuerzos de Ahorro Energético en el Sector Eléctrico (Lado de la Oferta)<sup>208</sup>

### 5.5.1. Área de Generación Eléctrica

La promoción de las centrales hidroeléctricas y de las energías renovables en todo el país contribuirá al ahorro energético como iniciativa que contribuye a la reducción de los combustibles fósiles. La capacidad instalada de las centrales térmicas de Ecuador está en leve declive y progresa el ahorro energético mediante la reestructuración de la composición de fuentes de energía centrada en la generación hidroeléctrica. Además, como iniciativa para reducir los combustibles fósiles, la empresa petrolera estatal Petroamazonas implementa el “Programa de optimización de generación eléctrica y eficiencia energética (OGE&EE<sup>209</sup>)” para muchas centrales térmicas de propiedad de la empresa desde 2008, y al introducir el sistema de captura, transporte y gestión del gas asociado de petróleo y el sistema de generación y distribución eléctrica eficiente, intenta mejorar el uso de los recursos energéticos existentes en los campos petroleros. Gracias a este programa se registró una ganancia de 607 millones de dólares en 2016 por el uso efectivo del gas asociado de petróleo para la producción de GLP y gasolina natural y la generación eléctrica, y además, se logró reducir el uso del combustible diésel y las emisiones de CO<sub>2</sub> (equivalente a un máximo anual de 938,000 toneladas).

Además, se considera la posibilidad de promover un proyecto para conectar las centrales térmicas fuera de la red de muchas instalaciones mineras de petróleo que se encuentran dispersas en el norte de la región Oriente al SNI y pasar de la electricidad generada con energía térmica a la electricidad de la red generada principalmente por centrales hidroeléctricas. Está previsto seguir utilizando las centrales térmicas conectadas a la red como fuentes de energía de respaldo, pero se espera una reducción aún más de combustibles al acortar el tiempo de operación.

### 5.5.2. Área de Transmisión y Distribución Eléctrica

La CELEC construye y opera las redes de transmisión eléctrica, mientras que la CNEL y las empresas distribuidoras regionales construyen y operan las redes de distribución eléctrica<sup>210</sup>. Como se ha mencionado anteriormente, las pérdidas eléctricas en la infraestructura de transmisión y distribución de Ecuador están reduciéndose en general, pero las pérdidas en las provincias de Esmeraldas y Manabí en las zonas costeras y la provincia de Los Ríos, que se encuentran bajo la jurisdicción de la CNEL superan el 20%. Además de la necesidad de reparar los transformadores

---

<sup>208</sup> Plan Nacional de Eficiencia Energética 2016-2035

<sup>209</sup> MAE-Petroamazonas & FOCAM (2015) El programa de “Optimización, Generación Eléctrica y Eficiencia Energética”

<sup>210</sup> Hay dos tipos de construcción de infraestructura de distribución, uno es planificado y el otro se realiza por solicitudes de los consumidores. La inversión de capital planificada se lleva a cabo de forma independiente por la empresa distribuidora, y la construcción de infraestructura para nuevos consumidores individuales se realiza bajo el mecanismo de que el consumidor asume el costo, el contratista designado por la empresa distribuidora construye e inspecciona la infraestructura, la cual después, se transfiere a la empresa distribuidora para su mantenimiento y operación. Resolución Nro. ARCONEL-006/2020



envejecidos y trabajar para reducir las pérdidas, la CNEL pretende reducir las pérdidas no técnicas mediante la introducción de IMA y medidores de consumo eléctrico de prepago y la reparación de la infraestructura de distribución destruida por desastres naturales. Para reducir aún más las pérdidas eléctricas en la infraestructura de transmisión y distribución, se considera realizar sistemáticamente renovaciones a gran escala, como reducir las pérdidas en la infraestructura de transmisión y distribución existente y aumentar el nivel de voltaje de transmisión. En junio de 2020 el BID aprobó un préstamo de 280 millones de dólares para la inversión en las redes de transmisión y distribución de Ecuador para optimizar su eficacia y responder a las energías renovables.

En el aspecto operativo, el proyecto SIGDE y la creación del Centro Nacional de Gestión de Distribución Eléctrica en 2015 aumentaron la visibilidad de la infraestructura de distribución del 5% en 2012 al 94% en 2016. Se cree que se han sentado las bases para la gestión avanzada de la energía, la mejora de la confiabilidad de las redes y una mayor promoción de energías renovables.

## 5.6 Desafíos Futuros en el Sector Eléctrico

La utilización de energía eléctrica limpia se reconoce como solución importante para la descarbonización y el ahorro energético. Los desafíos futuros son los siguientes.

### (1) Régimen organizativo

Se evalúa que el actual gobierno está dispuesto a fomentar la inversión privada en el sector eléctrico. Sin embargo, existen ejemplos pasados en los cuales, mientras se promovía la privatización del sector eléctrico, se cambió la dirección a la nacionalización nuevamente con el cambio de gobierno. Asimismo, como se ha mencionado en el Capítulo 3, si bien están establecidas las reglas sobre PPP, los trámites son extremadamente complicados y los casos de aplicación están limitados. Así, no se puede negar la existencia de tales riesgos de política.

### (2) Área de generación eléctrica

Es necesario frenar el uso de las centrales térmicas a base de petróleo fuera de la red que se encuentran dispersas en el noreste de la región Oriente y lograr simultáneamente la descarbonización y el ahorro energético. Para ello, es necesario asegurar los fondos para mejorar la eficiencia de las instalaciones de generación eléctrica existentes y, al mismo tiempo, conectar las centrales térmicas del área a la red eléctrica del SNI extendiendo la misma.

Asimismo, se requieren medidas para promover la inversión privada a fin de diversificar las fuentes de electricidad mediante la promoción de energías renovables distintas de la hidroeléctrica. Por otro lado, con la hidroelectricidad, que es la principal fuente de electricidad, hay muchos problemas generados en el proceso de construcción de la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair, como defectos en la infraestructura, y es necesario aprovechar las lecciones aprendidas en el futuro. Además, si bien se dice que el derrumbe por contraflujo de la ribera del río Coca no tiene relación causal con la construcción de la central, se preocupa que se deba cerrar la central si

el derrumbe no se frena, por lo cual es necesario tomar medidas inmediatamente. El desarrollo de la central hidroeléctrica Santiago con fondos privados es un proyecto importante en el plan de fuentes de electricidad a mediano plazo. Es un proyecto a gran escala de 2400MW en total y se requiere implementarlo considerando los principios para la inversión en infraestructura de calidad y utilizando las lecciones aprendidas en la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair.

### (3) Área de logística

Con la expansión de las redes eléctricas, existen preocupaciones por las pérdidas eléctricas y el aumento del costo de mantenimiento. Se requerirá impulsar aún más la gestión avanzada de la infraestructura mediante la sustitución por equipos de alta eficiencia, el proyecto SIDGE y la introducción de medidores inteligentes, así como el monitoreo de la calidad. De hecho, en algunas áreas de suministro de la CNEL, hay problemas como altas pérdidas técnicas debido al envejecimiento de la infraestructura y alto nivel mantenido de pérdidas no técnicas como el robo de electricidad y se han escuchado voces que solicitan apoyo para tomar medidas. Asimismo, el proyecto SIDGE es una iniciativa excelente en términos de gestión integrada del nivel de servicio de las empresas distribuidoras a nivel nacional, pero la actualización de una gran cantidad de información sobre la infraestructura y de la información de incidentes es realizada manualmente por el personal operador, por lo cual se cree que la prevención del deterioro de la precisión de los datos es un desafío de ahora en adelante.

En la actualidad, casi no se han confirmado necesidades sobre la resiliencia de las redes en preparación para la introducción masiva de energías renovables, la capacitación del personal en previsión del aumento de las instalaciones, las subestaciones sin personal que utilizan la tecnología informática o la eficiencia operativa, pero se deben reconocer estos aspectos como desafíos de ahora en adelante.

En cuanto a la expansión de la exportación de electricidad por la ampliación de la red de interconexión internacional con Perú, el BID está tomando la iniciativa para concretarla, por lo cual se considera que hay pocos problemas inmediatos.

### (4) Área de venta minorista y uso de electricidad

Se requiere mejorar el negocio de cobro mediante un nuevo sistema de medición como la lectura remota de medidores de consumo eléctrico.

Además, se deben desarrollar menús de tarifas eléctricas que promuevan la descarbonización y la introducción de energías renovables. Como ejemplo de menú de tarifas de este tipo, ya existe el menú de tarifas eléctricas para la electrificación de la cocina, pero si avanza la electrificación sin problemas, se espera el aumento del pico por la noche. Junto con los esfuerzos por reforzar la infraestructura eléctrica se puede considerar la difusión de equipos de alta eficiencia como la bomba de calor y el aire acondicionado invertir como medidas para el ahorro energético en los electrodomésticos, así como la respuesta al pico nocturno y el control de la demanda mediante baterías de acumulación como medidas para el traslado del pico y las medidas tarifarias para

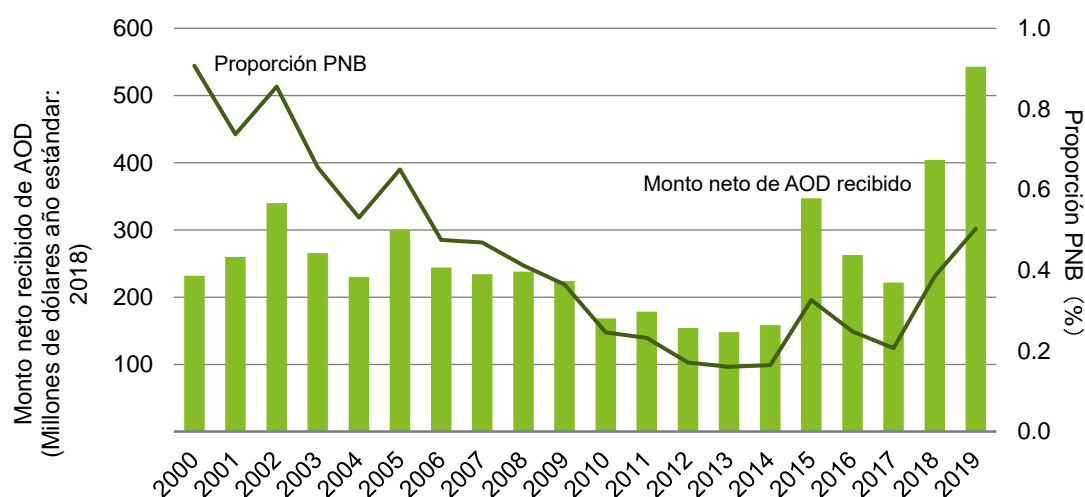
fomentar el freno del consumo eléctrico en el pico nocturno de las 19 a 22 horas aproximadamente, etc.

La descarbonización del sector transporte es el mayor desafío para el sector energético de Ecuador, y como medidas para promover la utilización de la electricidad, por ejemplo es importante desarrollar la infraestructura de recarga de VE.

## Capítulo 6 Tendencias de los Donantes

### 6.1 Los Países Miembros del CAD y las Instituciones Internacionales

De acuerdo con la clasificación de países basada en su Producto Nacional Bruto (PNB) per cápita realizada por el Banco Mundial, Ecuador es uno de los países de ingreso mediano-alto, pero es el quinto receptor de las asistencias en la región de Latinoamérica y el Caribe<sup>211</sup>. La Figura 6-1 muestra la evolución del monto neto de la AOD recibido de los países miembros del Comité de Asistencia para el Desarrollo (CAD) (en adelante, países CAD) de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE) y de las instituciones internacionales, así como su porcentaje en el PNB. Desde mediados de la década de 2000 hasta los primeros años de la de 2010, este porcentaje del monto neto recibido de la Ayuda Oficial al Desarrollo (AOD) en el PNB se redujo drásticamente gracias al alza del precio del crudo. Sin embargo, al registrarse una fuerte depreciación del crudo en 2014, el monto neto recibido de la AOD y su proporción en el PNB volvieron a incrementarse. En 2019, el país recibió un monto récord de AOD, de 540 millones de dólares<sup>212</sup>, y su proporción en el PNB ascendió al 0.5%.



Fuente: Elaborado por el Equipo del Estudio de la JICA con base en el “Development Indicator” del Banco Mundial  
 Figura 6-1 Evolución del monto neto de AOD recibido y su porcentaje en el PNB (2000 a 2019)

En la Figura 6-2, se muestran los 10 países donadores más importantes para Ecuador en 2019 en términos de la asistencia bilateral (monto de asistencias recibidas). En este año, el total del monto recibido es de 400 millones de dólares, entre los cuales Francia ocupó un extraordinario primer lugar, con 240 millones de dólares. La cantidad de la AOD francesa empezó a incrementarse desde 2013, y en 2018, sobrepasó a 100 millones de dólares<sup>213 214</sup>. En 2019,

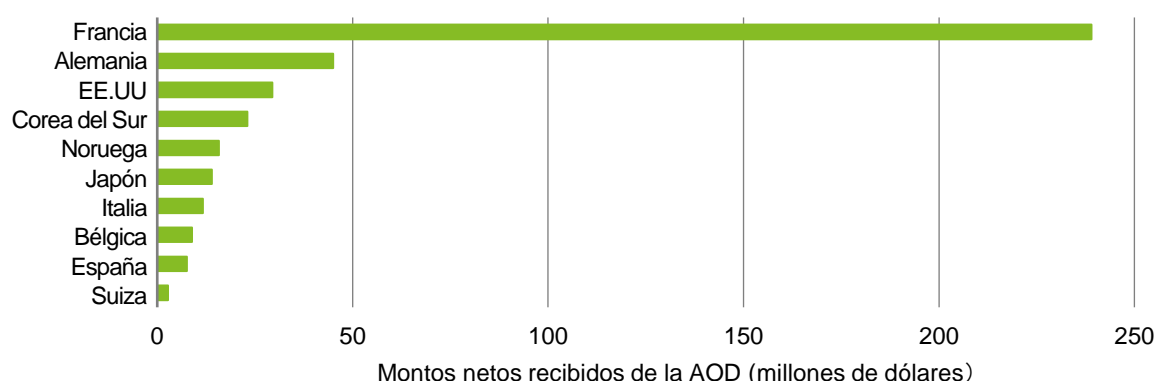
<sup>211</sup> En 2019, Ecuador recibió un monto neto de AOD (525 millones de dólares), monto más alto después de Colombia (903 millones de dólares), Haití (726 millones de dólares), Bolivia (716 millones de dólares) y México (535 millones de dólares). Los montos son nominales. Los datos son del “indicador del Desarrollo” del Banco Mundial.

<sup>212</sup> Se tienen datos a partir de 1960.

<sup>213</sup> La Agencia Francesa de Desarrollo abrió su oficina en Ecuador en 2014.

<sup>214</sup> La Agencia Francesa de Desarrollo otorgó a CELEC una Cooperación Financiera no Reembolsable de 250,000 euros, un estudio del potencial de generación fotovoltaica de mediano y largo plazo. Boletín de prensa del CELEC (octubre 6, 2021).

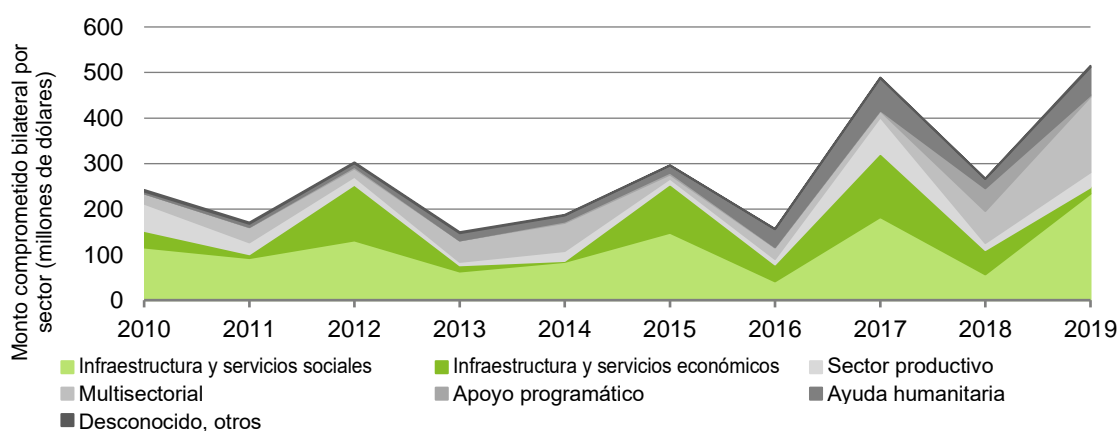
Ecuador recibió 14 millones de dólares de Japón, que ocupó el 6º lugar<sup>215</sup>.



Fuente: Elaborado por el Equipo de Estudio de JICA con base en las estadísticas de la OCDE

Figura 6-2 Montos netos recibidos de la AOD (2019)

Al observar el monto de AOD bilateral por sector y por objetivo, se nota que la ayuda se destina principalmente al sector de infraestructuras y servicios sociales, que incluye el sistema hidráulico y la educación, que ocupa un 40-50% del total, aunque existen variaciones anuales. Por otra parte, el sector de infraestructuras y servicios económicos, que incluye las energías y el transporte, ocupa un 20-30% en el segundo quinquenio de los años 2010. En 2019, estas áreas ocuparon solo un 3% (véase la Figura 6-3).



Fuente: Elaborado por el Equipo de Estudio de JICA con base en las estadísticas de la OCDE

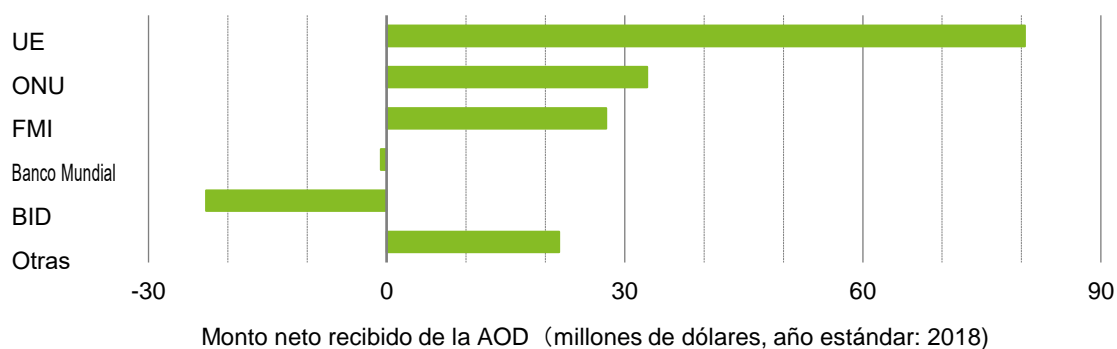
Figura 6-3 Evolución de los montos de AOD bilateral por sector (2010 a 2019)

<https://www.celec.gob.ec/index.php/sala-de-prensa/noticias/1838-agencia-francesa-de-desarrollo-afd-otorgo-250-mil-euros-no-reembolsables-para-estudios-del-recurso-solar-a-mediana-y-gran-escala-en-ecuador-y-desarrollo-de-nuevos-proyectos>

<sup>215</sup> Hay que tomar en cuenta que este monto no es total sino es neto. Según las estadísticas de la OCDE, el resultado de la AOD se calcula por la diferencia entre el monto otorgado y el monto del reembolso. Según estas estadísticas de la OCDE, en las décadas de 2000 y 2010, el monto neto recibido por Ecuador de Francia estaba en números negativos o números positivo alrededor de 50 – 100 millones de dólares. Por otra parte, en el mismo período, Ecuador recibía de Alemania entre 20 y 30 millones de dólares, de UE entre 50 y 100 millones de dólares en la década de 2000, y de Japón un promedio anual de 12 millones de dólares en la primera mitad de los años 2000 (monto neto). Por lo tanto, se considera que el monto extraordinariamente alto recibido de Francia en los últimos años se debe a que no hay montos por reembolsar por los financiamientos anteriores, en comparación con los otros países CAD.

La Figura 6-4 muestra los montos netos recibidos de las principales instituciones internacionales (2019). El monto neto recibido suma 140 millones de dólares; de este monto la Unión Europea ocupa el primer lugar, con 80 millones de dólares correspondientes al 60%. Los montos recibidos de las instituciones internacionales, como el Banco Mundial y el BID, se muestran negativos, al superar el monto de reembolso por las deudas contraídas anteriormente a los montos recibidos en el año.

Después de 2019, Ecuador obtuvo fuertes cantidades de financiamiento de los diferentes BMDs. Como ya se mencionó anteriormente, en marzo de 2019 el FMI decidió otorgar a Ecuador 4,200 millones de dólares en 3 años, en el marco del Servicio Extendido de FMI<sup>216</sup>. También hizo públicos los financiamientos de más de 6,000 millones de dólares del Banco Mundial, BID y CAF, entre otras instituciones<sup>217</sup>. En mayo de 2020, frente al deterioro de las finanzas públicas causado por la caída drástica de la cotización del crudo y por la pandemia de COVID-19, el FMI decidió otorgarle un apoyo financiero de 643 millones de dólares aplicando el Instrumento de Financiamiento Rápido, con base en la solicitud presentada por el gobierno ecuatoriano<sup>218</sup>. El Banco Mundial, el BID y la CAF también apoyaron el gobierno ecuatoriano con un fondo de 500 millones de dólares en total<sup>219</sup>. Entrando en el año 2021, el gobierno de Ecuador logró conseguir un financiamiento de 150 millones de dólares del Banco Mundial<sup>220</sup>, para abastecerse de vacunas contra el COVID-19, otro de 200 millones de dólares de financiamiento del BID para la recuperación de empleos, y una garantía de crédito de 63 millones de dólares, con el propósito de disponerse de la vacuna contra el coronavirus<sup>221</sup>.



Fuente: Elaborado por el Equipo del Estudio de la JICA con base en las estadísticas de la OCDE

Figura 6-4 Montos netos recibidos de la AOD por institución internacional (2019)

<sup>216</sup> Boletín de prensa del FMI (marzo 11, 2019) <https://www.imf.org/en/News/Articles/2019/03/11/ecuador-pr1972-imf-executive-board-approves-eff-for-ecuador>

<sup>217</sup> Boletín de prensa del FMI (febrero 21, 2019) <https://www.imf.org/en/News/Articles/2019/02/21/pr1952-ecuador-and-imf-reach-staff-level-agreement-on-extended-fund-facility>

<sup>218</sup> Boletín de Prensa del FMI (mayo 2, 2020) <https://www.imf.org/en/News/Articles/2020/05/01/pr-20203-ecuador-imf-executive-board-approves-us-643-million-in-emergency-assistance>

<sup>219</sup> JETRO Newsletters (abril 3, 2020) <https://www.jetro.go.jp/biznews/2020/04/c383258d42fc6bfe.html>

<sup>220</sup> Boletín de prensa del Banco Mundial (abril 5, 2021) <https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2021/04/05/el-banco-mundial-aprueba-us-150-millones-para-apoyar-la-vacunaci-n-contra-la-covid-19-en-ecuador>

<sup>221</sup> Boletín de prensa del BID (marzo 11, 2021) <https://www.iadb.org/en/news/idb-supports-ecuadors-purchase-vaccines-and-protection-social-spending>

## 6.2 Política de Asistencia a Ecuador de las Principales Instituciones Internacionales

En esta sección, vamos a analizar las políticas de asistencia de los principales BMDs y su orientación en el sector energético.

### (1) Banco Mundial

#### ● Resumen del donante

El Banco Mundial es un banco de desarrollo multinacional que realiza financiamientos de bajo interés/sin interés y/o financiamiento no reembolsable a los países en vías de desarrollo, con el fin de lograr la reducción de la pobreza o para ayudar a su desarrollo. El grupo del Banco Mundial se constituye del Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF), que ofrece préstamos a los países de ingreso medio, la Asociación Internacional del Fomento (AIF), que realiza financiamientos sin interés o no reembolsables a los países de ingreso bajo, la Corporación Financiera Internacional (CFI), que apoya el sector privado, el Organismo Multilateral en Garantía de Inversiones (OMGI), que ofrece garantías para riesgos políticos, y el Centro Internacional para Resolución de Disputas sobre Inversiones (CIADI), que se dedica al arbitraje y conciliación de las disputas generadas en torno a las inversiones internacionales. Actualmente cuenta con 189 países miembros, y Ecuador es un socio desde 1945<sup>222</sup>, cuando se estableció el BIRF.

#### ● Política de asistencia hacia Ecuador

La asistencia del Banco Mundial a Ecuador se suspendió durante un tiempo desde 2007, pero se encaminó para su reactivación desde 2014. Se emitió una nota de estrategia provisional entre 2014 y 2015, y la nota de compromiso por país en 2016-2017. En junio de 2019, se aprobó el Marco de Alianza con el País (MAP) para Ecuador en su Junta de Gobernadores. En este documento, se consideran como áreas prioritarias (1) la preparación de las bases para un crecimiento integral, (2) el fortalecimiento del capital humano y la protección de los (socialmente) vulnerables; y (3) el mejoramiento de la sustentabilidad institucional y ambiental<sup>223</sup>.

##### (1) Preparación de las bases para un crecimiento integral

- Incrementar la eficiencia de los gastos públicos
- Habilitar el entorno para el desarrollo del sector privado
- Mejorar la inclusión e intermediación del sector financiero

##### (2) Fortalecimiento del capital humano y protección de los (socialmente) vulnerables

- Mejorar el acceso a la educación especializada dirigida para satisfacer la demanda
- Fortalecer la eficiencia y la efectividad del sistema social

##### (3) Mejoramiento de la sustentabilidad institucional y ambiental

- Tomar decisiones políticas con fundamentos y reforzar su transparencia

---

<sup>222</sup> Sitio Web del Banco Mundial <https://www.worldbank.org/en/who-we-are>

<sup>223</sup> Grupo Banco Mundial (2019) “Marco de Asociación por País para la República de Ecuador AF19 – AF23”

- Aumentar la resiliencia frente a los riesgos de desastres naturales y del cambio climático

En el MAP, el sector energético no está señalado como una de las áreas prioritarias, pero se indica, como una de las orientaciones de asistencia relacionadas con las áreas prioritarias, la reducción de subsidios y la preparación de terrenos para los proyectos de asociación público-privada. Para “incrementar la eficiencia de los gastos públicos”, se apoya la reforma de la administración fiscal, incluyendo la reducción gradual de subsidios excesivos al combustible y la introducción de una nueva ley en la materia. En cuanto a la asociación público-privada, se piensa preparar un entorno propicio para los proyectos de APP, estableciendo un sistema regulatorio y los contratos estándares, lo que hará posible su implementación. Los proyectos de APP se destinarán a los temas que no sean “modernización de equipos” que respalda el BID. En el aspecto de “habilitar el entorno para el desarrollo del sector privado”, también se refiere a la preparación de terrenos para los proyectos de APP y al ofrecimiento de garantía de inversiones a través de la OMGI, para mitigar los riesgos políticos para las inversiones destinadas para este tipo de proyectos.

Sin embargo, de acuerdo con una conversación que tuvimos con el funcionario encargado de Ecuador en el Banco Mundial, la institución concentrará sus esfuerzos en la reforma política bajo este MAP, sobre todo, utilizando el Financiamiento a las Políticas de Desarrollo (DPF, por sus siglas en inglés) y no tanto en la implementación de los proyectos individuales.

#### ● Asistencia a Ecuador

En el Cuadro 6-1 aparece la lista de proyectos relacionados con la energía del BIRF y AIF, aprobados desde 2010 hasta 2021. Los proyectos de energía son considerados como “Financiamiento a las Políticas del Desarrollo de Crecimiento Inclusivo y Sustentable” (aprobados en 2019 y 2020). Son DPFs que tienen el fin de lograr la recuperación económica, la creación de empleos por el sector privado y la eliminación de los impedimentos para alcanzar la estabilidad financiera. En el sector energético, apoyan y promueven las políticas relacionadas con la importación de combustibles y la reforma de sus precios, incluyendo la reducción de subsidios al combustible.

**Cuadro 6-1 Proyectos de BIRF y AIF relacionados con energía**

Nombre del proyecto	Contenido	Monto aprobado (mil US\$)	Fecha de aprobación	Estado actual	Ejecut ora
Primer Financiamiento para la Política de Crecimiento y Desarrollo Inclusivo y Sustentable	Eficientización financiera y fiscal, crecimiento del sector privado y protección de los socialmente vulnerables.	500,000	Junio 2019	Cerrado	MEF
Tercer Financiamiento para la Política de Crecimiento y Desarrollo Inclusivo y Sustentable		500,000	Noviembre 2020	Implementación	MEF

Fuente: Elaborado por el Equipo del Estudio de la JICA con base en el Sitio Web del Banco Mundial<sup>224</sup>

<sup>224</sup> <https://projects.worldbank.org/en/projects-operations/projects-home>



Por otra parte, en el marco del Financiamiento Político para el Desarrollo, se menciona la “preparación del entorno para el desarrollo del sector privado”, pero las instituciones encargadas de promover la inversión privada, que son la CFI y el OMGI, no han implementado ningún proyecto relacionado con el sector energético en estos 10 años. Además, como ya se ha mencionado, en el encuentro con el Banco Mundial se nos dijo que la institución está enfocada en las reformas políticas, y no tiene ningún plan de inversión o de financiamiento para un proyecto del sector energético.

Como un posible apoyo al sector energético, se está analizando la posibilidad de la revisión del precio de la luz para reforzar y ampliar el sistema eléctrico (incluyendo la introducción de la energía renovable y la ampliación de la electrificación), de la introducción del sistema de acumulación de electricidad (incluye el hidrógeno), del potencial de ahorro de energía en las instalaciones públicas y del diseño del sistema de fijación de precio del carbono<sup>225</sup>.

Cuando el Ministerio de Economía y Finanzas elaboró un borrador de una nueva ley sobre la APP, cuya deliberación está suspendida en este momento, el Banco Mundial realizó sugerencias como parte del DPF. Sin embargo, estas actividades no fueron un proyecto de asistencia formal, y no tiene planes de establecer un proyecto de cooperación técnica sobre la construcción de sistemas y el desarrollo de capacidades en el campo de APP<sup>226</sup>.

## (2) Banco Interamericano de Desarrollo (BID)

### ● Resumen del donante

El BID es un BMD que realiza inversiones y financiamiento que contribuyan al desarrollo económico y social de los países miembros de la región de Latinoamérica y el Caribe. Se le llama grupo BID al grupo compuesto por el BID Invest<sup>227</sup>, que otorga inversión y financiamiento a las empresas privadas y el BID Lab.<sup>228</sup>, que es un instituto de investigación en innovaciones. Actualmente, el BID se constituye de 48 países, incluyendo Japón y países europeos; de estos 48, 26 son países latinoamericanos y caribeños, que son los deudores<sup>229</sup>. La JICA tiene firmado un memorándum con el BID Invest para promover la coinversión y/o el cofinanciamiento en el sector privado latinoamericano<sup>230</sup>, en 2021 con el Grupo BID otro memorándum sobre la ampliación de la asociación con el grupo, para estrechar la asociación institucional para la recuperación económica y la inclusión social en la región de Latinoamérica y el Caribe<sup>231</sup>.

JICA ha profundizado su relación con el BID desde que se estableció como una nueva JICA al integrarse con el departamento de cooperación económica del antiguo Banco Japonés de Cooperación Internacional (JBIC, por sus siglas en inglés) en octubre de 2008. Mientras profundizaba las discusiones sobre la cooperación de trabajo y enviaba su personal al

---

<sup>225</sup> Entrevista con el Banco Mundial

<sup>226</sup> Ídem.

<sup>227</sup> Su nombre oficial es Inter-American Investment Corporation.

<sup>228</sup> Su nombre oficial es Multilateral Investment Fund.

<sup>229</sup> Sitio Web del BID <https://www.iadb.org/en/about-us/how-are-we-organized>

<sup>230</sup> Boletín de prensa de la JICA (marzo 26, 2018) [https://www.jica.go.jp/press/2017/20180326\\_01.html](https://www.jica.go.jp/press/2017/20180326_01.html)

<sup>231</sup> Boletín de prensa de la JICA (marzo 24, 2018) [https://www.jica.go.jp/press/2020/20210324\\_30.html](https://www.jica.go.jp/press/2020/20210324_30.html)

Departamento de Infraestructura del BID, profundizando de esta manera el intercambio de personas, se lanzó en enero de 2011, el marco del “Cofinanciamiento para Energía Renovable y Eficiencia Energética (antiguo CORE<sup>232</sup>)” en América Latina y el Caribe<sup>233</sup>. Posteriormente, se repitieron las revisiones ante la expansión del cofinanciamiento y los logros colaborativos, y al incorporar el memorando de entendimiento firmado entre JICA y BID Invest en 2018 con el objetivo de promover la coinversión y el cofinanciamiento de ambas instituciones en el sector privado de Latinoamérica<sup>234</sup>, en marzo de 2021 se consolidó y volvió a firmarse como memorando de cooperación sobre la expansión de la asociación, que apuntaba a la “Cooperación para la Recuperación Económica y la Inclusión Social (CORE)<sup>235</sup>” junto con el grupo de BID, con el monto objetivo para 2026 de 3 mil millones de dólares y ampliando el objeto a la infraestructura de calidad, la prevención de desastres y la salud internacional, incluyendo la energía y el cambio climático<sup>236</sup>. En 2021, luego de agregar el método de préstamo tipo programa a través de esta expansión, se están acumulando más resultados de cofinanciamiento para República Dominicana y Honduras. Asimismo, en colaboración con el BID Lab, se realizó en Japón el TSUBASA Open Innovation Challenge<sup>237</sup> como apoyo a las startups. Por cierto, en 2016, JBIC firmó un acuerdo de cooperación de trabajo con el BID y el BID Invest en relación con la composición de proyectos de infraestructura y ambientales entre otras cosas en América Latina y el Caribe<sup>238</sup>.

#### ● Política de asistencia a Ecuador

La última versión que da cuenta de las estrategias del BID sobre la asistencia para Ecuador es la que cubre los años 2018-2021. En esta versión, se consideran como áreas prioritarias al (1) fortalecimiento de finanzas públicas, (2) la productividad y el sector privado y (3) la profundización del avance social<sup>239</sup>.

##### (1) Fortalecimiento de finanzas públicas

- Establecer los medios para la estabilización de las finanzas públicas y para ampliar el espacio de aplicación de las medidas fiscales anticíclicas, para que sea posible enfrentar los riesgos al depender casi exclusivamente de la exportación del crudo.
- Avanzar en la reforma energética, incluyendo el apoyo para el sector privado a través del BID Invest, para fortalecer el suministro de energías generadas por recursos no fósiles (hidráulica, geotérmica, eólica y de gas natural); realizar inversiones necesarias para reducir el subsidio al combustible fósil.
- Llevar adelante la modernización del país, priorizando los esfuerzos por mejorar la eficiencia y la calidad de los gastos fiscales.

---

<sup>232</sup> Cofinanciamiento para Energía Renovable y Eficiencia Energética

<sup>233</sup> Comunicado de prensa de JICA (marzo 24, 2021) [https://www.jica.go.jp/press/2020/20210324\\_30.html](https://www.jica.go.jp/press/2020/20210324_30.html)

<sup>234</sup> Comunicado de prensa de JICA (marzo 26, 2018) [https://www.jica.go.jp/press/2017/20180326\\_01.html](https://www.jica.go.jp/press/2017/20180326_01.html)

<sup>235</sup> Cooperación para la Recuperación Económica y la Inclusión Social

<sup>236</sup> Comunicado de prensa de JICA (marzo 24, 2021) [https://www.jica.go.jp/press/2020/20210324\\_30.html](https://www.jica.go.jp/press/2020/20210324_30.html)

<sup>237</sup> Aceleración empresarial transformacional de empresas emergentes para la agenda de los ODS

<sup>238</sup> Comunicado de prensa de JBIC (noviembre 2, 2016) <https://www.jbic.go.jp/ja/information/press/press-2016/1102-51322.html>

<sup>239</sup> El Grupo BID (2018) “Estrategia de país del Grupo BID para Ecuador 2018-2021”

- Fortalecer el marco de APP y de asociación estratégica, y dentro de este marco, otorgar apoyos técnicos y financieros para desarrollar proyectos sustentables.
- (2) La productividad y el sector privado
- Establecer y llevar a cabo las políticas que permitan reducir los impedimentos para la redistribución efectiva de los factores productivos y para fomentar la inversión privada.
  - Profundizar el mercado financiero a través de las operaciones del Grupo BID al ofrecer los productos financieros que permitan ampliar los financiamientos de mediano y largo plazo por parte de los bancos locales y reducir las restricciones para la introducción de créditos en el sector de las pequeñas y medianas empresas y de agricultura.
  - Establecer y llevar a cabo las estrategias para mejorar el acceso al mercado y promover la exportación; a través del apoyo del BID Invest, ofrecer fondos para los proyectos de operativos con el fin de apoyar la integración al mercado internacional y la diversificación de los productos de exportación.
  - Maximizar la sinergia entre el BID y el BID Invest, apoyando los proyectos de infraestructuras que mejoren la asociación regional-internacional y reduzcan los costos de logística.
- (3) Profundización del avance social
- Mejorar la productividad agrícola y el bienestar de la población rural a través de apoyos del BID Invest, para hacer posibles el ofrecimiento de bienes y servicios públicos, el desarrollo de la agricultura apta para el cambio climático y el acceso financiero de los pequeños productores.
  - Mejorar el control y la calidad de los servicios sociales (sobre todo, en educación, salud y desarrollo de los lactantes e infantes), incluyendo la mejora constante de las habilidades del personal y de los procesos.
  - Ampliar los destinatarios de los gastos sociales, principalmente a los habitantes autóctonos, afro-ecuatorianos, mujeres y niños.
  - Mantener la sustentabilidad financiera e institucional reforzando procesos antes y durante de la ejecución de la inversión, en los proyectos de agua potable y de alcantarillado a nivel provincial y nacional.
  - Reducir la falta de viviendas.

En relación al sector energético, se mencionan la reducción de subsidios para el combustible y el mejoramiento del entorno para la APP, en el rubro del “fortalecimiento de finanzas públicas”, igual que el caso del Banco Mundial.

Actualmente, se tienen las estrategias para el apoyo a Ecuador hasta 2021; las estrategias para el 2022 y adelante están siendo elaboradas tomando en cuenta el Plan Nacional de Desarrollo de la nueva administración, de acuerdo con la información ofrecida en la entrevista con la institución.

Las Tareas de Desarrollo por País<sup>240</sup> en que se basan las estrategias serán publicadas en febrero de 2022.

- **Asistencia a Ecuador**

Los Cuadro 6-2 y Cuadro 6-3 muestran la lista de los proyectos relacionados con el sector energético aprobados por el BID y el BID Invest entre 2010 y 2021. Durante 10 años pasados, el BID ha venido otorgando numerosos financiamientos y apoyos técnicos al suministro (generación eléctrica, transmisión y distribución incluyendo la conexión internacional) y a la demanda. Después del terremoto ocurrido en abril de 2016, llevó a cabo varios proyectos que se incluyen el objetivo de rehabilitar las infraestructuras de transmisión y de distribución en las áreas gravemente dañadas. El BID Invest también otorga financiamientos para los proyectos de construcción y de operación de centrales hidroeléctricas y de adquisición de motores a gas.

**Cuadro 6-2 Lista de proyectos del BID en las áreas de energía (aprobados entre 2010 y 2021)**

Nombre del proyecto	Tipo de apoyo	Monto aprobado (mil US\$)	Fecha de aprobación	Estado de avance
Apoyo al Programa de Transmisión	Operación de Préstamo	64,700	Noviembre 2010	Cerrado
Modernización de las Estaciones de Bombeo del Poliducto Esmeraldas-Quito	Operación de Préstamo	58,000	Diciembre 2010	Cerrado
Apoyo al Programa de Electrificación Rural y Urbano Marginal	Cooperación Técnica	200	Abril 2011	Cerrado
Apoyo al Programa de Expansión de Generación Hidroeléctrica	Cooperación Técnica	220	Junio 2011	Cerrado
Programa de Electrificación Rural y Urbano-Marginal del Ecuador	Operación de Préstamo	40,000	Noviembre 2011	Cerrado
Apoyo al Programa de Electrificación Rural en Ecuador	Cooperación Técnica	180	Diciembre 2011	Cerrado
Midiendo Impactos de Proyectos de Electrificación Rural en Ecuador	Cooperación Técnica	400	Noviembre 2012	Cerrado
Electrificación rural con Energías renovables en Zonas Aisladas del Ecuador	Cooperación Técnica	909	Abril 2013	Implementación
Soluciones Sostenibles de Energías Renovables Fuera de Red Comunidades Aisladas	Cooperación Técnica	997	Agosto 2013	Cerrado
Apoyo al Programa de Electrificación Rural y Urbano-Marginal del Ecuador II	Cooperación Técnica	150	Octubre 2013	Cerrado
Programa de Electrificación Ruural y Urbano-marginal del Ecuador II	Operación de Préstamo	30,000	Noviembre 2013	Cerrado
Análisis de la Implementación del Programa de Redes Inteligentes en Ecuador	Cooperación Técnica	450	Diciembre 2013	Cerrado
Apoyo al programa de Interconexión eléctrico del Ecuador	Operación de Préstamo	150,000	Abril 2014	Implementación
Apoyo al Cambio de la Matriz Energética de Ecuador	Cooperación Técnica	500	Junio 2014	Cerrado
Programa de Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución Eléctrica	Operación de Préstamo	220,000	Junio 2014	Cerrado
Intercambio de Experiencias/Desarrollo y Montoreo de Campos geotérmicos	Cooperación Técnica	11	Febrero 2015	Cerrado
Apoyo al Cambio de la Matriz Energética del Ecuador	Operación de Préstamo	500,000	Febrero 2015	Cerrado
Programa de Reforzamiento del sistema Nacional	Operación de	80,000	Junio	Implementación

<sup>240</sup> Country Development Challenges

de Distribución Eléctrica II	Préstamo		2015	
Apoyo a la Preparación de la Agenda Nacional de Energía del Ecuador	Cooperación Técnica	300	Julio 2015	Cerrado
Producción de energía a partir de la valorización de residuos sólidos municipale	Cooperación Técnica	500	Septiembre 2015	Cancelado
Apoyo a la Elaboración del Plan Nacional de Eficiencia Energética y Energía Renovable	Cooperación Técnica	350	Septiembre 2015	Cerrado
Producción de Biocombustible para la Generación de Electricidad en las Islas Gal	Cooperación Técnica	609	Noviembre 2015	Cerrado
Intercambio de experiencias/ Desarrollo y Monitoreo de Campos Geotermales	Cooperación Técnica	13	Abril 2016	Cerrado
Medición de los beneficios de la Electrificación Rural en Ecuador	Cooperación Técnica	400	Junio 2016	Cerrado
Apoyo al Plan de Inversiones para el Cambio de la Matriz Energética de Ecuador	Cooperación Técnica	200	Junio 2016	Cerrado
Plan de Inversiones en Apoyo al Cambio de la Matriz Energética de Ecuador	Operación de Préstamo	143,000	Agosto 2016	Implementación
Programa de Reconstrucción de Infraestructura Eléctrica de las Zonas Afectadas por el Sismo en Ecuador	Operación de Préstamo	60,000	Enero 2017	Implementación
Intercambio de Experiencias en el Desarrollo y Monitoreo de Campos Geotermales	Cooperación Técnica	9	Mayo 2017	Cerrado
Kara Solar: Transporte Fluvial en el territorio Achuar usando paneles solares	Cooperación Técnica	150	Junio 2017	Cerrado
Apoyo al Avance del Cambio de la Matriz Energética del Ecuador	Operación de Préstamo	150,000	Octubre 2017	Implementación
Programa de Modernización y Renovación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano	Operación de Préstamo	100,000	Septiembre 2018	Implementación
Incrementando la Resiliencia de la Infraestructura de Energía en Ecuador	Cooperación Técnica	700	Mayo 2019	Implementación
Apoyo a la Iniciativa de Cero combustibles fósiles para Galápagos	Cooperación Técnica	500	Agosto 2019	Implementación
CANEF: Fortalecimiento de la Planificación a Largo Plazo en los Sectores de Recursos Naturales No Renovables de Ecuador	Cooperación Técnica	270	Enero 2020	Implementación
Gestión Sostenible de Recursos del Subsuelo e Infraestructura Asociada	Operación de Préstamo	78,400	Marzo 2020	Implementación
Apoyo a la transición de la matriz energética en Ecuador - II	Operación de Préstamo	280,000	Junio 2020	Cerrado
Apoyo a la Preparación y Ejecución del Proyecto de Interconexión Eléctrica Ecuador -Perú	Cooperación Técnica	200	Septiembre 2020	Implementación
Apoyo Técnico e Institucional para Proyectos de Movilidad Eléctrica en Ecuador	Cooperación Técnica	1,047	Noviembre 2020	Implementación
Financiamiento del Transporte Eléctrico Sostenible en Ecuador	Operación de Préstamo	33,000	Diciembre 2020	Implementación
Apoyo a la Digitalización de la Operación en la Infraestructura en las Empresas Electricas de Distribución en Ecuador	Cooperación Técnica	200	Septiembre 2021	Implementación

Fuente: Elaborado por el Equipo del Estudio de la JICA con base en el sitio web del BID<sup>241</sup>

Cuadro 6-3 Lista de proyectos del BID Invest en las áreas de energía (aprobados entre 2010 y 2021)

Nombre del proyecto	Contenido	Tipo de apoyo	Monto financiado por BID Invest (mil US\$)	Monto de cofinanciamiento (mil US\$)	Fecha de aprobación	Estado de avance
Genser Power	Adquisición de motores a gas	Operación de Préstamo	2,500	1,000	Abril 2011	Implementación
Hidosanbartolo, S.A.	Central	Operación	10,000	16,400	Noviembre	Cerrado

<sup>241</sup> <https://www.iadb.org/en/projects>

	hidroeléctrica	n de Préstamo			2012	
Genser Power Inc., Sucursal Ecuador	Adquisición de motores a gas	Operación de Préstamo	2,000	1,600	Enero 2015	Implementación
Hidrowarm	Central hidroeléctrica	Operación de Préstamo	10,000	68,000	Junio 2016	Cerrado

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA con base en el sitio web del BID Invest<sup>242</sup>

El BID realiza apoyos para la introducción de vehículos eléctricos en Ecuador, de manera muy activa. La primera “Estrategia Nacional de Electromovilidad” publicada en marzo de 2021 fue elaborada por el Ministerio de Transporte y Obras Públicas respaldado por el BID. La institución financiera también aprobó un estudio técnico sobre el vehículo eléctrico (análisis técnico-financiero, análisis de eficiencia del vehículo eléctrico, análisis de rutas, etc.), un proyecto de cooperación técnica sobre incentivos y un financiamiento con el fin de promover la inversión privada en los vehículos eléctricos.

### (3) Corporación Andina de Fomento (CAF)

#### ● Resumen del donante

La CAF es un BMD que otorga los créditos, los financiamientos no reembolsables y los apoyos técnicos y fiscales a los sectores públicos y privados de los países de Latinoamérica y el Caribe. En este momento, la CAF tiene 17 países miembros latinoamericanos y caribeños, además de España, Portugal y 13 bancos privados de la región<sup>243</sup>.

#### ● Política de asistencia a Ecuador

La CAF no hace públicas sus políticas de asistencia por país. De acuerdo con una entrevista que tuvimos con la Corporación, en este momento está elaborando sus estrategias de asistencia para los años 2022-2025, con base en el Plan Nacional de Desarrollo del nuevo gobierno del Presidente Lasso.

La asistencia de la CAF se destina en torno a los siguientes temas: (1) eficiencia, (2) imparcialidad, (3) sustentabilidad, (4) institucionalidad y (5) integralidad<sup>244</sup>.

#### (1) Eficiencia

- Aumento de la productividad y desarrollo de infraestructuras
- Fortalecimiento del sector financiero

#### (2) Imparcialidad

- Desarrollo humano y social imparcial y apoyador
- Inclusión financiera

#### (3) Sustentabilidad

- Gestión Ambiental inclusiva

<sup>242</sup> <https://idbinvest.org/en/projects>

<sup>243</sup> Sitio Web de la CAF <https://www.caf.com/es/sobre-caf/>

<sup>244</sup> CAF (2020) “Informe sobre sostenibilidad 2019”

- Capacidad política en macroeconomía
- (4) Institucionalidad
  - Fortalecimiento institucional
  - Capacidad de gestión pública administrativa
- (5) Integralidad
  - Integración física, logística, energética y financiera
  - Discusión y creación de consensos

● **Asistencia a Ecuador**

En el Cuadro 6-4 se muestra la lista de proyectos del sector energético respaldados por la CAF y aprobados en los años 2010-2021. Desde que se realizó un préstamo sectorial destinado al proyecto de generación-transmisión-distribución de electricidad en 2017, no se ha implementado ningún otro proyecto relacionado con la energía. En una entrevista realizada al encargado de Ecuador en la CAF, se confirmó que el sector energético ha disminuido su importancia en las prioridades de su trabajo.

La CAF también otorga financiamientos al sector privado, pero en el caso de Ecuador los financiamientos se destinan mayoritariamente al gobierno y a las instituciones públicas, por las restricciones del recurso humano. En el sector energético, los entes objeto de apoyo son las empresas paraestatales, empezando por CELEC<sup>245</sup>.

**Cuadro 6-4 Lista de los proyectos en el área de energía respaldados por la CAF (aprobados entre 2010 y 2021)**

Nombre del proyecto	Componentes y montos aprobados (mil US\$)	Fecha de aprobación
Apoyo Inversión Pública Sector Eléctrico	Electrificación Rural y Urbano Marginal (FERUM) - 72.2 Proyectos de expansión y mejoramiento - 5.1 Ampliación de sistemas de transmisión - 30 Generación Hidroeléctrica "MAZAR" - 142.7	Marzo 2010
Plan de Ordenamiento y Desarrollo Sostenible del Casco Urbano Central de la ciudad de Loja	Componente 6: Nuevas redes subterráneas de abastecimiento de energía eléctrica - 23.36	Octubre 2014
Programa de Reforzamiento del Sistema de Distribución Eléctrica	Componente I: Reforzamiento del SND - 141.4 Componente II: Equipamiento - 48.5 Componente IV: Preinversión - 4.1 Componente VI: Auditorías - 1.5 Componente VII: Imprevistos - 5.2	Diciembre 2014
Préstamo Sectorial de Enfoque Amplio en Electricidad	Apoyar las inversiones en costos directos de proyectos de generación, transmisión y/o distribución de energía eléctrica en todo el país entre los años 2014 y 2016 - 400	Julio 2015
Préstamo Sectorial de Enfoque Amplio en Electricidad II	Apoyar las inversiones en costos directos de proyectos de generación, transmisión y/o distribución de energía eléctrica en todo el país entre los años 2015 y 2016 - 200	Enero 2016
Préstamo Sectorial de Enfoque Amplio en Electricidad III	Fortalecer los indicadores del sector apoyando la continuidad de las inversiones en los proyectos de generación, transmisión y distribución eléctrica en todo el país - 150	Julio 2017

Fuente: Elaborado por el Equipo del Proyecto de la JICA con base en los materiales ofrecidos por la CAF<sup>246</sup>

<sup>245</sup> Comentarios hechos en la entrevista con la CAF.

<sup>246</sup> <https://www.caf.com/>

### 6.3 Ayudas Prestadas por China

Los datos mostrados en la sección anterior dan cuenta del flujo de fondos gubernamentales de los países miembros del CAD y de las instituciones internacionales, pero no incluyen el monto de asistencia china, ya que el país no es miembro del Comité. Es difícil saber en detalle la realidad de la asistencia exterior de China, pero la podemos estimar tomando como referencia a varios estudios realizados por varios grupos de expertos (think tanks).

Según un estudio realizado por uno de estos grupos estadounidenses, William & Mary's Global Research Institute, Ecuador ocupa el lugar 24 entre los países receptores de la AOD china en el mundo (recibe 1,050 millones de dólares) y el 9º lugar en cuanto a los Otros Flujos Oficiales (OFO) (recibe 15,920 millones de dólares). En la región de Latinoamérica, es el segundo país más importante después de Cuba en cuanto a la AOD y el primer país en los OFO<sup>247</sup>. Por otra parte, otro grupo de expertos de UE, Inter-American Dialogue, dice, en su base de datos<sup>248</sup>, que China otorgó a Ecuador un financiamiento de 18,400 millones de dólares entre 2010 y 2018, a través del Banco de Exportación e Importación de la República de China y del Banco de Desarrollo de China<sup>249</sup>. Connectas, un Organización No Lucrativo de Colombia, por su lado, dice que el monto total de financiamiento chino hacia Ecuador fue de 11,300 millones de dólares, que incluye, además de los créditos del Banco de Importación y Exportación (7,000 millones de dólares) y del Banco de Desarrollo de China (3,460 millones de dólares), un cofinanciamiento del Bank of China y Deutsche Bank sucursal Hong Kong (700 millones de dólares) y un financiamiento solo del Bank of China (170 millones de dólares). Además, el Banco Industrial y Comercial de China ha otorgado un financiamiento de 970 millones de dólares a Petroecuador, la empresa petrolera propiedad de Ecuador<sup>250 251</sup>. Es necesario distinguir la diferencia entre el monto neto y el monto total, pero si consideramos que Francia, el mayor donador bilateral por monto neto de recepción por país, solo proporciona 240 millones de dólares anuales (2019), se entiende la importancia extraordinaria que tiene China como donante. Igualmente, se comprende que China considera a Ecuador como un socio importante en América Latina.

El Cuadro 6-5 muestra una lista de los proyectos de asistencia que China tiene para Ecuador, publicada en la base de datos de Inter-American Dialogue. A diferencia de la asistencia de los países miembros del CAD y de las instituciones internacionales, la ayuda de China se caracteriza por enfocarse en la construcción de infraestructuras económicas, incluyendo el área energética. Entre los 15 proyectos confirmados entre los años 2010 y 2018, 6 son del sector energético.

---

<sup>247</sup> El año estándar del valor de un dólar estadounidense es 2017. Malik, A. A., et al. (2021) "Los bancos en la Franja y la Ruta: perspectivas de un nuevo conjunto de datos globales de 13,427 proyectos de desarrollo chinos"

<sup>248</sup> Base de datos de Inter-American Dialogue [https://www.thedialogue.org/map\\_list/](https://www.thedialogue.org/map_list/)

<sup>249</sup> El Banco de Exportación e Importación de China es una institución financiera 100% del gobierno chino (agencia de crédito a la exportación) y tiene el papel de apoyar la "Iniciativa de la Franja y la Ruta" en el aspecto financiero. El Banco de Desarrollo de China también es una institución financiera 100% del gobierno, y financia los proyectos públicos de infraestructura que incluyen electricidad y transporte. Son bancos de desarrollo, junto con el Banco de Desarrollo Agrícola de China.

<sup>250</sup> Connectas artículo <https://www.connectas.org/la-madeja-de-los-creditos-chinos-en-ecuador/>

<sup>251</sup> El Bank of China y el Banco Industrial y Comercial de China son dos de los cuatro bancos estatales comerciales más grandes de China.



Cuadro 6-5 Lista de proyectos de asistencia de China para Ecuador (entre 2010 y 2018)

Proyecto/ objetivo	Sector	Año	Entidad crediticia	Monto (mil US\$)
Embalse de la hidroeléctrica de Coca-Codo-Sinclair	Energía	Junio 2010	Banco de Exportación e Importación de China	1,700
80% discrecional, 20% petróleo	Energía	Julio 2010	Banco de Desarrollo de China	1,000
Embalse de la hidroeléctrica de Sopladora	Energía	Diciembre 2010	Banco de Exportación e Importación de China	571
Desarrollo de energías renovables	Energía	Julio 2011	Banco de Desarrollo de China	2,000
Financiamiento para el Déficit Fiscal 2013	Otros	Diciembre 2012	Banco de Desarrollo de China	2,000
Carretera para el aeropuerto de Quito	Carretera	Febrero 2013	Banco de Exportación e Importación de China	80
Embalse de la hidroeléctrica de Minas-San Francisco	Energía	Abril 2013	Banco de Exportación e Importación de China	312
Financiamiento para el sistema de transmisión del embalse de la hidroeléctrica de Coca-Codo	Energía	Octubre 2014	Banco de Exportación e Importación de China	509
Proyectos de transporte, educación y atención de salud	Otros	Enero 2015	Banco de Exportación e Importación de China	5,300
Financiamiento al Plan Anual de Inversión 2015	Otros	Enero 2015	Banco de Desarrollo de China	1,500
Sustitución de hornos de cocina	Otros	Enero 2015	Banco de Exportación e Importación de China	250
Complejo educativo de Yachay	Otros	Febrero 2016	Banco de Exportación e Importación de China	198
No discrecional e infraestructura	Otros	Abril 2016	Banco de Desarrollo de China	2,000
Asistencia para el desarrollo	Otros	Diciembre 2018	Banco de Desarrollo de China	900
Proyectos de reconstrucción	Carretera	Diciembre 2018	Banco de Exportación e Importación de China	69

Fuente: Elaborado por el Equipo del Estudio de la JICA con base en la base de datos de Inter-American Dialogue<sup>252</sup>

En Ecuador, se están llevando a cabo 7 proyectos de infraestructura relacionados con la Iniciativa de la Franja y la Ruta, que suman 1,780 millones de dólares actualmente. Por otro lado, entre 2013 y 2021, un total de proyectos que suman en 417.3 millones de dólares fueron aplazados o suspendidos<sup>253</sup>.

Frecuentemente se señala que la asistencia al exterior de China consiste principalmente por los Otros Flujos Oficiales de carácter comercial que no cumplen con los estándares de la AOD. El caso de Ecuador no es una excepción. De acuerdo con el estudio realizado por el mencionado William & Mary's Global Research Institute, el país recibió de China 1,050 millones de dólares de la AOD, mientras que los OFO fueron de 15,920 millones de dólares, 15 veces mayor al monto de la AOD<sup>254</sup>.

Otra característica de la asistencia financiera china es que son proyectos de financiamiento atado, que limitan la adquisición de materiales a las empresas chinas, en su mayoría. De acuerdo con un estudio conjunto llevado a cabo por Connectas y una Organización No Lucrativa

<sup>252</sup> [https://www.thedialogue.org/map\\_list/](https://www.thedialogue.org/map_list/)

<sup>253</sup> Para el valor del dólar estadounidense, el año estándar es 2017. Malik, A. A., et al. (2021) "Los bancos en la Franja y la Ruta: perspectivas de un nuevo conjunto de datos globales de 13,427 proyectos de desarrollo chinos"

<sup>254</sup> Ídem.

Estadounidense que se llama International Center for Journalists, desde 2010 hasta mayo de 2017, estos financiamientos fueron destinados a los 48 proyectos de adquisición de Ecuador a las empresas chinas, con un monto total de 7,300 millones de dólares (en este período, hubo un financiamiento chino a Ecuador por un monto total de 11,300 millones de dólares)<sup>255</sup>. Los proveedores chinos confirmados fueron 15 empresas, de las cuales 6, que aparecen en el Cuadro 6-6, ocupan un 87% del total<sup>256</sup>. Son fabricantes de equipos para la generación de las centrales hidroeléctricas, principalmente.

**Cuadro 6-6 Adquisiciones principales de los proyectos con el uso del financiamiento gubernamental chino**

Nombre de la empresa	Sus negocios principales
Sinohydro (中国水利水电建设股份有限公司)	Se dedica a la ingeniería y construcción de centrales hidroeléctricas. Es una empresa estatal, filial de Power Construction Corporation of China (中国電力建設集团有限公司).
Harbin Electric (哈尔滨电气集团公司)	Se dedica al desarrollo, fabricación y control de potencia eléctrica de los equipos de generación. Es uno de los tres grandes fabricantes chinos de equipos para centrales eléctricas.
Gezhouba (中国葛洲壩集团股份)	Realiza la ingeniería y construcción de infraestructuras, como centrales eléctricas y carreteras.
Sinomach (中国机械工业集团有限公司)	Es una empresa estatal; fabrica equipos para la agricultura y la construcción.
CWE (中国水利电力对外公司)	Es una empresa de consultoría para la ingeniería y construcción de centrales hidroeléctricas. Es una empresa estatal, filial de China Three Gorges Corporation(中国长江三峡集团公司)
CEIEC (中国电子进出口有限公司)	Empresa estatal, fabricante de equipos electrónicos para la defensa.

Fuente: Elaborado por el Equipo del Estudio de la JICA

La comunidad internacional critica a menudo a China porque su ayuda externa no toma en consideración la situación financiera del país receptor, y provoca una sobreinversión. Y China aprovecha esta “trampa financiera” para quedarse con los derechos de infraestructuras a cambio de una exención. Los financiamientos chinos no son transparentes en muchas ocasiones, ya que su plazo de gracia y su nivel de interés no siempre se hacen públicos. Existen muchas zonas grises. Como se ha señalado hasta ahora, Ecuador recibe de China una gran cantidad de asistencia financiera, que asciende a un 13% del PIB en cifras oficiales, y se sospecha que existen 2% más del PIB de financiamientos escondidos. Además, de las deudas contraídas entre 2000 y 2017, el 59% está con algún tipo de garantía<sup>257</sup>. Las condiciones de financiamiento de China son bastante más desventajosas para el país receptor en comparación con las de los países miembros del CAD<sup>258</sup>, y se teme que en el futuro estas deudas vayan a ser muy gravosas para las finanzas de Ecuador, golpeadas fuertemente por la pandemia del COVID-19. El país ha venido aceptando la asistencia de China de manera positiva, sobre todo, después de la moratoria de los bonos globales en 2008 bajo el gobierno de Rafael Correa como una fuente de fondos. Pero el nuevo gobierno

<sup>255</sup> No todo el monto de adquisición está cubierto por el financiamiento chino. En ocasiones, el gobierno ecuatoriano desembolsa sus propios fondos para la compra.

<sup>256</sup> Connectas “La madeja de los créditos chinos en Ecuador” (31 de mayo, 2017)

<sup>257</sup> Malik, A. A., et al. (2021) “Los bancos en la Franja y la Ruta: perspectivas de un nuevo conjunto de datos globales de 13,427 proyectos de desarrollo chinos”

<sup>258</sup> Nikkei “Deuda con China: en 42 países supera el 10% del PBI, según un estudio estadounidense” (septiembre 29, 2021)

del Presidente Lasso está obligado a revisar esta política, porque hay un incremento del descontento sobre la dependencia de China entre la población.

Ahora, EE.UU. empieza a tomar posturas de apoyar Ecuador en su intento de liberarse de la dependencia de China. En enero de 2021, la Corporación Financiera de Desarrollo Internacional de los E.U. otorgó un financiamiento de 28,000 millones de dólares par refinanciar los préstamos chinos<sup>259</sup>.

#### 6.4 Análisis de los Casos Individuales

En esta sección se presentan los siguientes cinco proyectos específicos financiados por los BMDs y los donantes bilaterales en el sector energético de Ecuador.

- (1) Apoyo a la transición de la matriz energética en Ecuador-II (BID)
- (2) Financiamiento del vehículo eléctrico sostenible en Ecuador (BID)
- (3) Apoyo a la iniciativa de cero combustibles fósiles para Galápagos (BID)
- (4) Proyecto Fotovoltaico Puerto Ayora (KOICA, Corea)
- (5) Proyecto Hidroeléctrico Coca Codo Sinclair (China)

##### (1) BID: “Apoyo a la transición de la matriz energética en Ecuador-II”

###### ● Descripción general del apoyo

El presente proyecto es un préstamo basado en políticas (PBL, por sus siglas en inglés) del BID dirigido a apoyar las reformas de políticas para transformar la estructura energética en Ecuador y corresponde a la fase subsiguiente de “Apoyo a la transición de la matriz energética en Ecuador” de 2015 (monto de financiamiento de 500 millones de dólares). Los objetivos específicos del proyecto son: (1) impulsar la transición, de combustibles fósiles a energía eléctrica, y fortalecer los esfuerzos para mejorar la eficiencia energética, (2) promover el acceso a la energía eléctrica y aumentar el uso de la energía renovable, y (3) apoyar la realización del compromiso de expandir el intercambio de energía eléctrica en la región sudamericana<sup>260</sup>.

El monto de financiamiento aprobado en junio de 2020 es de 280 millones de dólares y el plazo de reembolso es de 20 años incluyendo el plazo de aplazamiento de 5 años y medio. La institución ejecutora ecuatoriana es el MEF, pero el proyecto es implementado en coordinación con el MERNNR.

---

<sup>259</sup> Asia Times “Es una trampa el rescate estadounidense del Ecuador ante la deuda con China” (enero 24, 2021)

<sup>260</sup> BID “Apoyo para la transición de la matriz energética en Ecuador, segunda propuesta de crédito” (mayo de 2020)

Cuadro 6-7 Descripción general del “Apoyo a la transición de la matriz energética en Ecuador-II” (BID)

Nombre del proyecto	Inglés	Support for the Transition of the Energy Matrix in Ecuador II				
	Español	Apoyo a la transición de la matriz energética en Ecuador-II				
Donante	BID		Institución ejecutora		MEF	
Tipo de apoyo	Préstamo		Monto de préstamo		280,000,000 dólares	
Condiciones de préstamo	Plazo de reembolso	20 años	Plazo de aplazamiento	5.5 años	Interés	LIBOR
Estado de ejecución	Aprobado en junio de 2020; concluido					

Fuente: Página Web del BID<sup>261</sup>; “Propuesta de préstamo para el apoyo a la transición de la matriz energética en Ecuador-II” (mayo, 2020) del BID.

## ● Contenido del apoyo

El Proyecto consta de los siguientes cuatro componentes<sup>262</sup>.

### Componente I: Marco Macroeconómico

Pretender mantener según la matriz de políticas y la carta de políticas sectoriales las condiciones macroeconómicas que estén en línea con el objetivo del proyecto.

### Componente II: Sector Energético Sostenible

Apoyar los esfuerzos para reemplazar o reducir el consumo de combustibles fósiles en los sectores doméstico y de generación eléctrica, y los subsidios relacionados con dicho consumo.

### Componente III: Fortalecimiento del Subsector Eléctrico

Promover los compromisos a favor de la eficiencia, la modernización, la innovación y la sostenibilidad en los servicios de energía y apoyar los esfuerzos para lograrlos.

### Componente IV: Apoyo a la Integración Eléctrica Regional

Hacer avanzar el SINEA, ampliar el intercambio regional de energía eléctrica, posibilitar la exportación de los excedentes de electricidad derivados de la nueva estructura energética en el mediano a largo plazo, garantizar el suministro de energía a nivel nacional en caso de emergencia y reducir la generación de energía térmica.

Para optar al préstamo, se debe llevar a cabo reformas de política de acuerdo con la matriz de políticas que se muestra en el Cuadro 6-8. Con respecto al Componente II, la implementación del plan de transición del GLP a la electricidad en el sector doméstico, la aprobación de la Ley de Eficiencia Energética que incorpore la introducción de vehículos eléctricos en el transporte público urbano y la presentación de las contribuciones determinadas a nivel nacional (CDN) para el período 2020-25 son estipuladas en las condiciones. Las condiciones correspondientes al Componente III incluyen el anuncio de la licitación para el proyecto de generación de energía renovable, la conclusión de al menos dos proyectos de generación de energía renovable para la electrificación de las áreas remotas y la conclusión de al menos 200 proyectos de electrificación rural que incorpore el reemplazo o la reducción de la generación de electricidad con diésel. El Componente IV está sujeto a condiciones como el inicio del proceso

<sup>261</sup> <https://www.iadb.org/en/project/EC-L1265>

<sup>262</sup> BID “Apoyo para la transición de la matriz energética en Ecuador, segunda propuesta de crédito” (mayo de 2020)

de licitación del estudio final de ingeniería sobre la nueva línea de interconexión de 500 kV entre Perú y el aumento del comercio de electricidad de fuentes renovables entre ambos países a través de la línea de interconexión existente de 230 kV.

En cuanto a la línea de interconexión de 500 kV entre Ecuador y Perú mencionada en el Componente IV, el BID está brindando una cooperación técnica por separado<sup>263</sup>. El monto aprobado para dicha cooperación técnica es de 250 millones de dólares, de los cuales 242 millones serán destinados a la ampliación de la subestación existente (Subestación Chorrillos), la construcción de la nueva subestación (Subestación Pasaje) y la construcción de la línea de transmisión de aproximadamente 285 km desde la Subestación Chorrillos hasta la frontera<sup>264</sup>.

**Cuadro 6-8 Matriz de políticas de “Apoyo a la transición de la matriz energética en Ecuador-II” (BID)**

Componentes/ Objetivos de Política	Condiciones de Política	
	Programático I	Programático II
<b>Componente I: Marco Macroeconómico</b>		
Marco General de Políticas Macroeconómicas estable.	1.1 Marco macroeconómico consistente con los objetivos del programa y con los lineamientos establecidos en la carta de política sectorial.	
<b>Componente II: Sector Energético Sostenible</b>		
Definición de una estrategia e implementación de acciones encaminadas a la reducción del consumo y sustitución de subsidios asociados a combustibles fósiles en el sector residencial y en la generación eléctrica.	2.1 Dictamen de la Secretaria Nacional de Planificación y Desarrollo (SENPLADES) de la iniciativa para la sustitución del uso de Gas Licuado de Petróleo (GLP) por electricidad en el sector residencial, aprobado.	2.1 Que esté en ejecución el Plan para la sustitución del uso de GLP por electricidad en el sector residencial.
	2.2 Alcance del proyecto de política del Ministerio de Recursos Naturales No Renovables (MRNNR) para la Sustitución de subsidio al GLP por electricidad con alcance a la población vulnerable sin acceso al servicio eléctrico, diseñado.	2.2 Que se hayan aprobado normas de construcción que contemplan aspectos de fomento de la eficiencia energética.
	2.3 Esquema tarifario para la transición de GLP a electricidad en el sector residencial con acceso al servicio eléctrico, diseñado y aprobado.	2.3 Que esté vigente el esquema tarifario para la transición de GLP a electricidad en el sector residencial con acceso al servicio eléctrico.
	2.4 Política para la Optimización de la Generación Eléctrica (OGE&EE) en la actividad hidrocarburífera <sup>3</sup> , diseñada por PETROAMAZONAS en acuerdo con el MRNNR, en ejecución.	2.4 Que se haya reducido la demanda de diésel en la actividad hidrocarburífera y sustituido por electricidad a través de la iniciativa OGE&EE y se haya alcanzado la meta anual establecida.
	—	2.5 Que se haya aprobado la Ley Orgánica de Eficiencia Energética, incluyendo la incorporación de medidas de eficiencia en el transporte público urbano a través del uso de vehículos eléctricos.
Definir un plan a nivel nacional que incluya las acciones de Ecuador para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.	2.5 Agenda Nacional de Energía del Ecuador, propuesta metodológica aprobada.	2.6 Que se haya presentado la Contribución Determinada a Nivel Nacional correspondiente al periodo 2020-2025 ante la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático.
Preparación y actualización	2.6 Balance Energético Nacional 2014,	2.7 Que se haya elaborado y publicado el

<sup>263</sup> Apoyo para la preparación y ejecución del sistema de interconexión de energía eléctrica entre Ecuador y Perú (aceptado en septiembre de 2020)

<sup>264</sup> BID “Documento de Cooperación Técnica” (agosto de 2021)

Componentes/ Objetivos de Política	Condiciones de Política	
	Programático I	Programático II
del Balance y Prospectiva Energética Nacional.	elaborado y publicado.	Balance Energético Nacional 2018.
<b>Componente III: Fortalecimiento del Subsector Eléctrico</b>		
Reducción del consumo de combustibles líquidos para la generación y expansión de la capacidad de generación con fuentes renovables.	3.1 Resolución del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) del Plan de Expansión y Desarrollo del Sistema Nacional Eléctrico 2013-2022, aprobado.	3.1 Que se haya convocado la subasta de proyectos de generación de energías renovables no convencionales.
Modernización del subsector eléctrico para mejorar su sostenibilidad, confiabilidad y facilitar la incorporación de nuevas cargas que resultan del cambio de la matriz energética.	3.2 Proyecto de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE), presentada a la Asamblea Nacional y aprobada.	3.2 Que se haya reglamentado la Ley LOSPEE, incluyendo la elaboración y difusión del proyecto de regulación denominado “Marco normativo para la participación de la Generación Distribuida” que permite, entre otras cosas, una mayor generación de energía renovable.
	3.3 Política de reducción del déficit tarifario mediante el aumento de la tarifa eléctrica, aprobado por el CONELEC.	3.3 Que se haya avanzado a lograr que el incremento en el Índice de recuperación de efectivo, promedio nacional de las Empresas Públicas Eléctricas Distribuidoras esté por encima de 75%, y que el indicador de pérdidas eléctricas totales este por debajo de 14%.
	3.4 Acuerdo Ministerial para la creación del Comité Interinstitucional para la implementación del Programa Nacional de Redes Inteligentes, aprobado.	3.4 Que se incorporen principios de redes inteligentes en los proyectos del Programa Nacional para el Reforzamiento del Sistema de Distribución Eléctrica (PR SND).
	3.5 Dictamen de prioridad emitido por la SENPLADES para el desarrollo del Programa de Mejoramiento de la Distribución, que facilite la implementación del Programa Nacional de Cocción Eficiente, aprobado y primera etapa en ejecución.	3.5 Que se haya actualizado el plan de mejoramiento de los sistemas de distribución de energía eléctrica, y que la primera etapa del PR SND esté finalizada y tercera etapa con 50% de avance.
	3.6 Metodología de sostenibilidad para el financiamiento de proyectos de electrificación rural aislada, preparada y aprobada por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER).	3.6 Que se hayan completado al menos dos proyectos de energías renovables para electrificación rural aislada.
	3.7 Metodología de sostenibilidad para el financiamiento de proyectos de electrificación rural 2013-2014 con extensión de red, implementada.	3.7 Que se hayan completado e incorporado al menos doscientos proyectos de electrificación rural, que sustituyen y reducen el uso de diésel, con extensión de red y que los mismos hayan entrado al sistema comercial de las Empresas Eléctricas Distribuidoras.
Mejora en la provisión del servicio de distribución eléctrico en zonas rurales.	3.8 Estrategia para la evaluación de impacto de proyectos de electrificación rural, aprobada por el MEER y en proceso de implementación.	3.8 Que se haya aprobado por el MRNNR el Informe final de la evaluación de impacto de proyectos de electrificación rural.
<b>Componente IV: Apoyo a la Integración Eléctrica Regional</b>		
Desarrollo del marco regulatorio e infraestructura que facilite las transacciones comerciales en la región.	4.1 Acuerdo binacional del alcance del anteproyecto de una línea de transmisión en alta tensión (500 kV) para la interconexión Ecuador-Perú, alcanzado.	4.1 Que se haya iniciado la licitación del estudio final de ingeniería de proyecto Sistema de Interconexión Eléctrica Ecuador-Perú a 500kV que busca, entre otras cosas, aumentar el intercambio de energía renovable entre ambos países.

Componentes/ Objetivos de Política	Condiciones de Política	
	Programático I	Programático II
	4.2 Propuesta de política de armonización normativa para intensificar el intercambio de electricidad con Perú en la conexión existente a 230 kV, elaborada.	4.2 Que se haya incrementado el intercambio de electricidad de origen renovable con Perú en la conexión existente de 230 kV.

Fuente: “Propuesta de préstamo para el apoyo a la transición de la matriz energética en Ecuador-II” (mayo, 2020) del BID

## ● Avances

A continuación, se presentan los avances con enfoque en la línea de interconexión de 500 kV entre Ecuador y Perú, la construcción de la cual es considerada una condición de las políticas correspondientes al Componente IV. En 2012, Ecuador y Perú llegaron a un acuerdo sobre la construcción de una línea de interconexión entre ambos países. Aunque se generan excedentes de electricidad en Ecuador y Perú dependiendo de la época, la capacidad de transmisión entre ambos países es de apenas 100 MW, por lo que existe la necesidad de fortalecer la línea de interconexión<sup>265</sup>. La nueva línea de interconexión de 500 kV de 635 km de longitud conecta la subestación Chorrillos en Guayaquil, Ecuador, y la subestación La Niña en Perú. La subestación Pasaje que se planea construir será conectada a las dos líneas de transmisión de 230 kV<sup>266</sup>.

Cuadro 6-9 Distancia por tramo de la línea de interconexión de 500 kV entre Ecuador y Perú

País	Tramo (Subestación)	Distancia(km)
Ecuador		284.4
	Chorrillos – Pasaje	210.5
	Pasaje – Frontera	73.9
Perú		350.7
	Frontera – Piura Nueva	263.7
	Piura Nueva – La Niña	87.0
Total		635.1

Fuente: Portal de Proyectos<sup>267</sup>

En Perú, se anunció la convocatoria del concurso público para la concesión de 30 años (diseño, obtención de financiamiento, construcción, operación y mantenimiento) del tramo Frontera-Piura Nueva en 2020. El adjudicatario iba a ser decidido en el tercer trimestre de 2021<sup>268 269</sup>.

El presupuesto del proyecto por parte de Ecuador es de 300 millones de dólares y se planea iniciar la construcción antes del primer semestre de 2024<sup>270</sup>. A noviembre de 2021, no estaba publicada la información de adquisiciones, pero los preparativos están en marcha. En diciembre de 2013, el MEER delegó a la CELEC la implementación del proceso contractual del proyecto<sup>271</sup>. En noviembre de 2020, Transelectric, una unidad bajo la CELEC, contrató a la empresa estatal

<sup>265</sup> BID “Documento de Cooperación Técnica” (agosto de 2021)

<sup>266</sup> CELEC “Estudio de Impacto Ambiental de una Línea de Transmisión en 500 kV entre Ecuador - Perú”

<sup>267</sup> <http://www.proyectosapp.pe/modulos/JER/PlantillaProyecto.aspx?ARE=0&PFL=2&JER=8647&SEC=25>

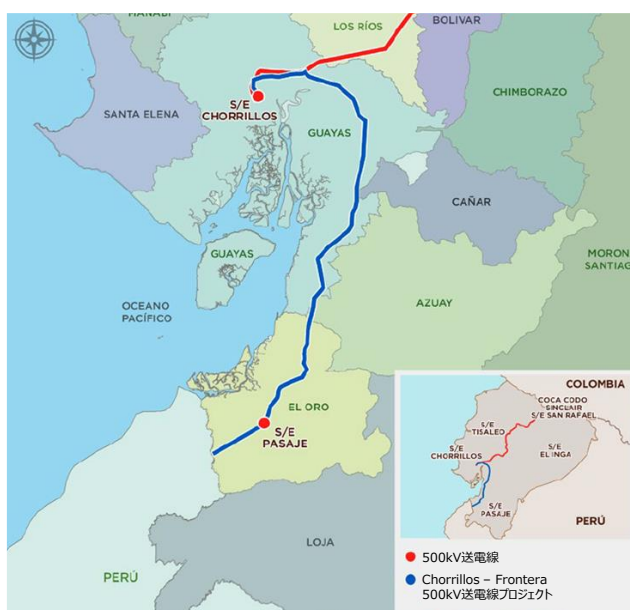
<sup>268</sup> Estudio Echecopar “Project Alert: 500kV Piura Nueva Substation – Frontera Transmission Line” (octubre 16, 2020)

<sup>269</sup> A noviembre de 2021, la información del adjudicatario no está aún confirmada.

<sup>270</sup> Comunicado de prensa de la CELEC (noviembre 16, 2020) <https://www.celec.gob.ec/transelectric/index.php/18-institucional/contenido-documentos/430-celec-ep-inicia-los-estudios-para-el-sistema-de-interconexion-electrica-ecuador-peru-a-500-kv>

<sup>271</sup> Transelectric (2021) “Estudio de Impacto Ambiental y Social para el Proyecto Línea de Transmisión en 500 kV entre Ecuador-Perú (Sistema de Transmisión Chorrillos-Frontera)”

china Changjiang Institute of Survey Planning Design and Research para la ejecución de un estudio de diseño de la línea de interconexión (duración de 330 días o menos) por 2,600 dólares. La investigación es también financiada por el préstamo del BID<sup>272</sup>. Asimismo, se realizó la EIA entre 2020 y 2021<sup>273</sup>. En septiembre de 2021, la CELEC acordó con la Asociación de Exportadores de Banano del Ecuador considerar las medidas para minimizar el impacto de la construcción de la línea de interconexión a las zonas productoras de banano<sup>274</sup>.



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir de la imagen en “Programan consultas públicas por enlace eléctrico Ecuador-Perú” (9 de diciembre de 2020) de Bnamericas

Figura 6-5 Ubicación de la línea de interconexión de 500 kV Ecuador-Perú (en Ecuador)

## (2) BID: “Financiamiento del vehículo eléctrico sostenible en Ecuador”<sup>275</sup>

### ● Descripción general del apoyo

El presente proyecto, el cual pretende lograr la electrificación del sector del transporte, consiste en un préstamo para la adquisición de vehículos eléctricos dirigido a los operadores de transporte y un préstamo para proporcionar incentivos hacia la eliminación (descarte) de los vehículos de motor de combustión interna existentes.

En la actualidad, casi no se ha logrado avance en la introducción de los vehículos eléctricos en Ecuador. Se supone que los vehículos eléctricos permiten ahorrar los costos de combustible y de mantenimiento en comparación con los vehículos de combustibles fósiles. Sin embargo, el precio elevado de los vehículos y la costosa inversión inicial en la infraestructura de carga son una

<sup>272</sup> Comunicado de prensa de la CELEC (noviembre 16, 2020)

<https://www.celec.gob.ec/transelectric/index.php/18-institucional/contenido-documentos/430-celec-ep-inicia-los-estudios-para-el-sistema-de-interconexion-electrica-ecuador-peru-a-500-kv>

<sup>273</sup> Transelectric (2021) “Estudio de Impacto Ambiental y Social para el Proyecto Línea de Transmisión en 500 kV entre Ecuador-Perú (Sistema de Transmisión Chorrillos-Frontera)”

<sup>274</sup> El Telégrafo “La CELEC EP y representantes del sector bananero firman acuerdo para la Interconexión Eléctrica” (septiembre 17, 2021)

<sup>275</sup> Salvo que se indique lo contrario, véase la publicación “Propuesta para CCLIP para el programa de movilidad eléctrica y la primera operación bajo CCLIP para el financiamiento del transporte eléctrico sostenible en Ecuador” (2020) del BID.



barrera para la introducción de los vehículos eléctricos en el sector del transporte. Además, el mercado de préstamos a largo plazo no está bien desarrollado en Ecuador, por lo que no es fácil para el sector del transporte obtener préstamos para la introducción de los vehículos eléctricos. Dado este contexto, el proyecto pretende promover la electrificación del transporte público mediante el ofrecimiento de incentivos económicos a los operadores de transporte.

El monto de apoyo para el presente proyecto aprobado en diciembre de 2020 es de 33 millones de dólares, una parte del cual es aportada por el Fondo de Tecnología Limpia del BID. Las instituciones ejecutoras son el MTOP y la Corporación Financiera Nacional (CFN). La CFN es un banco de desarrollo estatal<sup>276</sup> que otorga líneas de crédito a las instituciones financieras privadas principalmente para préstamos destinados a micro, pequeñas y medianas empresas y maneja el Fondo Nacionales de Garantía. También proporciona financiamiento para la compra de vehículos eléctricos para el sector del transporte público y comercial.

Cuadro 6-10 Descripción general de “Financiamiento del transporte eléctrico sostenible en Ecuador” (BID)

Nombre del proyecto	Inglés	Financing of Sustainable Electric Transportation				
	Español	Financiamiento del transporte eléctrico sostenible en Ecuador				
Donante	BID		Institución ejecutora		CFN, MTOP	
Tipo de apoyo	Préstamo		Monto de préstamo		33,000,000 dólares	
Condiciones de préstamo <sup>277</sup>	Plazo de reembolso	25/40 años	Plazo de aplazamiento	6/10.5 años	Interés LIBOR/na	
Estado de ejecución	Aprobado en diciembre de 2020; en ejecución					

Fuente: Página Web del BID<sup>278</sup>; “Propuesta para CCLIP para el programa de movilidad eléctrica y la primera operación bajo CCLIP para el financiamiento del transporte eléctrico sostenible en Ecuador” (2020) del BID

- **Contenido del apoyo**

El Proyecto consta de los siguientes dos componentes.

*Componente 1: Préstamo para vehículos eléctricos (30 millones de dólares estadounidenses)*

Facilitar préstamos a largo plazo para financiar la compra de vehículos eléctricos. Como se muestra en la Figura 6-6, se adopta la forma de préstamo de dos pasos, es decir, el BID facilita fondos a la CFN y la CFN, a su vez, proporciona préstamos a los operadores de transporte a través de los bancos locales. En algunos casos, la CFN presta dinero directamente a los operadores.

*Componente 2: Promoción de la eliminación de los vehículos con motor de combustión interna (3 millones de dólares estadounidenses)*

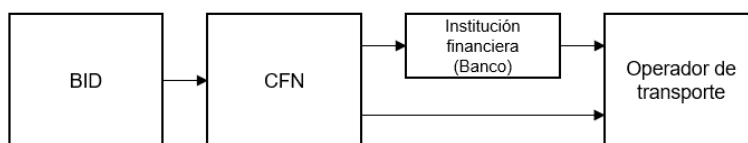
Proporcionar a los operadores que adquieren vehículos eléctricos a través del programa del Componente 1 el certificado de eliminación de vehículos con motor de combustión interna

<sup>276</sup> El directorio está constituido por los ministros de Economía y Finanzas, de Producción, Comercio Exterior, Inversiones y Pesca, de Agricultura y Ganadería y de Turismo, entre otros miembros.

<sup>277</sup> Facilidad de Financiamiento Flexible (Se puede negociar el cambio de los términos del préstamo.)/Fondo de Tecnología Limpia del BID

<sup>278</sup> <https://www.iadb.org/en/project/EC-L1268>

existentes y el costo de pago. La institución ejecutora es el MTOP.



Legenda: —> Flujo de financiamiento

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA sobre la base de la publicación “Propuesta para CCLIP para el programa de movilidad eléctrica y la primera operación bajo CCLIP para el para el financiamiento del transporte eléctrico sostenible en Ecuador” (2020) del BID

Figura 6-6 Flujo de financiamiento de “Financiamiento del transporte eléctrico sostenible en Ecuador” (BID)

A través del Componente 1 se planea otorgar préstamos para aproximadamente 78 autobuses y 370 taxis. La tasa de interés es del 7%<sup>279</sup>, la cual es ligeramente inferior a la tasa de interés de los préstamos del 7.49% en el país (a octubre de 2021)<sup>280</sup>. El monto promedio de préstamo por vehículo se estima en 266,000 dólares para autobuses y 24,780 dólares para taxis. También se facilitará financiamiento para el desarrollo de la infraestructura de carga según sea necesario. Se supone que el costo de eliminación del vehículo existente referido en el Componente 2 es de aproximadamente 30,000 dólares para autobuses y 2,000 dólares para taxis.

### ● Avances

La ejecución de los préstamos del BID está programada según se muestra en el Cuadro 6-11, pero en 2020 los préstamos no fueron concedidos. En cuanto a 2021, tampoco se había iniciado el proceso en el momento de la entrevista con el MTOP en octubre.

Cuadro 6-11 Programa de ejecución de préstamos de “Financiamiento del transporte eléctrico sostenible en Ecuador” (BID)

Primer año	Segundo año	Tercer año	Cuarto año	Quinto año	Total
330	1,570	9,600	9,900	11,600	33,000

Fuente: “Propuesta para CCLIP para el programa de movilidad eléctrica y la primera operación bajo CCLIP para el financiamiento del transporte eléctrico sostenible en Ecuador” (2020) del BID

### (3) BID: “Apoyo a la iniciativa de cero combustibles fósiles para Galápagos”<sup>281</sup>

#### ● Descripción general del apoyo

Es un proyecto de cooperación técnica destinado a apoyar la reducción de los combustibles fósiles en el campo de generación de energía eléctrica en las Islas Galápagos. Los objetivos específicos son: (1) identificación de la infraestructura óptima para generar la energía eléctrica, (2) identificación y priorización de proyectos de eficiencia energética con miras a la formulación del plan de expansión de fuentes de energía eléctrica optimizadas, y (3) apoyo al fortalecimiento de capacidades del MERNNR y ELECGALAPAGOS y la difusión de conocimientos.

<sup>279</sup> Entrevista con el personal del MTOP.

<sup>280</sup> Banco Central del Ecuador “Datos estadísticos mensuales N.º 2035, septiembre de 2021” (septiembre de 2021)

<sup>281</sup> Salvo que se indique lo contrario, véase la publicación “Documento de CT (Apoyo a la iniciativa de cero combustibles fósiles para Galápagos)” (2019) del BID.

El monto de apoyo para el presente proyecto aprobado en agosto de 2019 es de 500,000 dólares, el cual es aportado por el Fondo de Alianza Coreano para el Conocimiento de la Tecnología y la Innovación Fondo Coreano de Alianza para el Conocimiento en Tecnología e Innovación<sup>282</sup> del BID. Con el fin de evitar retrasos e incumplimiento de metas, el BID se encargará de la ejecución del proyecto contratando a consultores externos, en vez de dejarla en manos de las instituciones públicas ecuatorianas. A la hora de la ejecución, se hará la coordinación con el MERNNR, EE Galapagos y el Consejo de Gobierno de Régimen Especial de Galápagos<sup>283</sup>.

**Cuadro 6-12 Descripción general de “Apoyo a la iniciativa de cero combustibles fósiles para Galápagos” (BID)**

Nombre del proyecto	Inglés	Supporting the Zero Fossil Fuels Initiative for Galápagos		
	Español	Apoyo a la Iniciativa de Cero combustibles fósiles para Galápagos		
Donante	BID (KPK)		Institución ejecutora	BID
Tipo de apoyo	Cooperación técnica		Monto del apoyo	500,000 dólares
Estado de ejecución	Aprobado en agosto de 2019; en ejecución			

Fuente: Página Web del BID<sup>284</sup>; “Documento de CT (Apoyo a la iniciativa de cero combustibles fósiles para Galápagos)” (2019) del BID

#### ● Contenido del apoyo

El Proyecto consta de los siguientes dos componentes.

##### *Componente I: Plan de expansión de generación de energía renovable optimizada*

Investigar la posibilidad de introducir la energía renovable en las principales islas e identificar la infraestructura de generación de energía óptima para Galápagos. Entre los temas se incluyen la predicción de la demanda para los próximos 25 años y el análisis del costo nivelado de la energía del proyecto propuesto.

##### *Componente II: Plan de inversión en eficiencia energética*

A fin de formular el plan de expansión de generación de energía optimizada, identificar la cartera de proyectos de eficiencia energética en Galápagos con base en la predicción de la demanda del Componente I y establecer prioridades. Se proporciona financiamiento para la introducción del programa de mejoramiento de eficiencia y el marco regulatorio.

##### *Componente III: Difusión de conocimientos y fortalecimiento institucional (programa de desarrollo de capacidades para el MERNNR)*

Realizar actividades de sensibilización sobre el uso racional de la energía. Se incluye el programa de capacitación para el MERNNR y EE Galápagos.

En el Cuadro 6-13 se muestra el presupuesto correspondiente a cada uno de los componentes.

<sup>282</sup> Fondo aliado coreano para el conocimiento tecnológico y la innovación. Fondo financiado por el Gobierno de Corea.

<sup>283</sup> Consejo de Gobierno de Régimen Especial de Galápagos

<sup>284</sup> <https://www.iadb.org/en/project/EC-T1414>

Cuadro 6-13 Desglose presupuestario de “Apoyo a la iniciativa de cero combustibles fósiles para Galápagos” (BID)

Componente	Monto (US\$)
I Plan de expansión de generación de energía renovable optimizada	250,000
II Plan de inversión en eficiencia energética	100,000
III Difusión de conocimientos y fortalecimiento institucional	150,000

Fuente: “Documento de CT (Apoyo a la iniciativa de cero combustibles fósiles para Galápagos)” (2019) del BID

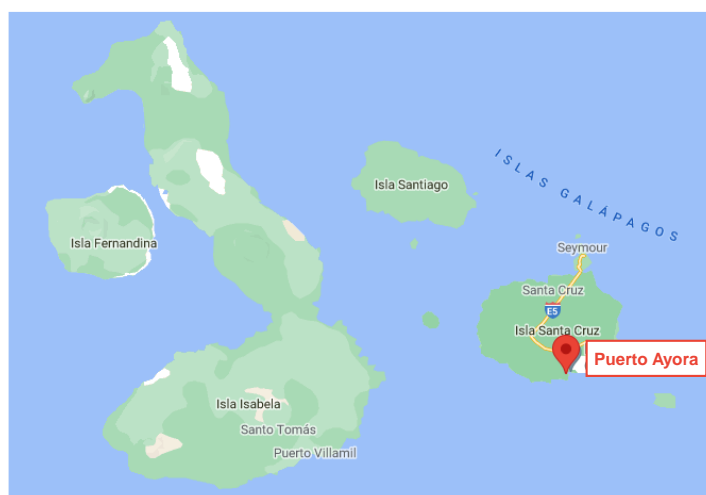
- **Avances**

En mayo de 2021, MRC Consultants and Transaction Advisers de España fue contratado para los servicios de consultoría externa<sup>285</sup>.

(4) KOICA: “Proyecto fotovoltaico de Puerto Ayora”

- **Descripción general de la central eléctrica**

Puerto Ayora es la ciudad central ubicada en la costa sur de la Isla Santa Cruz, la segunda isla más grande del archipiélago de Galápagos.



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir de las imágenes de Google Map

Figura 6-7 Ubicación de Puerto Ayora

En la central fotovoltaica Puerto Ayora están instalados 6.000 paneles fotovoltaicos de 250 W en un área de 2.9 hectáreas (29,000 m<sup>2</sup>)<sup>286</sup>. La potencia total es de 1.5 MW y la generación anual de energía se estima en aproximadamente 2.4 GWh<sup>287 288</sup>. La central está conectada a la subestación Puerto Ayora, ubicada a aproximadamente un kilómetro de distancia, mediante una línea de distribución de 13.8 kV<sup>289</sup>. Anteriormente, la electricidad fue suministrada utilizando

<sup>285</sup> BID “EC-T1414\_C747398\_AW” (junio de 2021)

<sup>286</sup> Sitio Web de CIER Galápagos <https://ciergalapagos.wordpress.com/renovables/energia-fotovoltaica/>

<sup>287</sup> UNDP, MEER, et al. (2015) “Electrificación renovable de la terminal de las islas Galápagos. Evaluación”

<sup>288</sup> En junio y julio de 2014, la central generó 141,803 kWh y 143,491 kWh respectivamente. (UNDP et al. (2015))

<sup>289</sup> Sitio Web de CIER Galápagos <https://ciergalapagos.wordpress.com/renovables/energia-fotovoltaica/>

generadores diésel de 3.48 MW (sistema construido en 1990) y 728 kW (sistema construido en 2009). Sin embargo, se decidió construir la central para dar respuesta a la promoción de la descarbonización de las fuentes de energía y el aumento previsto en la demanda de la electricidad<sup>290</sup>. Con la central se esperaba que se podía reducir anualmente el consumo de diésel en 184,917 galones y las emisiones de CO<sub>2</sub> en 1,864 toneladas<sup>291</sup>.

- **Estructura del proyecto**

Este proyecto de construcción de una central fotovoltaica de 1.5 MW y una subestación ubicada a un kilómetro de distancia fue implementado conjuntamente por la Agencia de Cooperación Internacional de Corea (KOICA), el MERNRR y EE Galápagos. El monto de inversión fue de 10.4 millones de dólares, del cual KOICA aportó 10 millones<sup>292</sup>. La parte coreana se encargó de la construcción de la central, la adquisición de instalaciones y equipos, el envío de expertos y la capacitación del personal local; la parte ecuatoriana proporcionó los terrenos para la central y las instalaciones de transmisión de energía, el personal necesario para la implementación del proyecto y el apoyo en lo que se refiere al sistema legal y los procedimientos para la construcción y la operación<sup>293</sup>.

- **Avances**

El proyecto se inició en 2010 cuando KOICA recibió del Gobierno de Ecuador la solicitud de cooperación para la construcción de una central fotovoltaica en el archipiélago de Galápagos. Después de aproximadamente dos años de construcción, la central entró en funcionamiento en junio de 2014. Cuando se celebró la ceremonia de terminación el 22 de diciembre de 2014, asistieron al evento unas 500 personas de los dos países, Ecuador y Corea del Sur, incluido el entonces presidente Correa<sup>294</sup>.

## (5) China: “Proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair”

- **Descripción general de la central eléctrica**

Coca Codo Sinclair es una central hidroeléctrica de pasada ubicada en el río Coca que fluye entre las provincias de Napo y Sucumbíos. Con una potencia de 1,500 MW, es la central eléctrica más grande de Ecuador. Además, el túnel de aducción de 14 km es el más largo de los países de la cuenca del Pacífico del hemisferio sur. La central genera anualmente 8,800 GWh de electricidad, cantidad que equivale a aproximadamente un tercio de la demanda eléctrica del país. Asimismo,

---

<sup>290</sup> KOICA (2010) “Estación eléctrica fotovoltaica en las islas Galápagos, Ecuador – Informe final de estudio de factibilidad previa”

<sup>291</sup> UNDP, MEER, et al. (2015) “Electrificación renovable de la terminal de las islas Galápagos. Evaluación”

<sup>292</sup> Ídem.

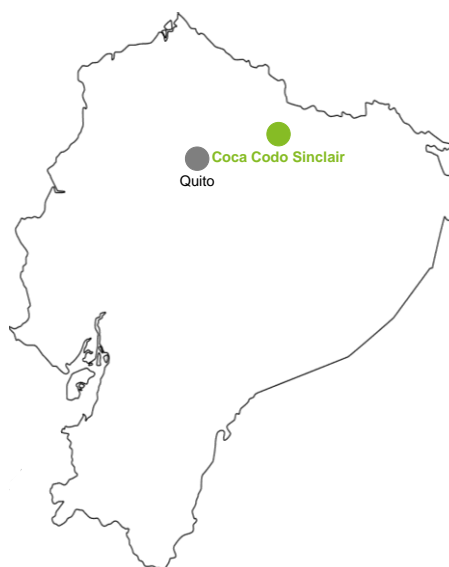
<sup>293</sup> KOICA (2010) “Estación eléctrica fotovoltaica en las islas Galápagos, Ecuador – Informe final de estudio de factibilidad previa”

<sup>294</sup> KOREA.net “La energía solar le brinda electricidad a las Galápagos” (diciembre 30, 2014)

se esperan efectos positivos como la creación de 8,000 puestos de trabajo, así como la reducción del consumo de petróleo de 2,000 millones de litros y de emisiones de CO<sub>2</sub> de 4.5 millones de toneladas al año<sup>295</sup>.

La central es desarrollada aprovechando el desnivel de 620 m. Las instalaciones de toma de agua que se ubica sobre el río Coca, un kilómetro aguas abajo de la confluencia de los ríos Quijos y Salado, están compuestas de: una presa de enrocado con pantalla de hormigón en el cauce del río existente; el rebosadero de hormigón construido en la margen izquierda del río; el desarenador y la toma de agua construidos entre la presa y el rebosadero. El agua introducida por la toma pasa por el desarenador de 120 m de longitud, el cual consta de 6 cámaras. El diámetro de la partícula de sedimento de diseño es de 0.25 mm. El caudal de entrada máximo del túnel de conducción es de 222 m<sup>3</sup>/s. A través del túnel de conducción de hormigón de 24.8 km de longitud (9.1 m de diámetro de excavación) el caudal desemboca en el embalse compensador que tiene un volumen útil de 800,000 m<sup>3</sup>. Del embalse, el agua corre hacia las ocho turbinas Pelton instaladas en la casa de máquinas subterránea a través de dos tuberías forzadas de 1.900 m de largo diseñadas para transportar un caudal máximo de 278 m<sup>3</sup>/s aprovechando el desnivel de 620 m. Cada una de las ocho turbinas instaladas tiene una potencia nominal de 187.7 MW y es accionada por un rodete con 22 cucharas de 835 mm de ancho. El agua regresa al río Coca por el túnel de descarga.<sup>296</sup>

Como se muestra en la Figura 6-9, la energía generada en la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair (⑦) es transmitida a la subestación San Rafael (④ 450 MVA, 500 kV/230 kV) a través de dos líneas de 500 kV (⑨) y luego hacia el SNI. Además, se instaló una línea de 500 kV (⑫) entre las subestaciones San Rafael y El Inga, donde existía anteriormente solo una línea, materializando de esta manera un tramo de dos líneas hasta la subestación El Inga (③ 500 kV/230 kV, 1,800 MVA). Se encuentran instalados 24 transformadores monofásicos de 68,3 MVA.



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA

Figura 6-8 Ubicación de la central

<sup>295</sup> Power Technology “Proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair”

<sup>296</sup> Ídem.



Fuente: Página Web de CELEC Transelectric<sup>297</sup>

Figura 6-9 Central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair y la línea de transmisión de 500 kV

## ● Estructura del proyecto

El desarrollador/dueño del presente proyecto es la empresa estatal Coca Codo Sinclair (Cocasinclair EP) fundada en 2008 como una sociedad de propósito específico (SPE) que tiene como objetivo construir y operar la central. Su antecesora, Coca Codo Sinclair S.A., fue una empresa conjunta establecida entre las empresas eléctricas estatales de Ecuador y Argentina, Termopichincha S.A. y Energía Argentina S.A., con la participación del 70% y el 30% respectivamente, según el acuerdo de alianza estratégica suscrito entre el MEER y el Ministerio de Obras Públicas de Argentina. Posteriormente, en 2009, después de comprar todas las acciones de Energía Argentina S.A., la empresa se convirtió en una entidad estatal<sup>298</sup>.

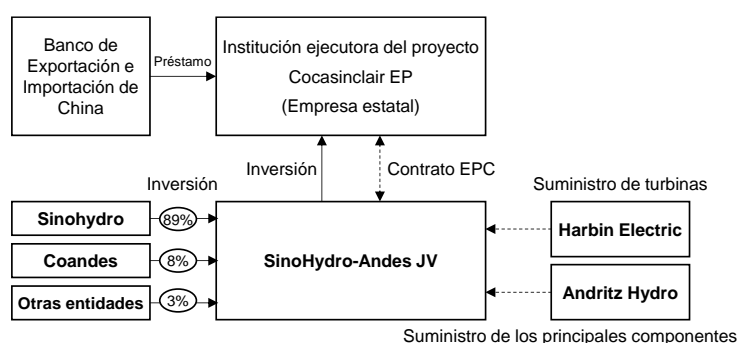
SinoHydro-Andes JV ganó la licitación de diseño, adquisición y construcción (EPC, por sus siglas en inglés) en 2009. Es una empresa conjunta entre la empresa estatal china de ingeniería hidráulica y construcción, SinoHydro (89%), la empresa ecuatoriana de construcción e ingeniería, Constructora de los Andes Cia. Ltda. (Coandes) (8%), y las empresas de consultoría, Yellow River Engineering Consulting de Ecuador y Geodato de Italia. El fabricante chino de instalaciones de generación de energía, Harbin Electric, suministró las turbinas y la empresa austriaca de ingeniería, Andritz Hydro, los componentes principales (8 rodetes Pelton, un rodete Pelton de

<sup>297</sup> <https://www.celec.gob.ec/transelectric/index.php/unidades-de-negocio/sistema-de-transmision-a-500-kv>

<sup>298</sup> Power Technology “Proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair”

repuesto, etc.). Nexans de Francia se encargó de las obras de instalación de la línea eléctrica de 500 kV. El estudio de viabilidad (en adelante, “F/S”, por sus siglas en inglés) fue realizado por Electroconsult de Italia<sup>299</sup>.

Este es el proyecto de obra pública más grande en la historia del país, con un costo total de 2,600 millones de dólares<sup>300 301</sup>. El proyecto fue financiado en un 37% por acciones y un 63% por deuda. El Banco de Exportación e Importación de China facilitó un préstamo de 1,700 millones de dólares a pagarse en un plazo de 15 años a una tasa de interés del 6.9% anual. Se calcula que solo el interés alcanza aproximadamente los 125 millones de dólares al año. Además, según el contrato, el reembolso se realiza mediante la exportación de petróleo a un precio reducido a China, lo que significa que China controla alrededor del 80% del petróleo que Ecuador produce<sup>302</sup>.



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA basándose en varios documentos

Figura 6-10 Estructura del proyecto de la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair

## ● Avances

La discusión sobre la construcción de la central eléctrica se remonta a principios de la década de 1980. En 1992 se invirtieron 20 millones de dólares en la ejecución de los F/S<sup>303</sup>. El proyecto no se materializó durante mucho tiempo debido a la erupción del cercano volcán Reventador y las limitaciones financieras, pero en 2007 el entonces presidente Correa decidió retomar el proyecto<sup>304</sup>.

En septiembre de 2008, se inició el proceso de la licitación abierta internacional para seleccionar el contratista EPC. Como SinoHydro-Andes JV fue la única empresa que quedó en la etapa final de la evaluación, el gobierno de Ecuador firmó un contrato EPC con dicha empresa en octubre de 2009. Las obras de construcción comenzaron en julio de 2010<sup>305</sup>. Al principio, el inicio de la operación estaba programado para 2012. Sin embargo, se produjeron retrasos debido a la

<sup>299</sup> Ídem.

<sup>300</sup> Ídem.

<sup>301</sup> Hay información de que el monto total supera los 3,200 millones de dólares estadounidenses. (Diálogo Chino “El proyecto de energía hídrica más controversial y costoso del Ecuador lleva a repensar la energía” (diciembre 16, 2021))

<sup>302</sup> The New York Times “No importa si Ecuador puede pagar esta represa. China cobra igual” (diciembre 24, 2018); BBC News “Ecuador recurre a vigorosa inversión china” (julio 24, 2010)

<sup>303</sup> Diálogo Chino “El proyecto de energía hídrica más controversial y costoso del Ecuador lleva a repensar la energía” (diciembre 16, 2021)

<sup>304</sup> Power Technology “Proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair”

<sup>305</sup> Ídem.



huelga de los trabajadores de la obra<sup>306</sup> y el derrumbe ocurrido en un pozo de presión que ocasionó la muerte de 13 personas en 2014<sup>307</sup>. Con respecto a las negociaciones de financiamiento con el Banco de Exportación e Importación de China, se anunció su suspensión en marzo de 2010 debido a que el banco solicitó que se pusiera como garantía los activos del Banco Central del Ecuador<sup>308</sup>. A pesar de ello, tres meses después, en junio, se firmó el contrato<sup>309</sup>. Las obras de construcción se completaron finalmente en noviembre de 2016, dos años después de lo previsto<sup>310</sup>. La ceremonia de inauguración se llevó a cabo el mismo mes, en el momento de la visita del presidente Xi Jinping de China.

El proyecto se ha enfrentado muchos problemas desde entonces. Cuando los ingenieros realizaron la generación de energía a plena carga, ocurrieron fallas de cortocircuito en las instalaciones de energía eléctrica, lo que originó la parada repentina de las operaciones de la central en tres ocasiones, el 20 de octubre de 2016, el 8 y el 9 de octubre de 2018 y el 15 y el 16 de julio 2019, resultando en apagones a nivel nacional. La causa de dichos incidentes no está aclarada. Asimismo, durante la inspección de noviembre de 2018, se detectaron 7,600 fisuras en los ocho distribuidores que inyectan agua a las turbinas. Se supone que las fisuras se deben al uso de materiales de construcción que no cumplen la normativa y las soldaduras deficientes. El gobierno ecuatoriano nombró a la empresa alemana TÜV SÜD para ejecutar una evaluación exhaustiva de un año de duración. El informe publicado por la empresa en noviembre de 2018 reporta fisuras de 2 mm a 38 cm de profundidad. Según el informe, la primera fisura, supuestamente causada por no seguir los procedimientos apropiados en la fabricación, el transporte y el montaje de los componentes, fue encontrada en 2014 durante las obras de construcción. La parte china intentó reparar las fisuras en las soldaduras y los materiales de la tubería en 2015 y 2018<sup>311</sup>. Según la CELEC, la producción de la central fue de 2,951 GWh entre enero y el 14 de junio de 2020, la cual corresponde solo a la mitad de la capacidad nominal (1,500 MW). Es decir, la potencia promedio de salida fue apenas de 742 MW. Se ha señalado que esto se explica por el proceso de reparación de las fisuras en la tubería que tuvo lugar a partir de mayo de 2019.

Adicionalmente, en febrero de 2020, colapsó la cascada San Rafael, la cascada más alta de Ecuador ubicada aguas arriba del río Coca, y la erosión regresiva avanza aguas hacia arriba<sup>312</sup>. En mayo de 2020, la CELEC encargó a las empresas Lombardi Andina, Terra Hidro y Kawsus la investigación de la erosión del río Coca y la propuesta de obras de mitigación<sup>313</sup>. Se planea una inversión de 140 millones de dólares en las obras para mitigar los efectos de la erosión<sup>314</sup>.

---

<sup>306</sup> El Comercio “No hay acuerdo en el Coca-Codo” (noviembre 24, 2012)

<sup>307</sup> Global Construction Review “13 muertos por alud en la represa Coca Codo en Ecuador” (diciembre 15, 2014); Power Technology “Proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair” (octubre 1, 2020)

<sup>308</sup> Global Times “Proyecto hidro Quito-Beijing en duda” (marzo 22, 2010)

<sup>309</sup> AsiaNews “China financiará 60% de los proyectos de obras públicas en el sector energético de Ecuador” (junio 28, 2010)

<sup>310</sup> Power Technology “Proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair”

<sup>311</sup> Diálogo Americas “China construye planta hidroeléctrica con fisuras en Ecuador” (febrero 15, 2019)

<sup>312</sup> Diálogo Chino “El proyecto de energía hídrica más controversial y costoso del Ecuador lleva a repensar la energía” (diciembre 16, 2021)

<sup>313</sup> El Comercio “Central Hidroeléctrica Coca-Codo Sinclair se prevé entregar a fines del 2021” (junio 15, 2020)

<sup>314</sup> Hydro Review “Ecuador invertirá 140 millones de dólares en obras de protección para los 1500 MW de Coca Codo Sinclair” (junio 16, 2021)

## Cuarta Parte: Tendencias de la Descarbonización y de Baja Emisión de Carbono

## Capítulo 7 Políticas y Tecnologías

### 7.1 Tendencias de las Políticas de Descarbonización y de Baja Emisión de Carbono

#### 7.1.1. Relación Entre el Abastecimiento de Energía y las Emisiones de CO<sub>2</sub>

Para conocer las tendencias de las políticas de descarbonización y de baja emisión de carbono en diferentes países, se analizó primero la relación entre el suministro de energía y las emisiones de CO<sub>2</sub><sup>315</sup>, para posteriormente analizar la posición actual del Ecuador.

En el abordaje global para la descarbonización y baja emisión de carbono, las responsabilidades para hacer frente al cambio climático en el futuro son diferentes entre los países industrializados, responsables de las emisiones de GEI hasta ahora, y los países semidesarrollados y en vías de desarrollo, cuyas emisiones aumentarán en el futuro aunque su porcentaje dentro de las emisiones acumuladas sea relativamente bajo. Este concepto es compartido globalmente como “responsabilidades comunes pero diferenciadas”<sup>316</sup>, y las estrategias políticas varían según la posición de cada país.

Aquí se describe la relación entre el porcentaje de cada país dentro de las emisiones globales de CO<sub>2</sub> y el PIB nominal por habitante según los segmentos clasificados en el Cuadro 7-1.

Cuadro 7-1 Porcentaje dentro de las emisiones globales de CO<sub>2</sub> y clasificación según PIB per cápita<sup>317</sup>

Ítems		PIB per cápita	
		Igual o mayor a US\$ 10,000 /hab.	Menos de US\$ 10,000 /hab.
Porcentaje en las emisiones globales de CO <sub>2</sub>	1% o más	Segmento 1 Emisiones: 11.602 millones de toe (33.3%) Número de países: 9 (Estados Unidos, Federación de Rusia, Japón, Alemania, Corea del Sur, Canadá, Arabia Saudita, Australia, Reino Unido)	Segmento 2 Emisiones: 15,689 millones de toe (45.0%) Número de países: 8 (China, India, Irán, Indonesia, Sudáfrica, Brasil, México, Turquía)
	Menos del 1%	Segmento 3 Emisiones: 3,641 millones de toe (10.4%) Número de países: 67 (Italia, Polonia, Francia, España, Malasia, Argentina, Países Bajos, Chile, Panamá, Costa Rica, Uruguay, etc.)	Segmento 4 Emisiones: 3,921 millones de toe (11.2%) Número de países: 112 (Kazajistán, Tailandia, Egipto, Pakistán, Ucrania, Venezuela, Colombia, Perú, <u>Ecuador</u> , Bolivia, Guatemala, Honduras, Paraguay, El Salvador, Guyana, etc.)

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA en base al Atlas Global del Carbono y los “Indicadores de Desarrollo Mundial” del Banco Mundial

Componen el Segmento 1 los países industrializados como EE.UU., Reino Unido, Japón, etc. con alto nivel de PIB por habitante y de emisiones de CO<sub>2</sub>; componen el Segmento 2 los países como China, India, Brasil, etc., con PIB por habitante no tan alto como el Segmento 1, pero con gran población, escala económica grande y alto nivel de emisiones de CO<sub>2</sub>. En los países del Segmento 3, las emisiones como país no son elevadas pero sí el PIB y las emisiones por habitante.

<sup>315</sup> Si bien es cierto que en el ámbito del cambio climático se utiliza GIE como indicador de reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>, aquí se utilizaron las emisiones de CO<sub>2</sub> por la mayor disposición de los datos estadísticos en diferentes países.

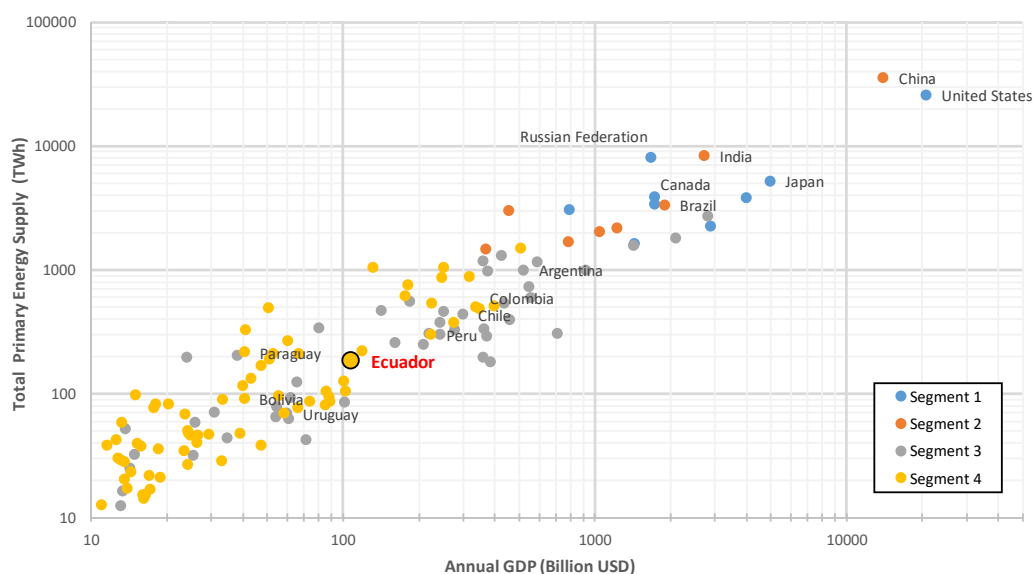
<sup>316</sup> Common but differentiated responsibility

<sup>317</sup> Se basa en los datos de 2018.

Los países del Segmento 4 son los países semidesarrollados y en vías de desarrollo, con PIB y emisiones de CO<sub>2</sub> relativamente discretos.

17 países de los Segmentos 1 y 2 representan el 78.3% de las emisiones de CO<sub>2</sub>. Las acciones de estos países revisten suma importancia en las medidas contra el cambio climático. Así también ellos tienen una gran influencia en las tendencias de las políticas de baja emisión de carbono. Mientras tanto, los países del Segmento 2 presentan un potencial de desarrollo económico a mediano y largo plazo, y las emisiones totales de GEI tienden a incrementarse en muchos de ellos, tanto es así que se muestran muy prudentes ante la neutralidad de carbón (conseguir emisiones de dióxido de carbono netas iguales a cero). Los países del Segmento 3 presentan emisiones relativamente reducidas como país, y muchos de ellos son proactivos en las acciones enfocadas en la reducción de emisiones como los países de la UE, Chile, Costa Rica, etc. El Segmento 4, al igual que el Segmento 2, incluye los países con potencial de desarrollo económico hacia el futuro, pero muchos de ellos son vulnerables al cambio climático, habiendo necesidad de compatibilizar entre el control de emisiones y el crecimiento económico.

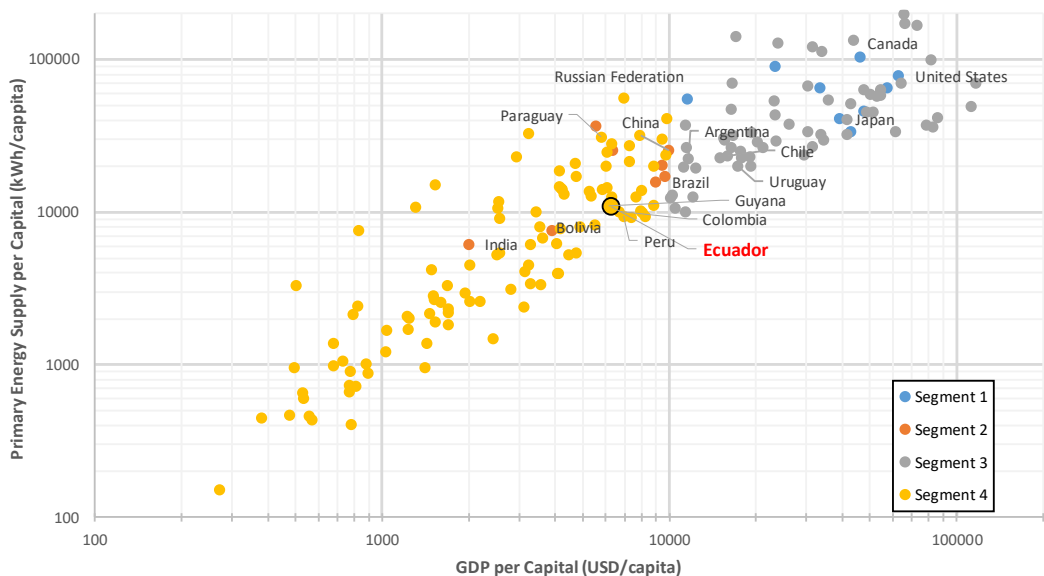
A continuación, se presenta la relación entre el PIB nominal, suministro de energía, porcentaje de la energía renovable y las emisiones de CO<sub>2</sub> de cada segmento, para luego analizar la posición del Ecuador.



Fuente: Preparado por el equipo de estudio de JICA en base a la Revisión Estadística de la Energía Mundial de la compañía BP

Figura 7-1 Relación entre el PIB y el suministro de energía primaria<sup>318</sup>

<sup>318</sup> El PIB nominal se basa en los datos de 2018, y el suministro de energía en los de 2016.

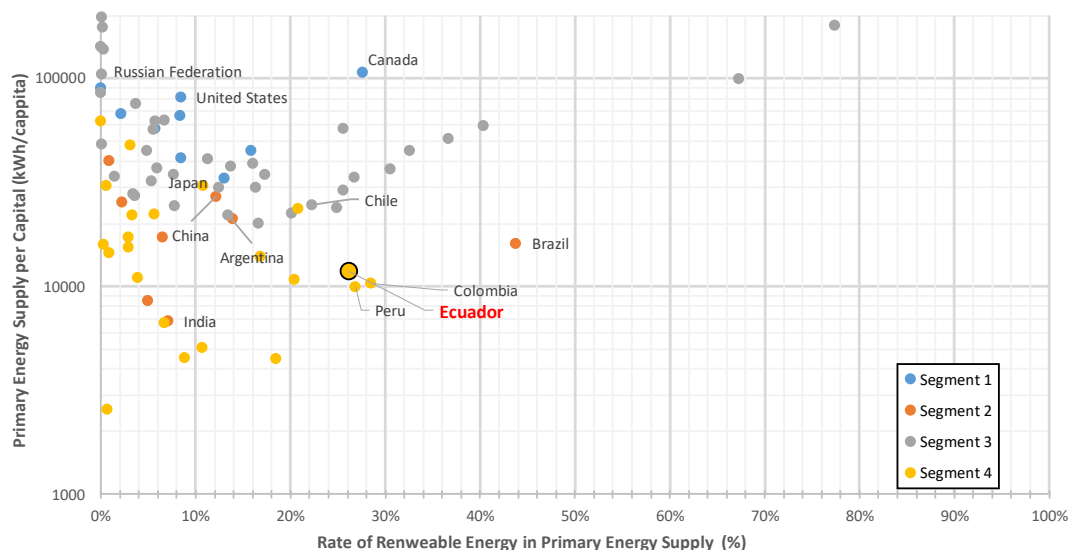


Fuente: Preparado por el equipo de estudio de JICA en base a la Revisión Estadística de la Energía Mundial de la compañía BP

Figura 7-2 Relación entre el PIB por habitante y el suministro de energía primaria<sup>319</sup>

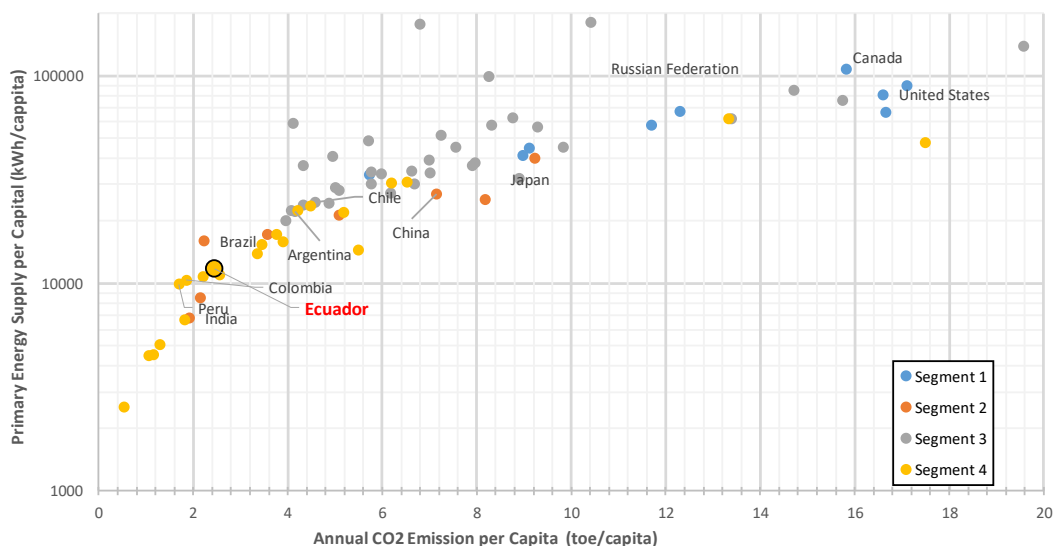
En la Figura 7-1 y en la Figura 7-2 se presenta el PIB y el suministro total de energía primaria (TES, por sus siglas en inglés) de cada país. El PIB del Ecuador es de 107,600 millones de dólares, y su TES es de 184.4 TWh, que corresponde al 0.12% del TES mundial. El PIB por habitante es de 6,295 dólares, y por tanto el Ecuador se clasifica como país semidesarrollado. Por otro lado, el suministro de energía por habitante es de 10,791 kWh (de los cuales 1,551 kWh son energía eléctrica), que es casi la mitad del promedio mundial de 21,846 kWh (de los cuales 3,443 kWh son energía eléctrica). Si se compara el PIB por habitante con otros países de la misma categoría, el nivel de TES es relativamente bajo. Esto se debe a que un elevado porcentaje del PIB corresponde a petróleo, camarón, banano y otros productos del sector primario, cuyo consumo de energía es relativamente reducido. Se prevé que el consumo de energía aumentará en proporción con el desarrollo de los sectores industrial y de servicios.

<sup>319</sup> Se basa en el PIB nominal por habitante de 2018, y en el suministro de energía primaria de 2016.



Fuente: Preparado por el equipo de estudio de JICA en base a la Revisión Estadística de la Energía Mundial de la compañía BP

Figura 7-3 Relación entre el volumen de suministro de energía primaria por habitante y la tasa de energía renovable en cada país<sup>320</sup>



Fuente: Preparado por el equipo de estudio de JICA en base a la Revisión Estadística de la Energía Mundial de la compañía BP

Figura 7-4 Relación entre el volumen de suministro de energía primaria por habitante y las emisiones de CO<sub>2</sub>

En la Figura 7-3 se presenta la relación entre el TES por habitante y el porcentaje de energía renovable por habitante en diferentes países, y en la Figura 7-4 se presenta su relación con las emisiones de CO<sub>2</sub> por habitante. El porcentaje de energía renovable dentro del TES es del 26.1%, un porcentaje relativamente alto en comparación con otros países, gracias al desarrollo hidroeléctrico de los últimos años. En particular, la dependencia de los combustibles fósiles está reduciéndose rápidamente, ya que la energía renovable representa el 73.6% de la producción eléctrica. Las emisiones anuales de CO<sub>2</sub> por habitante es de 2.45 TM/hab. frente al promedio

<sup>320</sup> Se preparó en base a los datos de 2018.

mundial de 4.72 TM/hab. Sin embargo, las emisiones de CO<sub>2</sub> por TES son de 0.214 kg- CO<sub>2</sub>/kWh, que es comparable con el promedio mundial de 0.225 kg- CO<sub>2</sub>/kWh. Si se toma en cuenta el relativamente alto porcentaje de energía renovable, las emisiones de CO<sub>2</sub> por TES no son necesariamente reducidas, y existe un margen de mejora de la eficiencia energética en los sectores de transporte, vivienda e industria.

### 7.1.2. Tendencia Internacional de las Políticas de Descarbonización y de Baja Emisión de Carbono

En esta sección se resumen las tendencias internacionales de las políticas de descarbonización y de baja emisión de carbono, principalmente los antecedentes de la Conferencia de las Partes (COP, por sus siglas en inglés) de Convenciones de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, y la hoja de ruta para lograr emisiones netas cero en 2050 que la Agencia Internacional de la Energía (AIE) publicó en 2021.

#### (1) Conferencia de las Partes (COP) de Convenciones de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático

El Acuerdo de París adoptado en la COP21 en diciembre de 2015 y que entró en vigor el 4 de noviembre de 2016 constituye el marco mundial de las políticas de baja emisión de carbono. Dicho Acuerdo constituye un marco internacional para alcanzar la meta a largo plazo de limitar el aumento global de temperatura después de la reforma industrial entre 1.5 y 2.0 °C y alcanzar la neutralidad de carbono en la segunda mitad del presente siglo, es decir, un equilibrio entre las emisiones y absorciones de GEI. Dicho Acuerdo compromete no solo a los países desarrollados sino también a todos los países que lo ratificaron, incluyendo los países en vías de desarrollo y semidesarrollados, a trabajar en el cumplimiento de la meta, estableciendo las contribuciones determinadas a nivel nacional (CDN) que representan los compromisos asumidos por los países para la reducción de GEI. La meta establecida para los países desarrollados en la COP21 es reducir el 80% de GEI para el año 2050.

En la COP25 celebrada en España en diciembre de 2019, 65 países principalmente de la UE, se comprometieron con la neutralidad de carbono para el año 2050, que establece una meta más estricta. Por otro lado, en cuanto a los tres países más importantes que son responsables de casi la mitad de las emisiones mundiales (China, EE.UU. e India), China que es el primer país en emisiones manifestó reducir 1.2 millones de TM/año, e India que es el tercer país propuso una meta cuantitativa de implementar un gran volumen de energía renovable. Mientras tanto, EE.UU., que es el segundo país (entonces presidido por Trump), anunció retirarse del Acuerdo en 2017, sin llegar a comprometerse con la neutralidad de carbono en 2050. Japón, que es el quinto país responsable de las emisiones en el mundo, mantuvo la misma meta de reducción. Tampoco han sido resueltos los detalles del Artículo 6 del Acuerdo de París, incluyendo el derecho de transacción de emisiones entre dos países. De esta manera, la COP25 no ha conseguido el avance esperado en el cumplimiento del objetivo para frenar el aumento de la temperatura.

Sin embargo, el panorama mundial cambió notablemente en 2020. En septiembre de 2020, China promete alcanzar la neutralidad de carbono para 2060. Del mismo modo, Japón manifestó en octubre del mismo año alcanzar la neutralidad de carbono para 2050, anunciando la estrategia de crecimiento ecológico para el logro de la meta. Finalmente, el presidente Biden, que ganó las elecciones presidenciales en diciembre de 2020, se comprometió en alcanzar la neutralidad de carbono para 2050.

De acuerdo con la Alianza Ambición Climática<sup>321</sup> presidida por las Convenciones de las CMNUCC, Chile y Reino Unido, y constituida por los países, empresas, inversionistas y gobiernos locales que apuntan a alcanzar la neutralidad de carbono para 2050, en la actualidad existen 121 países comprometidos con la neutralidad de carbono para 2050, y la meta de frenar el aumento de las temperaturas después de la reforma industrial en menos de 1.5 °C constituye hoy un estándar internacional. El Ecuador, objeto del presente Estudio, también forma parte de la Alianza Ambición Climática, proponiéndose alcanzar la neutralidad de carbono para el año 2050.

Las acciones para hacer frente al cambio climático han cambiado radicalmente en los últimos pocos años, y el movimiento que impulsa la baja emisión de carbono ha recobrado fuerza a nivel global. Antes de que fuera celebrada la COP26 en Glasgow, Reino Unido en noviembre de 2021, la AIE anunció en mayo de 2021 la hoja de ruta para lograr emisiones netas cero en 2050<sup>322</sup>. Este documento señaló que las CDN y las declaraciones de la neutralidad de carbono de los diferentes no son suficientes para frenar el aumento de las temperaturas a menos de 1.5 °C, habiendo necesidad de lograr un cambio drástico mediante el abandono del uso de combustibles fósiles y el desarrollo de nuevas tecnologías. Esta hoja establece también las metas cuantitativas para cada sector.

La COP26<sup>323</sup> adoptó el Pacto Climático de Glasgow<sup>324</sup> que se estructura en ocho partes “I. Ciencia y Urgencia”, “II. Adaptación”, “III. Financiación de la Adaptación”, “IV. Mitigación”, “V. Financiación, transferencia de tecnología y construcción de capacidad para la mitigación y adaptación”, “VI. Pérdidas y daños”, “VII. Implementación”, “VIII. Colaboración”. En este documento se establece oficialmente la meta de limitar el aumento de las temperaturas en menos de 1.5 °C, la cual había sido cuidadosamente discutida hasta entonces, a la par de confirmar las acciones y compromisos asumidos por cada país. Adicionalmente, con respecto a la meta de “crear un sistema de financiamiento climático en el que los países más ricos movilizarían 100,000 millones de dólares anuales hacia los países más pobres” acordada en COP15 (2009, Copenhague) pero que no ha sido cumplida, el documento insiste en darle cabal cumplimiento de forma urgente antes de 2025, exigiéndoles a las partes desarrolladas aumentar hasta 2025 el financiamiento climático a los países en vías de desarrollo, al menos al doble del nivel de 2019, para que estos promuevan las políticas de adaptación al cambio climático. Adicionalmente, las reglas del Artículo 6 del Acuerdo de París establecen evitar la doble contabilidad de la reducción de

---

<sup>321</sup> UDFCCC et al. “Alianza de ambición climática: Net Zero 2050”

<sup>322</sup> Hoja de ruta para el sector energético global hacia las emisiones netas cero en 2050.

<sup>323</sup> Ministerio de Medio Ambiente (Japón) “Acuerdo climático de Glasgow”

<sup>324</sup> Glasgow Climate Pact



emisiones de CO<sub>2</sub> en el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), el reconocimiento limitado de la porción de reducciones en MDL, entre otros.

Por otro lado, muchos opinan que las acciones contra el cambio climático adoptadas en COP26 no han arrojado el impacto inicialmente esperado. En particular, con respecto al abandono del uso de combustibles fósiles, durante la cumbre se observaron fuertes choques de opiniones entre los países que adoptan distintas posiciones frente al tema. Como consecuencia, el primer borrador del Pacto de “terminar con las centrales termoeléctricas a carbón que no toman medidas de reducción de emisiones, y eliminar progresivamente los subsidios ineficientes al combustible fósil” ha sido modificado a “reducir gradualmente” el uso de carbón, por la intervención de los países que utilizan actualmente el carbón, tales como India, China, etc.

Dentro de este contexto, en la reunión general y en las declaraciones de los jefes de distintos Estados de la COP26, prevalecen las perspectivas de que si bien es cierto que la meta y el marco de las acciones contra el cambio climático no son todavía perfectos, están cerca de definirse, para pasar a la siguiente fase de implementación a partir de 2020, desde que entró en operación el Acuerdo de París.

Las políticas y las acciones concretas para alcanzar la neutralidad de carbono para 2050 son todavía incipientes, y va a ser muy importante mostrar acciones y avances tangibles. En particular los países semidesarrollados y en vías de desarrollo deben impulsar simultáneamente el desarrollo energético y la reducción de GEI, habiendo necesidad de elaborar e implementar estrategias acordes a su realidad.

## (2) AIE “La hoja de ruta de la AIE para lograr emisiones netas cero en 2050”

Esta hoja de ruta constituye un documento utilizado en las consultas de alto nivel de la COP26 organizadas en noviembre de 2021 en el Reino Unido y está constituida por el resumen ejecutivo y los siguientes cuatro capítulos.

Capítulo 1: Compromisos anunciados de cero emisiones y el sector energético

Capítulo 2: Un camino global hacia las emisiones netas cero de CO<sub>2</sub> en 2050

Capítulo 3: Hoja de ruta sectorial hacia las emisiones netas cero en 2050

Capítulo 4: Consecuencias más amplias de la consecución de las emisiones netas cero

El resumen ejecutivo ha sido elaborado para distribuirse a los planificadores políticos, y está constituido por ocho recomendaciones y acciones prioritarias para lograr la neutralidad de carbono para el año 2050 en el sector energético mundial. El Capítulo 1 trata el Escenario de Políticas Declaradas (STEPS, por sus siglas en inglés) proyectado en base a las CDN de cada país, así como el Escenario de Compromisos Anunciado (APS, por sus siglas en inglés) proyectado en base a la meta de neutralidad de carbono para el año 2050 o 2060 de cada país. El Capítulo 2 presenta el Escenario de Emisiones Netas Cero (NZES, por sus siglas en inglés) para el año 2050, el Capítulo 3 examina las acciones y las hojas de ruta de cada sector, y el Capítulo 4 considera las implicaciones del NZES para la economía, industria energética, vida civil y gobiernos.

El NZES, que contiene los principales escenarios de esta hoja de ruta, ha sido elaborado sobre la premisa de que, aun cuando se materialicen los STEPS y APS indicados en el Capítulo 1, va a ser difícil alcanzar la neutralidad de carbono y frenar el aumento de las temperaturas a menos de 1.5 °C.

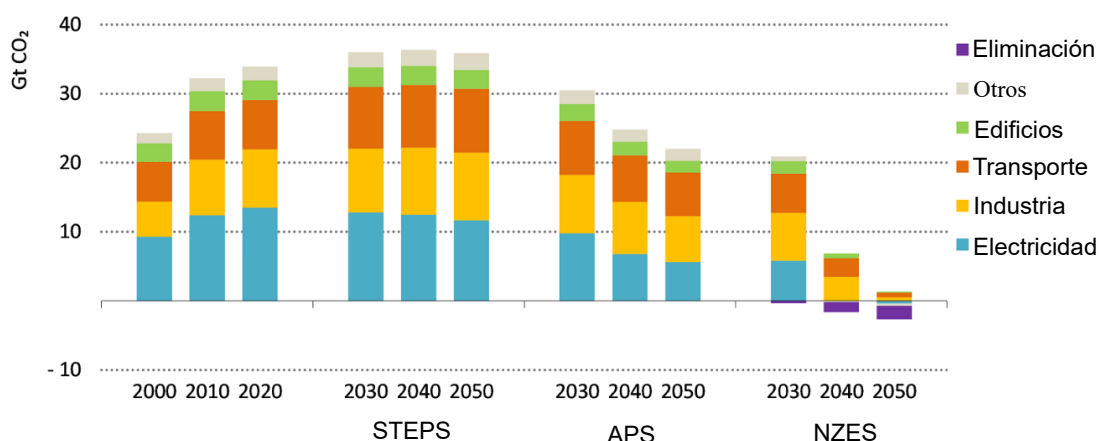
Las emisiones globales de CO<sub>2</sub> en los STEPS sólo suponen las políticas concretas en ejecución o anunciadas por los gobiernos. Las emisiones anuales de CO<sub>2</sub> del sector energético y del proceso industrial aumentarán de 34 Gt en 2020 a 36 Gt en 2030 y luego se mantendrán alrededor de este nivel hasta 2050. Si las tendencias de las emisiones siguieran la misma trayectoria después de 2050, y con cambios proporcionales en otras fuentes de emisiones no energéticas, el aumento de la temperatura media global sería de unos 2.7 °C en 2100.

El caso APC supone que cuando se cumpla en su totalidad la neutralidad de carbono, entonces las emisiones mundiales de CO<sub>2</sub> se reducirán a 30 Gt en 2030 y a 22 Gt en 2050. Si las tendencias de las emisiones siguieran la misma trayectoria después de 2050, y con cambios proporcionales en otras fuentes de emisiones no energéticas, el aumento de la temperatura media global sería de unos 2.1 °C en 2100.

En ambos escenarios, la demanda mundial de energía continuará creciendo en el futuro, y mientras se reduce el consumo del carbón, aumentará el de gas natural. Todo esto hace que las acciones no sean suficientes para lograr la neutralidad de carbono, y por ende, para frenar el aumento de las temperaturas globales a aprox. 1.5 °C.

NZES es una hoja de ruta elaborada aplicando el método backcasting o análisis retrospectivo para frenar el aumento de las temperaturas globales en 1.5 °C dentro de este contexto. En NZES, las emisiones globales de CO<sub>2</sub> relacionadas con la energía y los procesos industriales se reducen en casi 40% entre 2020 y 2030 y a cero en 2050, incluyendo otros sectores no energéticos.

En la Figura 7-5 se presentan las emisiones reales de CO<sub>2</sub> a nivel global y las estimaciones en cada uno de los escenarios (STEPS, APS y NZES). Si se comparan con las emisiones reales de CO<sub>2</sub> en 2020, STEPS presenta un pequeño incremento para mantenerse después, mientras que APC presenta una reducción progresiva. Estas acciones corresponden al escenario en el que se supone un incremento de la demanda global de energía y han sido reconocidas como una meta alta en la actualidad. Sin embargo, en el caso del NZES, las emisiones de 2030 son menores que las emisiones reales de 2000 o las estimaciones de APC para el año 2050, y sugieren que se necesita tomar medidas drásticas de tal magnitud para lograr frenar el aumento de las temperaturas globales en 1.5 °C.



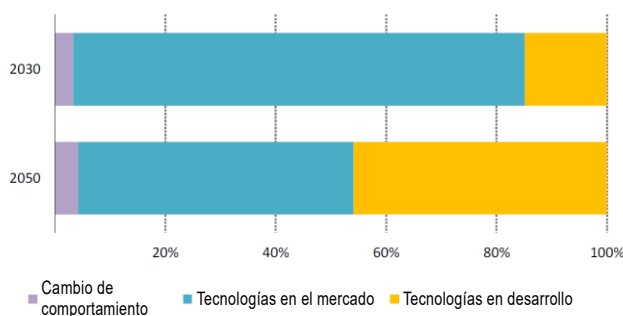
Fuente: IEEI AIE (2021) “Hoja de ruta de la AIE para el sector energético mundial a 2050” Resumen (Parte 4)

Figura 7-5 Emisiones de CO2 según escenarios y su desglose por sectores

Este Informe presenta la hoja de ruta de siete tecnologías clave en NZES.

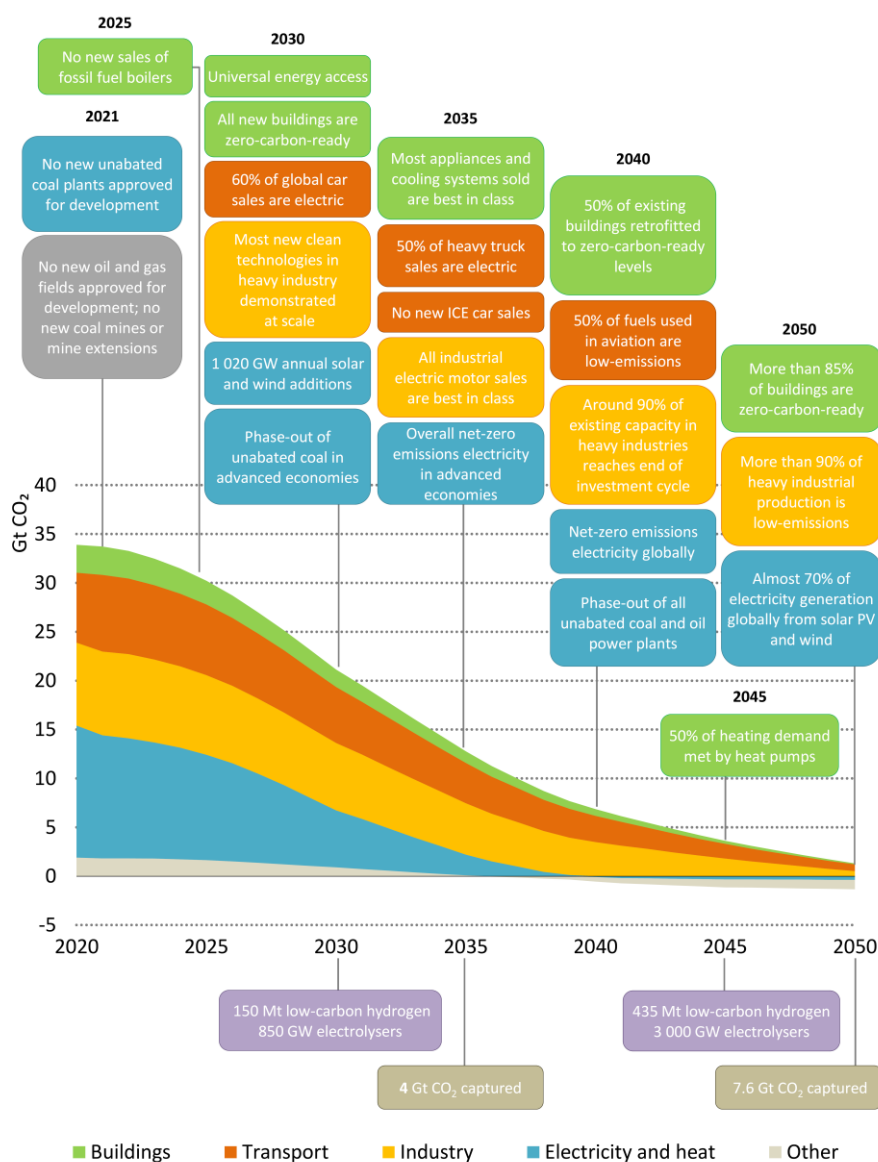
- Eficiencia energética
- Cambio de comportamiento
- Electrificación
- Energía renovable
- Hidrógeno y combustibles de hidrógeno
- Bioenergía
- Tecnología de Captura, Uso y Almacenamiento de Bióxido de Carbono (CCUS)

Luego, en la Figura 7-6 se presentan los siete hitos claves para cada sector hasta el año 2050. Esta Hoja de Ruta tiene como su pilar central el abandono del uso de combustibles fósiles en el sector energético hasta el año 2050, proponiéndose tomar todas las acciones posibles en el lado de la demanda, incluyendo la eficiencia energética, cambio de comportamiento, etc., a la par de maximizar el uso de la energía renovable y llevar a cabo grandes proyectos de electrificación. Adicionalmente, para aquellos sectores donde la electrificación no es fácil, tales como los hornos de la siderurgia, aeronaves, buques, etc. se promueve el uso de combustibles de baja emisión, tales como hidrógeno, amonio, biocombustible, etc. Se aplica el concepto de recuperación de CO<sub>2</sub> también a estos combustibles.



Fuente: AIE (2021) “Hoja de ruta de la AIE para el sector energético mundial a 2050”

Figura 7-6 Ahorro anual de emisiones de CO<sub>2</sub> según tecnologías para 2050 (en relación con 2020)



Fuente: AIE (2021) "Hoja de ruta de la AIE para el sector energético mundial a 2050"

Figura 7-7 Hitos clave en el camino hacia las emisiones netas cero para 2050 por sectores

Tal como se indica en la Figura 7-6, muchas de estas tecnologías no están disponibles en el mercado en el año 2021. Sin embargo se contempla maximizar el uso de las tecnologías disponibles y desarrollar nuevas tecnologías para el año 2030 y lograr la neutralidad de carbono en 2050 utilizando todas estas tecnologías. De este modo, el carbón, petróleo, gas y otros combustibles fósiles que constituían los principales combustibles en el sector energético tradicional, desaparecerán del mercado, excepto parte de la termoeléctrica con gas para producir hidrógeno.

En el Cuadro 7-2 se resumen las recomendaciones a los planificadores políticos y las acciones prioritarias para llevar adelante esta hoja de ruta.

**Cuadro 7-2 Recomendaciones para los planificadores políticos y acciones prioritarias de NZES**

Ítems	Recomendaciones	Acciones prioritarias
1	El cumplimiento de emisiones netas cero para 2050 depende de un impulso sin precedentes de las tecnologías limpias.	Hacer de la década de 2020 la de expansión masiva de las energías limpias.
2	El logro de las emisiones netas cero para 2050 requiere de un gran salto en la innovación de las energías limpias.	Preparar la siguiente fase de la transición impulsando la innovación.
3	La transición hacia las emisiones netas cero es por y para las personas.	Los empleos relacionados con la energía limpia crecerán considerablemente, pero deben repartirse ampliamente.
4	Un sector energético dominado por la energía renovable.	Que el sector energético esté dominado por la energía renovable.
5	No hay necesidad de invertir en un nuevo suministro de combustibles fósiles en nuestro camino de emisiones cero.	Impulsar un aumento histórico de la inversión en energías limpias.
6	Un auge sin precedentes de las inversiones en energías limpias impulsa el crecimiento económico mundial.	
7	Surgen nuevos problemas de seguridad energética mientras se mantienen los antiguos problemas.	Abordar ahora los nuevos riesgos para la seguridad energética.
8	La cooperación internacional es fundamental para lograr las emisiones netas cero en 2050.	Llevar la cooperación internacional a nuevas cotas.

Fuente: AIE (2021) “Hoja de ruta sectorial hacia las emisiones netas cero en 2050”

El resumen ejecutivo dirigido a los planificadores políticos recalca la necesidad de lograr la neutralidad de carbón para 2050 sin compensaciones de fuera del sector energético y con una baja dependencia de las tecnologías de emisiones negativas de CO<sub>2</sub>. El documento enfatiza la necesidad de reducir las emisiones sin depender de las transacciones bilaterales de emisiones, protección forestal y otras acciones. Asimismo, recalca la importancia de maximizar la viabilidad técnica, la rentabilidad y la aceptación social, garantizando al mismo tiempo un crecimiento económico sostenible y un suministro energético seguro.

Las CDN y las declaraciones de neutralidad de carbón convencionales reconocen la necesidad de abandonar el uso del petróleo, carbón, gas natural y otros combustibles fósiles, pero proponen impulsar este proceso en forma gradual. Mientras tanto, NZES establece claramente que no hay necesidad de invertir en un nuevo suministro de combustibles fósiles en el sector energético, fomentando el uso de la energía limpia, elevando los precios de carbono en el análisis de los diferentes escenarios, etc.

### 7.1.3. Políticas de Descarbonización y de Baja Emisión de Carbono en los Diferentes Países

En esta sección se describen las tendencias de las políticas de baja emisión de carbono en Japón, UE, EE.UU., China y Brasil.

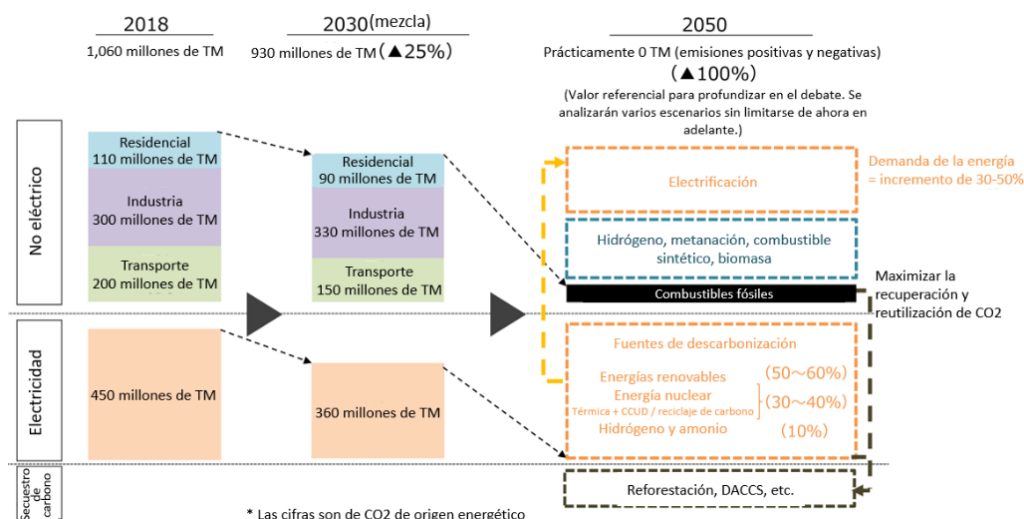
#### (1) Japón

Japón no tiene recursos energéticos rentables en el país, y su dependencia a los combustibles fósiles importados es muy alta, además que el porcentaje de la generación térmica en la matriz energética es alto. Por otro lado, Japón se ha esforzado en lograr alta eficiencia en la generación

térmica y alta eficiencia energética en los sectores industrial y residencial. Además tiene un alto nivel tecnológico relacionado con la baja emisión de carbono mediante el ahorro de energía y de eficiencia energética. Si bien es cierto que Japón había propuesto reducir los GEI en 80% para 2050, no ha sido fácil imponer mayor carga al sector industrial nacional que ya había alcanzado un alto nivel de eficiencia energética, tanto es así que tomó una actitud cautelosa ante el fomento de la menor emisión de carbono en el marco del Acuerdo de París.

A la luz de esto, el Ministerio de Economía, Comercio e Industria asumió el liderazgo y formuló la “Estrategia de Crecimiento Ecológico a través del Logro de la Neutralidad del Carbono en 2050” (en lo sucesivo referida como “Estrategia de Crecimiento Ecológico”<sup>325</sup>). Luego, en abril de 2021, estableció una meta más: la de reducir las emisiones de GEI en un 47% para el año 2030 (respecto al AFJ 2013).

La Estrategia de Crecimiento Ecológico plantea el concepto fundamental de la siguiente manera: “Quedaron atrás los días en los que las medidas para contrarrestar el calentamiento global se consideraban un costo o un obstáculo para el crecimiento económico; el mundo ha entrado en una nueva era en la que las considera una gran oportunidad para una mayor prosperidad. El abandono de la mentalidad convencional para tomar medidas positivas contra el cambio climático induce a la transformación de la estructura industrial y de la economía social, y conduce al próximo fuerte crecimiento. La Estrategia de Crecimiento Ecológico es un conjunto de políticas industriales para crear ese “círculo virtuoso de la economía y del medio ambiente”. Y como políticas concretas, establece las metas de las 14 áreas prioritarias, esclareciendo los desafíos actuales y definiendo las futuras acciones. Asimismo, define un plan de acción incorporando elementos como el presupuesto, la fiscalidad, las finanzas, la reforma normativa y normalización, la cooperación internacional, etc.



Fuente: Ministerio de Economía, Comercio e Industria “Estrategia de Crecimiento Ecológico Mediante el Logro de la Neutralidad de Carbono en 2050”

Figura 7-8 Logro de neutralidad de carbono en 2050

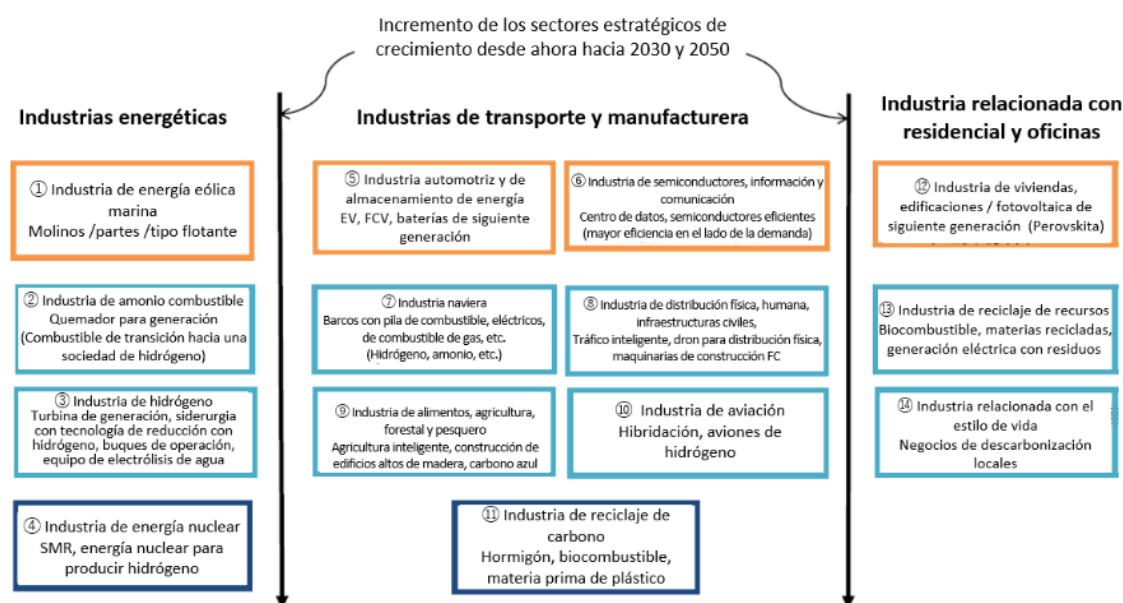
<sup>325</sup> Ministerio de Economía, Comercio e Industria “Estrategia de Crecimiento Ecológico Mediante el Logro de la Neutralidad de Carbono en 2050”

En la Figura 7-8 se presentan las emisiones reducidas de GEI en cada sector para lograr la neutralidad de carbono en 2050. La propuesta es la siguiente: 1,060 millones de TM de emisiones en 2018, 930 millones de TM en 2030 (mezcla) y 0 TM en 2050 (emisiones positivas y negativas).

En cuanto a las estrategias de cada sector, para el sector de electricidad se establece como axioma lograr la descarbonización. Se le da prioridad a la máxima implementación de las energías renovables y al uso de las baterías. Como estrategia de crecimiento, se establece fomentar la industria de energía eólica marina y a la industria de baterías. En cuanto a la generación térmica, el gobierno perseguirá su uso como una opción, presuponiendo recuperar CO<sub>2</sub>. En cuanto a la generación de energía de hidrógeno, se habla de la necesidad de perseguir la creación de la industria del hidrógeno, en virtud de que se prevé que aumentarán las cantidades tanto de la oferta como de la demanda, se desarrollará la infraestructura y se reducirá el costo. Al mismo tiempo, habrá que desarrollar las industrias de reciclaje de carbono e industrias de amoníaco combustible. En cuanto a la energía nuclear, al tiempo que se harán esfuerzos por mejorar su seguridad y reducir su dependencia en la medida de lo posible, el gobierno japonés seguirá intentando utilizar la energía nuclear.

Para otros sectores no eléctricos, la principal acción será la electrificación. Para la demanda de calor, también se utilizarán los combustibles descarbonizados, como el hidrógeno, así como el reciclaje de CO<sub>2</sub> y la recuperación de CO<sub>2</sub> de los combustibles fósiles. Para hacer frente al aumento previsto de la demanda de electricidad debido a la electrificación, las industrias relacionadas con el ahorro de energía deben desarrollarse como sectores en crecimiento.

El sector industrial necesita reformar el proceso actual de manufactura, tales como siderurgia con tecnología de reducción con hidrógeno. El sector de transporte debe utilizar biocombustible o combustible de hidrógeno, fomentando al mismo tiempo la motorización eléctrica. Los sectores de negocios y residencial prevén la construcción de casas y edificios de energía neta cero, electrificación, sistemas impulsados por hidrógeno y el uso de baterías de almacenamiento. De esta manera, las industrias de hidrógeno, de vehículos eléctricos y baterías de almacenamiento, las industrias relacionadas con el transporte, con las viviendas y la construcción tienen que fortalecerse como sectores industriales en crecimiento. Además de lograr la construcción de tal estructura de oferta y demanda energética, constituye un desafío impulsar el control digital de la red de suministro de energía, y el gobierno japonés necesita definitivamente fortalecer las industrias de semiconductores/información y comunicación como sectores en crecimiento. En la Figura 7-9 se enumeran las 14 áreas tecnológicas que componen el plan de acción de Estrategia de Crecimiento Ecológico.



Fuente: Ministerio de Economía, Comercio e Industria “Estrategia de Crecimiento Ecológico Mediante el Logro de la Neutralidad del Carbono en 2050”

Figura 7-9 14 áreas prioritarias de la estrategia de crecimiento ecológico

Fue elaborado el cronograma hasta 2050 para cada una de las siguientes cuatro fases de desarrollo e implementación de los sectores prioritarios.

- Fase de I+D: fondo gubernamental + inversión privada en I+D
- Fase de demostración: inversión público privada que induce la inversión privada
- Fase de ampliación de escala: promover la demanda a través de las adquisiciones públicas, reglamentación y normalización → reducción de costo a través de la producción masiva
- Fase comercial autónoma: comercialización sin más ayuda del sector público con la premisa de reglamentación y normalización

Para el plan de acción de los sectores prioritarios se elaboraron las herramientas políticas transversales que van más allá de la división sectorial. Estas herramientas transversales conciernen al presupuesto, sistema tributario, financiación, reforma reglamentaria y normalización, y cooperación internacional (véase el Cuadro 7-3).

Cuadro 7-3 Resumen de las principales herramientas políticas transversales

Ítems	Descripción
Presupuesto	El gobierno japonés dará un gran paso adelante en la inversión medioambiental; creará un fondo en una escala sin precedentes de dos billones de yenes, y seguirá apoyando a las empresas que intenten una innovación ambiciosa durante los próximos diez años.
Sistema tributario	Con el fin de estimular la inversión privada, el gobierno establecerá un tratamiento fiscal de promoción de la inversión hacia la neutralidad del carbono, ampliará los sistemas fiscales de I+D, y tomará una excepción especial para elevar el límite superior de la deducción fiscal de la pérdida neta acumulada para las empresas que trabajen en la reestructuración o reorganización del negocio.
Financiación	El gobierno japonés procurará atraer el financiamiento a la tecnología innovadora para baja emisión de carbono o la descarbonización mediante la creación de nuevas reglas en el mercado financiero, como por ejemplo, la divulgación de información y la base de la evaluación.



Reforma reglamentaria y normalización	El gobierno analizará varios temas como, por ejemplo, la reforma reglamentaria sobre estaciones de hidrógeno, la revisión de las normas de funcionamiento del sistema para dar prioridad a las energías renovables, la aplicación de las normativas sobre el consumo de combustible para promover la electrificación de automóviles y la adquisición pública de hormigón fabricado mediante la absorción de CO <sub>2</sub> , para crear demanda y reducir los precios.
Cooperación internacional	Al tiempo de cooperar con otros países en el desarrollo de la innovación y la tecnología en sectores industriales prioritarios y otros relevantes, el gobierno del Japón brindará asistencia en su implementación social, por ejemplo, mediante la ejecución de los proyectos de demostración en el exterior con la perspectiva de lograr la implementación e inserción en el mercado, asistencia a la formulación de los proyectos de infraestructuras en el exterior utilizando las tecnologías japonesas, refuerzo funcional del seguro de exportación (Iniciativa LEAD). El gobierno japonés participará activamente en la formulación de reglas, normas y estándares internacionales, incluidos los mecanismos de mercado en el marco del Acuerdo de París y las normas de divulgación y valoración de la información en el mercado financiero.

Fuente: Ministerio de Economía, Comercio e Industria “Estrategia de Crecimiento Ecológico Mediante el Logro de la Neutralidad del Carbono en 2050”

El VI Plan Estratégico de Energía<sup>326</sup> publicado por el Ministerio de Economía, Comercio e Industria en octubre de 2021, establece dos grandes perspectivas en base a la Estrategia de Crecimiento Ecológico: “Responder a los problemas del cambio climático” y “Superar los retos de la estructura de la oferta y la demanda de energía en Japón”. El propio plan está constituido por dos ejes temporales: uno a largo plazo de cara a lograr la neutralidad de carbono para 2050 y las políticas hacia 2030 basadas en el plan a largo plazo, y en conjunto describe el camino que deben seguir las futuras políticas energéticas. En particular, marca un gran cambio el hecho de presentar las perspectivas ambiciosas de lograr mayor reducción de CO<sub>2</sub> que el plan inicial, como por ejemplo, lograr un porcentaje de energías renovables de entre 36 y 38% (en producción eléctrica) dentro de la matriz energética, con un ahorro de energía de 62 millones de kl, etc.

Es sumamente importante el hecho de que el gobierno japonés haya atribuido prioridad al logro de la neutralidad de carbono para 2050 dentro de su Plan Estratégico de Energía, que es el instrumento troncal de las políticas energéticas del país. El desafío hacia el futuro es cómo materializar este plan.

## (2) UE

La Unión Europea ha venido impulsando las acciones para responder al cambio climático, liderando en la construcción del marco mundial. Ha sido una de las primeras regiones que ha declarado el cumplimiento de la neutralidad de carbono hacia 2050 en la fase temprana. En septiembre de 2020 se propuso una alta meta de reducir los GEI en un 55% (vs. 1990) para el año 2030. En diciembre de 2019 anunció el “Pacto Verde Europeo” como políticas para alcanzar dicha meta<sup>327 328</sup>. Este constituye la hoja de ruta para lograr la neutralidad de carbono en el año 2050 y contiene el plan de acción para promover la transición hacia la economía limpia y circular, a la par de recuperar la biodiversidad, reducir la contaminación de aire y utilizar efectivamente los valiosos recursos de la Tierra. Las reglas básicas para la construcción de una sociedad sostenible

<sup>326</sup> Agencia de Recursos Energéticos, Ministro de Economía, Comercio e Industria de Japón “Plan básico sobre energía”

<sup>327</sup> European Green Deal

<sup>328</sup> Comisión Europea “Pacto verde europeo”

son las siguientes:

- Neutralidad de carbono de aquí a 2050
- Desacoplamiento entre el crecimiento económico y el uso de recursos
- No dejar a nadie al margen

El Pacto Verde Europeo constituye la base para la formulación de las políticas relacionadas con la energía y clima de los países miembros de la UE, y define la orientación dinámica de las estrategias para lograr la descarbonización en todos los sectores desde la economía, medio ambiente, política, sociedad hasta la tecnología. En el Cuadro 7-4 se resumen las tendencias políticas relacionadas con el Pacto Verde Europeo

**Cuadro 7-4 Nuevas políticas relacionadas con el Pacto Verde Europeo**

Políticas	Descripción
Enero de 2020 Plan de Inversiones del Pacto Verde Europeo	Es un conjunto de políticas que agiliza el proceso de reconversión desde las industrias relacionadas con combustibles fósiles hacia la energía limpia, etc. y consta de tres pilares fundamentales, a saber: la creación del “Fondo de Transición Justa”; la estrategia de inversiones a mediano plazo “Programa InvestEU”, y el Mecanismo para una Transición Justa al sector público por el Banco Europeo de Inversiones. El Plan anunció movilizar más de 100,000 millones de euros durante el período 2021-2027, monto que fue aumentado a más de 150.000 millones de euros.
Junio de 2020 Reglamento de taxonomía	Es la política financiera elaborada para dar cumplimiento al Acuerdo de París y a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). En relación con las medidas del cambio climático, clasifica las actividades económicas para materializar la baja emisión de carbono y determinar los destinos de inversión apropiados. Definen seis objetivos de las actividades económicas sostenibles que deben ser comprendidos en este Reglamento: la mitigación del cambio climático; la adaptación al cambio climático; el uso sostenible y la protección de los recursos hídricos y marinos; la transición hacia una economía circular; la prevención y control de la contaminación; y la protección y restauración de la biodiversidad y los ecosistemas, y se definen cuatro requisitos de adaptación a la taxonomía verde.
Julio de 2020 Estrategia europea para el hidrógeno	Analiza y recomienda cómo el hidrógeno limpio contribuye a la reducción de las emisiones de GEI en la economía europea con una alta relación costo-beneficio. Prioriza el uso del hidrógeno renovable producido de la electricidad generada con la energía renovable.
Febrero de 2021 Estrategia europea de adaptación al cambio climático	Es la versión revisada de la Estrategia de adaptación al cambio climático de 2013, y establece las metas (adaptación más inteligente, más sistemática y más acelerada) y los planes de acción para cada sector. Propone también fortalecer la ayuda a los países africanos e insulares.
Junio de 2021 Ley Europea del Clima	Esta Ley atribuye a la Comisión Europea las facultades de gestionar el avance y emitir recomendaciones a la UE y a los países miembros en lo referente a las emisiones de GEI en el período entre 2030 y 2050.

Fuente: Elaborado por el Equipo de Estudio en base a diferentes documentos

El Reglamento de Taxonomía adoptado en junio de 2020 con el objetivo de llevar adelante el Pacto Verde Europeo proporciona a los inversionistas un marco para elegir los destinos de sus inversiones que se adaptan a las actividades económicas sostenibles, incluyendo el cambio climático. Dicho Reglamento clasifica los objetivos de las actividades económicas en seis categorías: la adaptación al cambio climático; el uso sostenible y la protección de los recursos hídricos y marinos; la transición hacia una economía circular; la prevención y control de la contaminación; y la protección y restauración de la biodiversidad y los ecosistemas, y plantea los cuatro requisitos de adaptación siguientes.

- Contribuir sustancialmente a, por lo menos, uno de los seis objetivos ambientales.
- No perjudicar significativamente ninguno de los seis objetivos ambientales.
- Cumplir con las salvaguardias mínimas.
- Cumplir con los criterios técnicos de selección definidos por el Reglamento de Taxonomía.

En el Cuadro 7-5 se indican las actividades económicas sostenibles incluidas en el informe final de marzo de 2020. Si bien es cierto que la clasificación de estos sectores y actividades es para los inversionistas, se deduce que serán los sectores prioritarios de las políticas de baja emisión de carbono para los siguientes años.

**Cuadro 7-5 Actividades económicas sostenibles estipuladas en la taxonomía**

Sectores	Actividades
Agricultura y silvicultura	(1) Forestación, (2) rehabilitación de tierras de cultivo, (3) regeneración forestal, (4) manejo forestal, (5) conservación forestal, (6) cuidado de cultivos perennes, (7) cría de ganado
Construcción	(1) Construcción de nuevas edificaciones, (2) renovación de edificaciones, (3) medidas de renovación individual, (4) implementación de energía natural, (5) actividades científicas y técnicas realizadas por profesionales, (6) adquisición y posesión de edificaciones
Energía eléctrica, gas, vapor, acondicionadores de aire	(1) Generación eléctrica con energía natural (bio, termo, hidro, marino, solar y eólico) y con gas, (2) transmisión y distribución de electricidad, (3) almacenamiento de electricidad, (4) almacenamiento de calor, (5) almacenamiento de hidrógeno, (6) producción de biogás y biocombustible, (7) adaptación de la red de transmisión y distribución de gas, (8) distribución local de frío y calor, (9) implementación y operación de las bombas de calor eléctricas, (10) cogeneración de calor y frío y de energía eléctrica de la energía natural (bio, solar concentrada, geotérmica) y gas, (11) enfriamiento y calefacción con energía natural (bio, solar concentrada, geotérmica), gas y calor residual
Tecnologías de información y comunicación	(1) Actividades relacionadas con el procesamiento y alojamiento de datos, (2) soluciones de monitoreo del cambio climático dirigido por datos.
Manufactura	(1) Desarrollo de la tecnología de baja emisión de carbono, (2) cemento, (3) aluminio, (4) hierro y acero, (5) hidrógeno, (6) otros químicos básicos inorgánicos (carbon black, carbonato sódico, cloro), (7) manufactura de otros químicos básicos inorgánicos (fertilizantes, compuestos de nitrógeno, plásticos no moldeados)
Transporte	(1) Transporte ferroviario, (2) transporte ferroviario de cargas, (3) transporte público, (4) infraestructura para transporte bajo carbono (terrestre, acuático), (5) autos pasajeros, vehículos comerciales, (6) servicios de transporte caminero de carga, (7) transporte regular interurbano, (8) transporte en agua continental, (9) transporte de carga en agua continental
Agua, residuos y alcantarillado	(1) Captura, tratamiento y suministro de agua, (2) tratamiento centralizada de aguas residuales, (3) digestión anaeróbica de fangos de aguas servidas y tratamiento de residuos biológicos, (4) recogida y transporte separado de los residuos no peligrosos, (5) compostaje de los residuos biológicos, (6) reciclaje de recursos extraídos de los residuos no peligrosos, (7) captura y utilización de gases del relleno sanitario, (8) captura directa de CO <sub>2</sub> del aire, (9) captura de emisiones antropogénicas, (10) transporte de CO <sub>2</sub> , (11) secuestro permanente de CO <sub>2</sub> capturado

Fuente: Renewable Energy Institute (2020) Europa, líder en descarbonización: “Estrategias y tecnologías de cero emisiones en 2050”

### (3) EE.UU.

Las políticas energéticas y la postura ante el cambio climático en los EE.UU. cambian drásticamente según quién está en el poder. El gobierno democrático del presidente Barack Obama impulsó las políticas de energía limpia presentando el Plan de Acción Climática<sup>329</sup> en

<sup>329</sup> Climate Change Action Plan

junio de 2013, y el Plan de Energía Limpia<sup>330</sup> en agosto de 2015. Con respecto al segundo, el Plan establece la meta de reducción de las emisiones de GEI en el sector eléctrico de cada Estado, reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> en un 32% (vs. 2005) en las centrales termoeléctricas, entre otras estrategias. En 2015, los EE.UU. firmó el Acuerdo de París en la COP21, proponiéndose reducir las emisiones de GEI en un 26-28% (vs. 2005) para el año 2025.

Posteriormente, el gobierno republicano del presidente Trump (2017-2021) mostró escepticismo sobre los problemas del cambio climático. En junio de 2017 anunció que iba a retirarse del Acuerdo de París y lo hizo oficialmente en noviembre de 2020. El gobierno del presidente Trump dio prioridad a las políticas dirigidas a lograr su eslogan de America first (Estados Unidos primero). Como tal, se enfocó al fomento de la producción nacional de petróleo y gas natural, y de la revitalización de la industria de carbón. Dio un gran giro de las políticas energéticas y eléctricas, mediante la desregularización del sector energético y medioambiental para impulsar la producción de energía nacional.

Por otro lado, las políticas energéticas de los EE.UU. varían considerablemente según cada Estado. A pesar de la retirada del Acuerdo de París anunciada por el gobierno de Trump, los gobiernos de varios Estados, gobiernos territoriales, empresas privadas, etc. han fortalecido aún más las medidas contra el calentamiento global. 12 Estados y un territorio autónomo conformaron la United States Climate Alliance<sup>331</sup> con la iniciativa de los Estados de California, Nueva York y Washington, comprometiéndose en cumplir la meta de reducción de emisiones dentro de la región, establecida en el Acuerdo de París. Al mes de julio de 2020 un total de 16 Estados (incluyendo condados y territorios)<sup>332</sup> están impulsando las iniciativas para lograr la generación eléctrica con energías renovables al 100% como obligación o como meta.

El gobierno del actual presidente demócrata Biden, quien ganó las elecciones presidenciales contra Trump y asumió la presidencia enero de 2021, ha anunciado el compromiso de lograr la neutralidad de carbono hasta 2050 y movilizar 2 billones de dólares en cuatro años para la energía limpia, y se reintegró oficialmente al Acuerdo de París en febrero de 2021. Luego, en la Cumbre de Líderes sobre el Clima celebrada en abril de 2021, anunció sus políticas de baja emisión de carbono, que incluyen grandes proyectos de inversión como estrategia de crecimiento similar a la del Japón y la UE.

#### (4) China

Las acciones de baja emisión de carbono de China, que es el primer emisor mundial de gases de CO<sub>2</sub>, son sumamente importantes para el cumplimiento de las metas globales del cambio climático. En cuanto a la oferta y demanda de la energía eléctrica en China, la generación termoeléctrica con carbón representa el 60% de la producción anual de electricidad, y el país continúa aumentando el número de centrales geotérmicas. Las emisiones de GEI también van en aumento. Sin embargo, también es cierto que está avanzando rápidamente en la introducción de

---

<sup>330</sup> Clean Power Plan

<sup>331</sup> Alianza Climática de los Estados Unidos

<sup>332</sup> Seizando-shoten (2020) “La descarbonización no se detiene”

las energías renovables. China ha cumplido casi en su totalidad las metas propuestas en el 13º Plan Quinquenal 2016-2020 de alcanzar el 15% de combustibles no fósiles dentro del uso de la energía primaria, así como la meta de reducción de las emisiones de GEI por GDP.

Tal como se indicó anteriormente, si bien China solo propuso una meta cuantitativa de reducción de emisiones de GEI en la COP25, en su discurso ante la Asamblea General de la ONU celebrada en septiembre de 2020, el Presidente Xi Jinping anunció que va a lograr la neutralidad de carbono para 2060 y empezar a reducir sus emisiones de GEI antes de 2030. Durante el Congreso Popular Nacional celebrado en marzo de 2021, China manifestó su intención de elaborar el plan de acción para alcanzar el objetivo de 2030 durante 2021.

China, actualmente, no ha anunciado una política integrada de baja emisión de carbono, similar a la estrategia de crecimiento ecológico del Japón o el Pacto Verde Europeo de la UE. Sin embargo, por otro lado, ha logrado consolidar su posición en el mercado de la energía renovable, como lo demuestra el hecho de que es el primer fabricante de paneles fotovoltaicos y de molinos de viento en el mercado global. En noviembre de 2020 anunció el Plan de Vehículos de Nueva Energía, en el que establece la meta cuantitativa de aumentar el porcentaje de venta de los vehículos de nueva energía en un 20% del total de venta nacional de nuevos vehículos para 2025. De esta manera, ha elaborado una estrategia de crecimiento que asienta su eje central en el desarrollo de la tecnología de baja emisión de carbono.

Si bien es cierto que China ha desempeñado un papel importante como operador del mercado de baja emisión de carbono, ha venido manteniendo cierta distancia en lo concerniente a la construcción del régimen y del marco institucional. Sin embargo, a raíz de que en septiembre de 2020 anunció algunas iniciativas de abordaje a los problemas relativos al cambio climático definiendo una meta cuantitativa concreta, es muy probable que emprenda grandes inversiones e intensifique su intervención en la construcción del reglamento y marco internacional en el área de baja emisión de carbono, por lo que los ojos del mundo están puestos en sus acciones próximas.

## (5) Brasil

Como políticas relacionadas con el cambio climático de Brasil, tenemos el “Plan Nacional de Energía 2050 (proyecto)” actualmente en proceso de elaboración y la versión renovada de CDN entregada en diciembre de 2020. Brasil, al igual que China e India, se encuentra en vías de desarrollo económico, y como tal las emisiones de GEI del país han venido incrementándose hasta ahora. Dentro de este contexto, Brasil ha recalado las “responsabilidades comunes pero diferenciadas” de los países industrializados en las emisiones de GEI, y ha tenido fuertes choques de opiniones con los países de la UE en la COP25 en torno a las transacciones del derecho de emisión, exigiendo la aplicación del Artículo 6 del Acuerdo de París. En términos generales, Brasil por un lado anunció que va a contribuir a las medidas de mitigar el cambio climático, pero tiende a mantener cierta distancia en lo que concierne al fomento radical de la neutralidad de carbono.

En cuanto al Plan Nacional de Energía 2050, en julio de 2020 fue publicado el proyecto del

plan para la consulta pública. De acuerdo a dicho documento, el plan consta de tres procesos: elaboración de estrategias, plan de acción y monitoreo. Las áreas prioritarias seleccionadas son la energía renovable, biocombustibles, energía nuclear, y petróleo y gas natural.

Al año 2019, las energías renovables representan el 45% del suministro de energía primaria, y 83,1% de la producción de energía eléctrica. El Plan propone desarrollar la tecnología de generación eléctrica eólica, fotovoltaica y de biomasa para bajar el nivel de dependencia a la hidroenergía, que representa la mayor parte de las energías renovables. Con respecto a la generación eléctrica con biomasa, el gobierno está impulsando actualmente el RENOVABIO, que es una política de transición energética que propone mitigar las emisiones de GEI correspondientes a 5000 millones de árboles plantados reconociendo el papel de todos los tipos de biocombustibles en la matriz energética. Esta política implementada a partir de 2020 tiene por objetivo fomentar la introducción de biocombustibles construyendo el marco legal (certificación de reducción de emisiones de GEI con el uso de biocombustibles) y el sistema de compraventa de créditos de descarbonización denominados CBio,

En cuanto a la versión actualizada de CDN, Brasil se comprometió en reducir las emisiones de GEI en un 37% para 2025 y en un 43% para 2030 (vs. 2005). Dicho documento manifiesta la intención de Brasil de alcanzar la neutralidad de carbono para el año 2060, con la posibilidad de alcanzar metas más ambiciosas si se dan las condiciones necesarias como el mecanismo del mercado. El hecho de que Brasil, un país que, al igual que China, continuará creciendo económicamente y por ende aumentando sus emisiones de GEI, haya definido un plazo concreto para el cumplimiento de la neutralidad de carbono marca un importante punto de inflexión. Por otro lado, merece atención que el documento recalca que la meta propuesta es una meta ambiciosa que va más allá de la obligación que debe asumir Brasil, y al igual que el proyecto del plan energético mencionado anteriormente, menciona que el desarrollo de los recursos petroleros continúa siendo uno de los sectores importantes para el país.

#### 7.1.4. Políticas de Cambio Climático en el Ecuador

Como las políticas relacionadas con los problemas del cambio climático del Ecuador se mencionan la “Estrategia Nacional de Cambio Climático 2012-2025” y la versión actualizada de CDN (diciembre de 2019)<sup>333</sup>. Aquí se resume la información de la versión actualizada de CDN<sup>333</sup>.

##### 7.1.4.1. Impacto del Cambio Climático

El Ecuador es un país andino ubicado en el hemisferio occidental, al noroeste de América del Sur. Su territorio cubre tanto la superficie continental, compuesta por tres regiones: Costa, Sierra y Amazonía, como la región Insular. El país cuenta con una notable variedad ecosistémica y dispone de abundantes recursos hídricos. El Ecuador, como país en vías de desarrollo, depende de la exportación de productos primarios, y como tal es sumamente vulnerable ante los factores externos que afectan su entorno natural.

---

<sup>333</sup><https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Ecuador%20First/Primera%20NDC%20Ecuador.pdf>

El cambio climático ha exacerbado la vulnerabilidad del país, que es crítica en diversas zonas. Por ejemplo, en la zona litoral, el ascenso del nivel medio del mar, el retroceso de la línea de costa, el aumento de la temperatura del agua, la acidificación, entre otros provocados por el cambio climático podrían causar grandes pérdidas humanas y económicas. Aunque no existen previsiones contrastables sobre el aumento del nivel del mar en Ecuador, los datos manejados a nivel mundial prevén elevaciones que permiten considerar este fenómeno como una amenaza con incidencia significativa, fundamentalmente en las zonas más bajas, que pueden dar lugar no solo al incremento de las inundaciones, sino a una aceleración de la erosión costera y a la salinización de acuíferos y tramos finales de los ríos.

Asimismo, la intensificación de fenómenos de variabilidad natural, como El Niño - Oscilación del Sur (ENOS), que es uno de los principales fenómenos que afectan la región y el país, y que presenta un ciclo de ocurrencia de 3, 5 y 7 años, genera alteraciones principalmente por incrementos de las precipitaciones (Fase El Niño) y por déficits de precipitación (Fase La Niña). Este fenómeno desencadena severas sequías e inundaciones que históricamente han afectado al territorio nacional, ocasionando daños significativos que se traducen en pérdidas de vidas humanas, socio-económicas y ambientales. De aumentar el rango de variación por aumento y disminución de precipitación ocasionada por El Niño debido al cambio climático, los daños serán aún mayores. Entre los principales cambios observados en precipitación, temperatura media y temperaturas máximas y mínimas absolutas en el Ecuador en el periodo 1960-2010 se aprecia un incremento de temperatura y variaciones espaciales y estacionales de la precipitación en todo el territorio nacional. En las Islas Galápagos, reconocidas como Patrimonio Natural de la Humanidad, se observa un cambio positivo de las temperaturas media, máxima y mínima absolutas de 1.4 °C, 1 °C y 1.1 °C, respectivamente. Las proyecciones de clima futuro muestran que, de mantenerse la tendencia actual de la temperatura, el cambio que podría esperarse en el Ecuador sería un aumento de aproximadamente 2 °C hasta fin de siglo, y la Amazonía y Galápagos presentarían incrementos incluso superiores a este valor.

En el Cuadro 7-6 se describen los impactos, riesgos y vulnerabilidad de cada sector.

**Cuadro 7-6 Impactos, riesgos y vulnerabilidad de cada sector**

Sectores	Impactos, riesgos y vulnerabilidad
Patrimonio Natural	La biodiversidad y las funciones ecosistémicas son altamente sensibles al cambio climático. Tomando en cuenta que Ecuador es un país megadiverso, se esperan potenciales impactos y daños al patrimonio natural. Ecosistemas de alta montaña como los páramos, costeros como los manglares, toda la Amazonía ecuatoriana, así como la región insular con las Islas Galápagos son altamente frágiles y en consecuencia altamente vulnerables a los impactos esperados del cambio climático. Las especies que habitan estos ecosistemas son especialmente vulnerables a las amenazas climáticas debido a que se producen modificaciones en sus hábitats, lo cual les fuerza a desaparecer o modificar su comportamiento adquirido a través del proceso evolutivo de miles o millones de años.
Patrimonio Hídrico	El Ecuador, a pesar de ser un país con abundante agua, factores como el acaparamiento, la redistribución y la actualización (bajo escenarios de cambio climático) de las autorizaciones de uso y aprovechamiento del recurso hídrico, podrían desencadenar potenciales conflictos y competencia por parte de los usuarios. Por otro lado, el exceso de agua podría causar inundaciones y deslizamientos. Nótese que el 88% de la población ecuatoriana se aloja en la cuenca del Pacífico, pero en esta zona la disponibilidad del agua es limitada, y solo el 31% de los recursos hídricos se encuentran allí. La población que tiene acceso al agua en comunidades menores a 200 familias es de menos

	del 40%. Se prevé que impactos relacionados a la escasez y al exceso de precipitación debido al cambio climático pueda agravar la vulnerabilidad en el acceso al agua. Otro impacto asociado a los recursos hídricos es el retroceso de glaciares, los cuales han perdido más del 50% de su superficie en los últimos 50 años, causando repercusiones significativas a los usuarios del agua en comunidades andinas, especialmente relacionadas a riesgos de deslizamientos.
Soberanía alimentaria	Sequías, heladas y eventos meteorológicos extremos han causado en el pasado, y podrían causar en el futuro, reducción y/o pérdidas en la producción agrícola, pesquera y acuícola, prefigurando los potenciales impactos que eventualmente se intensificarían con la amenaza del cambio climático. Los impactos continuarán incrementándose, especialmente aquellos asociados al Fenómeno del Niño, prolongando los períodos de escasez de precipitación en la zona central de los Andes y la Costa, e incrementando las inundaciones en la Costa hacia la zona sur de los Andes.
Salud	Los efectos del cambio climático en las condiciones de salud pública incluyen lo siguiente: reducción del acceso a la alimentación, condiciones favorables para enfermedades respiratorias, proliferación de enfermedades tropicales transmitidas por mosquitos y cambios en la calidad del agua para consumo humano. El 70% del territorio ecuatoriano se localiza en áreas tropicales y subtropicales, por lo que cuenta con hábitats favorables para el desarrollo y propagación de vectores transmisores de enfermedades como, por ejemplo, dengue, malaria y leishmaniasis. Las poblaciones que viven en la Costa y Amazonía ecuatoriana son especialmente vulnerables a este tipo de cambios en el clima.
Sectores productivos y estratégicos	Dentro de los Sectores Estratégicos, se encuentran los subsectores de infraestructura (vías, puertos, producción minera y petrolera, entre otros) y producción de energía hidroeléctrica, principalmente los que se encuentran en la Costa y en las cuencas hidrográficas del Paute, Coca, y Pastaza, que son altamente vulnerables debido al incremento de la frecuencia e intensidad de las amenazas climáticas y eventos extremos, ambos en términos de déficit y exceso de precipitación (por ejemplo, generando deslizamientos, o trayendo mayor cantidad de sedimentos hacia reservorios).
Asentamientos Humanos	Ciudades como Quito y Guayaquil y otras ciudades medianas y pequeñas, especialmente en la Costa, presentan este tipo de asentamientos irregulares y en condiciones de riesgo. La infraestructura habitacional con características inadecuadas y localizadas en áreas de riesgo, como por ejemplo, en áreas anegables, incrementa los niveles de vulnerabilidad. La población de estos asentamientos informales sufre carencias de servicios básicos, posesión irregular de la propiedad (ausencia de títulos y/o escrituras) y, en algunos casos, es particularmente vulnerable frente a las amenazas climáticas.

Fuente: Elaborado por el Equipo de Estudio en base a Ecuador CDN

#### 7.1.4.2. Leyes, Reglamentos y Políticas Relacionados con las Medidas Contra el Cambio Climático

A continuación se presentan las leyes, reglamentos y políticas relacionados con las medidas de cambio climático.

- Decreto Ejecutivo que declara la mitigación y la adaptación al cambio climático como política de Estado (2009)
- Estrategia Nacional de Cambio Climático del Ecuador 2012-2025<sup>334</sup> (2012)
- Ecuador 2030: Por un Ecuador Productivo y Sostenible<sup>335</sup> (2018)
- Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2021-2025 (2021)

La Estrategia Nacional de Cambio Climático 2012-2025, establecida en julio de 2012 por el Decreto Ejecutivo 1815, es un conjunto de estrategias de mitigación y adaptación al cambio climático que se basa en los siguientes principios básicos: articulación regional e internacional, consistencia con principios internacionales sobre cambio climático, énfasis en la implementación

<sup>334</sup> Estrategia Nacional de Cambio Climático del Ecuador 2012-2025

<sup>335</sup> Ecuador 2030: Por un Ecuador Productivo y Sostenible



local, integridad ambiental, participación ciudadana, proactividad, protección de grupos y ecosistemas vulnerables, responsabilidad intergeneracional, etc. De estos, los sectores prioritarios para la mitigación del cambio climático son: energía; procesos industriales y uso de productos; agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra; residuos; uso de las tierras y cambios en dicho uso; y bosques, para los cuales el gobierno ha establecido las medidas correspondientes que se incluyen también en la CDN.

#### 7.1.4.3. Organizaciones Relacionadas con las Medidas Contra el Cambio Climático

La organización que preside las políticas de cambio climático en el Ecuador es el Comité Interinstitucional de Cambio Climático (CICC), creado en 2010 por el Decreto Ejecutivo 495 y reestructurado mediante el Decreto Ejecutivo 064 de 2017. El CICC es un órgano político que dirige las políticas de cambio climático a nivel del Estado dentro del marco de los acuerdos y pactos internacionales relevantes, y está conformado por las autoridades de medio ambiente, relaciones exteriores, agropecuaria, energía eléctrica y energía renovable, industria y productividad, agua, gestión de riesgos, Asociación de Municipalidades Ecuatorianas, y el Consorcio de Gobiernos Autónomos Provinciales. En el Cuadro 7-7 se presenta la lista de los ministerios involucrados en el logro de CDN (2019) del Ecuador.

Cuadro 7-7 Ministerios involucrados en el logro de CDN

Sector	Ministerios e instituciones
Recursos naturales	Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica (MAATE)
Recursos hídricos	Secretaría del Agua (SENAGUA)
Soberanía alimentaria	Ministerio de Agricultura y Ganadería
Salud pública	Ministerio de Salud Pública
Sectores productivos y estratégicos	Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR) Ministerio de Transporte y Obras Públicas (MTOB)
Predios	Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda

Fuente: Elaborado por el Equipo de Estudio en base a Ecuador CDN

#### 7.1.4.4. Meta de Reducción Hasta 2025

Con respecto a las medidas de reducción de emisiones de GEI en las CDN del Ecuador, la Estrategia Nacional de Cambio Climático 2012-2025 define cinco sectores prioritarios y analiza los escenarios de reducción y mitigación de emisiones en las siguientes dos áreas.

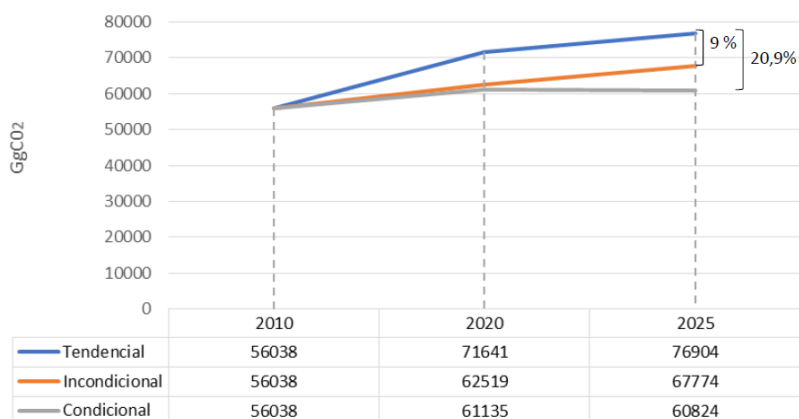
- ① Sectores de energía, agricultura, procesos industriales y residuos (año de referencia: 2010)
- ② Sector Uso de Suelo y Cambio de Uso de Suelo y Silvicultura (USCUSS) (año de referencia: 2008)

Dado que las metodologías aplicadas para el análisis de ① y ② son diferentes, se presentan dos escenarios de mitigación.

- Escenario incondicional: medidas y acciones viables con los recursos y tecnologías propias del Ecuador

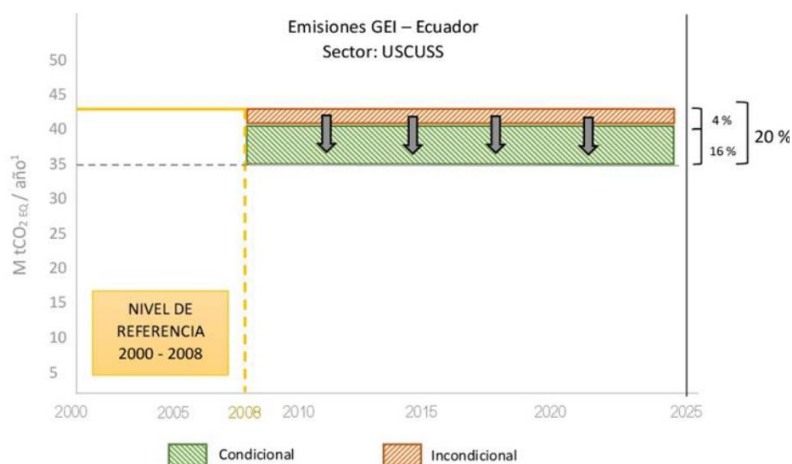
- Escenario condicional: contribuciones que el país está dispuesto a emprender si se dispone de medios de apoyo desde la cooperación internacional

En la Figura 7-10 y en la Figura 7-11 se presentan los escenarios de mitigación y reducción de emisiones en estos sectores.



Fuente: CDN del Ecuador

Figura 7-10 Escenarios de emisiones de GEI de los sectores de Energía, Agricultura, Procesos Industriales y Residuos



Fuente: CDN del Ecuador

Figura 7-11 Escenarios de emisiones de GEI del sector USCUS

Si se comparan los escenarios con y sin medidas de mitigación en los sectores de Energía, Agricultura, Procesos Industriales y Residuos (①), la reducción de emisiones de GEI para el escenario incondicional corresponde a un 9%, mientras que para el escenario condicional se ha identificado un potencial de reducción de emisiones de GEI de hasta 20,9%. Mientras tanto, para el sector USCUS (año de referencia 2008), el escenario incondicional muestra una reducción de emisiones de GEI del 4%, y el escenario condicional hasta 16%. Sumando ① y ②, es posible reducir las emisiones de GEI hasta 20%.

En el Cuadro 7-8 se presentan las definiciones de las líneas de acción y las iniciativas para alcanzar esta meta, y en las Cuadro 7-9 a Cuadro 7-13 se presentan los respectivos planes de cada

sector.

**Cuadro 7-8 Definiciones de las líneas de acción y las iniciativas**

Ítems	Definiciones
Líneas de acción	Se conciben como estrategias de orientación y organización de diferentes iniciativas, de tal forma que se pueda promover la articulación, integración y continuidad de esfuerzos para apoyar la mitigación del cambio climático.
Iniciativas	Son planes, programas, proyectos, acciones y medidas identificadas que aportan en la mitigación del cambio climático.
Escenario incondicional	Se refiere a las medidas y acciones que el país puede implementar en función de sus propios recursos y dentro de sus propias capacidades
Escenario condicional	Es aquel que el país está dispuesto a emprender si se dispone de medios de apoyo desde la cooperación internacional

Fuente: CDN del Ecuador

**Cuadro 7-9 Líneas de acción y las iniciativas del sector energético**

Líneas de acción	
(Escenario incondicional)	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Impulsar al uso de la energía renovable.</li> <li>• Fortalecer la eficiencia energética y el cambio de conducta del consumo.</li> <li>• Fomentar e implementar la movilidad sostenible.</li> </ul>	
(Escenario condicional)	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Incorporar, reformular y actualizar normativa que impulse el uso de energía sostenible y eficiencia energética de forma incluyente en cada uno de los subsectores.</li> <li>• Desarrollar e implementar el transporte seguro y sostenible.</li> <li>• Promover el uso y desarrollo de energía renovable, garantizando plena accesibilidad.</li> <li>• Promover el uso y desarrollo de eficiencia energética y cambio de conducta de consumo.</li> <li>• Promover la investigación para la implementación de soluciones energéticas, reduciendo la brecha de género.</li> </ul>	
Iniciativas	Descripción
(Escenario incondicional)	
Desarrollo de Centrales Hidroeléctricas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aprovechamiento de recursos hídricos para generación de electricidad.</li> </ul>
Programa de Eficiencia Energética - Optimización de Generación Eléctrica y Eficiencia Energética (OGE&EE)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reducción de la quema de gas asociado en antorcha.</li> <li>• Utilización del gas asociado al petróleo para la generación de energía eléctrica y producción de GLP.</li> </ul>
Energía Renovable No Convencional	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Potenciación de la energía eólica, solar y biogás de rellenos sanitarios.</li> </ul>
Programa de Cocción Eficiente	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reemplazo de cocinas de Gas Licuado de Petróleo (GLP) por cocinas de inducción</li> </ul>
Transporte Público Eficiente	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Operación del Metro de Quito (22 km) y Tranvía de Cuenca (12km).</li> </ul>
(Escenario condicional)	
Plan Nacional de Eficiencia Energética	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Proyectos de identificación de usos finales de la energía en los sectores residencial, comercial y público.</li> <li>• Programa de recambio de equipos en el sector industrial y residencial.</li> <li>• Normativa de Eficiencia Energética (ISO 50001)</li> <li>• Cogeneración en la industria.</li> <li>• Desarrollo y promoción de un mercado de Empresas de Gestión de la Energía (ESCOs).</li> </ul>
Programa de Eficiencia Energética - Optimización de Generación Eléctrica y Eficiencia Energética (OGE&EE)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reducción de la quema de gas asociado en antorcha y utilización del gas asociado al petróleo para la generación de energía eléctrica y producción de GLP.</li> </ul>
Energías Renovables	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bloque de Proyectos de Renovables no convencionales.</li> <li>• Energía Geoterma.</li> <li>• Hidroenergía (Santiago I, II)</li> </ul>

Fuente: CDN del Ecuador

Cuadro 7-10 Líneas de acción y las iniciativas del sector de agricultura

Líneas de acción	
(Escenario incondicional)	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Desarrollar investigación y generación de sistemas de información para fortalecer la gestión del cambio climático.</li> <li>• Promover el desarrollo pecuario sostenible a nivel nacional.</li> </ul>	
(Escenario condicional)	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Desarrollar investigación y generación de sistemas de información para fortalecer la gestión del cambio climático.</li> <li>• Promover el desarrollo pecuario sostenible a nivel nacional.</li> <li>• Desarrollar e implementar sistemas agroproductivos sostenibles (agrícola, pecuario y forestal) a nivel nacional.</li> </ul>	
Iniciativas	Descripción
(Escenario incondicional)	
Prácticas de ganadería climáticamente inteligente (promoción del manejo ganadero climáticamente inteligente, integrando la reversión de la degradación de tierras y reduciendo los riesgos de desertificación en provincias vulnerables)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Implementación de prácticas pecuarias sostenibles a nivel nacional que reduzcan emisiones de GEI, aporten a la resiliencia del cambio climático e incrementen la productividad.</li> </ul>
(Escenario condicional)	
Proyecto Nacional de Ganadería Sostenible	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Implementación de prácticas pecuarias sostenibles a nivel nacional.</li> </ul>
Plan de Implementación de Medidas y Acciones REDD+ para la reducción de la deforestación y la degradación de los bosques en ganadería sostenible	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Implementación de prácticas pecuarias sostenibles a nivel nacional que reduzcan la deforestación.</li> </ul>

Fuente: CDN del Ecuador

Cuadro 7-11 Líneas de acción y las iniciativas del sector de procesos industriales

Líneas de acción	
(Escenario incondicional)	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Disminuir las emisiones de GEI mediante adiciones en la producción de cemento.</li> </ul>	
(Escenario condicional)	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Disminuir las emisiones de GEI mediante adiciones en la producción de cemento.</li> <li>• Promover la investigación sobre medidas de mitigación para el sector Procesos Industriales.</li> <li>• Apoyar la generación, el intercambio y la difusión de información para impulsar acciones de mitigación en el sector de Procesos Industriales.</li> </ul>	
Iniciativas	Descripción
(Escenario incondicional)	
Reducción de emisiones de GEI en el sector cementero	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sustitución de clínker en el cemento por adiciones.</li> </ul>
(Escenario condicional)	
Reducción de emisiones de GEI en el sector cementero	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sustitución de clínker en el cemento por adiciones (ampliación).</li> </ul>

Fuente: CDN del Ecuador

Cuadro 7-12 Líneas de acción y las iniciativas del sector de Residuos

Líneas de acción
(Escenario incondicional)
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Promover la captura activa de metano en rellenos sanitarios.</li> </ul>
(Escenario condicional)
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Generar alianzas público-privadas para la reducción de gases de efecto invernadero en la gestión de residuos (sólidos y líquidos), mediante la implementación de medidas de mitigación.</li> <li>• Impulsar campañas inclusivas de sensibilización a la población e industria en la gestión de residuos sólidos y líquidos, hacia una economía circular.</li> </ul>

Iniciativas	Descripción
(Escenario incondicional)	
Captura activa de metano y generación eléctrica de los rellenos sanitarios de El Inga y de Pichacay	• Captura activa y quema de biogás
(Escenario condicional)	
Captura activa de metano en rellenos sanitarios de Santo Domingo de los Tsáchilas y de Ambato	• Captura activa y quema de biogás
Compostaje con aireación forzada	• Compostaje de residuos orgánicos de mercados y residuos de jardinería.

Fuente: CDN del Ecuador

### Cuadro 7-13 Líneas de acción y las iniciativas del sector USCUS

Líneas de acción	
(Escenario incondicional)	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Conservar el patrimonio natural.</li> <li>• Fortalecer el manejo forestal sostenible.</li> <li>• Fortalecer la restauración del patrimonio natural.</li> <li>• Fortalecer e incrementar el establecimiento y manejo de las plantaciones forestales comerciales sostenibles.</li> <li>• Fortalecer el control forestal.</li> <li>• Fortalecer el Sistema Nacional de Áreas Protegidas</li> </ul>	
(Escenario condicional)	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fortalecer e incrementar la superficie de zonas bajo mecanismos de conservación.</li> <li>• Fortalecer el manejo forestal sostenible.</li> <li>• Impulsar acciones para la restauración del patrimonio natural.</li> <li>• Fortalecer e incrementar el establecimiento y manejo de las plantaciones forestales comerciales sostenibles.</li> <li>• Fortalecer el control forestal.</li> <li>• Fortalecer la prevención de incendios forestales.</li> <li>• Fortalecer e incrementar la superficie de áreas del Sistema Nacional de Áreas Protegidas.</li> <li>• Conservar las zonas de importancia hídrica.</li> </ul>	
Iniciativas	Descripción
(Escenario incondicional)	
Programa Integral Amazónico de Conservación de Bosques y Producción Sostenible (PROAmazonía)	• Vinculación de los esfuerzos nacionales de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero con las agendas prioritarias del país.
(Escenario condicional)	
Plan de Acción REDD+ del Ecuador “Bosques para el Buen Vivir” 2016-2025	• Contribuir a los esfuerzos nacionales para la reducción, monitoreo, reporte y verificación de la deforestación y degradación de los bosques a través de la conservación, manejo forestal sostenible, y la optimización de otros usos de suelo para reducir la presión sobre los bosques, aportando de esta forma a la reducción de emisiones de GEI asociada.

Fuente: CDN del Ecuador

#### 7.1.4.5. Desafíos Relacionados con las Medidas de Cambio Climático

Las principales barreras, desafíos y vacíos relacionados con la implementación de la adaptación al cambio climático en Ecuador giran en torno a “condiciones limitadas para la incorporación de la adaptación al cambio climático en la planificación al desarrollo a nivel sectorial, territorial y local. Las barreras, desafíos y vacíos mencionados en las CDN son los siguientes seis:

- Falta de políticas y estándares técnicos que permitan integrar la adaptación al cambio climático en la planificación del desarrollo.
- Limitada resolución de las proyecciones climáticas disponibles y baja cobertura

territorial relativa a los análisis de vulnerabilidad a los efectos del cambio climático.

- Insuficiente formación y capacidades limitadas para desarrollar análisis de riesgo climático a nivel sectorial, territorial y local.
- Limitadas capacidades y alta rotación del equipo técnico para integrar la adaptación al cambio climático en la planificación del desarrollo.
- Insuficiente coordinación e involucramiento entre los Ministerios Sectoriales y los distintos niveles de Gobiernos Autónomos Descentralizados (GAD) para la implementación en territorio de acciones de adaptación al cambio climático y su incorporación en la planificación al desarrollo a nivel sectorial, territorial y local.
- Escasa información sobre los impactos el cambio climático en la región marino-costera del país.

Adicionalmente se han identificado otras barreras, desafíos y vacíos tales como:

- Insuficiente difusión de regulaciones existentes relacionadas con la gestión y desarrollo de la planificación de la adaptación al cambio climático.
- Falta de presupuesto para asumir las responsabilidades y funciones inherentes a la gestión de la adaptación al cambio climático.
- Débil capacidad tecnológica (por ejemplo, estaciones hidrológicas y meteorológicas, equipamiento, software, y sistemas de medición, reporte y verificación para la adaptación al cambio climático, entre otros).
- Insuficiente calidad y cantidad de información.
- Baja difusión y aplicación de hallazgos científicos relativos a los impactos del cambio climático, sumada a la escasa comunicación que recibe la sociedad civil sobre esta problemática.
- Desconocimiento de los costos y efectos de no realizar acciones de adaptación, o de realizar “mala adaptación”, y de las repercusiones de ello sobre la economía o las comunidades.

#### 7.1.5. Metas de Reducción de las Emisiones de GEI para 2030 de Diferentes Países

Con respecto a la definición de la meta de reducción de emisiones de GEI para 2030, los países tienden a definir como año base el año que ha registrado las máximas emisiones en los últimos 30 años, lo que hace difícil realizar una comparación de datos entre los países. Por lo tanto, a modo de referencia, en el Cuadro 7-14 se presenta el logro de reducción de GEI al año 2019 en función del año base definido por el respectivo país, así como la futura reducción de GEI.

Cuadro 7-14 Meta de reducción de GEI para el año 2030 en comparación con 2019

Países y regiones	Japón	EE.UU.	UE	Brasil	Ecuador	
Año base	2013	2005	1990	2005	2010	
(0) Meta de reducción para 2030 (%)	47.0%	50.0%	55.0%	43.0%	20.0%	
(1) Emisiones del año base (en millones de TM)	1,314.7	6,131.9	4,468.5	342.1	34.8	
(2) Emisiones de 2019 (en millones de TM)	1,106.7	5,284.7	3,286.8	465.7	40.5	
(3) Reducciones hasta el año meta (en millones de TM)	= (0) × (1)	617.9	3,065.9	2,457.7	147.1	7.0

(4) Diferencia entre 2019 y el año base (en millones de TM)	= (2)-(1)	208.0	847.2	1,181.7	-123.6	-5.7
Porcentaje (%)	= (4)/(3)	33.7%	27.6%	48.1%	-84.0%	-82.1%
(5) Futuras reducciones (en millones de TM)	= (3)-(4)	409.9	2,218.8	1,275.9	270.7	12.7
Porcentaje (%)	= (5)/(3)	66.3%	72.4%	51.9%	184.0%	182.1%
(6) Reducciones para lograr la meta en función de 2019 (%)	= (5)/(2)	37.0%	42.0%	38.8%	58.1%	31.3%

Fuente: Elaborado por el Equipo de Estudio en base a Global Carbon Atlas

Japón, los EE.UU. y la UE han logrado reducir sustancialmente las emisiones en 2019 en comparación con el año base, y se puede afirmar que han cumplido con reducciones del 33.7%, 27.6% y 48.1% respectivamente. Mientras tanto, las emisiones de Brasil y el Ecuador han aumentado, registrando una diferencia del 84.0% y 82.1% respectivamente frente al año base.

La reducción requerida para lograr la meta frente al año 2019 oscila entre 31.3 y 42%, excepto Brasil. A Brasil se le requiere reducir más de la mitad de sus emisiones, es decir 58.1%. Sin embargo, no es adecuado realizar una simple comparación, ya que en el caso de Brasil, se toma en cuenta también la conservación del Amazonas, o la contribución por la emisión negativa de CO<sub>2</sub>, que eventualmente se halla suspendida.

#### 7.1.6. Recapitulación de las Políticas de Descarbonización y de Baja Emisión de Carbono

En el Cuadro 7-15 se presentan el suministro de energía y las metas de reducción de GEI de cada país. Al echar un vistazo a las políticas de diferentes países, si bien es cierto que nadie propone emprender una reforma estructural tan drástica como NZES, en términos generales coinciden con las líneas de maximizar el uso de las energías renovables, fomentar la electrificación en diferentes sectores, el desarrollo de combustibles de baja emisión como el hidrógeno, amonio, etc. y las tecnologías de CCUS. A continuación se organiza la información sobre las tendencias de cada segmento indicado en la sección 7.1.1.

Los países del Segmento 1, como Japón, los EE.UU. y algunos países de la UE, se han propuesto promover el apoyo gubernamental a gran escala y la inversión privada considerando que el desarrollo de nuevas tecnologías orientadas a la sociedad de baja emisión de carbono constituye una oportunidad para el fomento industrial y el crecimiento económico. Son también proactivos ante el diseño institucional internacional para los sectores industriales en crecimiento como son baterías, hidrógeno, vehículos eléctricos, etc. y abordan la construcción de un marco multinacional para favorecer la expansión en diferentes países.

Los países del Segmento 2, como China, India, Brasil, etc., que se hallan en vías de desarrollo económico, muestran una tendencia de aumento en términos de emisiones totales de GEI, y muchos de ellos se mostraron cautelosos ante la aplicación uniforme de la neutralidad de carbono. Sin embargo, a raíz de que China y Brasil se comprometieron con la neutralidad de carbono para el año 2060, 10 años más tarde que los demás países, se ha reforzado la corriente global encaminada a la baja emisión de carbono. En cuanto a la posición en el cambio climático, además de los proveedores de los equipos y de los consumidores que los utilizan, también se ha revitalizado la creación y el desarrollo de nuevas industrias y tecnologías en los sectores en crecimiento.

Mientras que en las medidas de cambio climático, el impacto de los países que pertenecen a los

Segmentos 1 y 2 es grande, los países de los Segmentos 3 y 4 ocupan un elevado porcentaje dentro de la totalidad. Los países del Segmento 3, en particular los de la UE que tienen un alto nivel tecnológico, al igual que el Segmento 1, emprenden intervenciones considerando que las medidas ante el cambio climático constituyen una oportunidad para crecer económicamente. Aunque su tamaño como Estado no es grande, su economía se acerca a un alto grado de madurez, siendo proactivos ante la reducción de las emisiones de GEI.

Los países del Segmento 4, por su lado, tienen un gran potencial de crecimiento económico hacia el futuro. Por otro lado, para el logro de la meta de las medidas del cambio climático de frenar el aumento de las temperaturas a 1.5 °C, sigue siendo importante reducir las emisiones totales de GEI, y se espera que también los países que crecerán económicamente en el futuro reduzcan y frenen las emisiones de GEI. Las medidas de baja emisión de carbono en muchos de estos países consisten en compatibilizar con el desarrollo económico la reducción y el control de GEI incluidas en sus CDN.

**Cuadro 7-15 Recapitulación del suministro de energía y de las políticas de baja emisión de carbono en cada país**

Ítems	Segmento 1			Segmento 2		Segmento 4
	Japón	EE.UU.	UE	China	Brasil	Ecuador
PIB (US\$/hab.)	39,159	62,996	35,734	9,977	9,001	6,296
TES (kWh/hab.)	40,939	78,241	23,543	25,320	15,805	10,791
Emisiones de CO <sub>2</sub> (TM/hab.)	9.51	16.20	7.51	6.86	2.28	2.31
Metas de reducción	Reducir en un 47% para 2030 (vs. 2013); neutralidad de carbono en 2050	Reducir en un 50% para 2030 (vs. 2005); neutralidad de carbono en 2050	Reducir en un 55% para 2030 (vs. 1990); neutralidad de carbono en 2050	Empezar a reducir las emisiones de GEI antes de 2030; neutralidad de carbono en 2060	Reducción en 26% para 2025; en 43% para 2030 (vs. 2005); neutralidad de carbono en 2060	Reducir en un 20% para 2025 (vs. 2010); neutralidad de carbono en 2050
Políticas de cambio climático	Estrategia de crecimiento ecológico (noviembre de 2020)	-	Pacto Verde Europeo (diciembre de 2019)	-	CDN (diciembre de 2020)	Políticas de cambio climático (2012); CDN (diciembre de 2019)

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA en base a “WDI”; “BP Statistical Review of World Energy”; “Global Carbon Atlas”, etc.

El Ecuador pertenece al Segmento 4 y debe impulsar paralela y simultáneamente la reducción y control de GEI y el crecimiento económico. Con respecto a sus políticas de baja emisión de carbono, es importante dar cumplimiento a las metas de corto y mediano plazo propuestas en las CDN.

Tal como se indica en la Figura 7-3 y la Figura 7-4, el porcentaje que ocupan las energías renovables dentro del suministro de energía primaria por habitante es alto en comparación con otros países, mientras que las emisiones de CO<sub>2</sub> son similares al promedio mundial. En otras



palabras, la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> en otros sectores no eléctricos, en especial en los sectores de transporte, procesos industriales y edificios, constituye la clave para el Ecuador. Tal como indica la Hoja de ruta de la AIE para el sector energético mundial a 2050, hasta 2030 va a ser importante el abordaje utilizando las tecnologías existentes de energías renovables, eficiencia energética, electrificación, etc., y se considera necesario impulsar la electrificación en el sector de transporte, el uso de las bombas de calor en el sector de edificios, de inversores para acondicionadores de aire, etc. Posteriormente, como enfoque a largo plazo, hasta 2050, constituye un desafío la electrificación de los diferentes sectores utilizando hidrógeno y amonio, y otras acciones para participar en las industrias en crecimiento.

## 7.2 Tecnología de Descarbonización y de Baja Emisión de Carbono en Cada Sector

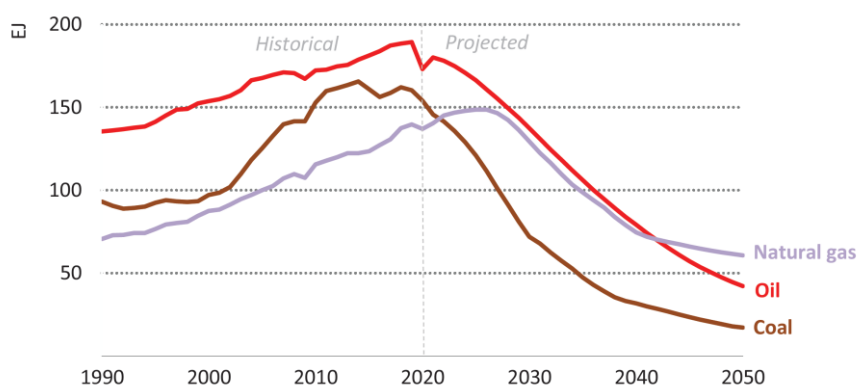
### 7.2.1. Tendencias y Tecnologías de Descarbonización y Baja Emisión de Carbono en el Lado de la Oferta

En esta sección, se organiza la información sobre la proyección de la oferta de la energía primaria y del sector eléctrico que constituye la premisa de la descarbonización y de la baja emisión de carbono en los sectores de transporte, industria y de edificios, en base a la hoja de ruta de la AIE para el sector energético mundial a 2050 (véase la sección 7.1.2).

Desde la perspectiva a mediano y largo plazo, hasta 2030 se aplicarán las tecnologías existentes a la par de desarrollar y difundir nuevas tecnologías de hidrógeno y amonio. Luego, hasta 2050 se acelerará el abandono del uso de combustibles fósiles. Este mismo flujo se aplica al suministro de combustibles para los sectores de transporte, procesos industriales y de edificios, siendo importante la reconversión de las infraestructuras en torno a los combustibles fósiles.

#### 7.2.1.1. Suministro de los Combustibles Fósiles

En la Figura 7-12 se muestra la proyección del suministro de los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural) en NZES. La producción del carbón, petróleo y gas natural caerá drásticamente en comparación con el año 2020.



Fuente: AIE (2021) "Hoja de ruta de la AIE para el sector energético mundial a 2050"

Figura 7-12 Perspectivas del suministro de los combustibles fósiles (1990 a 2050)

La producción anual de carbón disminuirá en orden del 90%, incluyendo la aplicación de CCUS (aproximadamente el 80% de la producción en 2050), de 5,250 millones de toe de 2020, a 2500 millones de toe en 2030 y a 600 millones de toe en 2050.

La producción de petróleo disminuirá de 88 millones de barriles por día (mb/d) en 2020 a 72 mb/d en 2030 y a 24 mb/d en 2050, una caída de casi el 75% entre 2020 y 2050. Básicamente, el petróleo será utilizado no como combustible, sino como materia para fabricar productos petroquímicos (plásticos, etc.).

El gas natural continuará aumentando hasta mediados de la década de 2020, alcanzando un pico de unos 4.300 bcm<sup>336</sup>. Luego, se disminuirá progresivamente a 3.700 bcm en 2030 y a 1,750 bcm en 2050 con una reducción del orden de 55%. Más de la mitad del uso de gas natural a nivel mundial en 2050 es para producir hidrógeno en instalaciones con CCUS.

El NZES establece que básicamente no es necesario invertir en nuevas instalaciones de combustibles fósiles, excepto los proyectos ya aprobados. En cuanto al suministro de energía, si bien es cierto que el gas natural continuará siendo utilizado para la fabricación de hidrógeno, el suministro del carbón y del petróleo experimentará una fuerte caída, renovándose drásticamente la estructura industrial energética actual.

#### 7.2.1.2. Combustibles de Baja Emisión

Se propone el uso de combustibles de baja emisión como sustituto de los combustibles fósiles. Estos serán utilizados por algunos modos de transporte de larga distancia como los camiones, los aviones y la navegación, así como para el suministro de calor y materias primas de la industria pesada, y otras áreas donde sea difícil económicamente suministrar la energía por electrificación.

Los combustibles de baja emisión incluyen los biocombustibles y el hidrógeno. El porcentaje de biocombustibles dentro de la demanda energética aumentará del 4% en 2020 al 14% en 2050. Mientras tanto, los combustibles basados en el hidrógeno representarán el 28% de la demanda energética en 2050.

La mayor parte del crecimiento de los biocombustibles en el NZES no procede de las materias primas convencionales como la caña de azúcar, el maíz y la soja, sino de las materias primas avanzadas, como los desechos y residuos y los cultivos energéticos leñosos, que se cultivan en tierras marginales y en tierras de cultivo no aptas para la producción de alimentos.

En la actualidad, el uso del hidrógeno en el sector energético se limita en gran medida a la refinería de petróleo y a la producción de amonio y metanol en la industria química. La demanda mundial de hidrógeno fue de unos 90 millones de toe en 2020, producido principalmente a partir de combustibles fósiles. El NZES supone un gran cambio tanto en el requerimiento como en el método de producción del hidrógeno, estimando que para 2050 la demanda crecerá a 530 millones de TM, que es seis veces más la demanda actual. El 13% de la demanda energética final del mundo será ocupado por los combustibles basados en el hidrógeno, incluyendo amonio. En el Cuadro

---

<sup>336</sup> 1,000 millones de metros cúbicos (billion cubic meters)

7-16 se presenta la hoja de ruta del suministro de combustibles de baja emisión hasta 2050.

**Cuadro 7-16 Hoja de ruta de combustibles de baja emisión**

Sector	2020	2030	2050
<b>Bioenergy</b>			
Share of modern biofuels in modern bioenergy (excluding conversion losses)	20%	45%	48%
Advanced liquid biofuels (mboe/d)	0.1	2.7	6.2
Share of biomethane in total gas networks	<1%	2%	20%
CO <sub>2</sub> captured and stored from biofuels production (Mt CO <sub>2</sub> )	1	150	625
<b>Hydrogen</b>			
Production (Mt H <sub>2</sub> )	87	212	528
<i>of which: low-carbon</i> (Mt H <sub>2</sub> )	9	150	520
Electrolyser capacity (GW)	<1	850	3 585
Electricity demand for hydrogen-related production (TWh)	1	3 850	14 500
CO <sub>2</sub> captured from hydrogen production (Mt CO <sub>2</sub> )	135	680	1 800
Number of export terminals at ports for hydrogen and ammonia trade	0	60	150

Note: mboe/d = million barrels of oil equivalent per day; Mt = million tonnes; H<sub>2</sub> = hydrogen.

Fuente: AIE (2021) “Hoja de ruta sectorial hacia las emisiones netas cero en 2050”

### 7.2.1.3. Generación eléctrica

En el Cuadro 7-17 se presenta la hoja de ruta del sector de electricidad. La producción mundial de electricidad crecerá pasando de unos 26,800 TWh en 2020 a más de 37,300 TWh y a 71.200 TWh en los años 2030 y 2050 respectivamente.

La generación de electricidad es la mayor fuente de emisiones de CO<sub>2</sub> (36%) relacionadas con la energía en la actualidad, siendo indispensable emprender una reforma sectorial para lograr la baja emisión de CO<sub>2</sub>. El NZES propone lograr emisiones cero en la década de 2030 por los países industrializados y en la década de 2040 por los países emergentes y en vías de desarrollo. Por lo tanto es necesario triplicar para el año 2030 la generación eléctrica con energías renovables y que se multiplique por ocho de aquí a 2050, aumentando el porcentaje de las energías renovables en la producción total de electricidad, del 29% de 2020 a un 60% en 2030 y a un 90% en 2050. La energía solar fotovoltaica y la eólica se adelantan, convirtiéndose en las principales fuentes de electricidad a nivel mundial antes de 2030: cada una de ellas generará más de 23,000 TWh en 2050, lo que equivale a cerca del 65% de toda la electricidad producida en el mundo.

Por otro lado, mientras que en 2020 el carbón y gas natural que constituyen las principales fuentes de energía representaban el 32% y 23% de la generación total, estos serán sustituidos por energías renovables en un 8% y 17% respectivamente en 2030 y en un 0.0% y 0.4% en 2050. En cuanto a las fuentes de energía basadas en los combustibles fósiles, ha sido recomendado mezclarlas con combustibles de baja emisión o cambio de utilidad. El NZES reconoce la necesidad de la energía nuclear como fuente de energía, y supone aumentar la potencia en un 40% hasta 2030 y duplicarla para 2050.

La flexibilidad del sistema eléctrico es un factor clave para construir la matriz energética basada en las energías renovables. Para la segunda mitad de los años 2020, el sistema más difundido será la combinación de las baterías y el fotovoltaico. La capacidad de las baterías en el sistema eléctrico debe aumentar sustancialmente de 18 GW de 2020 a 590 GW en 2030 y a 3,100 GW en 2050.

También es necesario ejecutar grandes proyectos de ampliación de la red de transmisión y distribución, ampliando más del doble la longitud total hasta 2040 y aumentar 25% más hasta 2050.

**Cuadro 7-17 Hoja de ruta del sector de la generación eléctrica**

Category	2020	2030	2050
Decarbonisation of electricity sector	<ul style="list-style-type: none"> <li>Advanced economies in aggregate: 2035.</li> <li>Emerging market and developing economies: 2040.</li> </ul>		
Hydrogen-based fuels	<ul style="list-style-type: none"> <li>Start retrofitting coal-fired power plants to co-fire with ammonia and gas turbines to co-fire with hydrogen by 2025.</li> </ul>		
Unabated fossil fuel	<ul style="list-style-type: none"> <li>Phase out all subcritical coal-fired power plants by 2030 (870 GW existing plants and 14 GW under construction).</li> <li>Phase out all unabated coal-fired plants by 2040.</li> <li>Phase out large oil-fired power plants in the 2030s.</li> <li>Unabated natural gas-fired generation peaks by 2030 and is 90% lower by 2040.</li> </ul>		
Category	2020	2030	2050
Total electricity generation (TWh)	26 800	37 300	71 200
<b>Renewables</b>			
Installed capacity (GW)	2 990	10 300	26 600
Share in total generation	29%	61%	88%
Share of solar PV and wind in total generation	9%	40%	68%
<b>Carbon capture, utilisation and storage (CCUS) generation (TWh)</b>			
Coal and gas plants equipped with CCUS	4	460	1 330
Bioenergy plants with CCUS	0	130	840
<b>Hydrogen and ammonia</b>			
Average blending in global coal-fired generation (without CCUS)	0%	3%	100%
Average blending in global gas-fired generation (without CCUS)	0%	9%	85%
<b>Unabated fossil fuels</b>			
Share of unabated coal in total electricity generation	35%	8%	0.0%
Share of unabated natural gas in total electricity generation	23%	17%	0.4%
<b>Nuclear power</b>			
Average annual capacity additions (GW)	2016-20	2021-30	2031-50
	7	17	24
<b>Infrastructure</b>			
Electricity networks investment in USD billion (2019)	260	820	800
Substations capacity (GVA)	55 900	113 000	290 400
Battery storage (GW)	18	590	3 100
Public EV charging (GW)	46	1 780	12 400

Note: GW = gigawatts; GVA = gigavolt amperes.

Fuente: AIE (2021) “Hoja de ruta de la AIE para el sector energético mundial a 2050”

## 7.2.2. Tendencias y Tecnologías de Descarbonización y Baja Emisión de Carbono en el Lado de la Demanda

En esta sección se analiza la hoja de ruta para el logro de la neutralidad de carbono en 2050 en los sectores de transporte, procesos industriales y de edificios, así como la orientación de las iniciativas e intervenciones globales para los siguientes años, en base a la “Hoja de ruta de la AIE para lograr emisiones netas cero en 2050” (véase la sección 7.1.2 (2)).

### 7.2.2.1. Sector de Transporte

En el Cuadro 7-18 se presenta la hoja de ruta para el logro de la neutralidad de carbono en 2050 en el sector de transporte.

## Cuadro 7-18 Hoja de ruta del sector de transporte

Category			
Road transport	• 2035: no new passenger internal combustion engine car sales globally		
Aviation and shipping	• Implementation of strict carbon emissions intensity reduction targets as soon as possible.		
Category	2020	2030	2050
<b>Road transport</b>			
Share of PHEV, BEV and FCEV in sales: cars	5%	64%	100%
two/three-wheelers	40%	85%	100%
bus	3%	60%	100%
vans	0%	72%	100%
heavy trucks	0%	30%	99%
Biofuel blending in oil products	5%	13%	41%
<b>Rail</b>			
Share of electricity and hydrogen in total energy consumption	43%	65%	96%
Activity increase due to modal shift (index 2020=100)	100	100	130
<b>Aviation</b>			
Synthetic hydrogen-based fuels share in total aviation energy consumption	0%	2%	33%
Biofuels share in total aviation energy consumption	0%	16%	45%
Avoided demand from behaviour measures (index 2020=100)	0	20	38
<b>Shipping</b>			
Share in total shipping energy consumption: Ammonia	0%	8%	46%
Hydrogen	0%	2%	17%
Bioenergy	0%	7%	21%
<b>Infrastructure</b>			
EV public charging (million units)	1.3	40	200
Hydrogen refuelling units	540	18 000	90 000
Share of electrified rail lines	34%	47%	65%

Note: PHEV = plug-in hybrid electric vehicles; BEV = battery electric vehicles; FCEV = fuel cell electric vehicles.

Fuente: AIE (2021) "Hoja de ruta de la AIE para el sector energético mundial a 2050"

El sector del transporte mundial emitió más de 7 Gt de CO<sub>2</sub> en 2020, y casi 8.5 Gt en 2019 antes de la pandemia de COVID-19. En el NZES, las emisiones de CO<sub>2</sub> sector del transporte son ligeramente superiores a 5.5 Gt en 2030. En 2050 serán de alrededor de 0,7 Gt, lo que supone un descenso del 90% respecto a los niveles de 2020. Las emisiones disminuyen incluso con el rápido aumento de los viajes de pasajeros, que casi se duplican para 2050, y el aumento de mercancías, que se multiplica por 2.5 con respecto a los niveles actuales, y un aumento que se multiplica por 1.5 el parque automovilístico mundial.

En el NZES, el porcentaje de los productos petroleros se reduce a menos del 75% en 2030 y a algo más del 10% en 2050. En el NZES, a principios de la década de 2040, la electricidad se convierte en el combustible dominante en el sector del transporte, y representará casi el 45% del consumo final total en 2050, seguido de los combustibles basados en el hidrógeno (28%) y la bioenergía (16%). Los biocombustibles casi alcanzan un porcentaje de mezcla del 15% de los productos petrolíferos para 2050.

Las emisiones de CO<sub>2</sub> en el sector de transporte varían según los modos, es decir, entre los vehículos ligeros (motocicletas, triciclos, autos pasajeros, etc.) y los medios de transporte de larga distancia (camiones, aviones y buques). En cuanto a los primeros, los vehículos eléctricos o de hidrógeno ya han sido comercializados, ocupando un determinado porcentaje en el mercado, con

la expectativa de avanzar más hacia el futuro la sustitución de los combustibles fósiles. En cuanto a los segundos, muchas de las tecnologías necesarias están actualmente en desarrollo y no se prevé un fuerte cambio en el mercado para los siguientes diez años. Por lo tanto, constituye una tarea sumamente importante el desarrollo y la implementación de estas tecnologías para lograr la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> en el sector de transporte.

En NZES es importante no solo la transformación de energía sino también el cambio modal de transporte, que incluye el fomento del uso de las vías férreas, reducción del uso de aeronaves, etc. El logro de mayor eficiencia energética depende de dos reformas tecnológicas: VE y VE con pila de combustible. Adicionalmente, la hoja de ruta establece terminar la comercialización de autos particulares de combustión interna con combustibles fósiles en 2035.

#### 7.2.2.2. Sector Industrial

En el Cuadro 7-19 se presenta la hoja de ruta para el logro de la neutralidad de carbono en 2050 en el sector de industrial.

Las emisiones industriales de CO<sub>2</sub> (incluidas las derivadas del uso de energía y de los procesos de producción) ascendieron a unas 8.4 Gt en 2020. Tres industrias pesadas (química, siderúrgica y cementera) representan casi el 60% de todo el consumo de energía industrial y alrededor del 70% de las emisiones de CO<sub>2</sub> del sector industrial. La producción está muy concentrada en las economías de mercado emergentes y en desarrollo. Estos bienes son insumos esenciales para nuestra vida moderna, y existen pocos sustitutos competitivos en cuanto a costos. Por lo tanto, el mayor reto en este caso es seguir produciendo estos materiales minimizando las emisiones de CO<sub>2</sub>.

Como abordaje del sector industrial en su conjunto, se debe impulsar la electrificación del uso de energía, aplicación de la tecnología de hidrógeno y recuperación de CO<sub>2</sub>. La hoja de ruta establece aumentar la tasa de electrificación del 21% en 2020 al 31% y al 46% en 2050; el uso de hidrógeno de 51 millones de toe de 2020 a 93 millones de toe en 2030, y a 187 millones de toe en 2050; y la recuperación de CO<sub>2</sub> de 3 millones toe de 2020, a 375 millones de toe en 2030, y a 2,800 millones de toe en 2050.

Cuadro 7-19 Hoja de ruta del sector industrial

Category			
Heavy industry	• 2035: virtually, all capacity additions are innovative low-emissions routes.		
Industrial motors	• 2035: all electric motors sales are best in class.		
Category	2020	2030	2050
<b>Total industry</b>			
Share of electricity in total final consumption	21%	28%	46%
Hydrogen demand (Mt H <sub>2</sub> )	51	93	187
CO <sub>2</sub> captured (Mt CO <sub>2</sub> )	3	375	2 800
<b>Chemicals</b>			
Share of recycling: reuse in plastics collection	17%	27%	54%
reuse in secondary production	8%	14%	35%
Hydrogen demand (Mt H <sub>2</sub> )	46	63	83
with on-site electrolyser capacity (GW)	0	38	210
Share of production via innovative routes	1%	13%	93%
CO <sub>2</sub> captured (Mt CO <sub>2</sub> )	2	70	540
<b>Steel</b>			
Recycling, re-use: scrap as share of input	32%	38%	46%
Hydrogen demand (Mt H <sub>2</sub> )	5	19	54
with on-site electrolyser capacity (GW)	0	36	295
Share of primary steel production: hydrogen-based DRI-EAF	0%	2%	29%
iron ore electrolysis-EAF	0%	0%	13%
CCUS-equipped processes	0%	6%	53%
CO <sub>2</sub> captured	1	70	670
<b>Cement</b>			
Clinker to cement ratio	0.71	0.65	0.57
Hydrogen demand (Mt H <sub>2</sub> )	0	2	12
Share of production via innovative routes	0%	9%	93%
CO <sub>2</sub> captured (Mt CO <sub>2</sub> )	0	215	1 355

Note: DRI = direct reduced iron; EAF = electric arc furnace.

Fuente: AIE (2021) “Hoja de ruta de la AIE para el sector energético mundial a 2050”

### 7.2.2.3. Sector de Edificios

En el Cuadro 7-20 se presenta la hoja de ruta para el logro de la neutralidad de carbono en 2050 en edificios.

Se espera que la superficie de los edificios en todo el mundo aumente un 75% entre 2020 y 2050, y que continuará existiendo casi la mitad de los edificios existentes actualmente. La demanda de aparatos electrodomésticos y acondicionadores de aire seguirá creciendo, especialmente en las economías emergentes, donde se añadirán 650 millones de acondicionadores de aire de aquí a 2030 y otros 2.000 millones de aquí a 2050 según NZES. A pesar de este crecimiento de la demanda, las emisiones totales de CO<sub>2</sub> del sector de los edificios disminuirán en más de un 95%, pasando de casi 3 Gt en 2020 a unos 0.12 Gt en 2050.

La eficiencia energética y la electrificación son los dos principales motores de la descarbonización del sector de los edificios en la NZE. Esta transformación se basa principalmente en las tecnologías ya disponibles en el mercado, como la mejora de las envolventes de los edificios, el uso de las bombas de calor, los aparatos electrodomésticos eficientes, etc. La digitalización y los controles inteligentes de los edificios y el cambio de comportamiento constituyen otros factores importantes.

Como una ruta concreta, NZES propone acelerar la implementación de las tecnologías sin

emisiones de carbono. Todos los nuevos edificios deberán ser de cero carbono a partir de 2030. También propone remodelar los edificios existentes a una proporción de 2.5% cada año hasta lograr un 85% de cero carbono en 2050. Para dar cumplimiento a estas metas, es necesario que todos los países establezcan las reglas de uso de energía en los edificios y cumplan con ellas.

En cuanto a los acondicionadores de aire, se fomenta el uso de los equipos electrificados como las bombas de calor, suspendiendo la venta de las calderas de carbón y de petróleo a partir de 2025, reduciendo el uso de las calderas de gas al 40% en 2030 (vs. 2020), y al 90% en 2050. Por otro lado, se propone fomentar el uso de las bombas de calor, de 180 millones de unidades de 2020 a 600 millones en 2030 y a 1.800 millones en 2050.

Avanzará también la generación solar fotovoltaica distribuida (TWh), pasando de 320 TWh de producción anual en 2020 a 2700 TWh en 2030 y a 7500 TWh en 2050.

**Cuadro 7-20 Hoja de ruta del sector de edificios**

Category	2020	2030	2050
New buildings	• From 2030: all new buildings are zero-carbon-ready.		
Existing buildings	• From 2030: 2.5% of buildings are retrofitted to be zero-carbon-ready each year.		
Category	2020	2030	2050
<b>Buildings</b>			
Share of existing buildings retrofitted to the zero-carbon-ready level	<1%	20%	>85%
Share of zero-carbon-ready new buildings construction	5%	100%	100%
<b>Heating and cooling</b>			
Stock of heat pumps (million units)	180	600	1 800
Million dwellings using solar thermal	250	400	1 200
Avoided residential energy demand from behaviour	n.a.	12%	14%
<b>Appliances and lighting</b>			
Appliances: unit energy consumption (index 2020=100)	100	75	60
Lighting: share of LED in sales	50%	100%	100%
<b>Energy access</b>			
Population with access to electricity (billion people)	7.0	8.5	9.7
Population with access to clean cooking (billion people)	5.1	8.5	9.7
<b>Energy infrastructure in buildings</b>			
Distributed solar PV generation (TWh)	320	2 200	7 500
EV private chargers (million units)	270	1 400	3 500

Fuente: AIE (2021) “Hoja de ruta de la AIE para el sector energético mundial a 2050”

Se espera que la superficie de los edificios en todo el mundo aumente un 75% entre 2020 y 2050, y que continuará existiendo casi la mitad de los edificios existentes actualmente. La demanda de aparatos electrodomésticos y acondicionadores de aire seguirá creciendo, especialmente en las economías emergentes, donde se añadirán 650 millones de acondicionadores de aire de aquí a 2030 y otros 2.000 millones de aquí a 2050 según NZES. A pesar de este crecimiento de la demanda, las emisiones totales de CO<sub>2</sub> del sector de los edificios disminuirán en más de un 95%, pasando de casi 3 Gt en 2020 a unos 0.12 Gt en 2050.

La eficiencia energética y la electrificación son los dos principales motores de la descarbonización del sector de los edificios en la NZE. Esta transformación se basa principalmente en las tecnologías ya disponibles en el mercado, como la mejora de las envolventes de los edificios, el uso de las bombas de calor, los aparatos electrodomésticos eficientes, etc. La digitalización y los controles inteligentes de los edificios y el cambio de comportamiento



constituyen otros factores importantes.

Como una ruta concreta, NZES propone acelerar la implementación de las tecnologías sin emisiones de carbono. Todos los nuevos edificios deberán ser de cero carbono a partir de 2030. También propone remodelar los edificios existentes a una proporción de 2.5% cada año hasta lograr un 85% de cero carbono en 2050. Para dar cumplimiento a estas metas, es necesario que todos los países establezcan las reglas de uso de energía en los edificios y cumplan con ellas.

En cuanto a los acondicionadores de aire, se fomenta el uso de los equipos electrificados como las bombas de calor, suspendiendo la venta de las calderas de carbón y de petróleo a partir de 2025, reduciendo el uso de las calderas de gas al 40% en 2030 (vs. 2020), y al 90% en 2050. Por otro lado, se propone fomentar el uso de las bombas de calor, de 180 millones de unidades de 2020 a 600 millones en 2030 y a 1.800 millones en 2050.

Avanzará también la generación solar fotovoltaica distribuida (TWh), pasando de 320 TWh de producción anual en 2020 a 2700 TWh en 2030 y a 7500 TWh en 2050.

### 7.3 Consideraciones Sobre la Implementación de las Tecnologías de Descarbonización y de Baja Emisión de Carbono en el Ecuador

#### 7.3.1. Iniciativas Relacionadas con la Implementación de las Tecnologías de Descarbonización y de Baja Emisión en el Ecuador

Las iniciativas ecuatorianas para mejorar la eficiencia energética están sujetas al PLANEE descrito en el Capítulo 4, que es considerado el plan de acción concreto para dar cumplimiento al Acuerdo de París y otros acuerdos y convenios internacionales relacionados con el cambio climático. Como iniciativas concretas relacionadas con las tecnologías de baja emisión de carbono en el Ecuador, a continuación se describen los avances del PLANEE, en base a la información proporcionada por el MERNNR durante el estudio en el Ecuador.

En el Cuadro 7-21 se presenta la lista de legislación, sistema organizacional, planes y proyectos de desarrollo para promover la eficiencia energética en el país.

**Cuadro 7-21 Legislación, sistema organizacional, planes y proyectos de desarrollo**

Ítems	Descripción del flujo
Legislación	Promulgación de las leyes y reglamentos de eficiencia energética <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ley Orgánica de Eficiencia Energética (LOEE) (19 de marzo de 2019)</li> <li>• Reglamento General de la Ley Orgánica de Eficiencia Energética<sup>337</sup> (20 de octubre de 2021)</li> </ul>
Sistema organizacional	Creación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) (23 de febrero de 2021)
Planes de Desarrollo	Elaboración del plan relacionado con el “Desarrollo de la Prospectiva y de la Planificación Energética en Ecuador” con la asistencia del BID
Proyectos en ejecución	Proyecto de Creación de un Sistema de Indicadores Nacionales de Eficiencia Energética (SINEE) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Desarrollo piloto de construcción de la base de datos del sector de hidrocarburos sujeto al SINEE.</li> <li>• Desarrollo del Sistema Integrado de Información Energética (SIEN)</li> </ul> Programa de Difusión de las Mejores Prácticas de Eficiencia Energética <ul style="list-style-type: none"> <li>• Campaña de difusión por la Dirección de Gestión y Promoción de Proyectos de Eficiencia</li> </ul>

<sup>337</sup> Reglamento General de la Ley Orgánica de Eficiencia Energética

	<p>Energética del Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Certificación como centros de capacitación en eficiencia energética del Instituto de Investigación Geológico y Energético - MERNNR</li> <li>• Campaña de fomento y difusión de la eficiencia energética de las empresas eléctricas</li> <li>• Abordaje de las empresas privadas e instituciones académicas</li> </ul>
--	---

Fuente: Elaborado por el Equipo de Estudio en base a la información proporcionada por el MERNNR

De estos, como plan de desarrollo, el Desarrollo de la Prospectiva y de la Planificación Energética en Ecuador con la asistencia del BID contempla elaborar los siguientes instrumentos, incluyendo la actualización del PLANEE:

- Plan Nacional de Energía
- Plan Nacional de Eficiencia Energética (PLANEE)
- Agenda Nacional de Energía
- Sistema Integrado de Información Energética (SIEN)

El Ecuador está implementando las tecnologías de baja emisión de carbono conforme al PLANEE. También está analizando las estrategias y reglamentaciones necesarias para ejecutar el PLANEE, incluyendo las legislaciones, como la LOEE, etc. Nuevas leyes y reglamentos están siendo elaborados de manera continua aun después de la presentación del PLANEE, y se sigue analizando las medidas necesarias incluyendo la asistencia del BID y de otros donantes.

En el Cuadro 7-22 se presentan las iniciativas e intervenciones relacionadas con la implementación de las tecnologías de baja emisión de carbono en los sectores de transporte, industria y de edificios

**Cuadro 7-22 Intervenciones en los sectores de transporte, industria y de edificios**

Ítems	Descripción del flujo
<b>Sector de transporte</b>	
Programa de Mejora de las Infraestructuras y Operación de Transporte	• Elaboración de las políticas estatales de la movilidad urbana sostenible
Proyecto de Etiquetado del Rendimiento Energético para Vehículos Nuevos	• Elaboración de las reglas sobre el etiquetado de los vehículos
Ampliación de RENOVA vehicular	• Aplicación de incentivos por MTOP a la modernización de 285 vehículos (autobuses, taxis, vagonetas, etc.) y a la implementación de nuevas tecnologías como VE, etc. con la cooperación del BID y de la CFN
Proyecto de capacitación en técnicas de conducción eficiente	• Elaboración del currículum del curso de conducción eficiente en las escuelas de conducción de ECOVIAL y ANETA
Proyecto de implementación de vehículos híbridos, eléctricos y de nueva tecnología	• Aplicación de VE en los nuevos vehículos de los medios de transporte público para 20205, conforme al Art 14 de la LOEE • Elaboración de la Estrategia Nacional de Electromovilidad • Inicio de operación de la Primera Línea del Metro de Quito y operación y gestión del sistema eléctrico de trolebús
Proyecto de mezcla de biocombustibles	• Monitoreo del uso de ECOPAIS, el único biocombustible de uso vehicular e industrial comercializado en el Ecuador
<b>Sector industrial</b>	
Programa de implementación de ISO50001 en la industria intensiva en energía	• Fomento de obtención de la norma internacional ISO50001 del sistema de gestión de la energía en los grandes demandantes de la industria intensiva en energía
Fomento del desarrollo del mercado ESC	• Fomento del desarrollo del mercado nacional de ESCO entre (i) auditor de energía (ii) gestor de energía (iii) compañía de servicios energéticos estipulados en la LOEE
<b>Sector de edificios (comerciales, públicos y residenciales)</b>	

Identificación de los demandantes finales de energía	<ul style="list-style-type: none"> <li>Organizar el balance eficiente de oferta y demanda energética de los demandantes finales en los sectores de transporte, industria, comercio y residencial con el apoyo del Programa de cooperación internacional “Euroclima” y la Organización Latinoamericana de Energía</li> </ul>
Normalización y etiquetado de los equipos de consumo de energía	<ul style="list-style-type: none"> <li>Actualizar las reglas y normas técnicas en colaboración con el Servicio Ecuatoriano de Normalización (INEN) y fomentar el uso de los equipos eficientes a los usuarios finales</li> </ul>
Fortalecimiento de capacidades de los laboratorios nacionales de calidad	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fortalecimiento de capacidades de los laboratorios de calidad en eficiencia energética (laboratorios, estándares, reglamentos, metrología, etc.) con la ayuda del Instituto Nacional de Metrología de Alemania (PTB) y Euroclima</li> <li>Programa del Distintivo de Máxima Eficiencia Energética (DMEE)</li> </ul>
Monitoreo del mercado	<ul style="list-style-type: none"> <li>El Comité de Comercio Exterior (COMEX) en su reunión del 16 de julio de 2020 resolvió prolongar la prohibición de importar las lámparas incandescentes de entre 25 W y 150 W para viviendas</li> </ul>
Programa de sustitución de los equipos de consumo energético para hogar	<ul style="list-style-type: none"> <li>Expansión del RENOVA, programa de renovación de los equipos de baja eficiencia, principalmente los acondicionadores de aire</li> </ul>
Norma Ecuatoriana de la Construcción (NEC) Proyecto de eficiencia energética, acondicionadores de aire y energía renovable	<ul style="list-style-type: none"> <li>Actualización de NEC-HS-EE (eficiencia energética)</li> <li>Emisión de NEC-HS-ER (energía renovable)</li> <li>Emisión de NEC-HS-CL (cambio climático)</li> </ul>

Fuente: Elaborado por el Equipo de Estudio de JICA

### 7.3.2. Tecnologías de Baja Emisión de Carbono Aplicables en el Ecuador

El mayor sector consumidor de la energía final en el Ecuador es el sector de transporte (véase la sección 4.1.3). El territorio nacional se divide en tres regiones: Costa, Sierra caracterizada por la topografía acentuada, y Oriente que es una región muy extensa. El transporte terrestre de larga distancia depende mayormente de los camiones, excepto el Tren Crucero que conecta la capital Quito y Guayaquil, que es la ciudad más grande de Ecuador, ubicada en la costa. Para lograr la baja emisión de carbono en el sector de transporte, se considera muy importante cambiar los usos modales del transporte terrestre de pasajeros y cargas, como los proyectos de Metro de Quito (22km) y tranvía de Cuenca (12km). Adicionalmente, se mencionan la mejora de la eficiencia en el transporte caminero para vehículos automotores, etc., estrategias de implementación de vehículos eléctricos, mejora de la eficiencia energética en las vías férreas, aviación, navegación, etc. y la introducción de nuevas tecnologías.

En cuanto al sector de edificios, se ha venido ejecutando de manera continua el programa de etiquetado, normalización y sustitución de los equipos de consumo energético. Se considera importante dar continuidad a estas acciones, a la par de fomentar la implementación de las tecnologías de eficiencia energética ya existentes en el mercado.

En cuanto al sector industrial, se considera importante mejorar la eficiencia energética de las edificaciones, al igual que el sector de edificios. Asimismo, es efectivo utilizar bombas de calor para atender la demanda de calor, que representa un elevado porcentaje de la demanda energética en el sector industrial, tal como lo plantea el PLANEE. En cuanto al sector industrial, el Ecuador en sus CDN se comprometió a reducir los GEI en el sector de cemento y de residuos, por lo que

va a ser necesario implementar nuevas tecnologías también en estos sectores.

En el Cuadro 7-23 se presenta la lista de las tecnologías de baja emisión de carbono aplicables en los sectores de transporte, industria y de edificios tomando en cuenta las tendencias mundiales de estas tecnologías y su abordaje en el Ecuador.

**Cuadro 7-23 Tecnologías de baja emisión de carbono aplicables en los sectores de transporte, industrial y residencial del Ecuador**

Ítems	Tecnologías de baja emisión de carbono
<b>Transporte</b>	
Cambio de modales de transporte de pasajeros del privado al público	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tren urbano, metro LRT (tren ligero), monorriel, Ferrocarril urbano rápido</li> <li>• Autobús, BRT (autobús de tránsito rápido)</li> <li>• Transporte por aguas interiores, autobuses fluviales, lanchas</li> <li>• Promoción del uso de los medios de transporte público</li> </ul>
Transformación del transporte de cargas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Transformación de transporte de cargas, de camiones a ferrocarril y embarcaciones</li> <li>• Desarrollo de las vías férreas hasta los puertos</li> <li>• Implementación de nuevos vagones de carga, contenedores grandes, reconstrucción de las líneas férreas</li> <li>• Desarrollo de terminales ferroviarias de carga</li> <li>• Desarrollo y rehabilitación de terminales y canales para transporte acuático de carga</li> <li>• Desarrollo de los puertos y de las instalaciones relacionadas</li> </ul>
Transporte automotor	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Uso de los vehículos eléctricos (autos pasajeros, autobuses)</li> <li>• Uso de biocombustibles (etanol, etc.)</li> <li>• Fomento de conducción ecológica (segura y amigable con el medio ambiente)</li> <li>• Mejora de la eficiencia mediante el uso de la tecnología de información y comunicación (TIC) en el área de transporte (sistema de transporte inteligente – ITS, uso de la tecnología de IoT, control de tráfico con tarificación de rutas, etc.)</li> <li>• Eficiencia energética de la iluminación de autopistas (uso de lámparas LED)</li> <li>• Electrificación de camiones de carga, y de maquinarias pesadas para obras</li> </ul>
Vías férreas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Uso de vagones eficientes (vagones ligeros, voltaje variable, frecuencia variable, sistema de freno regenerativo)</li> <li>• Eficiencia energética en estaciones y paraderos</li> <li>• Electrificación de los vehículos ferroviarios</li> </ul>
Aviación	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cambio de comportamiento de los usuarios</li> <li>• Eficiencia energética en los aeropuertos</li> <li>• Uso de combustibles de baja emisión (biocombustibles, hidrógeno)</li> </ul>
Navegación	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Uso de embarcaciones eficientes</li> <li>• Innovación tecnológica de los canales y uso de embarcaciones</li> <li>• Eficiencia energética en los astilleros</li> <li>• Uso de combustibles de baja emisión (biocombustibles, hidrógeno)</li> </ul>
<b>Sector industrial</b>	
General	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fomento de la obtención del certificado ISO50001</li> <li>• Fomento de los proyectos ESCO</li> <li>• Electrificación de la demanda de calor (zonas de bajas y altas temperaturas)</li> <li>• Uso de combustible de hidrógeno</li> <li>• Uso de las tecnologías de recuperación de CO<sub>2</sub></li> </ul>
Mejora de la tecnología de fabricación de cemento	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Recuperación térmica</li> <li>• Triturador de rodillo vertical</li> <li>• Reducción de la pérdida térmica en horno rotatorio “kiln shell”</li> <li>• Implementación de accionamiento de frecuencia variable (VFD)</li> <li>• Optimización de combustión</li> <li>• Sustitución de clínker en el cemento por adiciones</li> </ul>
Aprovechamiento de los residuos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Captura de gas de los rellenos sanitarios para generación eléctrica y como fuente de calor</li> <li>• Recuperación de las sustancias reciclables de los residuos sólidos</li> <li>• Tratamiento anaeróbico de los residuos sólidos orgánicos con captura de metano</li> <li>• Fabricación de fertilizantes orgánicos</li> <li>• Reciclaje de los residuos sólidos</li> </ul>
<b>Sector de edificios</b>	
Eficiencia	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Uso de las bombas de calor</li> </ul>

energética de los edificios	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Uso de acondicionadores de aire eficientes (con inversores, etc.) para viviendas</li> <li>• Uso de refrigeradoras eficientes para hogar (con compresor tipo inersor [aislamiento térmico, twin cooling], etc.)</li> <li>• Lámparas eficientes (LED, lámpara fluorescente compacta o CFL, bombillas, tubos en F, etc.)</li> <li>• Uso de HEMS y BEMS</li> <li>• Sensibilización en la eficiencia energética</li> <li>• Implementación de la generación fotovoltaica distribuida</li> <li>• Uso de ZEB en las nuevas edificaciones</li> <li>• Uso de ZEB en las edificaciones existentes</li> </ul>
-----------------------------	--

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA en base a “La evaluación de la tecnología de bajas emisiones de carbono para lograr la eficiencia energética en Vietnam”

Para el transporte, que es el sector más prioritario, se están estudiando estrategias como la elaboración de las políticas de VE, etc. con la asistencia del BID. Por otro lado, mientras que las medidas para reducir las emisiones en el sector de transporte, que representa la mayor parte de las emisiones de GEI en el Ecuador, seguirá siendo un desafío importante para el país, tal como el cambio modal de transporte de pasajeros, desarrollo de infraestructuras portuarias, ferroviarias, etc., electrificación de los autos de pasajeros y otras estrategias concretas, y también se necesita abordar el tema con una perspectiva de mediano y largo plazo.

Para el sector industrial, las medidas consisten en la obtención de los certificados de la norma internacional ISO 50001 sobre el sistema de gestión de energía, fomento de la implementación de ESCO. Estas acciones tienen alta afinidad con la tecnología EMS como BEMS y FEMS, y se espera fomentar la introducción integrada de las tecnologías de baja emisión de carbono, incluyendo la ya mencionada bomba de calor, etc.

En el sector de edificios (comerciales, públicos y residenciales), se espera intensificar los esfuerzos por lograr mayor eficiencia energética, para lo cual se considera efectivo fomentar el uso de las bombas de calor, inversores en los acondicionadores de aire, etc. como plantea NZES como estrategias prioritarias. Asimismo, la mejora de la eficiencia energética, acondicionadores de aire y uso de las energías renovables considerados en la Norma Ecuatoriana de la Construcción (NEC) contribuirán al desarrollo de las normas relacionadas con edificios de energía neta cero (ZEB, por sus siglas en inglés) en el futuro.

#### 7.4 Políticas de Aplicación de Financiamiento Verde en el Ecuador

Para la implementación de las tecnologías de descarbonización y de baja emisión de carbono, es importante utilizar estratégicamente no solo los recursos públicos sino también los privados. Dentro de este contexto, se hace cada vez más necesario aportar recursos ecológicos, es decir el financiamiento verde, a los proyectos y equipos de baja carga ambiental, de bajas emisiones de CO<sub>2</sub> y de contaminantes. La ampliación del uso del financiamiento verde contribuye a la transición de la “economía verde”<sup>338</sup>.

No existen todavía en el Ecuador políticas o lineamientos relacionados con la aplicación del financiamiento verde. Por otro lado, existen algunos artículos de las leyes y reglamentos ambientales que hablan de la economía verde y del desarrollo sostenible, así como la siguiente

<sup>338</sup> Aquella economía que resulta amigable con el medio ambiente, necesaria para el desarrollo sostenible.

ley ambiental que establece el uso del financiamiento verde.

El instrumento legal más importante sobre la gestión ambiental en el Ecuador es el Código Orgánico del Ambiente promulgado en 2018<sup>339</sup>. González Rair Alejandro Alulima et al. (2020) en su compendio de la presentación ofrecida durante la 8ª Conferencia Internacional sobre Problemas Contemporáneos en el Desarrollo de Sistemas Económicos, Financieros y Crediticios<sup>340</sup>, resume los artículos del Código Orgánico del Ambiente que se relacionan directamente con la economía verde y el desarrollo sostenible, como se indica en el Cuadro 7-24.

**Cuadro 7-24 Principales artículos del Código Orgánico del Ambiente para la economía ecológica y desarrollo sostenible (2017)<sup>341</sup>**

Artículos	Contenido
Artículo 16	• Educación ambiental: capacitación en el desarrollo sostenible y protección ambiental
Artículo 37	• Las zonas protegidas serán lugares prioritarios para desarrollo sostenible, y el Estado asignará los recursos económicos necesarios para garantizar la sostenibilidad del Sistema Nacional de Áreas Protegidas
Artículo 88	• Participación pública social y la contribución efectiva al desarrollo sostenible, especialmente en las zonas rurales.
Artículo 224	• Problemas de la eliminación y el uso correcto de los residuos para el desarrollo sostenible del país

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA en base a González Rair Alejandro Alulima et al. (2020) "Environmental Policy and Directions of Development of 'Green Economy' in Ecuador"

El Código Orgánico del Ambiente, en su Libro Tercero "De la calidad ambiental", Título VI "Producción y consumo sustentable", Artículo 243, establece lo siguiente:

- Objeto. La Autoridad Ambiental Nacional impulsará y fomentará nuevos patrones de producción y consumo de bienes y servicios con responsabilidad ambiental y social, para garantizar el buen vivir y reducir la huella ecológica<sup>342</sup>.
- El cumplimiento de la norma ambiental y la producción más limpia<sup>343</sup> serán reconocidos por la Autoridad Ambiental Nacional mediante la emisión y entrega de certificaciones o sellos verdes, los mismos que se guiarán por un proceso de evaluación, seguimiento y monitoreo.

Al solicitar información al MAATE sobre el uso del financiamiento verde, este respondió que el Código Orgánico del Ambiente estipula al respecto. Si bien es cierto que no es una ley directamente relacionada, se considera que este Código sirve de fundamento para el uso del financiamiento verde. Asimismo, los siete objetivos del MAATE indicados en la sección 4.2.2 se relacionan con el concepto de la economía verde que actualmente constituye el tema de debate internacional, y el MAATE califica que este Código sirve de fundamento para acceder al financiamiento verde.

Por otro lado, al preguntar al SNP sobre las políticas referentes al financiamiento verde, se

<sup>339</sup> Código Orgánico del Ambiente. Véase el Anexo III para más detalles sobre el Código Orgánico del Ambiente.

<sup>340</sup> 8.ª conferencia internacional sobre problemas contemporáneos en el desarrollo de sistemas económicos, financieros y de crédito

<sup>341</sup> El Código Orgánico del Ambiente ha sido parcialmente modificado en 2018, pero el informe que aparece en la fuente corresponde a la versión antes de corregir.

<sup>342</sup> La huella ecológica es un indicador ambiental del impacto que ejerce la acción humana sobre el entorno global.

<sup>343</sup> La producción más limpia es un concepto de la tecnología de que reduce el consumo de recursos, controla la generación de los residuos que causan la contaminación ambiental en todo el proceso de producción.

recibió como respuesta que este tema le corresponde al MAATE o al MEF, por lo que se considera que no existe todavía en el Ecuador una política clara sobre el financiamiento verde.

## Capítulo 8 DX en el Sector Energético

### 8.1 ¿Qué es la DX?

En este capítulo se ofrecerá una visión general de la tendencia global de la transformación digital (DX) en el sector energético, y describe el uso actual y potencial de varias soluciones digitales en Ecuador.

Bajo el trasfondo de los avances en tecnologías digitales como la inteligencia artificial (IA), el Internet de las cosas (IoT, por sus siglas en inglés), la robótica, los drones, la realidad aumentada (RA), la realidad virtual (RV) y el cadena de bloques, así como la disminución del costo de introducción de las mismas, una amplia gama de industrias y empresas están emprendiendo de manera muy acelerada, iniciativas innovadoras con el uso de las tecnologías digitales para transformar sus operaciones tradicionales y crear nuevo valor. La tecnología digital también está teniendo un impacto significativo en el sector energético. Las tendencias mundiales en el sector energético suelen referirse a las “3D” de descarbonización, descentralización y digitalización. La electrificación se ha convertido en un tema primordial. Entre otras cosas, se espera que la digitalización o el uso de la tecnología digital, facilite la implementación de tecnologías avanzadas de la supervisión, el análisis, la previsión y la automatización, además de otras iniciativas de “D+E”.

En este capítulo, se definirá la DX como el uso de la tecnología digital para resolver problemas críticos, crear nuevo valor y provocar cambios importantes en la sociedad y la industria en su conjunto<sup>344</sup>. Luego, se enfocará en la descarbonización, la descentralización y la electrificación, que son los pilares del cambio en el sector energético. Se analizarán las soluciones que utilizan o combinan las tecnologías digitales, contribuyendo al fomento de las acciones orientadas al lado del suministro de la electricidad que consiste en la generación, la transmisión y la distribución, y las orientadas al lado de la demanda (usuarios). El análisis vinculado con el lado de la demanda se dividirá en el transporte, industria, comercio (edificios) y residencias.

### 8.2 Tendencias de la DX con Enfoque en el Lado de la Oferta

#### 8.2.1. Desafíos del Lado de la Oferta para Ampliar la Penetración de las Energías Renovables

A medida que se acelera la descarbonización de las fuentes de energía, la introducción de grandes cantidades de energías renovables en el sistema eléctrico está transformando el sistema eléctrico tradicional, el cual suministra unilateralmente la energía generada en las fuentes centralizadas a gran escala como las centrales térmicas e hidroeléctricas, a los consumidores a

---

<sup>344</sup> La DX implica una interpretación multifacética. Como ejemplo, la "Iniciativa de Transformación Digital" del Foro Económico Mundial (FEM) (2018) define la DX como "la redefinición de las expectativas de los clientes, lo que permite a las empresas satisfacer esas nuevas expectativas y transformar el mundo a través de las nuevas tecnologías que cambian la forma en que las personas viven y trabajan". (2018). Por otro lado, en el documento titulado, "Indicadores de Promoción de DX y su Orientación" (2019) del Ministerio de Economía, Comercio e Industria del Japón (2019), la DX se define como "la transformación de productos, servicios y modelos de negocio basados en las necesidades de los clientes y de la sociedad, utilizando los datos y la tecnología digital para que las empresas puedan responder a los rápidos cambios del entorno de negocios, así como para transformar las propias operaciones, las organizaciones, los procesos y la cultura y el clima corporativos para establecer una ventaja competitiva."



través de las redes de transmisión y distribución. Además de la conexión de los sistemas de energías renovables y de almacenamiento en batería a gran escala al sistema de transmisión, también se están avanzando en el lado de la demanda, la introducción de los sistemas desconcentrados, de escala pequeña de la energía renovable y las baterías de almacenamiento, y de los vehículos eléctricos, y la conexión de estos recursos al sistema de distribución. En el proceso de esta transformación, los principales problemas que se han hecho evidentes constituyen garantizar la flexibilidad, resolver las limitaciones de la red y mejorar la eficiencia del funcionamiento y el mantenimiento de las instalaciones. Se espera que estos desafíos sean resueltos por la DX.

### (1) Garantizar la flexibilidad

Las fuentes de energías renovables fluctuantes, como la fotovoltaica y la eólica, cuya producción depende en gran medida del clima, la estación y la hora del día, son más volátiles que las fuentes de energía convencionales, y a medida que se amplía la introducción de las fuentes renovable, se ha resaltado la importancia de garantizar la flexibilidad<sup>345</sup>. Tradicionalmente, la flexibilidad en el suministro ha sido proporcionada por la generación térmica y de la generación hidroeléctrica por bombeo, las cuales pueden cambiar la producción con relativa rapidez en respuesta a los cambios de carga. Sin embargo, debido a la disminución de la participación de las fuentes térmicas en la composición de las fuentes energéticas, y por el creciente uso de la energía fotovoltaica que reduce la demanda de generación térmica durante el día, surge la necesidad de detener la operación de las fuentes térmicas. Para garantizar la flexibilidad en el manejo del sistema eléctrico, se requiere contar con sistemas de energías renovables distribuidos, sistemas de almacenamiento de energía y otros recursos que se instalan o inciden en el lado de la demanda. Además, debido al incremento del número de los sistemas de las energías renovables, los sistemas de almacenamiento de energía y los vehículos eléctricos en el lado de la demanda y sus conexiones a las redes de distribución han aumentado también la incidencia de flujos de corrientes inversos procedentes de las fuentes renovables, los aumentos de tensión asociados a la carga rápida de los vehículos eléctricos y las fluctuaciones de tensión asociadas a la inestabilidad de la producción de la energía de las fuentes renovables, por lo que se ha hecho cada vez más necesario asegurar la flexibilidad en las redes de distribución.

### (2) Resolver las restricciones de la red

Con la rápida expansión de las energías renovables, se ha puesto de manifiesto el problema de las limitaciones de la red. Los factores que provocan tales restricciones pueden desglosarse en factores de capacidad, como el balance entre la oferta y la demanda y la capacidad de transmisión,

---

<sup>345</sup> La AIE define la flexibilidad como "la capacidad de un sistema eléctrico para gestionar la variabilidad y la incertidumbre de la oferta y la demanda en una manera fiable y rentable en todo momento, a fin de garantizar tanto la seguridad instantánea del suministro hasta la seguridad del suministro a largo plazo". Esto significa la capacidad de responder con flexibilidad a las fluctuaciones de la oferta y la demanda de electricidad y gestionar el balance entre la oferta y la demanda de manera estable.

y factores atribuidos a las variaciones<sup>346</sup>. Un caso que se atribuye al balance entre la oferta y la demanda es que una nueva energía renovable no puede conectarse a la red porque se produciría un exceso de oferta sobre la demanda en la zona de suministro. Para resolver este problema, es necesario aplicar el control de la generación (supresión) y el reparto de la energía en una zona amplia. Por otro lado, la limitación de la capacidad de transmisión es una situación en la que el número de las fuentes renovables que quieren conectarse a la red supera la capacidad de transmisión. El potencial de localización de las fuentes renovables no necesariamente coincide con la red existente que conecta las fuentes de energía centralizadas a gran escala y las zonas de demanda, y por ende se produce un inconveniente en el que estas fuentes renovables no pueden conectarse a la red por falta de la capacidad de transmisión (restricción de la red). En vista de que las obras de refuerzo de la red salen costosas y toman tiempo, se hace indispensable aprovechar al máximo las instalaciones de red existentes. Por último, en lo que respecta a la restricción por fluctuaciones, para mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda, es necesario garantizar la flexibilidad de la red para ajustarse a las fuentes renovables cuya potencia de salida (generación) registra grandes fluctuaciones a corto plazo.

### (3) Aumentar la eficiencia de la operación y mantenimiento de las instalaciones de la generación y las redes eléctricas

Otro reto que considerar es la reducción de los costos mejorando la eficiencia de la operación y el mantenimiento de las instalaciones de generación y red eléctrica existentes. Esto es importante no sólo desde la perspectiva de la mejora de la eficiencia de la gestión de las empresas eléctricas, sino también desde la perspectiva de la generación de fondos para la inversión en la descarbonización y la promoción de la introducción de energías renovables. En particular, aunque se avance la descarbonización de las fuentes energéticas, probablemente se tenga que mantener las fuentes térmicas en cierta medida para garantizar un suministro estable de electricidad. No obstante, a medida que las tasas de explotación de las centrales térmicas disminuyen en función de la mayor introducción de energías renovables, existe la preocupación de que la inversión en las fuentes tradicionales disminuye debido a la dificultad de recuperar la inversión. En la creciente tendencia a la descarbonización, se requiere la mejora de la eficiencia operativa de las fuentes térmicas no solamente para elevar su rendimiento, sino también para la perspectiva financiera. Por otro lado, la mejora de la eficiencia del funcionamiento y el mantenimiento de las energías renovables conducirá directamente a una reducción del costo de la generación de energía y contribuirá a la expansión de la introducción de diferentes tipos de energía renovable.

#### 8.2.2. Ejemplos de DX Introducidos en el lado de la oferta

Las soluciones tecnológicas digitales están empezando a introducirse en todo el mundo a fin de hacer frente a los retos que se han evidenciado en la corriente de descarbonización de las fuentes de generación eléctrica. En esta sección, se presentarán algunas de las soluciones que

---

<sup>346</sup> Sitio web de la Agencia de Recursos Energéticos <https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/tokushu/saiene/keitouseiyaku.html>

están atrayendo especial atención tales como: los sistemas de previsión de la oferta y la demanda de electricidad; las centrales eléctricas virtuales (VPP, por sus siglas en inglés); la respuesta a la demanda (RD); los sistemas de clasificación de líneas dinámicas (DLR, por sus siglas en inglés); las soluciones avanzadas de operación y mantenimiento; las soluciones no tripuladas y de ahorro de mano de obra y; las plataformas de microrredes. Se mencionarán las tecnologías digitales utilizadas, así como los agentes y los casos prácticos.

**Cuadro 8-1 Retos del lado de la oferta y soluciones digitales**

Retos	Soluciones Digitales (Casos de DX)	Principales tecnologías digitales utilizadas			
		IA	IoT · Sensores	Drón · Robot	RA
Garantizar la flexibilidad del suministro	(1) Sistemas de previsión de la oferta y la demanda de electricidad	✓			
Solucionar las restricciones de las redes	(2) Centrales eléctricas virtuales (VPP) y la respuesta a la demanda (RD)	✓	✓		
	(3) Sistemas de clasificación de líneas dinámicas (DLR)	✓	✓		
Elevar la eficiencia de operación y mantenimiento de las fuentes y redes eléctricas	(4) Soluciones avanzadas de operación y mantenimiento	✓	✓		
	(5) Soluciones no tripuladas y de ahorro de mano de obra			✓	✓
	(6) Plataformas de microrredes	✓	✓		

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de la JICA

### (1) Sistemas de previsión de la oferta y la demanda de electricidad

#### ● Descripción general de las soluciones y tecnologías utilizadas

A medida que se introducen las fuentes de energía renovables fluctuantes como la fotovoltaica y la eólica, se hace cada vez más importante mejorar la precisión de las previsiones de la generación de energía de estas fuentes para mantener un suministro estable de electricidad. Un sistema eléctrico que cuenta con una previsión de la generación de alta precisión contribuirá, no solamente a garantizar la estabilidad de la red, sino también, a reducir las ineficiencias causadas por la operación durante el tiempo de espera de las centrales térmicas y otras fuentes, etc., y a evitar los cargos de la tarifa de compensación de desequilibrio<sup>347</sup> que recaen sobre los proveedores de energía por no alcanzar el suministro de la misma cantidad de generación en un determinado período. Una previsión precisa de la demanda de electricidad también es importante desde el concepto de la “generación de la misma cantidad de energía eléctrica en cada período determinado”, ya que contribuirá a evitar los cargos por desequilibrio asumidos por los pequeños proveedores de la energía eléctrica. Ha avanzado el uso de la IA para mejorar el nivel de precisión del pronóstico de la oferta y la demanda de electricidad. Las variables meteorológicas como la radiación solar, la velocidad y dirección del viento y la temperatura son factores importantes a la hora de prever la cantidad de electricidad generada por las fuentes de energía renovables fluctuantes. Con el desarrollo del aprendizaje automático y el aprendizaje profundo<sup>348</sup>, se ha hecho

<sup>347</sup> Se refiere a un cargo o tarifa para ajustar el desequilibrio (diferencia entre la generación y demanda programadas y reales)

<sup>348</sup> El aprendizaje automático es una técnica en la que un ordenador es capaz de identificar patrones y reglas en enormes cantidades de datos y analizarlos y predecirlos empíricamente. Sin embargo, el aprendizaje automático requiere que

posible analizar enormes cantidades de datos que antes era difícil, y calcular variables meteorológicas basadas en datos históricos y en tiempo real y combinarlas con los datos de los equipos para predecir la generación de energía con un alto grado de precisión.

Del mismo modo, para la previsión de la demanda, el análisis de sus patrones por la IA y los datos relacionados con las condiciones meteorológicas, combinados con los valores de la previsión meteorológica, se mejora el grado de la precisión del pronóstico de la demanda. Los contadores inteligentes desempeñan un papel importante en la comprensión de los patrones de demanda de los usuarios. Los contadores inteligentes, dotados de funciones de medición y comunicación, permiten a las empresas de transmisión y distribución verificar a distancia el consumo de electricidad de cada usuario en orden cronológico, generalmente con intervalos de 15 a 60 minutos.

La tecnología de desagregación también está llamando la atención. Normalmente, el consumo de electricidad sólo puede verificar a nivel de los usuarios individuales como los hogares y las empresas. Sin embargo, la tecnología de desagregación utiliza la IA para analizar las formas de onda de la corriente y los valores de potencia obtenidos a intervalos cortos de minutos a partir de los sensores instalados en los paneles de distribución y a través de los teléfonos inteligentes, y estima el consumo de energía de los dispositivos y equipos individuales colocados en las instalaciones de los consumidores. Esto permite captar el cambio en los patrones de la demanda de los usuarios con una frecuencia y granularidad casi en tiempo real.

#### ● Agentes y casos prácticos<sup>349</sup>

Los sistemas de previsión de la oferta y la demanda eléctrica con el uso de la IA están siendo desarrollados por varios agentes en todo el mundo, tanto por grandes empresas como por empresas emergentes. En Japón, además de los fabricantes de equipos eléctricos pesados como Toshiba e Hitachi, y de los proveedores de Tecnología de Información (TI) como IBM, la empresa de información meteorológica Weathernews también ha entrado en el mercado gracias a su gran cantidad de datos meteorológicos y al conocimiento de diferentes tipos de análisis.

Teniendo en cuenta el hecho de que muchas de las principales compañías eléctricas, sobre todo, las europeas, figuran como clientes o colaboradores de los agentes que participan en los sistemas de previsión de la oferta y la demanda de electricidad, los esfuerzos por mejorar la precisión de las previsiones de la generación de energía renovable mediante la IA se están extendiendo a nivel de las redes eléctricas.

En el Reino Unido que trazó la meta reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> a un nivel prácticamente nulo en 2050<sup>350</sup>, la empresa National Grid Electricity System Operator que maneja las redes eléctricas, y The Alan Turing Institute que es un instituto nacional de investigación de la Ciencia de los Datos y la IA, han llevado a cabo conjuntamente un proyecto para utilizar el aprendizaje

---

un humano especifique las características o parámetros de referencia para proceder con los análisis, mientras que el aprendizaje profundo puede encontrar automáticamente las características que distinguen el objetivo del análisis.

<sup>349</sup> Véase el Anexo I para ver un listado de los agentes (ejemplos).

<sup>350</sup> GOV.UK “Nuevos planes para que el Reino Unido sea líder en energía verde” (octubre 6, 2020)

profundo con el fin de mejorar la precisión de las previsiones de energía fotovoltaica<sup>351</sup>. National Grid ESO realizaba tradicionalmente sus previsiones de la generación solar fotovoltaica basándose en dos variables: la capacidad instalada y la radiación solar. En el proyecto conjunto se empleó el aprendizaje profundo para predecir la generación fotovoltaica utilizando los datos históricos y aproximadamente 80 variables, incluyendo la temperatura y la radiación solar que poseen granularidad muy fina, lo que dio como resultado la mejora del nivel de precisión en un 33% mayor en la predicción de la generación solar fotovoltaica del día siguiente<sup>352</sup>.

Por otro lado, en India que pretende alcanzar los 450 GW de capacidad de energía renovable instalada para 2030<sup>353</sup>, ya ha integrado un sistema de previsión de la generación eléctrica con IA para el manejo del sistema eléctrico en todo el país. Se establecieron 11 Centros de Gestión de Energías Renovables (REMC) distribuidos en todo el país para supervisar constantemente un total de 55GW de generación de energías renovables. Cada REMC lleva integrada una herramienta de previsión y programación de la generación de la energía renovable con IA para fortalecer la gestión del equilibrio entre la oferta y la demanda<sup>354</sup>. El diseño de los REMC y el estudio de sus funciones e infraestructuras han contado con el apoyo de la Agencia Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ) <sup>355</sup>.

## (2) Plataformas de VPP y RD

### ● Descripción general de las soluciones y tecnologías utilizadas

La VPP está llamando la atención como una solución que utiliza equipos e instalaciones del lado de la demanda, incluyendo las fuentes renovables y los sistemas de almacenamiento de energía, para crear la capacidad de regulación. Agrupa y controla los recursos a pequeña escala, como los que se encuentran en las fábricas y los hogares dispersos en una región, haciendo que funcionen prácticamente como una única central eléctrica.

En la Figura 8-1 se muestra la estructura de una VPP. Los recursos del lado de “usuarios” como los parques solares fotovoltaicos, los sistemas de almacenamiento de energía, la cogeneración, los vehículos eléctricos, el aire acondicionado, etc. son controlados a distancia por un operador comercial llamado “agregador de recursos”, el cual actúa bajo las instrucciones de un operador comercial llamado “coordinador de agregación” para controlar incidencia de flujo inverso, aumentar o disminuir la demanda de energía. Como métodos para el control del flujo inverso se

---

<sup>351</sup> El proyecto fue financiado por el Network Innovation Allowance, el cual es un fondo creado para promover la innovación en los proyectos de las redes de transmisión y distribución eléctrica impulsados por la autoridad reguladora del mercado de gas y la electricidad en el país.

<sup>352</sup> Boletín de prensa de la compañía (julio 25, 2019) <https://www.nationalgrideso.com/news/eso-and-alan-turing-institute-use-machine-learning-help-balance-gb-electricity-grid>

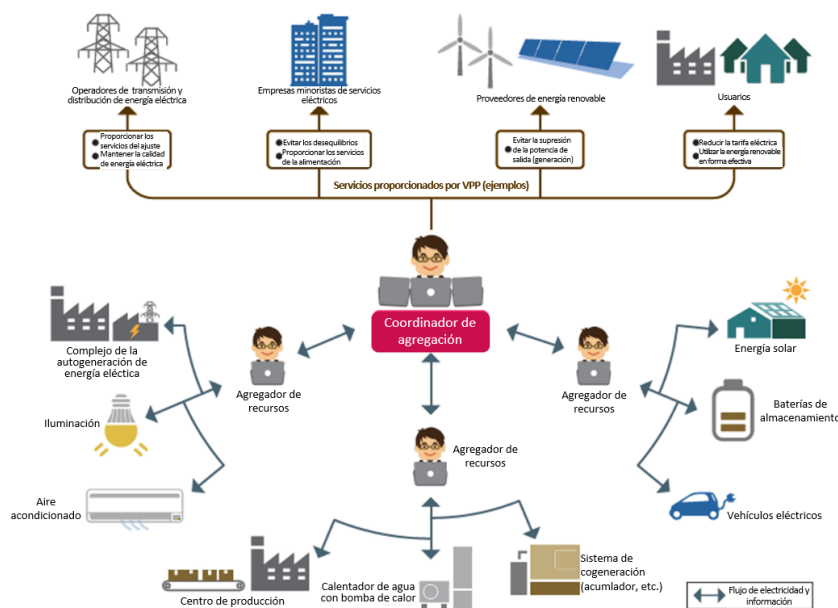
<sup>353</sup> En la actualidad, India cuenta con una capacidad instalada total de 380 GW, de los cuales sólo 90 GW son de energías renovables, excluyendo las grandes hidroeléctricas. The Economic Times “India puede incrementar su meta de energía renovable para 2030” (marzo 26, 2021): <https://economictimes.indiatimes.com/industry/renewables/india-can-increase-renewable-target-of-2030-researchers/articleshow/81701463.cms?from=mdr>

<sup>354</sup> Press Information Bureau “Ministro de energía de la Unión dedica once centros de gestión de energía renovable (REMCs) a la nación” (febrero 28, 2020): <https://www.pib.gov.in/PressReleaseDetailm.aspx?PRID=1604689>

<sup>355</sup> Centro de Investigación General Mitsubishi (2019) “Iniciativas para la racionalización del uso de la energía en países emergentes en 2018”

incluye la descarga de energía de las baterías de almacenamiento y de los vehículos eléctricos durante los períodos de baja demanda de energía. El control de los patrones de demanda de electricidad se conoce como la “Respuesta a la Demanda (RD)”<sup>356</sup>. La RD es un sistema nuevo ya que procura ajustar el consumo (la demanda) en función de la oferta, a diferencia del método convencional de variar la oferta en función de la demanda para garantizar el suministro de una determinada cantidad de electricidad en un determinado período de tiempo.

La principal fuente de ingresos de las VPP consiste en las transacciones comerciales a través del mercado mayorista de la energía y el mercado de ajuste de la oferta y la demanda de electricidad. Las VPP, a través del mercado mayorista de la energía, proporcionan los servicios del ajuste de desequilibrios por parte de los generadores de energía y las empresas minoristas de servicios eléctricos hasta el cierre de la puerta<sup>357</sup>, y después del cierre de la puerta, a través del mercado de ajuste de la oferta y la demanda. La VPP también contribuye a la reducción de la inversión de capital y los costos de mantenimiento de los proveedores de energía, al sustituir las fuentes de energía para horas pico y evitar la inversión en nuevas fuentes de energía. También favorece a la mejora de las tasas de utilización de las energías renovables al evitar la supresión de la potencia de salida (generación) de las mismas.



Fuente: Agencia para Recursos Naturales y Energía del METI, Japón<sup>358</sup>

Figura 8-1 Esquema de la Plataforma VPP

Actualmente, se ha avanzado el uso de VPP/DR como recurso de regulación en las redes de

<sup>356</sup> Se puede dividir en tres tipos: "Respuesta a la Demanda (RD) mediante la reducción de la demanda" en la que la demanda se reduce mediante medidas de ahorro energético como el control del uso de aire acondicionado y el funcionamiento de las fábricas; "RD mediante el incremento de la demanda" en la que la demanda se incrementa mediante sistemas de almacenamiento de energía y la recarga de vehículos eléctricos y; "RD con el ajuste de la demanda" en la que la frecuencia se mantiene a un nivel constante aumentando o disminuyendo la demanda eléctrica con pequeñas variaciones.

<sup>357</sup> Se refiere al límite del plazo de presentación de los planes diarios por parte de los generadores y los detallistas de energía eléctrica

<sup>358</sup> [https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving\\_and\\_new/advanced\\_systems/vpp\\_dr/about.html](https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/advanced_systems/vpp_dr/about.html)

transmisión. Sin embargo, como se ha mencionado anteriormente, debido a la expansión de las fuentes distribuidas o desconcentradas de la energía fotovoltaica y de otras fuentes renovables, y la introducción de los vehículos eléctricos en el lado de la demanda, se está provocando un aumento temporal de la carga en las redes de distribución. En este contexto se espera que la VPP/DR permita al sistema de distribución hacer frente a este problema, evitando o retrasando la necesidad de aumentar la capacidad en sí.

En la VPP/DR, los recursos energéticos distribuidos en el lado de la demanda deben ser controlados de forma óptima en poco tiempo, teniendo en cuenta el equilibrio entre la oferta y la demanda que sufre cambios constantes. Para lograrlo, el IoT es indispensable ya que permite a los “agregadores de recursos” controlar de forma remota y automática los recursos energéticos distribuidos (por ejemplo, sistemas de generación solar fotovoltaica, sistemas de almacenamiento de energía y los vehículos eléctricos, etc.).

Además, para el funcionamiento de la VPP y la RD es indispensable analizar la oferta y la demanda de electricidad en las redes, así como la capacidad de generación y ahorro energético de cada usuario para detectar flujos inversos y determinar con precisión el momento y la cantidad adecuados para el aumento o disminución de la demanda eléctrica, para lo cual se requiere incorporar la AI. Como se ha mencionado anteriormente, la IA permitirá comprender y prever con precisión la oferta y la demanda de electricidad en las redes. También será posible hacer previsiones precisas sobre la cantidad de electricidad generada y la que puede reducirse, analizando los datos de la generación y el estado de funcionamiento de las redes recopilados a través de los teléfonos inteligentes y los dispositivos IoT, provistos en el lado de los usuarios. Además, se puede utilizar la IA para determinar cuándo y cuánta energía se debe generar, qué tanto controlar la generación o restringir su uso. También se puede identificar a cuáles equipos e instalaciones se deben aplicar los ajustes, basándose en el pronóstico de la generación y supresión, así como, la demanda de tal regulación en el mercado.

#### ● Agentes y casos prácticos<sup>359</sup>

Hay una serie de agentes involucrados en el desarrollo y operación de las plataformas (software) de VPP/DR, principalmente en Europa y Estados Unidos. En Japón, empresas como Toshiba Energy Systems, NEC y Enaris han entrado en el mercado. Cabe señalar que Royal Dutch Shell, la principal compañía petrolera de los Países Bajos y el Reino Unido, ha adquirido varias empresas de VPP/DR, como Next Kraftwerke y Sonnen.

Uno de los operadores de VPP más famosos es Next Kraftwerke, que se fundó en Alemania en 2009 y es ahora el mayor operador de VPP del mundo. A la fecha de junio de 2021, Next Kraftwerke opera más de 11,000 VPP en Europa, lo que representa aproximadamente 9GW de recursos energéticos. Una amplia gama de los recursos, que van desde fuentes de energía renovable como la fotovoltaica y la eólica, y la estación de generación con el biogás, hasta baterías de almacenamiento y otros equipos de los usuarios comerciales e industriales, está conectada en

---

<sup>359</sup> Véase el Anexo I para ver un listado de los agentes (ejemplos).

línea a un sistema de control central a través de un controlador con comunicación bidireccional llamado Next Box<sup>360</sup>. Esto permite comercializar los recursos controlados por el grupo a través del mercado mayorista de la electricidad y del mercado de ajuste de la oferta y la demanda, y los ingresos obtenidos se distribuyen a los clientes (propietarios de los recursos) sobre una base contractual. Además, la empresa vende un paquete de soluciones de VPP llamado NEMOCS a otros operadores de VPP (véase la Figura 8-2).

En Australia se está implementando el mayor proyecto de VPP del mundo: Tesla, la empresa estadounidense de vehículos eléctricos y energía limpia, está trabajando en un proyecto de VPP en el sur de Australia que comprende 50,000 hogares con una capacidad total instalada de 250MW<sup>361</sup>. Cada hogar recibirá 5kW de energía fotovoltaica montada en el tejado y una batería doméstica de 5kW/13.5kWh de forma gratuita<sup>362</sup>, así como un contador inteligente para controlar la energía fotovoltaica y de la batería de almacenamiento y medir el flujo de energía<sup>363</sup>. En la primera fase se instalaron los equipos en 100 viviendas en julio de 2018 y en la segunda fase, en 1,000 viviendas a finales del mismo año. La tercera fase inició en septiembre de 2020 con 3,000 viviendas<sup>364</sup>.

La sala de control central de Tesla controlará la carga y descarga de las baterías (20MW/54MWh) instaladas en las tres fases. La empresa comercializará la energía generada en el mercado eléctrico australiano, proporcionando también una serie de servicios de estabilización de la red. Los ingresos cubrirán el costo de la instalación del sistema solar fotovoltaico y de las baterías<sup>365</sup>. Además de la estabilización de la red, se espera que el proyecto contribuya a reducir las tarifas de electricidad que pagan los usuarios. La tarifa eléctrica para los hogares que participan en el proyecto es un 22% inferior a la tarifa estándar establecida en el Estado de Australia del Sur<sup>366</sup>. Además, se ha estimado que cada 50MW adicionales que se incorporen en el sistema controlado por VPP, se reducirán en US\$3/MWh, los precios de electricidad al por mayor en el mismo Estado, ya que con el uso de VPP se reducen los costos de capital y mantenimiento de los generadores de energía eléctrica<sup>367</sup>. En ese sentido, se espera que los beneficios del proyecto se harían sentir en todo el Estado. El proyecto, con un monto total de 60.6 millones de dólares, está financiado por el Grid Scale Storage Fund del gobierno estatal (US\$10 millones), la Clean Energy Finance Corporation del gobierno federal (US\$30 millones) y Tesla (US\$18 millones)<sup>368</sup>.

---

<sup>360</sup> GPRS (Servicio General de Radio por Paquetes). La tecnología se denomina Generación 2.5 (2.5G), ya que utiliza la red del Sistema Global de Comunicaciones Móviles (GSM) de segunda generación y está vinculada con la tercera generación (3G).

<sup>361</sup> Sitio web de Tesla [https://www.tesla.com/en\\_au/sa-virtual-power-plant](https://www.tesla.com/en_au/sa-virtual-power-plant)

<sup>362</sup> Sitio web de ARENA <https://arena.gov.au/news/australias-largest-virtual-power-plant-ramps-up-in-south-australia/>

<sup>363</sup> IRENA (2019) “Informe sobre panorama de innovación: agregadores”

<sup>364</sup> Electrek “Tesla lanza la fase 3 de su planta eléctrica virtual, y pronto se conectarán 4000 hogares con Powerwalls” (septiembre 7, 2020)

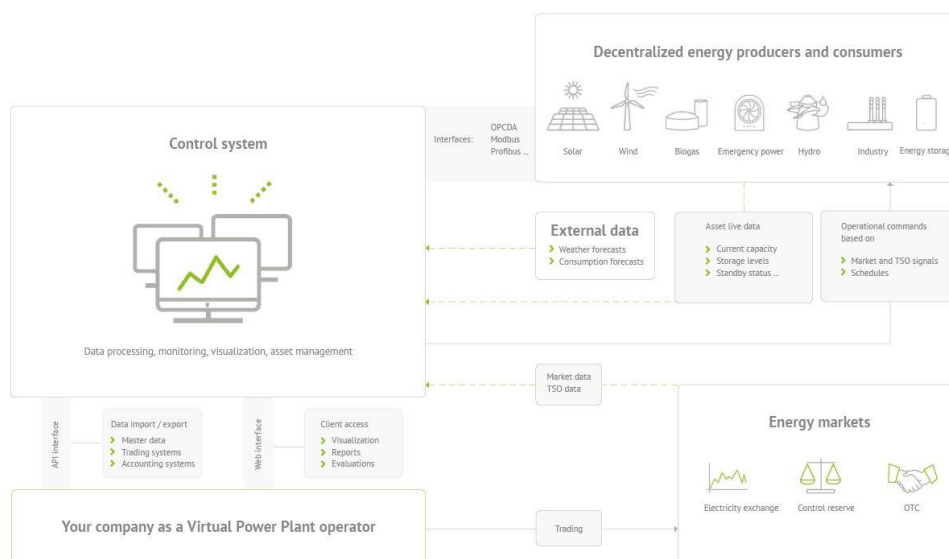
<sup>365</sup> Sitio web de ARENA <https://arena.gov.au/news/australias-largest-virtual-power-plant-ramps-up-in-south-australia/>

<sup>366</sup> Sitio web de Tesla [https://www.tesla.com/en\\_au/support/energy/savpp-faqs](https://www.tesla.com/en_au/support/energy/savpp-faqs)

<sup>367</sup> IRENA (2019) “Informe sobre panorama de innovación: agregadores”

<sup>368</sup> Sitio web de ARENA <https://arena.gov.au/news/australias-largest-virtual-power-plant-ramps-up-in-south-australia/>





Fuente: Sitio web de la empresa Next Kraftwerke<sup>369</sup>

Figura 8-2 Flujo de Comunicación y Datos a través de NEMOCS

### (3) Sistema de Clasificación de Líneas Dinámicas (DLR)

#### ● Descripción general de las soluciones y tecnologías utilizadas

La clasificación dinámica de líneas (DLR) está llamando la atención como una solución para resolver la falta de la capacidad de transmisión, que es uno de los factores causantes de las restricciones de la red de transmisión, evitando al mismo tiempo la necesidad de aumentar el número y/o la capacidad de las instalaciones de la red. Tradicionalmente, la capacidad operativa de las instalaciones de transmisión y transformación se determina de manera que no sobrepase un límite de temperatura fijo en determinadas condiciones meteorológicas. Pero, como el límite de temperatura toma en cuenta las condiciones que pueden ocasionar la temperatura máxima de cada instalación o componente, en práctica la temperatura suele estar por debajo de este límite, dejando un margen de capacidad de la red. El DLR utiliza sensores para medir los datos ambientales en tiempo real, como la temperatura ambiente alrededores de las instalaciones y los equipos, y la velocidad y dirección del viento, y ajusta dinámicamente la capacidad de transmisión acorde a las condiciones reales (Véase la Figura 8-3). En comparación con el método convencional, la capacidad de transmisión puede aumentar generalmente entre un 5% y un 20%, lo que se considera suficiente para resolver la restricción de la red<sup>370</sup>.

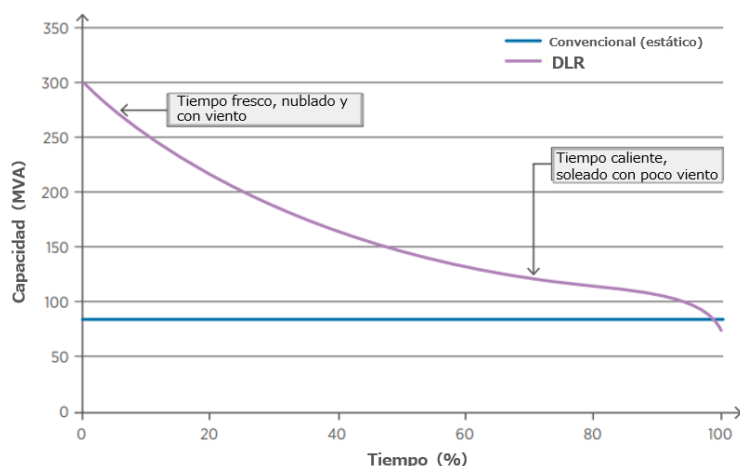
El DLR en sí no es una tecnología nueva ya que se utilizaba en los años 90, pero no se había introducido tanto porque las instalaciones de transmisión y transformación se diseñaban con un margen de seguridad suficiente en relación con la capacidad de transmisión vigente en ese momento<sup>371</sup>. Sin embargo, existe una mayor demanda del uso de DLR debido al despliegue de la

<sup>369</sup> <https://www.next-kraftwerke.com/microsite-vpp>

<sup>370</sup> IRENA (2020) "Informe sobre panorama de innovación: calificación de línea dinámica"

<sup>371</sup> Ídem.

introducción de energías renovables fluctuantes y los cambios drásticos de los patrones de suministro de energía eléctrica a las redes eléctricas.



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de la JICA a partir de los gráficos presentados en “Innovation Landscape Brief: Dynamic Line Rating”, 2020, IRENA

Figura 8-3 Comparación entre el DLR y el Método Convencional

#### ● Agentes y casos prácticos<sup>372</sup>

En Europa y Estados Unidos, ha avanzado la introducción de energías renovables y las compañías eléctricas están introduciendo y haciendo ensayos o demostraciones de los sistemas de DLR para evitar las restricciones de la red y reducir los costos a través del uso más eficiente de los equipos e instalaciones. En Japón, TEPCO Power Grid, Inc. y otras empresas se han emprendido en el desarrollo de sistemas DLR.

Uno de los primeros en adoptar el DLR en el mundo es la empresa belga, Elia, operadora de las redes de transmisión. La empresa ha estado trabajando desde 2008 con Ampacimon para desarrollar un sistema DLR. Aunque Bélgica está en camino de eliminar gradualmente la energía nuclear, por otro lado, sigue importando energía de los países vecinos para satisfacer la demanda interna. Sin embargo, se veía el problema de que la capacidad de las líneas de interconexión con los países vecinos no era suficiente para satisfacer la demanda máxima de invierno. La empresa Elia introdujo el DLR para la transmisión aérea, que calcula la capacidad de transmisión del mismo día y del día siguiente, basándose en datos históricos y en datos meteorológicos actuales y previstos. El sistema es capaz de calcular la capacidad de las líneas de transmisión hasta cada cinco minutos (Intervalo más pequeño). y consiguió aumentar la capacidad real de transmisión hasta el 200% de la capacidad nominal habitual. La empresa ya ha instalado el DLR en casi 30 líneas de transmisión<sup>373 374</sup>.

<sup>372</sup> Véase el Anexo I para ver un listado de los agentes (ejemplos).

<sup>373</sup> La capacidad operativa de los equipos que no sean de las redes de transmisión (o sea, excluyendo transformadores, disyuntores, etc.) es muy baja, y los mismos están limitados desde el punto de vista operacional, hasta el 130% de la capacidad nominal.

<sup>374</sup> Sitio web de Elia <https://www.elia.be/en/infrastructure-and-projects/our-infrastructure/dynamic-line-rating>; IRENA (2020) “Informe sobre panorama de innovación: calificación de línea dinámica”

El DLR también fue introducido en Uruguay (América del Sur). En Uruguay, las fuentes de energía renovable, incluyendo la hidroeléctrica, representan el 97% de la generación eléctrica del país, y la energía fotovoltaica y eólica tiene una significativa participación con el 36%<sup>375</sup>. Las fuentes renovables se encuentran distribuidas en todo el país, pero la demanda se concentra en la capital, por lo que las limitaciones de las redes de transmisión han sido un problema serio para satisfacer la demanda mayor. Además del pronóstico por hora del balance entre la oferta y la demanda de electricidad, el DLR se utiliza para ajustar la capacidad de transmisión cada hora con el fin de reducir la supresión de la generación de la energía eólica<sup>376</sup>.

#### (4) Sistemas para mejorar la eficiencia de operación y mantenimiento

##### ● Descripción general de las soluciones y tecnologías utilizadas

El uso del IoT y la IA se han estado expandiendo también para mejorar la eficiencia de la operación y el mantenimiento de las instalaciones de generación y las redes eléctricas. Se han instalado sensores en cada central eléctrica y en las instalaciones de las redes. Se hacen el monitoreo y la gestión centralizada mediante la medición en tiempo real de los parámetros como la temperatura, la presión y la velocidad de rotación en la central eléctrica y la tensión en las instalaciones de las redes eléctricas.

Por ejemplo, en el auge hacia la descarbonización y bajas emisiones de carbono, la IA permite procesar los datos obtenidos de un gran número de las centrales eléctricas e identificar los patrones de la operación con la eficiencia de combustión más alta, garantizando así un funcionamiento óptimo y respetuoso del sistema eléctrico con el medio ambiente en todo momento<sup>377</sup>. También, la IA contribuye a mejorar la eficiencia de la generación de las fuentes renovables. En los sistemas fotovoltaicos, la IA puede analizar datos como la cantidad de radiación solar medida por los sensores instalados en los paneles solares, y ajustar la dirección y la inclinación de los mismos. Del mismo modo, con la finalidad de aumentar la eficiencia de la generación eólica, mediante el uso de la IA, se pueden analizar los datos de las condiciones del viento medidos por los sensores instalados en las turbinas, y ajustar automáticamente el ángulo de inclinación y la velocidad de rotación en tiempo real, reflejando los cambios constantes de las condiciones del viento.

Al utilizar la IA para analizar los datos recopilados y almacenados, también será posible detectar automáticamente anomalías y fallos en los equipos de generación y redes eléctricas. La IA y el IoT también cambiarán la naturaleza del mantenimiento, que tradicionalmente se ha centrado en el mantenimiento preventivo o posterior a los fallos. El protocolo convencional del mantenimiento y la reparación es sustituir y/o reparar las piezas a intervalos regulares o después de una avería. Sin embargo, al comparar los datos de cada central eléctrica y de las instalaciones de las redes con las condiciones normales, utilizando IA, se podrán identificar signos de anomalías antes de que se produzcan. Esto significa que se podrán sustituir o reparar piezas en momentos

---

<sup>375</sup> Energy Transition “Uruguay, el campeón latinoamericano de la energía renovable” (enero 27, 2020) <https://energytransition.org/2020/01/uruguay-latin-americas-renewable-champion/>

<sup>376</sup> IRENA (2020) “Informe sobre panorama de innovación: calificación de línea dinámica”

<sup>377</sup> Nikkei “Industrias Mitsubishi: efectivización de la energía térmica con IA” (agosto 24, 2020)

más adecuados, cuando se detectan signos de fallo en función del tiempo estimado hasta producirse una avería, o por el impacto de la misma y la disponibilidad de las piezas, lo cual conllevaría a una reducción de los costos de mantenimiento.

En cuanto a las instalaciones de las redes, están captando la atención especial las subestaciones digitales que utilizan cables de fibra óptica para la comunicación y el control interno en lugar de los cables de cobre convencionales. Esto no sólo ahorra espacio y reduce las emisiones de CO<sub>2</sub>, sino también permite supervisar el estado y el historial de mantenimiento de los principales equipos e instalaciones en tiempo real en múltiples subestaciones. De esta manera, se podrán automatizar las tareas de supervisión e inspección y conllevar un mantenimiento predictivo<sup>378</sup>.

#### ● Agentes y casos prácticos<sup>379</sup>

Los sistemas de eficiencia operativa y de mantenimiento basados en la IA, incluyendo el mantenimiento predictivo, están siendo desarrollados por una serie de agentes en todo el mundo, tanto por grandes empresas como las emergentes. En Japón, las principales compañías eléctricas colaboran con los fabricantes de componentes electrónicos y los proveedores de tecnología informática para el desarrollo e introducción de estos sistemas.

Desde 2017, Tohoku Electric Power Company, en colaboración con Toshiba Energy Systems, ha estado trabajando en iniciativas basadas en la IA y el IoT destinadas a la mejora de la eficiencia operativa de las centrales térmicas. En concreto, la empresa ha desarrollado con éxito dos sistemas: el primero compara la temperatura, la presión, el caudal y otros datos de calderas y turbinas con los del funcionamiento normal en el pasado, y emite una alarma si la diferencia es grande, lo que permite detectar con antelación indicios de anomalías.

El segundo es un sistema de mejora de la eficiencia térmica mediante la optimización de las condiciones operacionales. Compara los datos operacionales con los de años anteriores cuando la eficiencia térmica era buena, con el fin de identificar los factores que podrían reducir la eficiencia térmica, y luego mejora la eficiencia térmica cambiando las condiciones operacionales, como la cantidad de suministro de combustible, aire y agua y reparando las piezas deterioradas. El sistema se ha instalado en todas las centrales térmicas de Tohoku Electric Power hasta finales del año fiscal 2020, y se espera iniciar la venta del mismo en 2021 tentativamente<sup>380</sup>.

Tokyo Electric Power Grid, en colaboración con NTT Data, ha desarrollado un sistema de análisis de imágenes y vídeos que utiliza el aprendizaje profundo y un sistema de detección de anomalías para las subestaciones del sistema de distribución. La empresa tiene previsto instalar el sistema en aproximadamente 1,300 subestaciones dentro de las áreas de jurisdicción de la misma. En el análisis de imágenes y vídeos, la IA detecta las fugas de aceite de los transformadores con inyección de aceite y las anomalías en las vallas exteriores y otras partes de los edificios, y también lee automáticamente los contadores analógicos. En el caso de la detección de ruido, la IA aprende el ruido mecánico de los equipos y detecta los daños o el deterioro de los

---

<sup>378</sup> Boletín de prensa de Hitachi ABB Power Grid (febrero 24, 2021)

<sup>379</sup> Véase el Anexo I para ver un listado de los agentes (ejemplos).

<sup>380</sup> Boletín de prensa de la compañía (mayo 28, 2020) [https://www.tohoku-epco.co.jp/news/normal/1214991\\_2558.html](https://www.tohoku-epco.co.jp/news/normal/1214991_2558.html)

rodamientos y otros componentes. Se espera que la instalación de estos sistemas reduzca el tiempo de patrulla en más de un 50%<sup>381</sup>.

En cuanto al mantenimiento predictivo, el Grupo Enel, la mayor compañía eléctrica de Europa, ha introducido activamente sistemas de mantenimiento predictivo. En el Green Power, una empresa de energías renovables es la primera compañía del mundo en desplegar sistemas de mantenimiento predictivo para centrales hidroeléctricas a gran escala abarcando 260 centrales con la capacidad de 18GW en total. El proyecto, denominado PresAGHO, que comenzó en 2019, consta de dos fases. Las plantas grandes, que representan un poco menos del 80% del total en términos de capacidad instalada, utilizarán los datos provenientes de SCADA existente para realizar un mantenimiento predictivo. En el resto de las plantas más pequeñas, se recopilarán los datos a través de 200,000 sensores inalámbricos de bajo costo<sup>382</sup>. Esto permite a la empresa identificar fallos importantes con una media de 54 días de antelación, lo que ayuda a reducir los tiempos de interrupción y los costos de mantenimiento<sup>383</sup>. La empresa también ha instalado sistemas de mantenimiento predictivo en centrales geotérmicas en América del Norte<sup>384</sup>. Además, Enel ha instalado el sistema de mantenimiento predictivo de la empresa C3.ai en cinco centros de control de despacho en Italia y España. Este sistema utiliza la IA para analizar los datos en tiempo real de los sensores de la red, los contadores inteligentes, el mantenimiento de los equipos y los datos meteorológicos para predecir los fallos de las líneas de alimentación. El nivel de precisión de las predicciones se ha ido mejorando constantemente mediante el aprendizaje automático<sup>385</sup>.

En América del Sur, en Uruguay, la Agencia Nacional de Investigación e Innovación, el Ministerio de Industria, Energía y Minería, la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE) y las universidades del país están trabajando conjuntamente con el mantenimiento predictivo basado en IA para las turbinas eólicas<sup>386</sup>.

En cuanto a las subestaciones digitales, Hitachi ABB Power Grid entregó la primera subestación digital de 500kV del mundo a la empresa brasileña En el Green Power en 2018. La subestación se diseñó para transmitir la energía del parque São Gonçalo, que en su momento fue el mayor parque solar fotovoltaico del país<sup>387</sup>. Recientemente, la empresa se asoció con el operador noruego de transmisión y distribución Tensio TN para construir una subestación digital de 145kV<sup>388</sup>.

---

<sup>381</sup> Smart Japan “Detección por IA de anomalías en equipos de subestaciones: más de 50% de reducción del tiempo de monitoreo” (enero 7, 2019)

<sup>382</sup> Enel Green Power “PresAGHO es un nuevo modelo predictivo para plantas de energía hidroeléctrica” (mayo 6, 2019)

<sup>383</sup> Greentech Media “Cómo pasó Enel Green Power del mantenimiento reactivo al proactivo”

<sup>384</sup> Think Geoenergy “Enel Green Power desplegará nueva tecnología predictiva en plantas geotérmicas” (mayo 30, 2019)

<sup>385</sup> Sitio web de C3.ai <https://c3.ai/customers/enel/>

<sup>386</sup> IRENA (2019) “Informe sobre panorama de innovación: inteligencia artificial y Big Data”

<sup>387</sup> Sitio web de Hitachi Energy <https://www.hitachienergy.com/jp/ja/news/web-stories/2020/02/abb-installs-world-s-first-500-kv-digital-substation-in-south-am>

<sup>388</sup> Boletín de prensa de la compañía (octubre 13, 2020) <https://www.hitachi.co.jp/New/cnews/month/2020/10/1013.pdf>

## (5) Soluciones no tripulados y de ahorro de mano de obra

### ● Descripción general de las soluciones y tecnologías utilizadas

La introducción de la tecnología digital también está contribuyendo a fomentar las iniciativas para eficientizar las operaciones de campo que antes realizaban los trabajadores. Por ejemplo, se pueden utilizar los robots y los drones para realizar patrullas e inspecciones no tripuladas en altura y bajo el agua, ahorrando el costo operativo. Con respecto a las tareas de mantenimiento y operación de los equipos en campo que requiere la presencia humana, la RA también puede utilizarse para reducir el número de trabajadores en la obra, o para permitir que trabajadores no experimentados realicen tareas que antes solo asumían los trabajadores experimentados. Por ejemplo, la RA puede apoyar el trabajo de campo mostrando los procedimientos de trabajo y otra información en los equipos y dispositivos que los trabajadores están mirando. También es posible que los trabajadores veteranos presten asistencia a distancia compartiendo imágenes a través de tabletas o gafas inteligentes.

### ● Agentes y casos prácticos<sup>389</sup>

Distintas empresas de todo el mundo están trabajando en soluciones que ahorran mano de obra utilizando robots, drones, RA y RV para la inspección de centrales eléctricas e instalaciones de las redes de transmisión y distribución. Ante la escasez de la mano de obra debido al envejecimiento de los trabajadores en la industria de la energía y los desafíos relacionados con la transferencia tecnológica, también se están promoviendo el desarrollo y la introducción de estos sistemas en Japón.

New York Power Authority, una empresa eléctrica estadounidense, realizó un ensayo demostrativo de inspección de transformadores en una central hidroeléctrica utilizando el robot de inspección de transformadores submarinos, denominado “TXplore” de Hitachi ABB. Anteriormente, las inspecciones internas de los transformadores con aceite requerían que los trabajadores retiraran el aceite aislante e inspeccionaran visualmente el transformador. Con este robot, sólo es necesario comprobar la imagen en vivo proyectada por el robot operado a distancia. Con esta tecnología no es necesario extraer el aceite y contribuye a reducir significativamente el tiempo para la inspección, minimizar el número de trabajadores y evitar el trabajo peligroso para las personas<sup>390</sup>.

Además, Tokyo Electric Power Company Holdings, Blue Innovation y TEPCO Systems han desarrollado un sistema de vuelo automatizado de drones para la inspección de líneas de transmisión. Tokyo Electric Power Grid introdujo esta tecnología desde junio de 2021 para la inspección de las líneas de transmisión. Al instalar el sistema, que incluye un sensor de detección de objetos y una cámara, aunque sea estándar, el dron podrá volar automáticamente mientras detecta las líneas eléctricas y captura imágenes de anomalías como la corrosión y el deterioro en un ángulo de visión óptimo. Los trabajadores sólo tendrán que observar las imágenes transmitidas

---

<sup>389</sup> Véase el Anexo I para ver un listado de los agentes (ejemplos).

<sup>390</sup> Boletín de prensa de la compañía (enero 24, 2020) <https://www.nypa.gov/news/press-releases/2020/20200124-mini>

en tiempo real desde el dron, por lo que se espera que esta tecnología mejore la eficiencia de la inspección de las líneas eléctricas. El componente fundamental del sistema es un software desarrollado por Blue Innovation para el control simultáneo de múltiples drones. Este utiliza una combinación de sensores para estimar la mejor posición para que el dron se mueva de forma autónoma, detectar objetos como líneas de transmisión y realizar un análisis por IA de los datos recogidos en mapas, registros de movimiento y vídeo<sup>391</sup>.

## (6) Plataformas de microrredes

### ● Descripción general de las soluciones y tecnologías utilizadas

En los países de Asia y África, donde muchas zonas no están electrificadas, se está avanzando la electrificación mediante la construcción de microrredes regionales/comunitarias que utilizan energías renovables. Es muy poco rentable construir nuevas centrales eléctricas a gran escala, líneas de transmisión y subestaciones para el suministro de la electricidad a las áreas con población dispersa. Por ende, las microrredes constituyen una alternativa viable para el suministro de la energía en zonas remotas e islas, lo que resultaría en la mejora de la eficiencia en operación e inversión para las empresas eléctricas responsables del suministro de energía a estas áreas. Tradicionalmente, en las islas y zonas remotas se acostumbraban a utilizar la generación con diésel que salía costosa. Se calcula que las microrredes constituidas por fuentes de energía renovable (tipo “On Grid”<sup>392</sup>) cuestan entre 250 y 300 dólares por MWh, siendo inferior al costo de la generación con diésel<sup>393</sup>. Una microrred conectada con las fuentes energías también pueden ser una fuente de flexibilidad para la red principal a la cual está integrada.

Las microrredes son respaldadas por las tecnologías digitales como la IA y el IoT. El pronóstico de alta precisión de la generación y la demanda de energía renovable a través de la IA será clave para garantizar el equilibrio entre la oferta y la demanda en las comunidades. Para mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda será viable también el control automático asistido por la IA de las instalaciones de las fuentes renovables, las baterías de almacenamiento y los equipos instalados en el lado de los usuarios. También será indispensable instalar contadores inteligentes y dispositivos de IoT para recoger los datos sobre el consumo de electricidad y otra información relevante para ese fin. Además, algunas microrredes están previstas de un modelo de pago por adelantado que pueda realizarse a través de teléfonos inteligentes y móviles como medio de pago de las facturas eléctricas. Hay casos en que se ha introducido un mecanismo para conectar y desconectar a distancia el suministro eléctrico a los usuarios a través de contadores inteligentes y otros dispositivos<sup>394</sup>.

---

<sup>391</sup> Boletín de prensa de Tokyo Power Holdings (mayo 11, 2021) [https://www.tepco.co.jp/pg/company/press-information/press/2021/1605325\\_8616.html](https://www.tepco.co.jp/pg/company/press-information/press/2021/1605325_8616.html)

<sup>392</sup> El tipo “On Grid” se refiere a un sistema conectado a la red eléctrica y el tipo “Off Grid”, al que está completamente aislado de la red eléctrica.

<sup>393</sup> IRENA (2019) “Informe sobre panorama de innovación: microrredes renovables”

<sup>394</sup> Ídem.

- Agentes y casos prácticos<sup>395</sup>

Las plataformas de microrredes están siendo desarrolladas por grandes empresas como Schneider Electric y Tesla, así como por las empresas emergentes nacionales y extranjeras.

La empresa canadiense de IA, BluWave-ai, está trabajando con la empresa de distribución de electricidad Hydro Ottawa ubicada en la provincia de Ontario, y con la ciudad de Summerside para llevar a cabo los ensayos demostrativos del funcionamiento optimizado de una microrred basada en una plataforma de microrred que tiene integrada la IA. El ensayo con Hydro Ottawa tuvo lugar en un gran campus. Por su parte, la ciudad de Summerside, situada en la isla del Príncipe Eduardo en el este de Canadá, cuenta con una microrred conformada por fuentes solares fotovoltaicas y eólicas, las estaciones de generación con diésel y baterías de almacenamiento, y la microrred está conectada a la red del continente. El objetivo del ensayo demostrativo es optimizar el uso de la energía fotovoltaica y eólica y las baterías a fin de compensar la generación con diésel y el suministro de electricidad desde la red municipal<sup>396</sup>.

En el puerto de Rotterdam (Países Bajos) se llevó a cabo un ensayo demostrativo de una microrred de energías renovables basada en la IA con una duración de dos meses. El experimento fue llevado a cabo conjuntamente por el BlockLab del puerto de Rotterdam y la empresa británica de información energética S&P Global Platts. El ensayo contó como su principal recurso, una plataforma de comercio de electricidad que tenía integrada la AI, capaz de aprender los patrones de oferta y demanda. 48 horas después de iniciado el ensayo, 32 participantes que incluían los usuarios y propietarios de las fuentes renovables en la jurisdicción del puerto, desarrollaron negociaciones para la comercialización de la electricidad. Como resultado, los usuarios pudieron reducir sus costos de adquisición de la energía eléctrica en un 11% y los propietarios de energía renovable pudieron aumentar sus ingresos por ventas de electricidad en un 14%. Además, se logró aumentar la tasa de autoconsumo de la energía fotovoltaica generada en el puerto hasta el 92%. También se mejoró el rendimiento de la inversión de las baterías de almacenamiento en un 20%<sup>397</sup>.

### 8.2.3. Para Promover la DX en el Lado de la Oferta

Como se ha abordado anteriormente, se ha comercializado un gran número de soluciones digitales que podrían contribuir de forma significativa a la descarbonización del lado de la oferta, pero existen retos para promover esta herramienta.

En primer lugar, para mejorar el grado de precisión de la IA, que es sin duda el componente principal del DX, es necesario contar con un sistema que sea capaz de almacenar no sólo enormes cantidades de datos, sino también de alta calidad (alta precisión y definición) y una gran variedad de datos<sup>398</sup>. Por ejemplo, en cuanto al sistema de previsión del balance entre la oferta y la demanda

---

<sup>395</sup> Véase el Anexo I para ver un listado de los agentes (ejemplos).

<sup>396</sup> Boletín de prensa de BluWave-ai (septiembre 13, 2018) <https://www.bluwave-ai.com/press-releases---canadian-utilities-hydro-ottawa-and-the-city-of-summerside>

<sup>397</sup> Boletín de prensa de S&P Global Platts (octubre 5, 2020) <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/electric-power/100520-rotterdam-microgrid-trial-drives-user-costs-down-11-producer-returns-rises-14>; Renewable Energy World “Las microrredes con blockchain pilotan el comercio de recursos renovables en el puerto de Róterdam” (octubre 7, 2020)

<sup>398</sup> MIC (2018) “Libro blanco sobre informática y comunicaciones 2018”



de energía eléctrica, las plataformas VPP y RD y microrredes, la precisión de las previsiones meteorológicas es la clave para prever la cantidad de generación de energía eléctrica por las fuentes renovables. Para comprender con exactitud la cantidad de generación de las fuentes renovables a pequeña escala que se encuentran dispersas, se deben captar los datos meteorológicos de una malla más fina (área de cobertura) de lo que se disponía anteriormente. Por lo tanto, es esencial contar con un sistema que pueda recoger y almacenar continuamente datos meteorológicos con la unidad de tiempo y el área de cobertura más detallados. Por otra parte, la difusión de los contadores inteligentes es un requisito previo para el procesamiento de datos del lado de la demanda para la previsión de la demanda.

También es necesario un mecanismo para compartir los datos. Será más conveniente que los datos del clima, la generación eléctrica y los patrones de consumo de electricidad estén ampliamente disponibles para los operadores de transmisión, operadores de distribución, operadores de VPP, etc. Con la creciente necesidad de garantizar la flexibilidad no sólo en las redes de transmisión sino también en las de distribución, se considera muy importante la creación de un mecanismo para compartir los datos entre ambas redes.

La integración de los sistemas de la Tecnología de Información (TI)<sup>399</sup> y la Tecnología Operacional (TO)<sup>400</sup> es muy importante para las soluciones de eficiencia de la operación y el mantenimiento. Los sistemas TO suelen estar separados de la red por motivos de seguridad, pero la conexión de datos entre los sistemas de TI y TO, que contienen grandes cantidades de datos sobre el estado y el funcionamiento de los equipos, hará posible desarrollar nuevas soluciones digitales como las del mantenimiento predictivo.

A medida que aumenta el número de instalaciones y dispositivos conectados a la red debido a la integración de las TI y las TO y a la introducción de los teléfonos inteligentes, la amenaza de los ciberataques se hace cada vez más evidente, y la ciberseguridad adquiere mayor importancia en todo el sistema eléctrico. En Ucrania, los ciberataques causaron dos apagones consecutivos en 2015 y 2016<sup>401</sup>, y en 2021, Colonial Pipeline, el mayor operador de oleoductos de América del Norte, fue cerrado debido a un ciberataque. Fueron incidentes todavía muy recientes en nuestro recuerdo<sup>402</sup>.

Como una estrategia fundamental para hacer frente a estas amenazas se requiere establecer leyes y directrices a nivel nacional e industrial. Por ejemplo, el Consejo Norteamericano de Confiabilidad Eléctrica (NERC, por sus siglas en inglés) ha elaborado normas de protección de infraestructuras críticas, que deben cumplir las empresas eléctricas norteamericanas que poseen grandes instalaciones de generación, transmisión y distribución<sup>403</sup>. En Europa, la Directiva NIS<sup>404</sup>

---

<sup>399</sup> Siglas de la Tecnología de Información. Incluye EAM (Siglas en inglés que significa Gestión de Activos Empresariales), GIS (Sistema de Información Geográfica), etc.

<sup>400</sup> Siglas de la Tecnología Operacional. Se refiere a las tecnologías de operación y control como SCADA.

<sup>401</sup> Nikkei xTECH “Los ciberataques a las infraestructuras eléctricas y el apagón de Ucrania no son problemas ajenos” (agosto 9, 2017)

<sup>402</sup> Bloomberg “Colonial reanuda la operación del oleoducto tras su cierre por ciberataque” (mayo 13, 2021)

<sup>403</sup> Centro de Investigación General Mitsubishi (2020) “Informe Ministro de Economía, Comercio e Industria de Japón. Estudio del año fiscal 2030 sobre medidas para mejorar la estructura de la oferta y la demanda de energía”

<sup>404</sup> Directiva sobre la seguridad de redes y sistemas de información

establece los lineamientos básicos que deben incorporar los Estados miembros de la UE para establecer la legislación sobre las obligaciones de ciberseguridad para los proveedores de infraestructuras esenciales, incluyendo los de electricidad<sup>405</sup>.

Además, la introducción de soluciones digitales y la mejora de la ciberseguridad implicarán nuevas inversiones por parte de las empresas de servicios eléctricos. Por ende, también será importante ofrecer incentivos a la inversión mediante el desarrollo del mercado y régimen jurídico – institucional para promover la transformación digital (DX). Por ejemplo, para la difusión de la VPP y la RD, es esencial contar con un mercado eléctrico mayorista liberalizado, en particular un mercado spot. Los operadores de VPP obtienen ganancias a partir de la diferencia entre los precios mayoristas de la electricidad durante los periodos de máxima y mínima demanda, por lo que mientras mayor sea la diferencia, mayor será el incentivo para los operadores de VPP<sup>406</sup>. Además, si se crea un mercado de ajuste de la oferta y la demanda y un mercado de capacidad<sup>407</sup>, y se permite la participación de los operadores de las VPP en los mismos, será posible comercializar con la capacidad de regulación (valor  $\Delta$ kW) y la capacidad ( $\Delta$ valor kW) en el mercado, además de la cantidad de electricidad (valor kWh) comercializada en el mercado eléctrico mayorista, lo que mejorará la rentabilidad de los proyectos VPP.

En cuanto al diseño de las tarifas, es necesario revisar el método de costos generales y el de acumulación de costos, que se han utilizado en muchos países. Este diseño de las tarifas, que permite transferir al cliente una cierta cantidad de beneficios de la inversión y los costos incurridos en los servicios brindados, disminuye la voluntad de las empresas eléctricas de reducir los gastos de mantenimiento y de capital. Por lo tanto, para fomentar la eficiencia operativa y la optimización de la inversión a través de soluciones digitales, debería considerarse un mecanismo en el cual una agencia reguladora establezca normas o valores meta y se den ciertos incentivos a las empresas que cumplen con las normas. En cambio, se aplican sanciones por incumplimiento de las mismas. Por ejemplo, en el Reino Unido, se utiliza un método de “revenue-cap (ingreso tope)” llamado RIIO<sup>408</sup> que tiene establecido seis resultados: confiabilidad, medio ambiente, servicio a los usuarios, conexión, seguridad y obligación social (consideraciones a los usuarios con bajos ingresos). Se trata de valorar las tarifas de transmisión y distribución como compensación por los resultados, lo que permite a las empresas de transmisión y distribución recuperar la inversión necesaria para lograr los referidos resultados<sup>409</sup>. El gobierno inglés también está llevando a cabo el Concurso de Innovación en la Red Eléctrica<sup>410</sup>, que ofrece 70 millones de libras al año para proyectos de innovación de las empresas de transmisión y distribución que contribuyan a lograr

---

<sup>405</sup> Centro de Investigación General Mitsubishi (2020) “Informe Ministro de Economía, Comercio e Industria de Japón. Estudio del año fiscal 2030 sobre medidas para mejorar la estructura de la oferta y la demanda de energía”

<sup>406</sup> IRENA (2019) “Informe sobre panorama de innovación: agregadores”

<sup>407</sup> El mercado eléctrico mayorista negocia la electricidad en kWh. En cambio, el mercado de capacidad negocia el suministro futuro en kW. En otras palabras, se trata de un sistema de pago por adelantado a las instalaciones de generación que pueden funcionar si se solicita el suministro de electricidad durante los periodos pico.

<sup>408</sup> Revenue = Incentives + Innovation + Outputs (Ingresos = Incentivos + Innovación + Productos)

<sup>409</sup> Denki Shimbun “RIIO, el nuevo regulador de tarifas del Reino Unido, ¿ha fomentado la inversión en los sectores transporte y distribución?” (junio 13, 2018)

<sup>410</sup> Desde abril de 2023 en adelante, se convertirá en el “Fondo de Innovación Estratégica”.

una economía con bajas emisiones de carbono, incluyendo los que utilizan tecnología digital<sup>411</sup>.

#### 8.2.4. Situación Actual y Retos de la Introducción de DX en el Lado de la Oferta en Ecuador

Muchas empresas eléctricas de Europa, Estados Unidos y Japón han desarrollado y/o implementado estrategias y programas de innovación digital. Sin embargo, parece que las empresas eléctricas ecuatorianas no han avanzado en ese tipo de iniciativas. Por otro lado, la CELEC ha expresado una actitud positiva hacia DX. La corporación está elaborando un plan maestro de 10 años para DX para las redes de transmisión<sup>412</sup> y adicionalmente, el Plan Estratégico de la empresa para 2017-2021 (actualizado en 2019) incluye entre sus siete objetivos estratégicos, “Incrementar las capacidades tecnológicas y de infraestructura encaminadas a una transformación digital de la corporación.” En el Cuadro 8-2 se describen concretamente, las iniciativas pautadas de la mencionada estrategia.

**Cuadro 8-2 Objetivo Estratégico de la CELEC Relacionado con DX**

Objetivo 6: Incrementar las capacidades tecnológicas y de infraestructura encaminadas a una transformación digital de la corporación.	
Estrategias	Iniciativas
6.1. Establecer un plan táctico corporativo de tecnologías IT/OT.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Incrementar el grado de apalancamiento tecnológico del negocio en el área operativa, táctica y estratégica.</li> <li>• Definición de una nueva estructura de TIC apalancado en los procesos del área, su visión y políticas.</li> <li>• Definición de arquitecturas de información, infraestructura y aplicaciones, así como soporte especializado que apoyen a las áreas operativas, tácticas y estratégica.</li> <li>• Road map de inversiones en el corto plazo (1 año) enfocados en el apoyo en la parte operativa, táctica y estratégica,</li> <li>• Crear la estructura de asesoría tecnológica para la innovación de IT/OT delimitando el ámbito de acción de las TIC.</li> <li>• Establecer políticas corporativas que permitan la estandarización de la tecnología.</li> </ul>
6.2. Modernizar la plataforma informática de soporte a procesos administrativos y técnicos, con una visión integrada.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fortalecer la plataforma tecnológica actual.</li> <li>• Explorar nuevas tecnologías.</li> </ul>
6.3. Establecer la función de ciberseguridad	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Creación de norma técnica observando norma NERC CIP.</li> <li>• Evaluación línea base y definición de plan de ciberseguridad.</li> <li>• Formación del personal.</li> </ul>
6.4. Promover la investigación de usos relevantes de las Smart Grids dentro de la corporación	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Participar en actividades de investigación bajo lineamientos de los organismos responsables de las Smart Grids en el sector eléctrico.</li> </ul>
6.5. Colaborar con las direcciones técnicas para promover la implementación de las Smart Grids.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Colaboración con expertos y organizaciones.</li> <li>• Despliegue de iniciativas basadas en “casos de negocio” justificados.</li> </ul>

Fuente: CELEC “Plan Estratégico 2017-2021”

En el lado de la oferta en Ecuador, existe el potencial de adoptar la DX en las áreas que podrían contribuir a mejorar la rentabilidad de la industria de servicios públicos, como la mejora de la

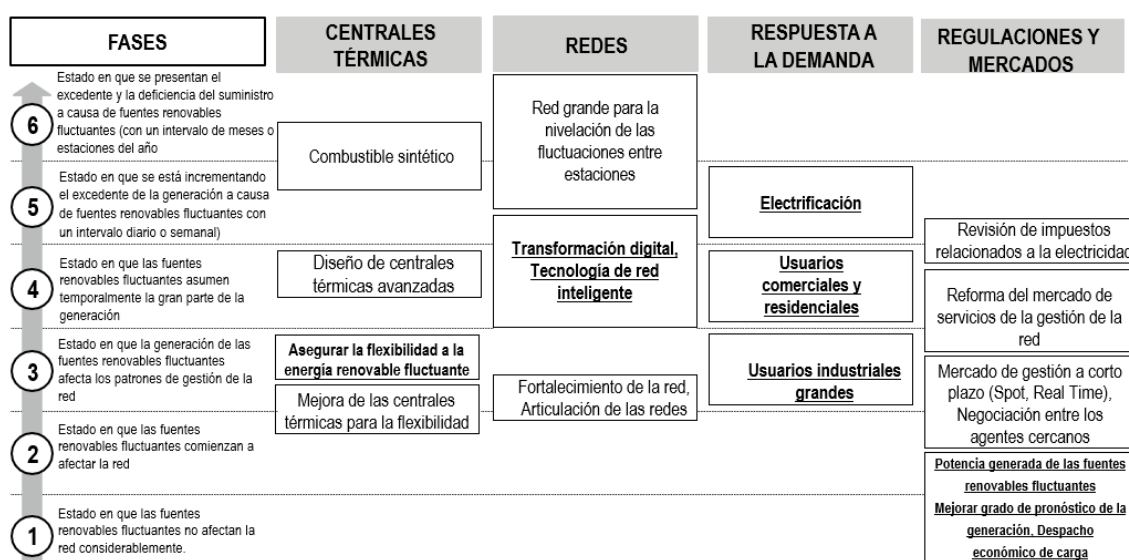
<sup>411</sup> Sitio web de Ofgem <https://www.ofgem.gov.uk/energy-policy-and-regulation/policy-and-regulatory-programmes/network-price-controls-2013-2023-riio-1/riio-1-network-innovation-funding/electricity-network-innovation-competition-riio-1>

<sup>412</sup> bnamericas “Ecuador aborda desafíos de resiliencia en sector eléctrico” (septiembre 6, 2021)

eficiencia de la operación y el mantenimiento, y la operación sin personal como medida de reducción del número del personal. En el sector de la generación de energía, se podría pensar en el uso de las soluciones digitales asistidas por IA para la optimización del control de los sistemas de generación fotovoltaica y eólica, y de las baterías de almacenamiento que probablemente se introducirán cada vez más en el futuro. El gobierno pretende reducir el índice de operatividad de las centrales térmicas, pero mantendrían como fuentes de la energía de reserva. El aumento de la eficiencia de la generación térmica es uno de los retos para la gestión energética. Puede ser efectiva la optimización de la operación de las centrales térmicas mediante la IA como la que se está llevando a cabo por las empresas eléctricas del Japón. En el sector de la transmisión, se ha planeado la ampliación de las líneas de transmisión y las subestaciones en varios lugares en Ecuador. La mayoría de las subestaciones está dotada de personal, a excepción de algunas que son nuevas, y en la medida que aumenta el número de instalaciones, se podrá pensar en la posibilidad de mejorar la eficiencia operativa de las subestaciones a través de la automatización y el ahorro en la mano de obra, introduciendo subestaciones digitales y otras medidas afines. De igual manera, ha habido poco avance en la automatización y el ahorro en mano de obra en los trabajos del patrullaje y la inspección de las instalaciones de generación, transmisión y distribución, por lo que habrá potencialidad de introducir los robots y los drones para estas tareas. No obstante, no se ha confirmado tal necesidad de parte del gobierno ecuatoriano ni de las compañías eléctricas. En ese sentido, habrá que evaluar primero los costos y el rendimiento de la inversión.

Por otra parte, se verificó que no son motivos de preocupación urgente en Ecuador garantizar la flexibilidad y resolver las limitaciones de las redes eléctricas, además de que las entrevistas con MERNNR y las empresas eléctricas confirmaron dichos indicios ya que no lo visualizan tampoco un gran reto ni actual ni futuro. Por lo tanto, la necesidad de implementar soluciones digitales relacionadas con estos temas (previsión de la oferta y la demanda de electricidad basada en la IA, VPP/DR, DLR) no es alta. La AIE clasifica el nivel de 'penetración de energías renovables fluctuantes en seis fases y analiza su impacto en el sistema eléctrico como se muestra en la Figura 8-4. La flexibilidad y las limitaciones de las redes empiezan a ser un problema cuando la tasa de penetración de las energías renovables fluctuantes supera el 10%. Como la energía hidroeléctrica predomina en Ecuador y, la energía solar fotovoltaica y la eólica son insignificantes, la situación todavía está lejos de ese nivel. Sin embargo, en las Islas Galápagos, donde la proporción de energías renovables fluctuantes es relativamente alta, la estabilidad del sistema eléctrico es un problema futuro importante. En la entrevista con EE Galápagos se escuchó tal opinión. En ese caso, las medidas viables serían la previsión de la oferta y la demanda de energía basada en la IA y el control óptimo del sistema eléctrico utilizando la IA y el IoT (incluyendo el Sistema de Gestión de la Energía (EMS, por sus siglas en inglés). Los principales obstáculos potenciales para promover la DX en el lado de la oferta en Ecuador son la falta de datos y la vulnerabilidad de la ciberseguridad. En cuanto a la falta de datos, si nos enfocamos en los datos de la distribución de energía eléctrica, el país ha logrado casi el 100% de automatización de las subestaciones en el marco del proyecto SIGDE, pero la meta de la tasa de introducción de contadores inteligentes

(IMA) es de solo el 15% para 2027 (véase 5.4.2). A medida que se incremente el número de las fuentes de energías renovables, las baterías de almacenamiento y los vehículos eléctricos, los datos provenientes del lado de la demanda adquirirán mayor importancia, por lo que se sugiere promover una penetración más rápida de los contadores inteligentes. Con respecto a la ciberseguridad, se ha señalado el fácil acceso a las redes del gobierno y de las empresas del país, incluyendo las de las compañías eléctricas<sup>413</sup>, lo que requiere tomar medidas pertinentes. De hecho, la CNT<sup>414</sup> y el Banco de Pichincha<sup>415</sup> sufrieron ciberataques en julio y octubre de 2021, respectivamente, dejando al descubierto la vulnerabilidad de la seguridad de las principales empresas del país. La CELEC está desarrollando normas de ciberseguridad de acuerdo con la normativa NERC-CIP y está avanzando la implementación de una solución de ciberseguridad para supervisar y gestionar constantemente el sistema<sup>416</sup>.



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir de AIE (2018) “Prospectivas de la energía en el mundo 2018”.  
 Figura 8-4 Fases de Desarrollo de las Energías Renovables Fluctuantes y Fuentes de Flexibilidad<sup>417</sup>

### 8.3 Tendencias sobre la DX en el Lado de la Demanda

#### 8.3.1. Retos de la Descarbonización en el Lado de la Demanda

Los avances de la descarbonización, la descentralización y la electrificación también se hacen evidentes en el lado de la demanda. En los siguientes apartados se describen los retos que se derivan de estas tendencias en los sectores del transporte, industrial, comercial (edificio) y residencial, y se presentan las tecnologías, los agentes y los casos prácticos de soluciones digitales

<sup>413</sup> CuencaHighLife “La ciberseguridad de Ecuador está entre las peores del mundo, y ¿por qué nadie quiere arreglarla?” (diciembre 28, 2019)

<sup>414</sup> mondaq “Ecuador: CNT sufrió un ciberataque ‘altamente sofisticado’” (agosto 16, 2021)

<sup>415</sup> Security Affairs “El Banco Pichincha de Ecuador todavía no se recupera del ciberataque” (octubre 17, 2021)

<sup>416</sup> Publicación en la cuenta de Twitter de la empresa (septiembre 3, 2021)

<sup>417</sup> La tasa de penetración de las energías renovables fluctuantes en la producción anual de electricidad por fase es como sigue: unos pocos porcentajes en la Fase 1; un poco menos que el 10% en la Fase 2; de 10 a 30% en la Fase 3 y; de 30% en adelante en la Fase 4.

que pueden contribuir a su solución.

#### 8.3.1.1. Desafíos en el Sector del Transporte

En Ecuador, el sector del transporte es el mayor consumidor final de energía por sectores (47.7% del total) y es el que registra el mayor crecimiento de la demanda energética (Véase 4.1.3). Además, la demanda de energía en el sector del transporte está dominada casi en su totalidad por el transporte vial.

En el sector del transporte, el reto más importante en todo el mundo es el fomento de la electrificación de los medios de transporte, especialmente de los vehículos. En Ecuador que depende principalmente de la generación hidroeléctrica, se espera que la promoción de la electrificación en el sector del transporte pueda contribuir de forma significativa a la descarbonización. Para promover el uso de los vehículos eléctricos, es necesario desarrollar una infraestructura de recarga y diseñar incentivos para fomentar la compra de vehículos eléctricos, que son más caros que los de gasolina y diésel. En cuanto a la infraestructura de recarga, el uso generalizado de cargadores rápidos también es esencial para compensar la corta autonomía de los vehículos eléctricos.

Paralelamente, se requieren esfuerzos por reducir la congestión de tránsito a fin de disminuir el consumo de combustible y las emisiones de CO<sub>2</sub> de los vehículos de gasolina y diésel, reduciendo la congestión del tráfico. La congestión del tráfico se debe a una combinación de factores, tales como la concentración de la población y de los centros de distribución en las zonas urbanas; insuficiencia en las redes de carreteras y de transporte público; el aparcamiento ilegal y la gestión irracional de las redes viales. La congestión de tránsito no sólo provoca enormes pérdidas económicas, sino que también contribuye al consumo innecesario de combustible y a la contaminación atmosférica por los gases de escape. Las medidas para reducir la congestión incluyen el desarrollo de infraestructuras vial y ferroviaria como carreteras y ferrocarriles, y la mejora de la eficiencia de los desplazamientos, pero existen desafíos como se describen a continuación: En primer lugar, en lo que respecta al desarrollo de las infraestructuras de transporte, se necesita mucho tiempo desde la formulación de los planes urbanos hasta la puesta en marcha de los servicios. Es importante explorar cómo reducir el tiempo requerido para la planificación urbana, al mismo tiempo que se optimizan dichos planes. En segundo lugar, la eficiencia de la movilidad puede dividirse en dos vertientes: flujo humano y logística. En el caso de los flujos humanos se refiere a la ineficacia del transporte público debido a la falta de optimización, y en el caso de la logística, a la ineficacia causada por las rutas de transporte no optimizadas y bajas tasas de carga.

#### 8.3.1.2. Retos en el Sector Industrial

El sector industrial es el segundo mayor consumidor de energía final después del sector del transporte, representando un 18.2% del consumo total de energía (Véase 4.1.3). Para promover la descarbonización y bajas emisiones de carbono en el sector industrial, es importante primero

reducir el consumo de energía en los procesos de producción y fabricación mediante la electrificación y la mejora de la eficiencia operativa. En vista de que las actividades industriales hasta cierto grado están sujetas a las emisiones de CO<sub>2</sub> podría considerarse la introducción de tecnologías para la captura, el uso eficaz y el almacenamiento de CO<sub>2</sub><sup>418</sup>, las cuales se están desarrollando en todo el mundo.

### 8.3.1.3. Retos en el Sector Comercial (Edificio) y Sector Residencial

El consumo de energía final del sector residencial es significativo después del sector industrial, representando un 16.4% del total, mientras que el sector comercial y el sector público representan el 6.8% del total (Véase 4.1.3). Un uso más eficiente de la energía en los edificios (de oficinas y comerciales) y en las viviendas constituye un reto importante para promover las bajas emisiones de carbono. Sobre todo, los beneficios del ahorro de energía en los edificios se presentarán de manera significativa. Por ejemplo, en Estados Unidos, se ha estimado que en los edificios comerciales se desperdicia un promedio de 30% del consumo total registrado<sup>419</sup>. La gestión de la energía se ha enfocado tradicionalmente en el “ahorro energético”, es decir, en la reducción del consumo de energía eléctrica por parte de los usuarios. Sin embargo, con la difusión de las fuentes renovables distribuidas de manera dispersa y las baterías de almacenamiento, se ha ido ponderando la optimización de la energía, incorporando los nuevos conceptos como la “producción de energía” mediante la fuente fotovoltaica y otras fuentes renovables, así como el “almacenamiento de energía” mediante baterías de almacenamiento y vehículos eléctricos.

Además, se ha ido incrementando el número de los consumidores de electricidad que instalan el sistema solar fotovoltaico y se convierten en generadores, quienes se denominan como “prosumidores”. Para seguir fomentando la introducción de las energías renovables para el autoconsumo en los sectores comercial y residencial, es necesario aumentar los incentivos para convertirse en prosumidor. En algunas regiones existen sistemas de compra del excedente de la electricidad generada como el FIT y Net Metering (Medición Neta de Electricidad), pero se observa una tendencia global hacia el fin de estos sistemas y la reducción de los precios de compra. Además, los prosumidores que instalaron los sistemas fotovoltaicos desde antes ya están empezando a completar su plazo de vigencia de los regímenes inscritos. En este contexto, el uso eficaz del excedente de electricidad se ha convertido en una cuestión importante. En Ecuador, el sistema FIT ha terminado y la medición neta es el único incentivo para que los clientes residenciales e industriales instalen los sistemas de generación fotovoltaica y otras fuentes de energía renovable (Véase 5.2.5).

### 8.3.2. Casos Práctico de DX en el Lado de la Demanda

En diferentes partes del mundo se están empezando a introducir las soluciones tecnológicas

---

<sup>418</sup> Se llama como “CCUS” por sus siglas en inglés que significa la Captura, Uso y Almacenamiento del Carbono.

<sup>419</sup> Sitio web del Ministerio de Energía de los Estados Unidos. <https://www.energy.gov/eere/buildings/about-commercial-buildings-integration-program>

digitales para hacer frente a los retos señalados anteriormente. En el Cuadro 8-3 se muestran algunas de las soluciones que han llamado la atención especial tales como: plataformas de carga de vehículos eléctricos y V2G (Vehicle-to-grid); planificación urbana mediante el uso de Big Data Móvil; MaaS, la tarificación dinámica de las carreteras; logística con drones; uso de gemelos digitales<sup>420</sup>; plataformas digitales para la visualización de la distribución de CO<sub>2</sub>; sistemas de gestión de la energía (EMS, por sus siglas en inglés) y; plataformas de comercio de electricidad Peer-to-Peer (P2P). Se describirán las tecnologías utilizadas, los agentes, los casos prácticos, los desafíos de la aplicación práctica y la difusión, el estado actual y las perspectivas de estas tecnologías en Ecuador.

Cuadro 8-3 Desafíos en el lado de la demanda y soluciones digitales

Sector	Desafíos	Soluciones Digitales (Casos de DX)	Principales Tecnologías Digitales Utilizadas			
			AI	IoT • Sensor	Dron • Robot	Cadena de Bloques
Transporte	Difusión de vehículos eléctricos	(1)Plataformas de carga de vehículos eléctricos y V2G	✓	✓		○
	Desarrollo de la infraestructura vial	(2)Planificación urbana mediante el uso de Big Data Móvil	✓	✓		
	Aumentar la eficiencia de traslado	(3)MaaS	✓	✓		
		(4)Tarificación dinámica de las carreteras	✓	✓		
		(5)Logística con drones	✓		✓	
Industria	Aumentar la eficiencia operacional	(6)Uso de gemelos digitales	✓	✓		
	Uso de CO <sub>2</sub>	(7)Plataformas digitales para la visualización de la distribución de CO <sub>2</sub>	✓	✓		✓
Comercio & Hogares	Ahorro energético	(8)Sistemas de gestión de la energía (EMS)	✓	✓		
	Uso del excedente de la energía	(9)Plataformas de comercio de electricidad Peer-to-Peer (P2P)				✓

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de la JICA

### (1) Plataformas de carga de vehículos eléctricos y V2G

#### ● Descripción general de las soluciones y tecnologías utilizadas

El desarrollo de las estaciones de carga es esencial para el uso generalizado de los vehículos eléctricos. Al mismo tiempo, se sugiere evitar en la medida de lo posible la necesidad de aumentar el número de instalaciones del sistema de distribución convencional. En particular, se requieren esfuerzos para nivelar la carga instantánea en el sistema de distribución con el fin de promover el uso de los cargadores rápidos que proporcionan una alta potencia y tiempos de carga cortos.

En este contexto, la carga inteligente está llamando la atención. La recarga inteligente conecta

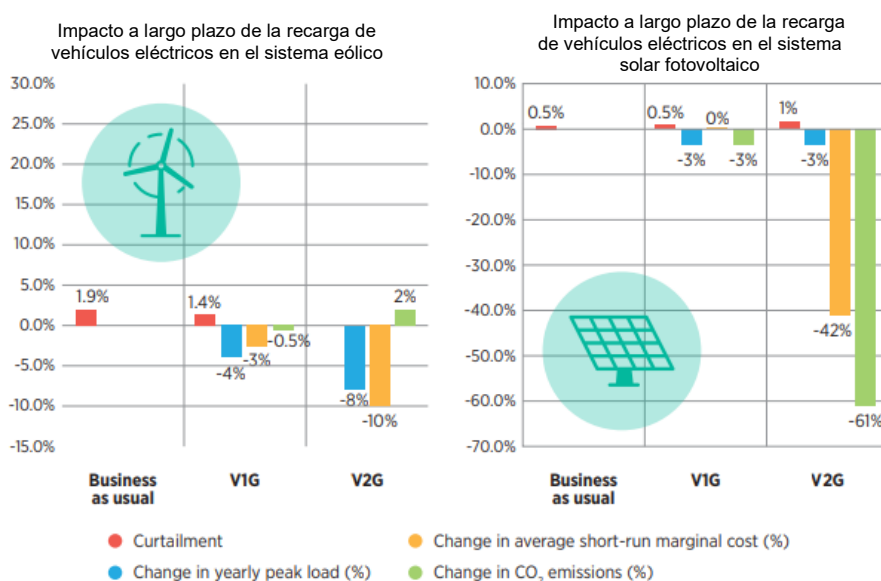
<sup>420</sup> El gemelo digital es un sistema que utiliza el IoT y otras tecnologías para adquirir información sobre el estado y el comportamiento de los objetos físicos (centros de fabricación, infraestructuras, etc.) que existen en el mundo real, y reproducir esta información en el mundo virtual en tiempo real, lo que permite realizar el análisis de series de tiempo y la simulación. Puede utilizarse para predecir los fallos y la vida útil.



los vehículos eléctricos y las instalaciones de recarga a través de Internet, permitiendo recargar los vehículos en el momento oportuno conforme a diversos factores como la carga de la red, las tarifas de la electricidad, el estado de carga del vehículo eléctrico y los planes de conducción, etc.

En V1G (flujo unidireccional de electricidad desde la red hacia el vehículo eléctrico), la carga del vehículo eléctrico se controla conjuntamente con la RD y otros sistemas. En V2G (flujo bidireccional de electricidad entre la red y el vehículo eléctrico), el vehículo eléctrico no sólo recibe electricidad de la red, sino que también suministra electricidad cuando hay escasez en la red. A cambio, los propietarios de vehículo eléctrico reciben dinero o descuentos. En los últimos años, la tecnología V2G ha atraído la atención desde el punto de vista de la garantía de la flexibilidad de la red. Los vehículos eléctricos también pueden ser fuentes de electricidad para los hogares. Esto significa que, además de suplir la energía en caso de emergencia (durante el corte de la energía, por ejemplo), los mismos pueden recargarse durante los periodos de menor consumo cuando los precios de la electricidad son bajos, y suministrar la electricidad a los hogares durante los periodos de mayor consumo cuando los precios de la electricidad son altos. Esto ofrece la ventaja de reducir los costos de electricidad para los hogares y los propietarios de vehículos eléctricos. También reduce la carga de la red durante las horas pico.

De esta manera, la V2G y la V2G proporcionan el efecto de igualar la carga de la red, y pueden contribuir a la promoción de la introducción de energías renovables y, por último, a la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> (Véase la Figura 8-5).



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de la JICA, modificando las figuras provenientes de IRENA (2019) "Resumen de la Perspectiva de la Innovación: Carga Inteligente para el Vehículo Eléctrico Innovation Landscape Brief: Smart Charging for Electric Vehicle"

Figura 8-5 Impacto a Largo Plazo de V1G y V2G en la Energía Eólica y Energía Solar Fotovoltaica

● Agentes y casos prácticos<sup>421</sup>

La plataforma de carga de vehículos eléctricos y la de V2G están siendo desarrolladas por

<sup>421</sup> Véase el Anexo I para ver un listado de los agentes (ejemplos).

varios actores importantes y las empresas emergentes de todo el mundo. Uno de los principales actores y pioneros en la tecnología V2G es Nuvve, una empresa estadounidense fundada en 2010. Nuvve ha patentado la tecnología básica de V2G en Estados Unidos y ha completado con éxito la primera operación comercial de V2G del mundo con su proyecto “Parker” en Dinamarca. El proyecto también ha demostrado que los vehículos modernos de Nissan, Mitsubishi y otros pueden contribuir como apoyo a la red mediante la tecnología V2G. Los ingresos anuales por vehículos eléctricos oscilan entre 1,700 y 2,500 euros, según la disponibilidad de energía eólica<sup>422</sup>.

En Japón, Nissan y otros están llevando a cabo un proyecto de demostración de V2G en Sendai en 2019<sup>423</sup>. En 2020 Nissan y E.ON iniciaron una prueba de V2G a una escala relativamente grande en el Reino Unido utilizando la plataforma de Virta<sup>424</sup>.

- **Hacia la introducción de las soluciones**

Hablando de manera concreta, la tecnología V2G todavía se encuentra en fase demostrativa en todo el mundo y hay muchos problemas que resolver. En primer lugar, es necesario establecer un mecanismo para viabilizar una tarifaria eléctrica flexible y oportuna, y la notificación oportuna a los vehículos eléctricos. En el caso de la V2G, los precios de la electricidad deben variar entre los periodos de máxima y mínima demanda, y se debe notificar el momento adecuado para la recarga a los vehículos eléctricos. En segundo lugar, también es necesario desarrollar un mercado para la venta de la electricidad cargada a la red ya que eso sería fuente de ingresos para los operadores de V2G. Hay muchos países en los cuales no existen mercados de ajuste de la oferta y la demanda de la energía eléctrica o en algunos países donde existen mercados de ajuste, pero, los vehículos eléctricos no están reconocidos como fuerza de ajuste. En tercer lugar, aún quedan cuestiones técnicas por resolver como la normalización de las telecomunicaciones.

- **Situación y retos en Ecuador**

Como ya se ha mencionado, el gobierno ecuatoriano ha mostrado su compromiso con la promoción del uso de vehículos eléctricos, especialmente en el transporte público, pero en la actualidad su introducción ha sido casi nula. Una de las razones es la falta de las estaciones de carga para vehículos eléctricos. Sin embargo, si se establece un sistema que permita generar ingresos a partir de la RD y el VPP utilizando la carga inteligente (V1G y V2G), es posible que algunas empresas comiencen a operar estaciones de recarga, como ha ocurrido principalmente en Europa. Además, si se habilita un mecanismo por el cual una parte de los ingresos de la RD y el VPP sea devuelta a los propietarios de vehículos eléctricos, esto podría contribuir a la promoción de los mismos.

Sin embargo, en la actualidad estas iniciativas de carga inteligente resultan poco realista en Ecuador. En primer lugar, como se mencionó en el apartado sobre DX en el lado de la oferta, no

---

<sup>422</sup> IRENA (2019) “Informe sobre panorama de innovación: carga inteligente para vehículos eléctricos”

<sup>423</sup> Sitio web de Automóviles Nissan. [https://www.nissan-global.com/PDF/191023-05-j\\_V2G.pdf](https://www.nissan-global.com/PDF/191023-05-j_V2G.pdf)

<sup>424</sup> Sitio web de VIRTa <https://www.virta.global/news/virta-enables-nissan-v2g-integration-with-e.on>

hay necesidad de VPP en Ecuador debido a la baja proporción de las energías renovables fluctuantes. Tampoco hay un mercado para el comercio de la electricidad suministrada a la red por los VE y otras fuentes (ejemplo: mercado de ajuste de la oferta y la demanda) Además, aunque existe un menú de tarifas eléctricas para los vehículos eléctricos, no hay tarifas por horario de uso que podría incentivar el cambio de horarios de carga. Esto dificulta la monetización de servicios aunque sean desarrollados servicios como la carga inteligente. En ese sentido, aún habría pocos beneficios con la introducción de la carga inteligente en Ecuador.

## (2) Planificación urbana mediante el uso de Big Data móvil

### ● Descripción general de las soluciones y tecnologías utilizadas

Se espera que con el uso de Big Data móvil se pueda lograr la eficientización y sofisticación de la planificación del transporte urbano. Los datos que se pueden obtener de los teléfonos móviles incluyen, por ejemplo, la zona de residencia de las personas, el sexo, la edad, el país/región y otros atributos, así como el tiempo de desplazamiento y de permanencia. Mediante el procesamiento de estos datos y su utilización junto con las encuestas sobre los desplazamientos de las personas<sup>425</sup> y las encuestas estadísticas convencionales, se pueden predecir y verificar de forma eficaz la demanda de tráfico, así como conocer los resultados de los proyectos y los problemas futuros. En el caso de los proyectos de mantenimiento de carreteras, también es posible medir los resultados e identificar los problemas conociendo el uso de las carreteras previamente y después de su construcción, analizando además el volumen de la circulación vial en diferentes rangos de horas del día<sup>426</sup>.

Estos datos también pueden aplicarse en los ámbitos del turismo y la prevención de catástrofes<sup>427</sup>. En el ámbito del turismo, será posible analizar las zonas visitadas por los turistas, el número de días de su estadía, el número de visitantes extranjeros por país/región, las zonas en las zonas donde se alojan y los aeropuertos de entrada y salida del país. Esto permitirá llevar a cabo una promoción eficaz y el control de la congestión. En el ámbito de la prevención de catástrofes, será posible predecir los daños en caso de catástrofe, así como el número y las características de las personas que tienen dificultades para regresar a sus casas. Sin embargo, aunque hay varios ejemplos de análisis del turismo y la prevención de catástrofes por parte de NTT DoCoMo y otros, la planificación urbana del transporte está todavía en fase del ensayo o demostración en todo el mundo.

### ● Agentes y casos prácticos<sup>428</sup>

Verizon, una de las mayores empresas de telecomunicaciones de Estados Unidos ofrece servicios de datos de tráfico y otros servicios utilizando una gran cantidad de datos móviles. Los

---

<sup>425</sup> Estudio enfocado en el traslado de personas en las ciudades. Las encuestas contienen preguntas tanto de los hogares y atributos personales como de los desplazamientos diarios realizados con el fin de saber "quién se desplaza; con qué propósito; de dónde a dónde; a qué hora del día y; con qué medios de transporte".

<sup>426</sup> Instituto de Medición y Planificación IBS "Uso de Big Data, entre otros, en el planeamiento del transporte urbano"; sitio web de Docomo Mobile Spatial Design, <https://mobaku.jp/>

<sup>427</sup> Ídem.

<sup>428</sup> Véase el Anexo I para ver un listado de los actores (ejemplos).

datos suministrados por Verizon incluyen información de localización en tiempo real, historial de traslado o recorrido e información de origen y destino. Es posible calcular la velocidad, la dirección y el flujo a partir de un registro de cambios de posición y tiempo. La empresa afirma que esta información puede utilizarse para predecir y tener en cuenta la congestión del tráfico, analizar los volúmenes de tráfico, planificar y gestionar las infraestructuras. También se podrá proporcionar información sobre el flujo y el volumen de personas en un lugar determinado para la comercialización y planificación por parte de las industrias de ventas al detalle y de eventos<sup>429</sup>.

- **Hacia la introducción de las soluciones**

Dado que los teléfonos móviles contienen información personal, para evitar un uso indebido de los datos personales y la violación de la privacidad y los derechos humanos, es necesario adoptar medidas como la anonimización adecuada de los datos y la prevención de la fuga de datos a otros países. Los operadores de telefonía móvil que poseen estos datos suelen estar bajo el control del Estado, por lo que es necesario examinar las normas internacionales y comprobar que el país cuenta con los sistemas adecuados para el manejo de estos datos.

- **Situación Actual y Retos en Ecuador**

En Ecuador, Claro, OTECEL y la estatal CNT prestan servicios de telefonía móvil. En términos de suscriptores de los servicios, Claro tiene cerca del 52%; OTECEL, cerca del 29% y; CNT, cerca del 18%<sup>430</sup>. Cerca del 70% de los usuarios activos están suscritos en contratos de prepago<sup>431</sup>.

En junio de 2020, el índice de penetración de la infraestructura móvil en las diócesis con bases inalámbricas (parroquias cristianas) se situaba alrededor del 65%<sup>432</sup>, y está previsto que se siga expandiendo en el futuro<sup>433</sup>. El plan de acción “Ecuador Digital”, publicado en mayo de 2019 por el Ministerio de Telecomunicaciones y Sociedad de la Información, también se refiere al “aumento del índice del acceso a las tecnologías de la información y la comunicación”. De hecho, los servicios se han extendido a 107 parroquias gracias a que los operadores de telefonía móvil han compartido la infraestructura y las configuraciones de las antenas para ampliar los servicios móviles en las zonas desatendidas<sup>434</sup>. Además, el país cuenta con las redes de con 2G, 3G y 4G, pero se avanza hacia la introducción del 5G, con el inicio de las pruebas técnicas del 5G por parte del Consorcio Ecuatoriano de Telecomunicaciones (CONECEL) en Guayaquil en septiembre de 2019<sup>435</sup>.

En lo referente al uso potencial de los datos en poder de las empresas que ofrecen servicios de

---

<sup>429</sup> A través del estudio de escritorio no se encontró ningún ejemplo de aplicación práctica ni los resultados numéricos específicos.

<sup>430</sup> MIC “Ecuador” (2020) <https://www.soumu.go.jp/g-ict/country/ecuador/detail.html#mobile>

<sup>431</sup> MIC “Situación mundial de la informática y las comunicaciones” <https://www.soumu.go.jp/g-ict/country/ecuador/detail.html>

<sup>432</sup> En 1,033 diócesis del total de 1,042 distribuidos en todo el territorio que tengan bases de la comunicación inalámbrica, el índice de penetración de la infraestructura móvil ha llegado al 64.9%. Fuente: sitio web del Ministerio de Telecomunicaciones, <https://www.telecomunicaciones.gob.ec/25693-2/#>

<sup>433</sup> Sitio web del Ministerio de Telecomunicaciones, <https://www.telecomunicaciones.gob.ec/25693-2/#>

<sup>434</sup> Ídem.

<sup>435</sup> MIC “Situación mundial de la informática y las comunicaciones” <https://www.soumu.go.jp/g-ict/country/ecuador/detail.html>

telefonía móvil, se hace necesario verificar y analizar el alcance del control del gobierno (Ministerio de Telecomunicaciones y la Sociedad de la Información) sobre las operaciones de la telefonía móvil, especialmente, en la regulación del manejo de datos. Es decir, se debe verificar si el uso y los métodos de manejo de dichos datos se hacen adecuadamente y conforme a las normas internacionales. En particular, dado que la CNT sufrió un ciberataque en julio de 2021<sup>436</sup>, es necesario reforzar la ciberseguridad cuando se trata de Big Data móvil.

### (3) MaaS (Movilidad como un Servicio)

- Descripción general de las soluciones y tecnologías utilizadas

Las plataformas integradas del transporte basadas en la IoT y la IA (MaaS) que conectan de forma óptima el transporte público, los vehículos privados, los taxis, los aviones y otros medios de transporte se están extendiendo, especialmente en los países desarrollados. Se espera que este sistema fomente el uso del transporte público, ya que muestra la ruta más eficiente para llegar al destino, y permite al usuario a completar el proceso de reservación y pago mediante una sola aplicación.

Aunque todavía no se ha convertido en realidad en ninguna parte del mundo, la forma ideal de MaaS es la “integración con objetivos sociales”, en la que el gobierno y las autoridades locales asumen la responsabilidad del servicio del transporte, y los sectores público y privado colaboran en la prestación de servicios MaaS de acuerdo con la política y la planificación del transporte urbano<sup>437</sup>. Hablando concretamente, MaaS se divide en los niveles 0 a 4 según el nivel de integración. El nivel 4 corresponde a un estado en el que MaaS sea elevada a una política y sea integrada efectivamente en los servicios gubernamentales. Japón está en el nivel 2.

**Cuadro 8-4 Niveles de Integración de MaaS**

Niveles	Objeto de la Integración	Resumen
Nivel 4	Integración de los objetivos sociales	Los sectores público y privado colaboran para ofrecer servicios de MaaS coherentes a la política y la planificación del transporte urbano. El gobierno o la autoridad local es responsable del servicio.
Nivel 3	Integración de los servicios de transporte	En este nivel, un operador de MaaS organiza a los operadores del transporte para proporcionar un servicio de transporte consolidado en “paquetes” con un modelo de precio fijo. El operador de MaaS es responsable de todos los servicios ofrecidos a sus clientes.
Nivel 2	Integración de la reservación y pago	En este nivel, existen planificadores de viajes que proveen servicios que incluyen reservaciones y pagos. Ellos son responsables de los boleos reservados y comprados, pero, no son responsables de la provisión de los servicios de transporte correspondientes.
Nivel 1	Integración de la información	En este nivel, existen planificadores de viaje (multimodales) que proveen la información sobre tarifas y otros datos relacionados a los viajes. Pero, ellos no son responsables de la calidad de la información provista.
Nivel 0	Sin integración	Este nivel básico se refiere a la situación en la que se prestan servicios separados para diferentes medios de transporte.

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de la JICA a partir de “MaaS Alliance (2018) “Exploring Mobility as a Service” (Explorando la Movilidad como un Servicio).

<sup>436</sup> mondaq “Ecuador: CNT sufrió un ciberataque ‘altamente sofisticado’” (agosto 16, 2021)

<sup>437</sup> MaaS Alliance (2018) “Explorar la movilidad como servicio”

- Agentes y casos prácticos<sup>438</sup>

Whim, operada por una empresa finlandesa MaaS Global, es una plataforma que permite a los usuarios buscar, reservar y pagar la mejor ruta de transporte entre una serie de proveedores de transporte, como autobuses, trenes, alquiler de coches, taxis y bicicletas compartidas, según sus necesidades de movilidad. El servicio está disponible desde 2016 y es el primero de este tipo en el mundo que está disponible a un precio fijo.

Por el hecho de que los medios del transporte suelen ser manejados por diferentes operadores, la implementación de un sistema de tarifas fijas y pagos constituyen grandes desafíos para el desarrollo de una plataforma de servicios del transporte consolidados. La empresa Whim contó con el apoyo del gobierno finlandés para establecer un sistema de tarifas fijas. Según una encuesta realizada a los usuarios de Whim, el porcentaje de uso del transporte público aumentó del 48% al 74%, y el número de viajes en taxi y la cantidad de dinero gastada cada mes se incrementaron cuatro veces más que antes de utilizar Whim<sup>439</sup>.

- Hacia la introducción de las soluciones

Como ya se ha mencionado, si se logra establecer un sistema integrado con una estructura de tarifaria fija y de pago sin contacto sería un factor clave para la realización de MaaS. Las normativas y las políticas gubernamentales relativas a la divulgación de información y de la estructura tarifaria de los servicios del transporte podrían convertirse en un cuello de botella para la implementación de MaaS.

- Situación y retos en Ecuador

Los servicios como el transporte privado por pedido, el uso compartido de coches o bicicletas están empezando a expandirse en países sudamericanos como Brasil, México y Colombia. Moovit (Israel), una aplicación de gestión del transporte público, y Waze (EE.UU.), un servicio de navegación GPS, también se están difundiendo en América del Sur<sup>440</sup>. En Ecuador, el transporte público, como los autobuses y los taxis, es proporcionado principalmente por operadores privados, por lo que se requerirá la iniciativa del gobierno para llevar a cabo la implementación de MaaS y bajo su liderazgo el fomento de la alianza entre diversos agentes y operadores del sector. Aunque los vehículos privados son el principal medio de transporte para la población, en Quito, en particular, se tiene previsto el inicio de la operación del Metro de Quito en junio de 2022<sup>441</sup>, aumentando las opciones del transporte público. En este contexto, es probable que haya una mayor demanda de los servicios que facilitan a los ciudadanos de utilizar múltiples medios de transporte público de forma integrada.

---

<sup>438</sup> Véase el Anexo I para ver un listado de los agentes (ejemplos).

<sup>439</sup> Ministro de Economía, Comercio e Industria de Japón “Estudio sobre inteligencia de normas internacionales en nuevos campos” (marzo 29, 2019) [https://www.meti.go.jp/meti\\_lib/report/H30FY/000816.pdf](https://www.meti.go.jp/meti_lib/report/H30FY/000816.pdf)

<sup>440</sup> Global Fleet <https://www.globalfleet.com/fr/maas-smart-mobility/latin-america/features/future-mobility-latin-america?a=DBL10&t%5B0%5D=Ride%20haidling&t%5B1%5D=Car%20sharing&t%5B2%5D=Latin%20America&curl=1>

<sup>441</sup> El Comercio “Operación del Metro de Quito ahora se prevé para junio del 2022” (junio 30, 2021)

#### (4) Tarificación dinámica de las carreteras (ERP de nueva generación)

##### ● Descripción general de las soluciones y tecnologías utilizadas

La actual tarificación dinámica de las carreteras incluye sistemas de tarificación electrónica vial como el ERP de Singapur (desde 1995) y el ETC de Japón (desde 2000). Estos sistemas, que también permiten el cobro de tasas adicionales en momentos de congestión, se han extendido por todo el mundo como medio para reducir la congestión y optimizar el uso del limitado espacio vial.

Actualmente, se están avanzando los ensayos del denominado “ERP de nueva generación”. Esta es una versión avanzada del ERP y no requiere utilizar los tradicionales pórticos físicos de peajes. En cambio, utiliza información de localización por satélite y una red de comunicaciones de área amplia para establecer “pórticos virtuales” en mapas digitales de las carreteras como puntos de cobro. Una de las ventajas de este sistema es que el monto de la inversión es mucho más bajo en comparación con el sistema de ERP que requieren los pórticos del peaje convencionales. Además, el ERP de nueva generación podrá medir con precisión la ubicación, la distancia recorrida y el tipo de cada vehículo en tiempo real, lo que permitirá aplicar un régimen de cobro minucioso, por lo que se podrá adoptar un régimen de cobro más detallado que permita cambiar el punto de facturación y ajustar la facturación por distancia recorrida. El sistema también puede proporcionar a los conductores información útil en tiempo real, sobre la circulación vehicular y de personas e información meteorológica. Se espera que este sistema sea aplicado en diversos campos, incluyendo el turismo y la prevención de catástrofes<sup>442</sup>.

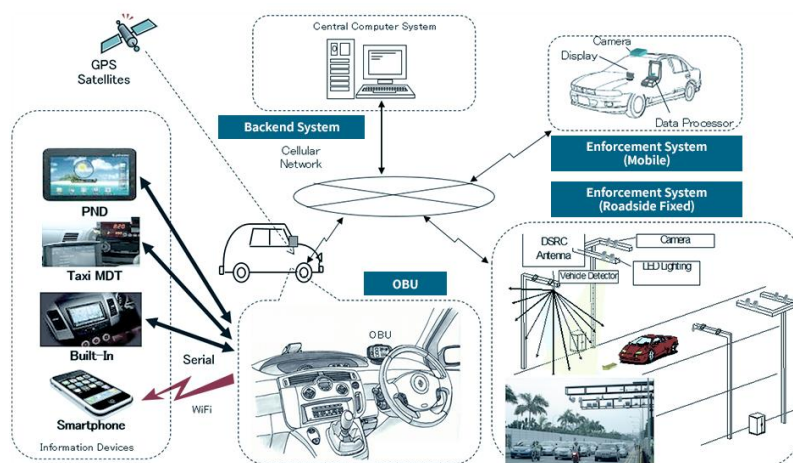


Figura 8-6 Esquema del Sistema ERP de Nueva Generación<sup>443</sup>

##### ● Agentes y casos prácticos

Sólo un número limitado de ciudades ha introducido tasas adicionales en hora pico para algunas zonas específicas, como Londres (Reino Unido), Estocolmo y Gotemburgo (Suecia), Singapur y Milán (Italia), etc<sup>444</sup>.

<sup>442</sup> Sitio web de Mitsubishi Heavy Industries Machinery Systems [https://www.mhi-ms.com/jp/research/sip/highlight/column\\_0003.html#comResearchAnkLink02](https://www.mhi-ms.com/jp/research/sip/highlight/column_0003.html#comResearchAnkLink02)

<sup>443</sup> Ídem.

<sup>444</sup> El mecanismo de cobro del peaje difiere de una ciudad a otra. Por ejemplo, los peajes se cobran a través del colector de peaje a bordo (OBU) como el sistema de ERP de Singapur, o mediante la lectura del número de la placa del vehículo desde una cámara de vigilancia (Londres).

Por ejemplo, en Londres se han establecido Zonas de Tasas por Congestión (CCZ) y Zonas de Bajas Emisiones (ULEZ)<sup>445</sup> dentro de la ciudad. Se cobran 15 libras por día a los conductores por pasar por las zonas de CCZ<sup>446</sup> y, 12.5 libras (ULEZ) por día si no cumplen las normas de emisiones. El sistema de cobro funciona mediante cámaras de vigilancia que leen el número de las placas de los vehículos que circulan por las zonas, que luego se cotejan con una Base de Datos de los datos de vehículos registrados en el Reino Unido<sup>447</sup> y proceder al cobro correspondiente.

Aunque las mayores causas de la contaminación atmosférica en Londres están vinculadas con el tráfico, en febrero de 2017 solo el 39% de los vehículos cumplían las normas de emisiones. Ante esta situación, se establecieron las zonas ULEZ en la ciudad de Londres en abril de 2019, el número de vehículos que cumplen dicha norma ha aumentado a más del 80%. También la medida ha contribuido a una reducción del 44% del dióxido de nitrógeno medido en los bordes de las carreteras<sup>448</sup>.

Como se refirió anteriormente, en Singapur se ha introducido el ERP de la empresa Mitsubishi Heavy Industries Machinery Systems, Ltd., el cual conllevó a reducir la congestión del tráfico entre un 8 y un 13% menos (según los resultados de la medición en 1998)<sup>449</sup> en comparación con el periodo anterior a la instalación (1995). En marzo de 2014, el gobierno de Singapur anunció la introducción del “ERP de nueva generación”, el primer sistema de facturación del mundo basado en el GNSS, y la empresa MHIMS tiene como objetivo la introducción del mismo a gran escala. El actual sistema de tarificación de las carreteras de Singapur está sujeto a revisiones periódicas, pero los criterios de revisión no se basan en la cantidad de ingresos (procedentes del cobro de peajes por parte del gobierno) sino en el mantenimiento de los niveles de servicio. En otras palabras, los peajes se ajustan a las reglas que no tienen relación con el contexto político. Esto ha motivado al pueblo a tener confianza y apoyar el sistema de la tarificación vial<sup>450</sup>.

## ● Hacia la introducción de las soluciones

Uno de los retos técnicos del ERP de nueva generación es la medición precisa de la posición. Dado que el posicionamiento por satélite solamente está sujeto a errores, es necesario utilizar otras tecnologías inalámbricas para mejorar el sistema de localización de vehículos. Además, dada la importancia de esta infraestructura de transporte vial, se requieren medidas rigurosas de la seguridad informática que puedan resistir los ciberataques<sup>451</sup>.

Además de la ERP de nueva generación, al aplicar la tarificación vial, es necesario tomar medidas y consideraciones para quienes se debe evitar el cobro adicional (incluyendo a los que

---

<sup>445</sup> Dentro de las zonas ULEZ, los vehículos, las motocicletas, las furgonetas y otros vehículos especiales (hasta 3.5 toneladas) y los minibuses (hasta 5 toneladas) deben cumplir las normas de emisiones de la ULEZ o pagar 12.5 libras. (Transport for London <https://tfl.gov.uk/modes/driving/ultra-low-emission-zone/ulez-expansion?cid=ulez-2021>)

<sup>446</sup> Transport for London <https://tfl.gov.uk/modes/driving/congestion-charge>

<sup>447</sup> Transport for London “ULEZ está expandiéndose a las carreteras del norte y del sur”

<sup>448</sup> Ídem.

<sup>449</sup> <http://www.nikkoken.or.jp/pdf/symposium/JRCTP20191028hayakawa.pdf>

<sup>450</sup> Foro Internacional del Transporte, OECD (2018) “El impacto social de las tarifas viales”

<sup>451</sup> Sitio web de Mitsubishi Heavy Industries Machinery Systems [https://www.mhims.com/jp/research/sip/highlight/column\\_0003.html#comResearchAnkLink02](https://www.mhims.com/jp/research/sip/highlight/column_0003.html#comResearchAnkLink02)



no se debe imponer un cargo adicional debido a su nivel de ingresos). Los estratos sociales en cuestión pueden cambiar del coche privado al transporte público, por lo que sería ideal combinarse con otras acciones o planes para aumentar el número de servicios de transporte público. Si los precios del transporte públicos son bajos y la tasa de utilización es alta, se sugiere analizar la posibilidad de fijar los precios máximos para el transporte público, en vez del cobro adicional. Sin embargo, para esta medida alternativa, se debe asegurar que se cobra un margen que podría obtenerse mediante el cobro adicional. También hay opiniones que alegan la necesidad de realizar una gran inversión en otras infraestructuras, además del transporte público, destinadas a los peatones y las bicicletas<sup>452</sup>.

- **Situación y retos en Ecuador**

La gestión del tráfico en las zonas urbanas de Ecuador, especialmente en Quito, es muy crítica. La ERP es un medio eficaz para reducir la congestión. Además, dado que actualmente no hay instalaciones para el cobro de peajes, podría considerarse la introducción de un ERP de nueva generación que no requiera pórticos.

#### (5) Logística con drones

- **Descripción general de las soluciones y tecnologías utilizadas**

La logística con drones es una de las formas más rápidas de la entrega de mercancías ya que evade la congestión vial. Los estudios han demostrado que la logística con drones puede reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> en comparación con el reparto por camión, pero cumpliendo ciertas condiciones como distancia de vuelo relativamente corto y un número reducido de destinos<sup>453</sup>. Es un método adecuado para entregas pequeñas, con cargas menores que van desde unos pocos kilogramos hasta 20 kilogramos. Ha habido casos que han atraído la atención mundial para la entrega de medicamentos en emergencia.

- **Agentes y casos prácticos<sup>454</sup>**

Una de las empresas más conocidas para los envíos médicos de emergencia es la estadounidense Zipline. La empresa trabajó con el gobierno de Ruanda en 2017 y se convirtió en la primera compañía del mundo en integrar la tecnología de los drones en el sistema sanitario con la entrega de sangre e insumos médicos a los hospitales de las provincias del sur y el oeste del país. Los principales agentes de ese servicio coinciden con la transportación de mercancías pequeñas cuyo peso oscila entre 3 y 6 libras (aproximadamente, 1.4-2.7kg), y la distancia del vuelo corta.

---

<sup>452</sup> Foro Internacional del Transporte, OECD (2018) “El impacto social de las tarifas viales”

<sup>453</sup> Tareas encargadas para la promoción y práctica del reparto con vehículos aéreos no tripulados en zonas despobladas, etc., contribuyendo a la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> en el año fiscal 2008 (Informe de obras encargadas por el Ministerio de Medio Ambiente)

<sup>454</sup> Véase el Anexo I para ver un listado de los agentes (ejemplos).

- Hacia la introducción de las soluciones

Para promover el uso de drones, es importante establecer una normativa que garantice la seguridad de las operaciones. También es importante garantizar la rentabilidad del negocio, ya que, hasta la fecha, su servicio es limitado al transporte de mercancías pequeños y ligeros.

- Situación y retos en Ecuador

Unos estudios han demostrado que el efecto de reducción del CO<sub>2</sub> sólo se produce en determinadas condiciones, por lo que se juzga que la logística de los drones no es una medida de alta prioridad para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>.

## (6) Uso de gemelos digitales

- Descripción general de las soluciones y tecnologías utilizadas

En la industria del petróleo, el gas y los productos químicos, algunas grandes empresas están utilizando los gemelos digitales que son los modelos de simulación que reflejan los sensores y los datos del IoT en tiempo real, a fin de mejorar la eficiencia de sus procesos de producción. Se han visualizado como efectos positivos, el aumento de la producción y una reducción significativa de las horas de trabajo. Se espera que estas mejoras operacionales reduzcan no sólo los costos, sino también contribuyan a la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> gracias a la reducción del consumo del combustible.

- Agentes y casos prácticos<sup>455</sup>

En la industria petrolera se están utilizando gemelos digitales en las instalaciones como las plataformas petrolíferas<sup>456</sup> y sus operaciones. La gran empresa británica BP también ha utilizado gemelos digitales en algunos de sus centros, logrando el aumento de producción y la reducción de los procesos operacionales. En las operaciones petrolíferas de BP en el Mar del Norte, diariamente se conducen unos 200,000 barriles de petróleo hacia complejos oleoductos e infraestructuras de procesamiento a través de miles de kilómetros de pozos y tuberías ascendentes. La toma de decisiones sobre las válvulas a abrir, presión a aplicar y cantidad del agua a inyectar, etc., son fundamentalmente importantes para garantizar una producción segura y óptima.

Hasta ahora, estas decisiones dependían de los conocimientos y la experiencia de los ingenieros petroleros, pero ahora el sistema de gemelos digitales desarrollado por BP, llamado “APEX”, está programado con los datos, los caudales y las presiones de cada uno de los pozos de BP, y puede realizar simulaciones sofisticadas para la toma de decisiones. Hablando concretamente, APEX simula el impacto de los procedimientos de ajuste potenciales de los parámetros como el caudal y la presión, y explora la forma del ajuste que deben ejecutar los ingenieros a fin de garantizar una producción segura y optimizada. El programa APEX está provista de un sistema de

---

<sup>455</sup> Ídem.

<sup>456</sup> Una Plataforma petrolera es una estructura instalada en alta mar que albergan los trabajadores y la maquinaria necesaria para perforar, explotar y producir el petróleo y otros materiales desde el fondo del mar.

supervisión capaz de detectar las anomalías cada hora. Estas simulaciones y controles, antes realizadas por los ingenieros, se llevan a cabo con mayor eficiencia con el uso de APEX, y esto ha permitido aumentar la producción (30,000 barriles/diario, total de la producción mundial) además de reducir el tiempo de procesos, de 24 horas a 20 minutos<sup>457</sup>.

- **Hacia la introducción de las soluciones**

Es evidente que los gemelos digitales han contribuido al aumento de la producción y la eficiencia operacional. Sin embargo, hay que verificar su impacto en la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> (es decir, efectos de retorno de la inversión).

- **Situación y retos en Ecuador**

El sector petrolero representa una parte importante de los ingresos de Ecuador (Véase 2.3.4), ya que el crudo representa el 90.7% de la producción de energía primaria (Véase la Figura 4-3). Al mismo tiempo, dada la posición del sector como consumidor final de energía (industria), es probable que el impacto de las mejoras de eficiencia en el sector sea significativo. Por otro lado, hay que analizar también el impacto de las bajas emisiones de carbono en el sector petrolero.

## (7) Plataformas digitales para la visualización de la distribución de CO<sub>2</sub>

- **Descripción general de las soluciones y tecnologías utilizadas**

La captura, utilización y almacenamiento de CO<sub>2</sub> (CCUS) está atrayendo la atención de Estados Unidos, Japón y otros países como forma de ayudar a reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>. El Departamento de Energía de EE. UU. ha destinado hasta 131 millones de dólares a proyectos de investigación y desarrollo del CCUS, ponderando su importancia en cuanto a las emisiones de CO<sub>2</sub> desde el sector industrial, además de las centrales eléctricas<sup>458</sup>. Japón también ha puesto en marcha la Red de CCUS en Asia<sup>459</sup> en 2021 como una plataforma internacional de la industria, la academia y el gobierno para compartir conocimientos y crear un entorno para el uso de CCUS en toda Asia. Además de los 10 países de la Asociación de las Naciones de Asia Sudoriental (ASEAN), Estados Unidos, Australia y Japón, ya participan en la red más de 100 organizaciones internacionales, empresas, instituciones financieras e institutos de investigación<sup>460</sup>.

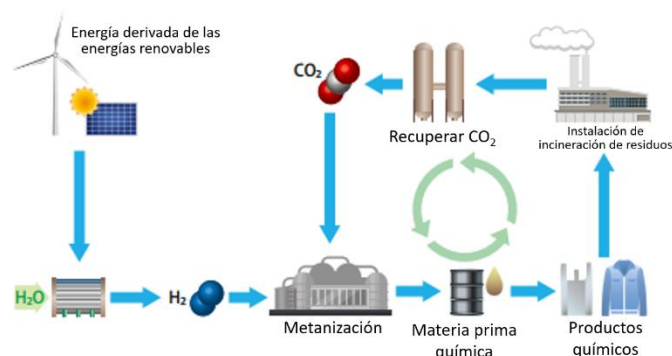
---

<sup>457</sup> <https://www.bp.com/en/global/corporate/news-and-insights/reimagining-energy/apex-digital-system.html>

<sup>458</sup> Departamento de Energía (DOE, por sus siglas en inglés) <https://www.energy.gov/articles/us-department-energy-announces-131-million-ccus-technologies>

<sup>459</sup> <https://www.asiaccusnetwork-eria.org/>

<sup>460</sup> Ministro de Economía, Comercio e Industria de Japón <https://www.meti.go.jp/press/2021/06/20210622005/20210622005.html>



Fuente: Datos del Ministerio de Medio Ambiente del Japón<sup>461</sup>

Figura 8-7 Imagen del Ciclo de Carbono Mediante su Captura y Almacenamiento

En la actualidad, todavía las oportunidades del uso de DX en CCUS son limitadas, pero se están impulsando las iniciativas encaminadas hacia la transformación en una nueva sociedad en la que el CO<sub>2</sub> sea utilizada como un recurso valioso, mejorando la eficiencia de la cadena de valor de la captura, el transporte, el almacenamiento, la distribución y la conversión del CO<sub>2</sub> utilizando cadena de bloques, IA y otras tecnologías.

- Agentes y casos prácticos

Mitsubishi Heavy Industries (MHI) e IBM Japón han colaborado para crear una plataforma digital basada en cadena de bloques, CO2NNEXTM, que utiliza el CO<sub>2</sub> como recurso valioso, y trabajan conjuntamente para hacer visible la cadena de valor del CCUS en el ciberespacio. En el mundo real, la cantidad total de CO<sub>2</sub> recolectado, la cantidad transferida, la cantidad comprada, la cantidad almacenada, etc., se visualizan en fases separadas. Al conectar y mostrar de manera visible estas fases del ciclo de CO<sub>2</sub>, será posible verificar los resultados en términos de inversión y costos. El proyecto también pretende poner en contacto a los vendedores (emisores) y compradores de CO<sub>2</sub>, y explorar nuevas formas de su utilización en la industria, la agricultura, los combustibles, etc. La prueba de concepto (PoC) se pondrá en marcha a partir de mayo de 2021<sup>462</sup>.

- Hacia la introducción de las soluciones

La plataforma para el uso del CO<sub>2</sub> como recurso valioso todavía está en fase demostrativa y no puede llevar a la práctica inmediatamente. No obstante, si se visualiza que existe la posibilidad de expandir el CCUS, el primer paso será empezar por considerar el alcance de la expansión del CCUS. Este tipo de iniciativa conllevará a aumentar la capacidad de respuesta del CCUS a futuros esquemas de desarrollo como la plataforma referida anteriormente.

- Situación y retos en Ecuador

En América del Sur, hay una iniciativa llamada “Proyecto LULA” para la captura y el

<sup>461</sup> Ministerio de Medio Ambiente (2019) “Implementar CCUS para lograr la sociedad de la neutralidad de carbono”

<sup>462</sup> IBM Japón <https://jp.newsroom.ibm.com/2021-05-06-Digital-platform-for-visualizing-CO2-distribution>

almacenamiento del CO<sub>2</sub> (CAC) en Brasil. Tiene una capacidad anual de captura de CO<sub>2</sub> de 1 millón de toneladas y utiliza el CO<sub>2</sub> contenido como impurezas en el gas producido durante la extracción de petróleo para la Recuperación Mejorada del Petróleo (EOR) submarino<sup>463</sup>. En Ecuador, la implementación de las plataformas digitales referidas anteriormente todavía tomará tiempo, pero como paso previo, se podría considerar la promoción de un proyecto de CAC como el que se implementó en Brasil.

## (7) Sistemas de gestión de la energía (EMS)

### ● Descripción general de las soluciones y tecnologías utilizadas

En cuanto al Sistema de Gestión de la Energía (EMS), que visualiza y optimiza el control del consumo energético en edificios y viviendas, también está experimentando la sofisticación tecnológica gracias al uso de nuevas tecnologías digitales como la IA y el IoT. También se está avanzando la aplicación de la tecnología de desagregación, que permite comprender los datos de consumo de electricidad de cada aparato, como se ha referido en el apartado sobre los sistemas de previsión de la oferta y la demanda de electricidad mediante la IA. Los sistemas para empresas y edificios comerciales se denominan Sistemas de Gestión de la Energía para Edificios (BEMS), y los de edificios residenciales, Sistemas de Gestión de la Energía para Viviendas (HEMS). Estos sistemas desempeñan un papel importante en la realización de edificios de energía neta cero (ZEB) y casas de energía neta cero (ZEH), cuyo objetivo es reducir el balance de energía primaria consumida en los edificios a prácticamente cero mediante el ahorro de energía y las energías renovables. El Sistema Comunitario de Gestión de la Energía (CEMS) utilizado en las microrredes también se basa en los datos de consumo de la electricidad recopilados a través de BEMS y HEMS.

El EMS utiliza los datos recogidos del funcionamiento del aire acondicionado, la iluminación y otras instalaciones y equipos de demanda; los datos recogidos de los sensores de temperatura/humedad y los sensores de movimiento instalados en las habitaciones; los datos meteorológicos y; los datos de la tarifa eléctrica, etc. A partir de estos datos, la IA aprende los patrones de demanda para informar y controlar automáticamente el uso óptimo de la energía. Además, al conectarse con las fuentes de energía solar fotovoltaica, a las baterías de almacenamiento y a los vehículos eléctricos, la IA recargará las baterías de almacenamiento y los vehículos eléctricos en los momentos en que las tarifas eléctricas sean bajas, al tiempo que maximizará el autoconsumo de la energía solar fotovoltaica en función del pronóstico de la generación de energía renovable, las previsiones de demanda y el estado de recarga de las baterías de almacenamiento. Además, si el sistema participa en VPP/DR, también se puede realizar un control optimizado como la descarga de las baterías durante los periodos de precios altos. Como resultado, el EMS contribuye al ahorro energético en edificios y casas, al funcionamiento eficiente de las fuentes solares fotovoltaicas y las baterías de almacenamiento y, por último, a la reducción

---

<sup>463</sup> Recuperación Mejorada del Petróleo (EOS: Enhanced Oil Recovery). Se refiere al método de extracción del petróleo con eficacia.

de las facturas de electricidad para los consumidores.

- Agentes y casos prácticos<sup>464</sup>

En cuanto a los sistemas que utilizan la IA para el control óptimo de los recursos energéticos que poseen los usuarios, como las baterías de almacenamiento, el aire acondicionado y la iluminación, además de los agentes que ya llevan tiempo manejando los BEMS/HEMS, varias empresas emergentes de IA también han incursionado en este campo.

Grid Edge, una empresa incipiente con sede en el Reino Unido fundada en 2016, está desarrollando un sistema con la IA para la gestión del uso de la energía para edificios. El Flex 2 X desarrollado por esta empresa combina los datos existentes del sistema de gestión de edificios (BMS)<sup>465</sup> con otros datos, como los meteorológicos, y utiliza la IA en la nube para analizar el uso óptimo de energía del edificio en tiempo real. El sistema es capaz de predecir el uso de energía en el edificio hasta las próximas 24 horas en adelante, y decide cuándo aumentar o disminuir la demanda de electricidad desplazando los tiempos de funcionamiento de las instalaciones y equipos, los tiempos de recarga de las baterías de almacenamiento y de los vehículos eléctricos, tomando en cuenta también las tarifas eléctricas según los rangos de horas y otros factores. En consecuencia, se espera que el sistema reduzca el costo del uso de la energía hasta un máximo de 10% de los precios de la tarifa eléctrica convencional. Además, se generen nuevos ingresos a través de la participación de la RD. También, se ha confirmado que el desplazamiento de la carga puede reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> hasta un 40%. El sistema se ha desarrollado con el apoyo del Departamento de Negocios, Energía y Estrategia Industrial del Reino Unido (BEIS) y se está utilizando en los ensayos demostrativos de V2G y ciudades inteligentes<sup>466</sup>.

Moixa, otra empresa emergente británica fundada en 2004 ofrece un EMS para hogares que incluyen baterías de almacenamiento inteligentes. Los acumuladores inteligentes están equipados con una función de IA llamada Grid Share. Grid Share es capaz de planificar el uso óptimo de la energía en el hogar, tomando en cuenta varios factores, tales como la cantidad de la energía generada y los patrones de consumo de la energía, el pronóstico meteorológico y las tarifas eléctricas por rango de horas durante el día, así como el momento de recargar los acumuladores con la electricidad generada por el sistema solar fotovoltaico y el suministro de electricidad desde la red convencional. Además, los clientes pueden comprobar el estado del consumo energético en tiempo real desde sus ordenadores o teléfonos inteligentes. Se calcula que la introducción de baterías inteligentes puede reducir la factura eléctrica hasta en un 50%. El sistema ya se ha instalado en más de 1,000 hogares del Reino Unido<sup>467</sup>. La empresa también participa en el proyecto “Smart Energy Islands”<sup>468</sup> en las Islas de Scilly, en el suroeste de Inglaterra, donde está

---

<sup>464</sup> Véase el Anexo I para ver un listado de los agentes (ejemplos).

<sup>465</sup> Se refiere a un sistema que proporciona información en tiempo real sobre el uso de la energía. Las instalaciones y otros datos necesarios para el funcionamiento y la gestión energética de un edificio.

<sup>466</sup> Sitio de la compañía, <https://gridedge.ai/>; IEA “Estudio de caso: inteligencia artificial para construir sistemas de gestión de energía” (junio 20, 2019)

<sup>467</sup> Sitio web de la compañía, <https://www.moixa.com/>

<sup>468</sup> Hitachi, Ltd. también participa en el Proyecto.

probando un EMS que integra 100 hogares y 190 empresas. Las Islas de Scilly, que albergan a unos 2,000 habitantes, dependen en gran medida de combustibles fósiles como la electricidad y el queroseno. Se ha fijado como meta reducir su factura eléctrica en un 40% de aquí a 2025, cubriendo el 40% de la demanda eléctrica por las energías renovables hasta 2025 y sustituyendo el 40% de los vehículos por los vehículos con bajas emisiones de carbono como vehículos eléctricos<sup>469</sup>.

- **Hacia la introducción de las soluciones**

Un gran número de productos de EMS ya se ha puesto en utilización práctica, por lo que se supone que existen pocos problemas técnicos. Sin embargo, para que los usuarios de la energía eléctrica puedan disfrutar de la reducción de la factura eléctrica como beneficio de la introducción de los EMS, se deben existir algunas condiciones previas como tener instalados los sistemas de generación solar fotovoltaica y las baterías de almacenamiento; que el costo de la energía suministrada por la red eléctrica es alto en comparación con el autoconsumo de la energía generada por los sistemas solares fotovoltaicos o suministrada por las baterías de almacenamiento, y que las tarifas eléctricas de la red establece tarifas diferenciadas por rango de horas. También es preferible que existan regímenes de VPP/DR como medio de generar ingresos adicionales mediante el control óptimo de los recursos energéticos propios de los usuarios.

- **Situación de la Introducción y Retos en Ecuador**

La introducción del EMS podría contribuir a la mejora y promoción del ahorro y la eficiencia energética de los edificios industriales, comerciales y residenciales en Ecuador. Sin embargo, debido a pocos avances en la introducción del sistema de generación solar fotovoltaica y la batería de almacenamiento en el lado de la demanda, así como de las tecnologías VPP y RD, será poco beneficioso que los mismos consumidores inviertan directamente en el equipamiento del EMS. En cambio, será necesario el apoyo del gobierno para el fomento del EMS.

## (8) Plataformas de comercio de electricidad Peer-to-Peer (P2P)

- **Descripción general de las soluciones y tecnologías utilizadas**

A medida que avance la introducción de las fuentes de energías renovables distribuidas, las baterías de almacenamiento y los vehículos eléctricos en el lado de la demanda, el método de distribución de la electricidad podría cambiar drásticamente. Frente al actual suministro unilateral de electricidad por parte de las compañías eléctricas, se está empezando a hablar de una nueva forma de comercio de electricidad denominada P2P (Peer-to-Peer), en la que los consumidores compran y venden directamente el excedente de la energía solar fotovoltaica generada o la almacenada en baterías de almacenamiento. El comercio de energía P2P se refiere generalmente a la venta directa de electricidad a un consumidor en una plataforma del comercio eléctrico, por

---

<sup>469</sup> Sitio web de Hitachi Social Innovation, <https://social-innovation.hitachi/ja-jp>; Sitio web de Moixa, <https://www.moixa.com/>

parte de una empresa o individuo (llamado “prosumidor”) que posee sistema de energía renovable o baterías de almacenamiento. Pero también hay otros métodos. Por ejemplo, un tercero, como proveedor minorista de electricidad, actúa como intermediario, o el de consolidar la electricidad desde múltiples prosumidores y distribuirla a los consumidores<sup>470</sup>.

El comercio de energía bajo la modalidad de P2P conducirá a un mejor uso de los excedentes de la energía solar fotovoltaica en el lado de la demanda. Mientras la tendencia mundial está encaminando hacia el fin de los regímenes FIT y la reducción de los precios de compra, así como se observa la aparición de prosumidores que han llegado al final de su plazo en el marco de estos regímenes, se espera que el comercio por P2P constituye una nueva fuente de ingresos para los prosumidores y que el mismo actúe como incentivo para instalar sistemas de energías renovables. A los consumidores que no puedan instalar sistemas de energía renovable por sí mismos, por ejemplo, en viviendas múltiples, la plataforma P2P les darán oportunidades de elegir y comprar electricidad procedente de fuentes renovables. Además, dado que el comercio de electricidad P2P funciona básicamente bajo el concepto de “producción local para consumo local”, es decir, la distribución de electricidad se realiza en torno a su propio sistema o las líneas de distribución, se espera que este tipo de comercio reduzca el impacto de la penetración de una gran cantidad de energías renovables en las redes de transmisión y de las pérdidas de transmisión en el lado de la demanda.

La cadena de bloques (cadena de bloques) constituye elemento esencial para viabilizar el comercio de electricidad P2P. Mediante el uso de cadena de bloques, cuyos datos son extremadamente difíciles de falsificar, los registros de transacciones, como la cantidad de electricidad comprada y vendida entre prosumidores y consumidores, pueden gestionarse de forma segura y precisa sin necesidad de tener un administrador central. Las cadenas de bloques también son menos costosas que construir y gestionar los sistemas centralizados, ya que los participantes descentralizados guardan y aprueban conjuntamente los registros de las transacciones. Las cadenas de bloques también pueden permitir la aplicación de los contratos inteligentes, que ejecutan automáticamente los contratos basados en términos y condiciones predeterminados, reduciendo así la cantidad de trabajo involucrado en las transacciones de electricidad y de igual manera, se toma menos tiempo de liquidación. De esta manera, se considera que cadena de bloques sea ideal para el comercio de electricidad P2P, donde se realizan muchas transacciones pequeñas. Además, se espera que sea utilizado no sólo para la simple distribución de electricidad, sino también para añadir valor a la energía renovable, por ejemplo, midiendo su valor medioambiental (por ejemplo, el valor de la energía renovable en término de la reducción de las emisiones de carbono) y emitiendo tokens para la certificación de dicho valor<sup>471</sup>.

#### ● Agentes y casos prácticos<sup>472</sup>

<sup>470</sup> Nikkei Energy NEXT “Examinamos hasta dónde puede llegar el comercio de electricidad P2P con el sistema actual” (octubre 30, 2019)

<sup>471</sup> Investigación y Consultoría Mitsubishi UFJ (2019) “La tecnología Blockchain ¿generará innovación en el sector energético?; Centro japonés de investigación en energía y economía (2019) “Uso de tecnología Blockchain en el sector energético”; coindesk JAPAN “¿Por qué la tecnología blockchain está ganando terreno en el comercio de electricidad?” (mayo 4, 2019)

<sup>472</sup> Véase el Anexo I para ver un listado de los agentes (ejemplos).



El desarrollo de las plataformas de comercio P2P está siendo impulsado por empresas emergentes. En Japón, Tokyo Electric Power Company, Toyota Motor Corporation y otras empresas han realizado ensayos demostrativos conjuntos. Mitsubishi Electric Corporation y el Instituto de Tecnología de Tokio han desarrollado la tecnología de cadena de bloques como base para una plataforma de comercio de electricidad P2P.

La plataforma de comercio eléctrico P2P es una iniciativa que atrae mucha atención de los interesados y se han realizado ensayos demostrativos en todo el mundo, aunque sólo algunas, como PowerPeers, han llegado a una fase práctica. Un pionero en esta tecnología es Brooklyn Microgrid, en el Estado de Nueva York, Estados Unidos. Desde abril de 2016, LO3 Energy, empresa emergente estadounidense, lleva a cabo un ensayo demostrativo en el barrio de Brooklyn en la ciudad de Nueva York, utilizando cadena de bloques para intercambiar el excedente de la energía solar fotovoltaica entre los residentes del barrio. A través de una aplicación móvil exclusiva, los prosumidores pueden elegir entre vender su excedente fotovoltaico a otros consumidores de la comunidad o intercambiarlo con la compañía eléctrica a través de la medición neta. Los consumidores que no tienen sistemas de generación solar fotovoltaica pueden comprar el excedente de la energía fotovoltaica de los prosumidores locales según un presupuesto establecido en la aplicación móvil<sup>473</sup>. El proyecto utiliza el sistema de distribución de energía existente, sin necesidad de instalar líneas privadas, y utiliza cadena de bloques para verificar el balance entre la cantidad de electricidad consumida y la cantidad de excedente fotovoltaico medido por los contadores instalados en los hogares de los participantes<sup>474</sup>.

En América del Sur, Colombia está llevando a cabo un ensayo demostrativo del comercio de electricidad P2P en Medellín, la segunda ciudad del país. El proyecto es una colaboración entre la Universidad EIA de Colombia y el University College London del Reino Unido. El grupo objeto está compuesto por 13 hogares y un centro comunitario. Se han instalado sistemas de generación fotovoltaica en el tejado de los 3 hogares y el centro comunitario para intercambiar el excedente de electricidad con los hogares de mayores ingresos. En Colombia, de 50 a 70% de los consumidores de electricidad que pudieran demandar de la energía fotovoltaica no pueden instalar los sistemas fotovoltaicos en sus tejados, especialmente los que viven en complejos de apartamentos. En tal circunstancia, se espera que el comercio de electricidad P2P proporcione un medio para que más residentes tengan acceso a la energía renovable<sup>475</sup>.

En Asia, se llevó a cabo un ensayo demostrativo del comercio de electricidad P2P en Malasia, en la que participó la compañía eléctrica estatal Tenaga Nasional Berhad (TNB), entre noviembre de 2019 y junio del año siguiente. La demostración permitió a los prosumidores que posean sistemas fotovoltaicos vender su excedente de electricidad a la TNB o a otros consumidores participantes a través de una plataforma de comercio de electricidad basada en cadena de

---

<sup>473</sup> Sitio web de Brooklyn Microgrid <https://www.brooklyn.energy/>

<sup>474</sup> Denki Shimbun “Ha comenzado el desafío de los mercados energéticos locales en la era de la energía descentralizada” (agosto 16, 2019)

<sup>475</sup> IRENA (2020) “Informe de panorama de innovación: comercio de electricidad P2P”; EIA et al., (2020) “¿Colombia podría liderar la revolución de la energía P2P?”; Sitio web de Transactive Energy Colombia <https://www.transactive-energy.co/>

bloques<sup>476</sup>. En este ensayo se utilizó una plataforma de comercio eléctrico desarrollado por la empresa Power Ledger<sup>477</sup>.

En Japón, la Universidad de Tokyo, Toyota Motor Corporation y TRENDE, una empresa financiada por TEPCO Holdings<sup>478</sup> y otros, llevó a cabo conjuntamente un ensayo demostrativo del comercio de electricidad P2P utilizando IA y cadena de bloques durante aproximadamente un año desde junio de 2019. En este ensayo, se estableció una plataforma de comercio de electricidad con la participación de un laboratorio de investigación de Toyota Motor Corporation y 20 hogares de los empleados de la empresa que se encuentran en los alrededores del laboratorio. Además, se incorporó un actor nuevo denominado como “agente de comercio de electricidad” que utiliza la IA para predecir el consumo de electricidad, la generación y la demanda de la energía solar fotovoltaica, y facilitar las negociaciones del comercio de la electricidad (Véase el Cuadro 8-5). Se prepararon tres tipos de agentes comerciales de electricidad para cada uno de los grupos objeto del ensayo: empresas, hogares y vehículos (PHV). Doce de los 20 hogares son simples consumidores de electricidad sin sistema fotovoltaico, mientras que los ocho restantes son prosumidores que tiene sistema fotovoltaico (algunos tienen también baterías). Se mantiene el registro de las transacciones en la plataforma mediante cadena de bloques, incluyendo los datos sobre los vendedores y compradores, la cantidad de electricidad vendida o comprada. Los resultados del ensayo mostraron que la compra y venta de la electricidad a precios variables en función de la oferta y la demanda mejora la balanza de pagos de los hogares en un promedio de 6.1% para los consumidores, el 18% para los prosumidores y el 25.4% para los vehículos individuales, en comparación con la compra de electricidad únicamente de la compañía eléctrica<sup>479</sup>.

**Cuadro 8-5 Funciones del agente del comercio de electricidad**

Medición	Obtener los datos de medición a través del controlador HEMS tales como la cantidad de energía generada por los paneles fotovoltaicos; las cantidades de los flujos normales e inversos de los disyuntores principales y; la tasa de carga, la cantidad de carga y descarga y el modo de batería de los acumuladores.
Previsión	Previsión de la demanda futura de electricidad utilizando el aprendizaje automático basado en los datos de medición
Licitación	Determinar el volumen de compra y venta de la electricidad en función de los datos de la previsión y llevar a cabo la licitación en una plataforma de comercio de electricidad
Control	Controlar las operaciones de las baterías
Transacciones Directas	Facilitar las transacciones directas de la venta y compra de la electricidad entre los agentes de los hogares y vehículos.

Fuente: Nota de Prensa, TRENDE<sup>480</sup>

## ● Hacia la introducción de las soluciones

La realización del comercio P2P requerirá inversiones en infraestructura en el lado de la

<sup>476</sup> Sitio web de SEDA <http://www.seda.gov.my/2020/11/malaysias-1st-pilot-run-of-peer-to-peer-p2p-energy-trading/>

<sup>477</sup> IRENA (2020) “Informe de panorama de innovación: comercio de electricidad P2P”

<sup>478</sup> Inversión a través de TEPCO Ventures, Inc., una filial de Tokyo Electric Power Company Holdings que posee 100% de sus acciones.

<sup>479</sup> Boletín de prensa de TRENDE (noviembre 13, 2020) <https://trende.jp/news/press/20201113/>; Nikkei xTECH “La tecnología Blockchain es efectiva en el comercio de energía P2P”; Nakai (TRENDE) (octubre 9, 2019)

<sup>480</sup> Boletín de prensa de TRENDE (noviembre 13, 2020) <https://trende.jp/news/press/20201113/>

demanda conjuntamente con los prosumidores, para medir la generación fotovoltaica, el flujo inverso y el consumo de electricidad, en adición de algunos casos que requerirán además de la instalación de líneas propias. Si la electricidad se va a comercializar a través de líneas propias, también se necesitarán infraestructuras para ajustar la oferta y la demanda dentro del área de incidencia, como en una microrred.

Por otro lado, existen fuertes barreras institucionales. El sistema actual que se basa en el suministro unilateral de electricidad por parte de las compañías eléctricas, por lo que no contempla la distribución de electricidad entre los consumidores, por lo que puede haber problemas para habilitar un comercio de la electricidad, por ejemplo, como la falta de una tarifa establecida para el uso de las redes de distribución existentes. Además, si el comercio de electricidad P2P reduce la cantidad de electricidad suministrada por las grandes centrales eléctricas y los sistemas de transmisión y distribución, existe la posibilidad de que las tarifas eléctricas de otros consumidores que no tienen acceso al comercio de electricidad P2P se incrementen para recuperar su inversión.

Cuando se llega a la fase de una amplia implementación de la plataforma de comercio de electricidad P2P, se prevé que la cadena de bloques presentaría ciertos desafíos técnicos. Una de las principales ventajas de la cadena de bloques es la dificultad de manipular los datos, no obstante, esto significa que no se pueden añadir los elementos de datos ni corregir los errores del sistema. Cuando se tenga que revisar la cadena de bloques, hay que interrumpirlo y reconstruirlo. Las cadenas de bloques también crean y almacenan registros de transacciones en la red en unidades denominadas “bloques”. Otro problema ya visualizado es que a medida que aumenta el volumen de transacciones, resultaría imposible completar la creación de bloques en el tiempo necesario<sup>481</sup>.

#### ● Situación de la introducción y desafíos en Ecuador

No hay casos confirmados de comercio de electricidad P2P en Ecuador. Aunque se presentan inconvenientes que se deban solucionar, como las mencionadas tarifas del uso de las líneas existentes, aunque si se logra viabilizar la plataforma P2P, entonces la expectativa de que la misma mejore el acceso de los ecuatorianos a la electricidad procedente de las fuentes renovables. Por otro lado, la medición neta ha sido el principal medio para promover el desarrollo de la energía fotovoltaica para el autoconsumo en Ecuador. El comercio de electricidad P2P podría ser un nuevo medio del aprovechamiento efectivo del excedente de la electricidad y servir de incentivo para promover la introducción de las energías renovables en el lado de la demanda. Además, la CNEL) que brinda servicios de distribución y comercialización de energía eléctrica, y otras empresas eléctricas no ofrecen tarifas eléctricas específicas para las energías renovables. Se espera que la plataforma P2P se convierta en una opción viable para acceder a las energías renovables para los usuarios que no pueden o tienen dificultad para instalar su propio sistema fotovoltaico en sus casas.

---

<sup>481</sup> Denki Shimbun “¿Blockchain se difunde en el sector energético?” (julio 22, 2020)

## Capítulo 9 Posibilidad de Utilización de Tecnologías Japonesas

### 9.1 Estado de Expansión de Empresas Japonesas en Ecuador y Posibilidad de Expansión Futura

#### 9.1.1. Estado de Expansión de Empresas Japonesas

El valor del comercio entre Ecuador y Japón es de 95,900 millones de yenes para las exportaciones de Ecuador y 24,600 millones de yenes para las importaciones de Ecuador en 2020, lo que resulta en un superávit comercial con Japón<sup>482</sup>. En cuanto a los principales artículos comerciales, Ecuador exporta a Japón principalmente recursos y productos agrícolas como petróleo crudo, banano, harina de pescado, astillas de madera, pescado y mariscos y vegetales congelados, mientras que importa productos industriales como equipos de transporte, maquinaria en general, acero, equipos de precisión y productos de caucho<sup>483</sup>. Asimismo, el monto total de inversión directa de Japón a Ecuador es de 3.12 millones de dólares entre 2016 y 2020<sup>484</sup>. El número de japoneses que residen en Ecuador es de 308 en 2020<sup>485</sup>.

La mayoría de las empresas japonesas que operan en Ecuador son empresas comerciales generales. Itochu Corporation y Toyota Tsusho Corporation tienen filiales locales en Ecuador y Mitsubishi Corporation y Sumitomo Corporation tienen instaladas sucursales. Estas empresas comerciales generales no realizan activamente inversión empresarial debido al alto riesgo político de Ecuador y su actividad principal es el comercio. En cuanto a los automóviles, que son los principales productos exportados de Japón a Ecuador, aunque General Motors de EE.UU., Hyundai Motor y KIA de Corea del Sur, que tienen bases de producción (ensamblaje) en Ecuador, ocupan los tres primeros puestos en la cuota de mercado, Toyota Motor Corporation, Nissan Motor Corporation y otros fabricantes de automóviles japoneses también tienen ciertas cuotas de mercado. Asimismo, en el mercado de ascensores, Mitsubishi Electric Corporation ocupa una cuota de mercado dominante a través de COHECO, su filial local 100% poseída del grupo<sup>486</sup>.

En cuanto a los resultados reales de los proyectos en el sector energético de Ecuador por parte de las empresas japonesas, Chiyoda Corporation y Sumitomo Corporation contrataron la construcción de la refinería de Esmeraldas ya hace muchos años. Esta es la refinería más grande del país y su construcción se terminó en 1977. Asimismo, en 2015, Hitachi Chemical introdujo un sistema de baterías híbridas de acumulación que combinaba baterías de plomo y ácido (4,032kWh) y baterías de iones de litio (268kWh) en las Islas Galápagos<sup>487</sup>.

#### 9.1.2. Posibilidad de Expansión Futura

Según las entrevistas con las empresas comerciales generales japonesas que operan en Ecuador,

---

<sup>482</sup> Japón Estadísticas del comercio

<sup>483</sup> Ministerio de Asuntos Exteriores (Japón) "Los datos básicos de la República del Ecuador"

<sup>484</sup> Ídem.

<sup>485</sup> Ministerio de Asuntos Exteriores (Japón) "Estudio estadístico sobre los japoneses en el extranjero"

<sup>486</sup> Según la entrevista con personas locales relacionadas, Mitsubishi ocupa el 70% del mercado de ascensores.

<sup>487</sup> Hitachi Chemical Company, Ltd. "Recibido la orden de un sistema híbrido de almacenamiento de energía para ayudar a proteger el medio ambiente en las Islas Galápagos" (agosto 31, 2015)

todas mencionaron la dificultad de la inversión directa debido al alto riesgo político de Ecuador. Incluso después de la transición al gobierno del presidente Lasso, la preocupación sobre el riesgo político de Ecuador por parte de las empresas japonesas no se ha disipado por completo, por lo cual, por el momento, la principal actividad de las empresas japonesas seguirá siendo el negocio comercial que no involucra inversión directa a gran escala.

En cuanto a los negocios relacionados con el sector energético como los de energías renovables e hidrógeno, además del alto riesgo político mencionado anteriormente, se citó como razón por la cual las empresas japonesas no podrían implementar proyectos energéticos en Ecuador el hecho de que no hay ventajas especiales en la ejecución de negocios en Ecuador desde las perspectivas del tamaño del mercado y potencial de crecimiento en comparación con los países latinoamericanos vecinos como Colombia. Considerando esta situación, cuando las empresas japonesas participen en negocios relacionados con el sector energético en Ecuador, se supone que suministrarán principalmente productos y tecnologías de Japón sin realizar inversión. Por otro lado, se escuchan voces de que si se puede esperar la participación de JICA y/o JBIC, tendrían interés en la inversión en proyectos de energías renovables, etc., por lo cual, dependiendo del apoyo que brinde el gobierno japonés, habrá posibilidades de que las empresas japonesas lleven a cabo la inversión en proyectos de energías renovables.

## 9.2 Posibilidad de Utilizar Tecnologías Japonesas para Lograr la Descarbonización del Sector Energético

A continuación, para lograr la descarbonización del sector energético se analizará la posibilidad de utilizar tecnologías japonesas en las siguientes cuatro áreas/sectores: área de generación, transmisión y distribución eléctrica, área de ahorro energético (industrial/comercial/residencial), sector transporte y área de hidrógeno.

### 9.2.1. Área de Generación, Transmisión y Distribución Eléctrica

En el Cuadro 9-1 se resumen las tecnologías japonesas que pueden ser utilizadas en el área de generación, transmisión y distribución eléctrica, en forma de respuesta a los desafíos que enfrenta el sector eléctrico ecuatoriano mencionados en el Capítulo 5.

**Cuadro 9-1 Tecnologías japonesas que pueden ser utilizadas en el sector eléctrico**

Desafíos	Medidas	Tecnologías japonesas
<ul style="list-style-type: none"> <li>La mayoría de las instalaciones de generación eléctrica con energía térmica existentes son de baja eficiencia y su costo de generación eléctrica es alto.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sustitución de instalaciones ineficientes</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Instalaciones y tecnologías de generación eléctrica con energía térmica de alta eficiencia</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Introducción de instalaciones de ciclo combinado de turbinas de gas (GTCC)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Instalaciones y tecnologías para GTCC</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mejoramiento/optimización de la operación y mantenimiento</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Servicio de operación y mantenimiento para instalaciones de generación eléctrica con energía térmica</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>En áreas remotas se suministra electricidad instalando el sistema</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reducción del costo del suministro de electricidad en</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Instalaciones y tecnologías de micro generación hidroeléctrica</li> </ul>

fotovoltaico independiente pero las tarifas cobradas no cubren los costos operativos.	áreas remotas mediante la introducción de instalaciones de micro generación hidroeléctrica	
• Las Islas Galápagos dependen de la generación eléctrica con diésel, el costo de generación eléctrica es alto y el riesgo de destrucción ambiental es alto.	• Promoción de la generación eléctrica con energías renovables y desarrollo de microrredes/minirredes en las Islas Galápagos	• Generación eléctrica con energías renovables, instalaciones y tecnologías de baterías de acumulación • Instalaciones y tecnologías de microrredes/minirredes
• Baja calidad de las instalaciones para el desarrollo de energía hidroeléctrica a gran escala por parte del capital chino, destrucción del medio ambiente natural, problema de la deuda	• Ejecución de obras de reparación a gran escala.	• Instalaciones y tecnologías de generación hidroeléctrica de alta calidad
	• Mejoramiento/optimización de la operación y mantenimiento	• Servicio de operación y mantenimiento para instalaciones de generación hidroeléctrica
• No ha progresado el desarrollo de la generación eléctrica con energías renovables excepto la generación hidroeléctrica	• Promoción del desarrollo de la generación eléctrica con energías renovables, excepto la generación hidroeléctrica	• Instalaciones y tecnologías de generación eléctrica con energía fotovoltaica, eólica, geotérmica, biomasa o biogás
• La tasa de pérdida varía significativamente según las empresas de distribución, y sobre todo, la tasa de pérdida en las oficinas de CNEL es alta	• Renovación de instalaciones de transmisión y distribución eléctrica	• Instalaciones y tecnologías de transmisión y distribución eléctrica de alta eficiencia
	• Mejoramiento/optimización de la operación y mantenimiento	• Servicio de operación y mantenimiento para Instalaciones y tecnologías de transmisión y distribución eléctrica
• Mejoramiento de la precisión del pronóstico de la potencia de salida y estabilización del sistema eléctrico para la introducción masiva de energías renovables	• Fortalecimiento del sistema para la introducción masiva de energías renovables	• Tecnología de operación de electricidad en áreas amplias • Servicio de propiedad y operación de instalaciones de interconexión • Tecnología de batería

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA

De las medidas citadas arriba, la introducción de baterías de acumulación es particularmente importante como respuesta a las fluctuaciones en la potencia de salida y el excedente de electricidad, a medida que se promueve la introducción de energías renovables hacia la realización de una sociedad libre de carbono. A nivel global, avanza la introducción de baterías de acumulación estacionarias no en el lado de los consumidores sino en el lado del sistema como la instalación de dichas baterías al lado de las instalaciones de generación eléctrica, etc. En Ecuador, como se ha mencionado en el apartado 5.2.5, se supone que los problemas de fluctuaciones en la potencia de salida y excedente de electricidad pueden generarse con frecuencia en las Islas Galápagos, donde el porcentaje de las energías renovables variables en la matriz energética es alto y el tamaño de la red es pequeño. Para optimizar el consumo energético y lograr la descarbonización, es efectivo estabilizar la electricidad de la red al almacenar la electricidad cuando hay excedente de electricidad y descargarla cuando hay escasez mediante el uso del sistema de gestión de energía (SGE) que utiliza baterías de acumulación.

Japón es el primero en el mundo en introducir baterías de iones de litio en el mercado y, según un estudio realizado por la Oficina Europea de Patentes y la AIE, Japón ocupa un tercio de la cantidad de solicitudes de patentes relacionadas con la tecnología de baterías del mundo y alrededor del 40% del total del número de inventores relacionados con las baterías de iones de

litio<sup>488</sup>. NGK, Sumitomo Electric Industries, Showa Denko Materials (anteriormente Hitachi Chemical), etc. son ejemplos de fabricantes de baterías de acumulación para el sistema eléctrica a instalar al lado de las instalaciones de energías renovables. Además, Hitachi Group, Mitsubishi Electric, Fuji Electric, etc. son integradores de sistemas representativos. Como se ha mencionado anteriormente, en 2015, Hitachi Chemical introdujo un sistema de baterías híbridas de acumulación que combinaba baterías de plomo y ácido y baterías de iones de litio en las Islas Galápagos.

### 9.2.2. Sector transporte

En el Cuadro 9-2 se resumen las tecnologías japonesas que pueden ser utilizadas en el sector transporte.

**Cuadro 9-2 Tecnologías japonesas que pueden ser utilizadas en el sector transporte<sup>489</sup>**

Tecnologías japonesas	Ejemplos de medidas	Efectos esperados
Vehículos híbridos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Introducción de vehículos híbridos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reducción de emisiones de carbono, mejoramiento de la eficiencia de combustible</li> </ul>
Vehículos híbridos enchufables	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Introducción de vehículos híbridos enchufables</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reducción de emisiones de carbono, mejoramiento de la eficiencia de combustible</li> <li>• Descarbonización mediante la utilización de electricidad derivada de energías renovables</li> </ul>
VE	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Introducción de VE</li> <li>• Introducción de estaciones de recarga</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Descarbonización mediante la utilización de electricidad derivada de energías renovables</li> </ul>
Vehículos eléctricos de pila de combustible	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Introducción de vehículos eléctricos de pila de combustible</li> <li>• Introducción de estaciones de estaciones de hidrógeno</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Descarbonización mediante la utilización de electricidad derivada de energías renovables</li> </ul>
Descarbonización de los barcos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Introducción de buques de cero emisiones</li> <li>• Reducción del efecto de fricción del casco, mejoramiento del sistema de propulsión, reducción del peso, introducción de tecnologías de transición de fuentes de energía</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reducción de emisiones de carbono, mejoramiento de la eficiencia de combustible</li> </ul>
Descarbonización de los ferrocarriles	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Introducción de vehículos ferroviarios de pila de combustible, vehículos híbridos de batería de acumulación de cable aéreo y vehículos híbridos diésel</li> <li>• Introducción de vehículos de ahorro energético equipados con control de voltaje variable/frecuencia variable (VVVF), frenado regenerativo, etc.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reducción de emisiones de carbono, mejoramiento de la eficiencia de combustible</li> <li>• Descarbonización mediante la utilización de hidrógeno y electricidad derivados de energías renovables</li> </ul>
Descarbonización de la aviación	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bajo consumo de combustible, por la reducción del peso, uso de biocombustibles</li> <li>• Introducción del sistema de vuelo eficiente, unidad de potencia terrestre (GPU), etc.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reducción de emisiones de carbono, mejoramiento de la eficiencia de combustible</li> <li>• Descarbonización mediante la utilización de biocombustibles</li> </ul>

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA

<sup>488</sup> OEP-AIE (2020) “Innovación en baterías y almacenamiento de electricidad”

<sup>489</sup> Hoja de ruta para las medidas contra el calentamiento global (a medio y largo plazo)

Como se ha mencionado en el Capítulo 4, el sector transporte representa un poco menos de la mitad del total del consumo final de energía de Ecuador y es el sector de mayor consumo de energía, por lo cual para lograr la descarbonización del país es efectivo tomar medidas en el sector transporte. Asimismo, el transporte terrestre, especialmente el transporte por automóvil, representa la mayoría de las emisiones de carbono en el sector transporte, y la reducción de las emisiones de carbono en el transporte por automóvil es eficaz<sup>490</sup>. Las empresas japonesas, que tienen ventajas globales en el área de automóviles, podrán contribuir a la descarbonización del transporte por automóvil en el país.

En cuanto a los vehículos híbridos que funcionan mediante la combinación de un motor (motor térmico interno) y un motor eléctrico, las empresas japonesas tienen ventajas particularmente, ya que Toyota Motor lanzó el “Prius” como el primer vehículo híbrido producido en masa del mundo en 1997. En Ecuador los vehículos híbridos aún no están generalizados, por lo cual una mayor difusión de vehículos híbridos puede contribuir a la descarbonización del país.

En cuanto a los vehículos eléctricos que funcionan solo con motor eléctrico, los fabricantes de automóviles de todo el mundo, incluyendo los japoneses, están trabajando actualmente para su difusión. Sin embargo, para los fabricantes japoneses la competencia es severa contra Tesla de EE.UU., Volkswagen de Alemania, General Motors de EE.UU., etc. En términos de ventas globales de vehículos enchufables incluyendo los híbridos, la Alianza Renault-Nissan-Mitsubishi (4.8% de participación, noveno lugar) es la única japonesa<sup>491</sup> entre las 10 primeras empresas en el primer semestre de 2021. En Ecuador, también BYD de China (sexto lugar en participación de ventas en el primer semestre de 2021), KIA y Hyundai de Corea del Sur (séptimo lugar) están por delante de las empresas japonesas.

En cuanto a los vehículos de pila de combustible que utilizan pila de combustible que genera electricidad a través de la reacción química de hidrógeno y oxígeno, las empresas japonesas tienen puntos fuertes, incluyendo las pilas de combustible. Como resultado de que Honda Motor Co., Ltd. suspendió la fabricación de vehículos de pila de combustible en 2021 debido al estancamiento de las ventas, Toyota Motor y Hyundai compiten actualmente por esos vehículos. De los vehículos de pila de combustible vendidos en todo el mundo entre enero y septiembre de 2020, el 74% corresponde a los fabricados por Hyundai, seguido por Toyota Motor con un 12% y Honda Motor con un 3%<sup>492</sup>. Para la difusión de los vehículos de pila de combustible, es indispensable desarrollar la infraestructura de la sociedad basada en el hidrógeno para el transporte, almacenamiento y suministro del hidrógeno, incluyendo las estaciones de hidrógeno. Puede ser posible contribuir a la descarbonización de Ecuador mediante la promoción de la introducción de vehículos de pila de combustible junto con el desarrollo de infraestructura de la sociedad basada en hidrógeno.

---

<sup>490</sup> National Institute for Environmental Studies “Las emisiones de gases de efecto invernadero en 2010”

<sup>491</sup> Statista

<sup>492</sup> Yonhap “Tres cuartas partes de los vehículos de celda de combustible vendidos en el mundo son fabricados por Hyundai de Corea del Sur” (diciembre 14, 2020)



### 9.2.3. Área de Industrias y Edificios

Se muestra en el Cuadro 9-3 las tecnologías japonesas que pueden ser utilizadas en el área de industrias y edificios (comerciales y residenciales).

**Cuadro 9-3 Tecnologías japonesas que pueden ser utilizadas para el ahorro energético en el área de industrias y edificios<sup>493 494</sup>**

Tecnologías japonesas	Ejemplos de medidas	Efectos esperados
Instalaciones de ahorro energético	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Introducción de aire acondicionados y bombas de calor de alta eficiencia, edificio de energía neta nula (ZEB), ascensores de alta eficiencia y electrodomésticos de alta eficiencia</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mejoramiento de la eficiencia energética</li> </ul>
Reparación de edificios existentes para el ahorro energético	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Renovación del aislamiento térmico del tejado, exterior, techo y piso, instalación de ventanas interiores, reemplazo de vidrios, etc.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mejoramiento de la eficiencia energética</li> </ul>
Equipos de apoyo a la conducta de ahorro energético	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Introducción de BEMS, HEMS, medidores inteligentes y navegación de ahorro de energía</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fomento de conductas de ahorro energético mediante la visualización de los efectos del ahorro energético en los sectores industrial y residencial</li> </ul>
Logística verde	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Introducción del sistema de mejora de la eficiencia del transporte utilizando IA e internet de las cosas (IoT)</li> <li>• Introducción del sistema de asistencia a la conducción ecológica utilizando</li> <li>• Descarbonización de las instalaciones logísticas (equipos que ahorran mano de obra, equipos de refrigerante natural que ahorran energía en almacenes refrigerados), introducción de logística con drones</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mejoramiento del efecto de ahorro energética en el sector industrial en conjunto a través del fomento de la logística eficiente</li> </ul>

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA

El consumo energético en el área de industrias y edificios también tiende a aumentar en Ecuador, donde la urbanización y el desarrollo económico están progresando. Como sus razones puede considerarse lo siguiente: en los hogares el consumo energético de los electrodomésticos está aumentando por el aumento de tamaño y diversificación de los equipos, mientras que en las industrias el consumo energético está aumentando por el aumento de instalaciones de climatización e iluminación.

Especialmente, en cuanto al suministro de calor (bomba de calor) e instalaciones de climatización (aire acondicionado inverter), hay empresas japonesas influyentes como Daikin Industries e Hitachi, que podrían contribuir significativamente al ahorro energético en el área de industrias y edificios de Ecuador.

Asimismo, Mitsubishi Electric ocupa una participación dominante en el mercado de ascensores en Ecuador y, como empresa japonesa, puede contribuir aún más al ahorro energético en los edificios. Además, como en Japón avanzan los esfuerzos por reducir a cero las emisiones en las casas y los edificios y se promueven las medidas de ahorro energético en las casas y los edificios

<sup>493</sup> Hoja de ruta para las medidas contra el calentamiento global (a medio y largo plazo)

<sup>494</sup> Ministro de Economía, Comercio e Industria de Japón “Estrategia básica para la revisión de la política de recursos naturales y energía”

existentes además de las medidas para las nuevas viviendas, se podrán aprovechar los resultados de estos esfuerzos para la descarbonización en Ecuador.

#### 9.2.4. Hidrógeno

En el Cuadro 9-4 se resumen las tecnologías japonesas que pueden ser utilizadas en el área de hidrógeno.

**Cuadro 9-4 Tecnologías japonesas que pueden ser utilizadas en el área de hidrógeno<sup>495</sup>**

Tecnologías japonesas	Ejemplos de medidas	Efecto esperado
Electrolizador de agua	• Introducción de electrolizadores de agua	• Descarbonización mediante la utilización del hidrógeno derivado de energías renovables
Tecnología de transporte del hidrógeno	• Desarrollo de infraestructuras para la sociedad basada en el hidrógeno • Promoción de la exportación de hidrógeno al extranjero	
Tecnología de pila de combustible	• Introducción de pilas de combustible	
Vehículo de pila de combustible	• Introducción de vehículos de pila de combustible • Introducción de la estación de hidrógeno	
Generación eléctrica a partir de hidrógeno	• Introducción de turbinas de gas de hidrógeno	

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA

El interés por el hidrógeno crece también en Latinoamérica. Chile ha formulado una estrategia del Estado relacionada con el hidrógeno y Costa Rica una hoja de ruta de hidrógeno verde para el sector transporte. Además, se pueden ver esfuerzos relacionados con el hidrógeno a nivel nacional en México, Colombia y Uruguay<sup>496</sup>. En Ecuador, no se ha confirmado ningún esfuerzo específico con respecto al hidrógeno, pero se ha escuchado el interés en las entrevistas con el MERNNR, la CELEC, etc. Asimismo, el Banco Mundial también quiere investigar la posibilidad de introducir instalaciones de almacenamiento de energía incluyendo el hidrógeno.

En cuanto al desarrollo de electrolizadores de agua utilizados en la producción de hidrógeno verde<sup>497</sup>, los fabricantes europeos encabezados por Siemens Energy de Alemania toman la iniciativa. En particular, Alemania muestra una postura de expansión activa en el extranjero mediante la transferencia de la tecnología de producción de hidrógeno a países de África y Medio Oriente como estrategia del Estado<sup>498</sup>. Por otro lado, en Japón, varios fabricantes desarrollan electrolizadores de agua. En 2018, Toshiba Energy Systems, en colaboración con Iwatani Corporation, inició un experimento demostrativo para producir el hidrógeno utilizando la electricidad generada en una pequeña central hidroeléctrica de 200kW. Además, Asahi Kasei entregó un sistema de electrólisis de agua alcalina de 10MW en el “Campo de investigación de energía del hidrógeno de Fukushima” y lo puso en funcionamiento en marzo de 2020<sup>499</sup>. La

<sup>495</sup> Hoja de ruta para las medidas contra el calentamiento global (a medio y largo plazo)

<sup>496</sup> CAF “Hidrógeno, energías renovables y excedentes” (febrero 3, 2021)  
<https://www.caf.com/es/conocimiento/visiones/2021/02/hydrogen-renewable-energy-and-surpluses/>

<sup>497</sup> Se refiere al hidrógeno producido por el método de electrolizar el agua usando energía renovable.

<sup>498</sup> Escuela de Posgrado de Economía de la Universidad de Kioto “Nº 199 El impacto de la estrategia nacional del hidrógeno de Alemania” (agosto 27, 2020)

<sup>499</sup> Environmental Business Online “Asahi Kasei Corporation ha puesto en marcha la mayor operación de suministro de hidrógeno del mundo en su planta en Namie-machi, prefectura de Fukushima”  
[https://www.nyk.com/news/2020/20200625\\_01.html](https://www.nyk.com/news/2020/20200625_01.html) (abril 10, 2020)

empresa tiene previsto comercializar el equipo más grande del mundo para la producción de hidrógeno derivado de energías renovables en 2025<sup>500</sup>. Obayashi Corporation planea comenzar a operar una planta demostrativa de producción de hidrógeno utilizando la electricidad generada con energía geotérmica en la prefectura de Oita a partir de julio de 2021<sup>501</sup>, y además, al construir una planta de producción de hidrógeno (1.5MW) que produce 100 toneladas de hidrógeno anualmente en Nueva Zelanda utilizando la electricidad generada con energía geotérmica, planea comenzar la verificación de factibilidad del negocio en la primavera de 2021<sup>502</sup>.

También se desarrollan tecnologías para transportar el hidrógeno producido con energías renovables, etc. en el extranjero a Japón. En 2020, Chiyoda Corporation, Mitsubishi Corporation, Mitsui & Co. y NYK Line tuvieron éxito en la primera prueba demostrativa del mundo de transporte internacional de una gran cantidad de hidrógeno utilizando la tecnología del método de hidruro orgánico desarrollada por Chiyoda Corporation<sup>503</sup>. Asimismo, Kawasaki Heavy Industries está fabricando el primer buque transportador de hidrógeno licuado del mundo.

En Japón, el sistema de cogeneración con pilas de combustible doméstica (ENE-FARM) se lanzó en 2009 y el vehículo de pila de combustible en 2014, por delante del resto del mundo, liderando el mundo en desarrollo tecnológico en el área de pilas de combustible<sup>504</sup>. ENE-FARM es fabricado por fabricantes como Panasonic, Kyocera y Aisin Electric. Por otro lado, Kyocera, Mitsubishi Power, Hitachi Zosen, etc. manejan pilas de combustible comerciales e industriales que generan más energía que ENE-FARM. Asimismo, como se ha mencionado anteriormente, el vehículo de pila de combustible es fabricado por Toyota Motor Corporation como fabricante japonés.

**Cuadro 9-5 Principales fabricantes de los componentes clave de la pila de combustible**

Componente clave	Explicación	Ejemplos de fabricantes
Membrana de electrolito	Película delgada hecha de polímero o cerámica. Genera electricidad cuando el hidrógeno y el oxígeno reaccionan a través de esta capa.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Asahi Kasei</li> <li>• AGC</li> <li>• JSR</li> </ul>
Separador	Placa de material de carbono que se intercala cuando se apila una gran cantidad de “celdas”, que son la unidad más pequeña de generación eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nisshinbo Holdings</li> <li>• Showa Denko</li> </ul>
Electrocatalizador	Catalizador que promueve la reacción de generación eléctrica. Se hace espolvoreando polvo fino del platino sobre material de carbono.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tanaka Kikinzoku Kogyo</li> <li>• NE Chemcat</li> </ul>

Fuente: “Mapa de la industria de pilas de combustible con un mercado en constante expansión, ¿quiénes son sus principales actores?”, Nikkei xTECH (29 de septiembre de 2021)

Recientemente, la generación eléctrica con hidrógeno también llamado la atención y las empresas japonesas están liderando el desarrollo mundial. Kawasaki Heavy Industries anunció en julio de 2020 que había tenido éxito por primera vez en el mundo en la operación demostrativa

<sup>500</sup> Diario económico de Japón “Asahi Kasei va a comercializar la mayor planta de producción de hidrógeno del mundo en 2025.” (noviembre 24, 2021)

<sup>501</sup> Nikkei ESG “Obayashi Corporation contribuye a la sociedad del futuro con el hidrógeno verde” (abril 22, 2021)

<sup>502</sup> Ídem.

<sup>503</sup> Sitio web de CHIYODA Corporation <https://www.chiyodacorp.com/jp/service/spera-hydrogen/>

<sup>504</sup> Nikkei BP, Mega Solar Business “NEDO recopila los problemas de tecnología de celda de combustible por parte de los fabricantes de FCV” (septiembre 24, 2020)

de una turbina de gas con combustión exclusiva de hidrógeno<sup>505</sup>. Mitsubishi Power también pretende poner en uso práctico una turbina de gas con combustión exclusiva de hidrógeno para 2025, al poner en uso práctico una turbina de gas que quema el gas natural mezclado con el 30% de hidrógeno en 2018<sup>506</sup>.

---

<sup>505</sup> Smart Japan “La ciudad de Kobe demuestra con éxito una turbina de gas alimentada con hidrógeno, un paso hacia la realización de centrales eléctricas de hidrógeno” (agosto 13, 2020)

<sup>506</sup> Nikkei xTECH “El objetivo que falta es la realización de turbinas de gas de hidrógeno. En la planta de turbinas de gas "todo incluido" de Mitsubishi Power, Ltd.” (abril 9, 2021)

## Quinta Parte: Revisión de la Aplicación de los Principios del G20 para la Inversión en Infraestructura de Calidad

## Capítulo 10 Revisión de los Principios para la Inversión en Infraestructura de Calidad

### 10.1 Tendencias Internacionales sobre los Principios para la Inversión en Infraestructura de Calidad y su Importancia en el Apoyo a los Países en Desarrollo<sup>507</sup>

Primero, se describirá el panorama de las tendencias internacionales sobre los principios para la inversión en infraestructura de calidad y el sentido de su introducción en el apoyo a los países en desarrollo.

Para el desarrollo autosostenible de los países en desarrollo, es indispensable el desarrollo de la infraestructura que es la base de los medios de vida de los habitantes y el crecimiento económico. La demanda de infraestructura es enorme, especialmente en los países en desarrollo. Se calcula que la demanda de inversión en infraestructura global será de aproximadamente 97 billones de dólares en 2016-2040, y la brecha entre la demanda y la oferta será de aproximadamente 15 billones de dólares (alrededor del 16%)<sup>508</sup>.

Para llenar la brecha entre la demanda y la oferta de infraestructura, es necesario satisfacer una enorme demanda de desarrollo de infraestructura, pero el “crecimiento de calidad” no se puede lograr solo con la persecución de la “cantidad” de desarrollo de infraestructura. Por ejemplo, el proyecto de desarrollo de infraestructura cuya inversión inicial es baja, es atractivo para los países en desarrollo en condiciones financieras difíciles. Sin embargo, aunque la inversión inicial sea barata, si no se garantiza la provisión de valores acordes con el precio debido a la adquisición opaca, o si el proyecto carece de eficiencia económica a lo largo de su ciclo de vida por mucho costo de operación y mantenimiento, o si se provoca el incumplimiento de la deuda debido a un plan de pago de la deuda que es difícil de ejecutar a mediano o largo plazo, como resultado se podría obstaculizar el crecimiento de los países en desarrollo.

Teniendo en cuenta lo arriba, Japón ha estado apuntando a la estandarización internacional de la “infraestructura de calidad” y ha comunicado su importancia en colaboración con la comunidad internacional. Su esquema es como se describe a continuación.

- **Apertura y transparencia**  
Garantizar la apertura y la transparencia al adquirir infraestructura para que los proyectos de infraestructura puedan proporcionar valor por el precio (VFM, por sus siglas en inglés). Además, desde la perspectiva del logro del crecimiento inclusivo, la infraestructura acabada será operada de manera transparente y será igualmente accesible para todos los usuarios.
- **Eficiencia económica considerando los costos del ciclo de vida**  
Garantizar la eficiencia económica desde la perspectiva del aseguramiento del crecimiento sostenible, considerando suficientemente el impacto económico y social y

---

<sup>507</sup> Se describe principalmente de acuerdo con la “Inversión en la infraestructura de calidad” publicado en el sitio web del Ministerio de Asuntos Exteriores de Japón y consultando también otros materiales.

<sup>508</sup> Centro mundial de infraestructuras del G20 (2018) “Panorama mundial de infraestructuras”

la rentabilidad. En ese momento, se considera no solo la inversión inicial en la construcción de infraestructura, sino también el costo total a lo largo del ciclo de vida, incluyendo su operación, mantenimiento y gestión, resiliencia a los desastres naturales y consideraciones ambientales, etc.

- Sostenibilidad de la deuda

Además de la sostenibilidad financiera a nivel del proyecto, se considera de manera transparente la sostenibilidad de la deuda a nivel macro del país ejecutor del proyecto.

En el Cuadro 10-1 se muestran las tendencias de las principales conferencias internacionales y otros eventos antes de la formulación de los principios para la inversión en infraestructura de calidad.

**Cuadro 10-1 Principales conferencias internacionales y otros eventos sobre la inversión en infraestructura de calidad**

Principales conferencias internacionales y otros eventos	Resumen
Noviembre de 2014 Cumbre del G20 de Brisbane	Al reconocer la importancia de la infraestructura para aumentar la demanda e impulsar la productividad y el crecimiento, se inició la Iniciativa de Infraestructura Global, un programa de trabajo multianual. El G20 creó el Centro Global de Infraestructura.
Septiembre de 2015 Asamblea General de la ONU	Se adoptó la “Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible”. Se señala la importancia del desarrollo de infraestructura sostenible y del ofrecimiento de acceso equitativo en el “Objetivo 6: Garantizar la disponibilidad de agua y su gestión sostenible y el saneamiento para todos”, el “Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna”, el “Objetivo 11: Lograr que las ciudades sean más inclusivas, seguras, resilientes y sostenibles” y el “Objetivo 12: Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles”, además del “Objetivo 9: Construir infraestructuras resilientes”.
Mayo de 2016 Cumbre del G7 de Ise-Shima	Se acordaron los “Principios del G7 de Ise-Shima para promover inversiones en infraestructura de calidad”.
Septiembre de 2016 Cumbre del G20 de Hangzhou	Se confirmó la importancia del desarrollo de infraestructura en el “Plan de Acción del G20 sobre la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible”.
Abril de 2017 1er Foro Económico Internacional de Asia (Tokio)	Japón, la OCDE y otras partes interesadas discutieron sobre el “fortalecimiento de la integración regional y el desarrollo a través de una infraestructura de calidad y resiliencia”.
Junio de 2017 Reunión ministerial de la OCDE (París)	Japón enfatizó la importancia de desarrollar “infraestructura abierta y de calidad que todos puedan usar de manera justa” y anunció que “lideraría las discusiones en la OCDE hacia la formulación de directrices y buenas prácticas”.
Septiembre de 2017 Evento paralelo de la Asamblea General de la ONU sobre la promoción de la inversión en infraestructura de calidad (Nueva York)	Realizado conjuntamente por Japón, la UE y la ONU. Se confirmó la importancia de compartir los esfuerzos de los países sobre la inversión en infraestructura de calidad entre una amplia gama de partes interesadas, incluyendo los países desarrollados, países en desarrollo, organizaciones internacionales y empresas privadas, y difundir la “infraestructura de calidad” a nivel internacional.
Junio de 2018 Cumbre del G7 de Charlevoix	Se acordó el “Compromiso de Charlevoix sobre la financiación innovadora para el desarrollo”.
Septiembre de 2018 Seminario sobre la conectividad sostenible/infraestructura de calidad de la Reunión Asia-Europa (ASEM) (Tokio)	Además de difundir la posición de Japón sobre la importancia de la “infraestructura de calidad” para lograr un crecimiento económico inclusivo y sostenible, los participantes también profundizaron en la comprensión sobre la importancia de fortalecer la conectividad y el concepto de “infraestructura de calidad” en ASEM.
Noviembre de 2018 XXI Cumbre de la ASEAN + 3 (Japón, China, Corea del Sur) (Singapur)	Japón anunció que “la inversión en infraestructura que no cumpla con los estándares internacionales puede obstaculizar la prosperidad sostenible de la región” y que “promoverá el desarrollo de infraestructura de calidad que asegure la apertura, la transparencia, la eficiencia económica y la solidez

	financiera del país objeto”.
Noviembre de 2018 Cumbre del G20 de Buenos Aires	En la Declaración de Líderes, consta que “se esperan avances en 2019 sobre la infraestructura de calidad de acuerdo con la hoja de ruta para invertir en infraestructura y promover la movilización de fondos privados”.
Junio de 2019 Cumbre del G20 de Osaka	Se aprobaron los “Principios del G20 para la inversión en infraestructura de calidad” como anexo a la Declaración de Líderes.
Julio de 2019 Cumbre del G7 de Biarritz	Se acordó la “Declaración de Biarritz para una asociación entre el G7 y África” y el anexo titulado “Transparencia y lucha contra la corrupción en la adquisición pública”.
Noviembre de 2020 “Simposio sobre inversión en infraestructura de calidad” copatrocinado por Japón y la OCDE	Japón señaló que “para que los países en desarrollo logren una recuperación sólida de la pandemia del COVID-19, es importante practicar la inversión en infraestructura de acuerdo con los Principios del G20 para la inversión en infraestructura de calidad”. Se refirió a la utilidad del compendio de buenas prácticas en la implementación y afirmó que “Japón desempeñará un papel activo en la cooperación con la OCDE para lograr una mejor recuperación de la pandemia del COVID-19”.
Noviembre de 2020 Cumbre del G20 de Riad	Se acordaron las “Directrices del G20 para la infraestructura de calidad para la conectividad regional”

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir de los materiales sobre cada reunión

El hito para compartir la conciencia internacional sobre los elementos básicos de la inversión en infraestructura de calidad fueron los “Principios del G7 de Ise-Shima para promover inversiones en infraestructura de calidad” acordados en la Cumbre del G7 de Ise-Shima (mayo de 2016) presidida por Japón. Los siete principales países desarrollados que participaron en la Cumbre coincidieron en que era importante compartir los elementos básicos de la inversión en infraestructura de calidad en la comunidad internacional y acordaron dichos principios, que constaban de los siguientes cinco principios.

- Principio 1: Asegurar la gobernanza efectiva, la operación y funcionamiento confiable, la eficiencia económica y seguridad desde el punto de vista de los costos del ciclo de vida y la resiliencia a los riesgos de desastres naturales, terrorismo y ataques cibernéticos
- Principio 2: Asegurar la creación de empleos, el desarrollo de capacidades y la transferencia de tecnologías y conocimientos en la comunidad local
- Principio 3: Responder a los impactos sociales y ambientales
- Principio 4: Asegurar la coherencia con las estrategias económicas y de desarrollo, incluyendo el aspecto del cambio climático y medio ambiente a nivel nacional y regional
- Principio 5: Promover la movilización efectiva de fondos a través de APP y otros métodos

La importancia de los elementos concretos de estos principios ha sido confirmada en muchas conferencias internacionales como la Cumbre del G20 de Hangzhou (septiembre de 2016) celebrada después. Además, en la Cumbre del G20 de Osaka (junio de 2019) presidida por Japón, se aprobaron los “Principios del G20 para la inversión en infraestructura de calidad” incluyendo los países donantes emergentes. Estos principios constan de seis principios como se muestra a continuación, y sobre todo enfatizan la importancia del desarrollo de infraestructura para lograr un crecimiento y desarrollo autosuficiente y los esfuerzos para maximizar su impacto (Principio 1). De esta manera, a través de diálogos en conferencias internacionales y otros eventos en los



últimos años, la importancia del concepto de inversión en infraestructura de calidad ha sido compartida y confirmada no solo en los países desarrollados sino también en las organizaciones internacionales y países emergentes.

- Principio 1: Maximizar el impacto positivo de la infraestructura para lograr un crecimiento y desarrollo sostenible
- Principio 2: Aumentar la eficiencia económica en vista de los costos del ciclo de vida
- Principio 3: Integrar consideraciones ambientales en inversiones en infraestructura
- Principio 4: Construir resiliencia contra los riesgos de desastres naturales y otros riesgos
- Principio 5: Integrar consideraciones sociales en inversiones de infraestructura
- Principio 6: Fortalecimiento de la gobernanza de la infraestructura

## 10.2 Investigaciones Previas y Casos de Investigación Relacionados con los Principios para la Inversión en Infraestructura de Calidad

En este apartado, se resumen las principales investigaciones previas y casos de investigación relacionados con los principios para la inversión en infraestructura de calidad.

### (1) “Inventario de herramientas e instrumentos relacionados con la infraestructura como clase de activo”, G20/OCDE/Banco Mundial

Antes de la Cumbre del G20 de Osaka, a pedido del Grupo de Trabajo de Infraestructura del G20, la OCDE y el Grupo del Banco Mundial publicaron conjuntamente el “Inventario de herramientas e instrumentos relacionados con la infraestructura como clase de activo: Informe de trasfondo del G20/OCDE/Banco Mundial”<sup>509</sup> y el Grupo de Trabajo de Arquitectura Financiera Internacional del G20 discutió en febrero de 2018. Este estudio es un inventario de herramientas e instrumentos que contribuyen al desarrollo de infraestructura como activos establecidos hasta ahora por organizaciones internacionales, etc. (véase el Cuadro 10-2). Es un recurso útil para los funcionarios gubernamentales y profesionales involucrados en el desarrollo de infraestructura, ya que contiene herramientas e instrumentos relacionados con las políticas y la formación e implementación de proyectos, así como las bases de datos relacionadas con infraestructuras.

**Cuadro 10-2 Herramientas e instrumentos que contribuyen al desarrollo de infraestructura**

Categoría	Herramientas e instrumentos (extracto)
A. Herramientas e instrumentos relacionados con las políticas	
I. Marco	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Informe del G20/OCDE sobre estrategias de inversión del G20 (OCDE, 2015)</li> <li>• Principios del G7 de Ise-Shima para promover la inversión en infraestructura de calidad (G7, 2016)</li> <li>• Prácticas líderes en la promoción y priorización de inversiones de calidad (G20, 2014)</li> <li>• Marco de políticas de inversión de la OCDE (OCDE, 2015)</li> <li>• Principios de la OCDE para la participación del sector privado en infraestructura (OCDE, 2007)</li> </ul>
II. Financiación	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Principios de alto nivel del G20/OCDE sobre la financiación de inversiones a largo plazo por parte de inversores institucionales (OCDE, 2015)</li> <li>• Enfoques efectivos para apoyar la implementación de los principios de alto nivel del</li> </ul>

<sup>509</sup> G20/OECD/WB Stocktake of Tools and Instruments Related to Infrastructure as an Asset Class – Background report

	<p>G20/OCDE sobre la financiación de inversiones a largo plazo por parte de inversores institucionales (OCDE, 2014)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Lista de verificación del G20/OCDE sobre estrategias de financiación a largo plazo e inversores institucionales (OCDE, 2014)</li> <li>• Lista de verificación de proyectos del GBM/OCDE para APPs (Grupo del Banco Mundial, OCDE, 2015)</li> </ul>
III. Gobernanza	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Marco de la OCDE para la gobernanza de la infraestructura (OCDE, 2016)</li> <li>• Directrices de la OCDE sobre la gobernanza corporativa de las empresas estatales (OCDE, 2015)</li> <li>• Principios de alto nivel de la OCDE para la integridad, la transparencia y el control efectivo de eventos importantes e infraestructuras relacionadas (OCDE, 2016)</li> <li>• Modelo de referencia de adquisición de APP del GBM (Grupo del Banco Mundial, 2017)</li> </ul>
IV. Desarrollo	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Objetivos de desarrollo sostenible de la ONU (ONU, 2015)</li> <li>• Principios financieros combinados del CAD de la OCDE para desbloquear la financiación comercial para los ODS (OCDE, 2018)</li> <li>• Asociarse para construir un mundo mejor: Enfoques comunes de los bancos multilaterales de desarrollo (BMD) para apoyar el desarrollo de infraestructura (BMD, 2015)</li> <li>• Caja de herramientas global de los BMD (CFI, 2018)</li> </ul>
V. Entorno	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Guía de políticas de la OCDE para la inversión en infraestructura de energía limpia (OCDE, 2015)</li> <li>• Mapeo de canales para movilizar inversión institucional en energía sostenible (OCDE, 2015)</li> <li>• Recomendación del Consejo de la OCDE sobre la evaluación de proyectos con impacto significativo en el medio ambiente (OCDE, 2021)</li> </ul>
<b>B. Herramientas e instrumentos relacionados con los proyectos</b>	
I. Planificación y priorización	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Marco de priorización de infraestructura del GBM (Grupo del Banco Mundial, 2016)</li> <li>• Principios de la OCDE para la gobernanza pública de las asociaciones público-privadas (OCDE, 2012)</li> </ul>
II. Capacidad institucional para el desarrollo de proyectos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Programa de certificación de bancos multilaterales de desarrollo del APMG APP (BMD)</li> <li>• Diagnóstico de preparación de APP del país del GBM (Grupo del Banco Mundial, 2016)</li> </ul>
III. Preparación de proyectos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Modelo de evaluación de riesgo fiscal de asociaciones público-privadas del GBM/FMI (Grupo del Banco Mundial, FMI, 2016)</li> <li>• Directrices de políticas del GBM para la gestión de propuestas no solicitadas (Grupo del Banco Mundial, 2017)</li> <li>• Recomendación de la OCDE sobre la adquisición pública (OCDE, 2015)</li> </ul>
IV. Apoyo a la adquisición y gestión de contratos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Marco del GBM para la divulgación en proyectos de APP (Grupo del Banco Mundial, 2016)</li> <li>• Guía del GBM sobre disposiciones contractuales de APP (Grupo del Banco Mundial, 2017)</li> <li>• Matrices de asignación de riesgos de asociaciones público-privadas anotadas del Centro Global de Infraestructura (Centro Global de Infraestructura, 2016)</li> </ul>
<b>C. Datos relacionados con la infraestructura</b>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Base de datos de EDHEC Infra (EDHEC Infra)</li> <li>• Perspectiva de infraestructura del Centro Global de Infraestructura (Centro Global de Infraestructura)</li> <li>• Cartera de proyectos de infraestructura global (Centro Global de Infraestructura)</li> <li>• Fundación Infraestructura Sostenible SOURCE (Fundación Infraestructura Sostenible)</li> </ul>

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir del “Inventario de herramientas e instrumentos relacionados con la infraestructura como clase de activo: Informe de trasfondo del G20/OCDE/Banco Mundial”

## (2) “Compendio de buenas prácticas de políticas para la inversión en infraestructura de calidad” de la OECD

El “Compendio de buenas prácticas de políticas para la inversión en infraestructura de

calidad”<sup>510</sup> emitido por la OCDE en noviembre de 2020, siguiendo los principios para la inversión en infraestructura aprobados en la Cumbre del G20 de Osaka en junio de 2019, proporciona buenas prácticas y medidas internacionales relevantes para los formuladores de políticas y profesionales tanto de los países desarrollados como de los países en desarrollo. Se muestran las medidas políticas a las que deben referirse las partes interesadas de acuerdo con cada uno de los seis principios para la inversión en infraestructura de calidad de manera que se fomente el entendimiento de los elementos necesarios para promover medidas de inversión en infraestructura de calidad de conformidad con los estándares internacionales. (véase el Cuadro 10-3).

**Cuadro 10-3 Medidas políticas para lograr la inversión en infraestructura de calidad**

Principios del G20	Medidas políticas (extracto)
Principio 1: Maximizar el impacto positivo para lograr un crecimiento y desarrollo sostenible	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Elaborar y publicar planes de inversión a largo plazo, consistentes con un marco fiscal sólido</li> <li>• Garantizar la coherencia de los planes de infraestructura con los objetivos de desarrollo sostenible (ODS) y las estrategias económicas y de desarrollo nacionales del gobierno</li> <li>• Trabajar con las partes interesadas públicas, privadas y de la sociedad civil en el diseño y la implementación de estrategias de inversión pública</li> </ul>
Principio 2: Aumentar la eficiencia económica en vista de los costos del ciclo de vida	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Promover una competencia justa para fomentar una infraestructura rentable sometiendo las actividades a las presiones comerciales apropiadas e implementando y haciendo cumplir las leyes de competencia adecuadas</li> <li>• Considerar cuidadosamente la participación del sector privado en el desarrollo de infraestructura según las necesidades</li> <li>• Usar precios apropiados y flexibles para la infraestructura (por ejemplo, precios de congestión) para fomentar un uso más eficiente de la infraestructura y para ayudar a decidir sobre los niveles apropiados de provisión de infraestructura según las necesidades</li> <li>• Establecer un proceso de evaluación y selección de proyectos que privilegie la eficiencia socioeconómica y considere no solo los costos iniciales, sino también los costos del ciclo de vida completo de los proyectos</li> <li>• Asegurar una asignación de riesgos transparente y adecuada en la estructuración de proyectos</li> <li>• Optimizar los costos del ciclo de vida y la calidad de los activos asegurando un monitoreo, operación y mantenimiento efectivos</li> </ul>
Principio 3: Consideraciones ambientales	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Garantizar que la infraestructura y las políticas ambientales más amplias permiten el desarrollo de sistemas de infraestructura verde, como la infraestructura de transporte sostenible, la electricidad de bajas emisiones, la infraestructura resiliente al clima y la energía y los recursos eficientes</li> <li>• Examinar las políticas de ordenamiento territorial, las normas técnicas y las políticas y regulaciones económicas para garantizar que conducen a la adaptación al cambio climático</li> <li>• Mejorar la implementación efectiva de los sistemas de salvaguardias ambientales y sociales por parte de las instituciones financieras internacionales y en los países en desarrollo</li> <li>• Reconsiderar la planificación en todos los niveles del gobierno para alinear los planes de inversión en infraestructura actuales con los objetivos climáticos y de desarrollo a largo plazo, así como con la biodiversidad y otros objetivos ambientales</li> <li>• Integrar consideraciones ambientales sustantivas en el desarrollo e implementación de planes y programas públicos a nivel nacional y regional, a través de una evaluación ambiental estratégica</li> <li>• Alinear las estrategias de inversión con los objetivos ambientales a largo plazo y mejorar la transparencia de la cartera de proyectos de infraestructura</li> <li>• Coordinar el alcance y los procedimientos de la evaluación de impacto ambiental en el proceso de planificación y toma de decisiones, asegurando así la consideración temprana de medidas para evitar, minimizar o mitigar los impactos ambientales y mejorar la calidad ambiental</li> <li>• Utilizar la evaluación ambiental como parte del proceso de planificación y toma de</li> </ul>

<sup>510</sup> Compendium of Policy Good Practices for Quality Infrastructure Investment

	<p>decisiones para todos los proyectos que tengan un impacto potencialmente significativo en el medio ambiente</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Aprovechar la adquisición pública y el gasto indirecto a través de empresas estatales, instituciones financieras de desarrollo, agencias de crédito a la exportación e inversiones públicas para alinear las inversiones en infraestructura con los objetivos ambientales.</li> <li>• Integrar el desempeño ambiental como factor competitivo en el proceso de adquisición</li> <li>• Aplicar un enfoque de economía circular en el diseño de infraestructura para favorecer el uso eficiente de los recursos y su reutilización, aumentando al mismo tiempo la resiliencia de las áreas vulnerables</li> <li>• Introducir medidas prácticas para monitorear los efectos sobre el medio ambiente de los proyectos, planes y programas que han sido objeto de la evaluación de impacto ambiental o de la evaluación ambiental estratégica</li> </ul>
Principio 4: Resiliencia contra los riesgos de desastres naturales y otros riesgos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Crear un entorno de políticas propicio para la infraestructura resistente al clima y a los desastres mediante el apoyo a la adopción de políticas públicas y regulaciones que puedan promover la resiliencia climática al influir en la selección del sector privado en varios aspectos, como códigos y regulaciones de construcción, marcos de planificación territorial e incentivos para sistemas de alerta temprana</li> <li>• Integrar los impactos climáticos y los riesgos de desastres en las políticas de planificación, presupuestación, diseño, construcción (incluyendo la modernización y reconstrucción), operación y mantenimiento de la infraestructura pública</li> <li>• Establecer una estrategia para gestionar los impactos financieros de los desastres que fomente un enfoque integrado para la gestión financiera de los riesgos de desastres en todos los niveles del gobierno, proporcione recursos suficientes para la evaluación de los riesgos de desastres, asegure la cooperación y la coordinación entre organizaciones de los sectores público y privado y evalúe los niveles apropiados de retención y transferencia de riesgos</li> <li>• Evaluar la vulnerabilidad de las redes y los activos de infraestructura crítica ante amenazas como clima extremo, ataques cibernéticos, terremotos, inundaciones, tsunamis, incendios forestales, pandemias y terrorismo</li> <li>• Centrarse en la resiliencia del sistema, no solo en el diseño de activos de infraestructura robustos, al considerar cómo se pueden minimizar las posibles consecuencias de que un activo no esté disponible</li> <li>• Tener en cuenta la gestión de los riesgos de desastres al diseñar inversiones en infraestructura</li> </ul>
Principio 5: Consideraciones sociales	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Desarrollar marcos de políticas para el desarrollo de infraestructura que integre consideraciones sociales y ambientales, incluyendo medidas sobre interacciones (compensaciones y complementariedades) entre diferentes objetivos para garantizar la coherencia de las políticas</li> <li>• Establecer y hacer cumplir un marco legal y regulatorio adecuado que proteja el interés público y respalde la implementación de estándares de conducta empresarial responsable (CER) a lo largo de todo el ciclo de vida del proyecto de infraestructura, incluso en las áreas relacionadas con los derechos humanos y laborales, el medio ambiente y la lucha contra el soborno</li> <li>• Establecer marcos regulatorios y mecanismos financieros que apoyen la fijación de precios asequibles para atender a la población de bajos ingresos para garantizar un acceso equitativo e inclusivo para el uso público de la infraestructura</li> <li>• Promover buenas condiciones laborales y entornos de trabajo seguros y saludables para los trabajadores de infraestructura</li> <li>• Incluir medidas de accesibilidad, definidas como la facilidad de acceso de las personas a los bienes, servicios y actividades, en las metodologías de planificación y evaluación del transporte</li> <li>• Evitar el reasentamiento involuntario o, cuando sea inevitable, minimizar el reasentamiento involuntario con el fin de adquirir tierras para proyectos de infraestructura mediante la exploración de alternativas de diseño</li> </ul>
Principio 6: Gobernanza de la infraestructura	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Establecer una visión estratégica para la infraestructura según las ambiciones compartidas para el desarrollo nacional y subnacional, mejorando el capital económico, natural, social y humano que sustenta el bienestar, el crecimiento sostenible e inclusivo, la competitividad y la prestación de servicios públicos</li> <li>• Desarrollar un marco de presupuesto de capital, identificando, midiendo, actualizando regularmente e informando sobre los gastos anuales y plurianuales de infraestructura en relación con el desarrollo de nueva infraestructura y el mantenimiento, la renovación, la adaptación a las necesidades cambiantes y el desmantelamiento de los activos existentes</li> <li>• Usar procesos de adquisición abiertos, neutrales, competitivos y transparentes para infraestructura y limitar las adquisiciones de fuente única, incluso para servicios</li> </ul>

	profesionales asociados <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tomar medidas proactivas para difundir información sobre proyectos de infraestructura y permitir diálogos continuos y abiertos de base amplia, que involucren a las partes interesadas relacionadas con la planificación, la toma de decisiones y la supervisión</li> <li>• Planificar e implementar estrategias de inversión adaptadas al lugar de destino de la inversión</li> <li>• Introducir una gestión integral de riesgos para identificar y mitigar la influencia del fraude, la colusión, el abuso, la corrupción, etc.</li> <li>• Definir y asignar claramente las responsabilidades institucionales para la consolidación, análisis y publicación de datos</li> </ul>
--	--

Fuente: “Compendio de buenas prácticas de políticas para la inversión en infraestructura de calidad”, OCDE (2019)

### (3) “Compendio de buenas prácticas de proyectos de infraestructura de calidad de Japón” del Ministerio de Tierra, Infraestructura, Transporte y Turismo de Japón

Este documento publicado en marzo de 2021 por el Ministerio de Tierra, Infraestructura, Transporte y Turismo de Japón resume 48 casos de ayuda oficial al desarrollo de Japón o proyectos de infraestructura en los cuales participaron empresas japonesas realizados en diferentes países del mundo, principalmente en países en desarrollo y tiene como objetivo presentar las áreas y los temas en los cuales Japón es fuerte para lograr un desarrollo de infraestructura más efectivo de acuerdo con los principios para la inversión en infraestructura de calidad, junto con abundantes ejemplos.

En particular, para cada uno de los 6 principios para la inversión en infraestructura de calidad, están resumidos los “principales valores que Japón puede proporcionar” junto con ejemplos de proyectos (véase el Cuadro 10-4), y están ordenadas las buenas prácticas para que los funcionarios gubernamentales y profesionales puedan comprender mejor los puntos fuertes de Japón cuando cada país en desarrollo ponga en práctica estos principios.

**Cuadro 10-4 Principios para la inversión en infraestructura de calidad e infraestructura de calidad que Japón puede proporcionar**

Principios para la inversión en infraestructura	Principales valores que Japón puede proporcionar	Casos (extracto)
Principio 1: Maximizar el impacto positivo para lograr un crecimiento y desarrollo sostenible	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Transferencia tecnológica, formación de recursos humanos y empresas locales, apoyo a la construcción institucional</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Formación de recursos humanos: Puente Lach Huyen (Vietnam)</li> <li>• Transferencia tecnológica: Túnel de agua Pahang-Selangor (Malasia)</li> </ul>
Principio 2: Aumentar la eficiencia económica en vista de los costos del ciclo de vida	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Larga vida</li> <li>• Bajos costos del ciclo de vida</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bajos costos del ciclo de vida: Obras de desarrollo del puerto de Mombasa (Kenia), planta de tratamiento de aguas residuales de Parañaque (Filipinas)</li> </ul>
Principio 3: Consideraciones ambientales	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tecnologías confiables respaldadas por experiencias en desarrollo en consideración al medio ambiente y a la prevención de desastres</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Infraestructura ecológica: Edificio de la Terminal 4 del Aeropuerto Internacional de Changi (Singapur)</li> <li>• Método de construcción ecológico: Renovación del puente Chroy Changvar (Camboya)</li> </ul>
Principio 4: Resiliencia contra los riesgos de desastres naturales y otros riesgos		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Resiliencia contra los riesgos de desastres naturales: Línea Azul del Metro de Bangkok (Tailandia)</li> <li>• Reconstruir mejor: Plan de reconstrucción del terremoto de Nepal (Hospital) (Nepal)</li> </ul>
Principio 5: Consideraciones sociales	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Construcción que considera la comunidad local y la seguridad</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Consideración para las comunidades locales: Escuela de formación de docentes de Taungoo y construcción de edificios de escuelas primarias y</li> </ul>

		secundarias (Myanmar) • Aseguramiento de la inclusividad: Plan de mejoramiento del Hospital de Niños de Chennai (India)
Principio 6: Gobernanza de la infraestructura	• Gestión y mantenimiento adecuados	• Utilización de la fuerza del sector privado: Proyecto de desarrollo de uso mixto a gran escala en el centro de la ciudad de Yangon (Myanmar) • Operación y mantenimiento adecuados: Línea 3 de Manila MRT (Filipinas)

Fuente: “Compendio de buenas prácticas de proyectos de infraestructura de calidad de Japón”, Ministerio de Tierra, Infraestructura, Transporte y Turismo de Japón (2021)

## Capítulo 11 Análisis de la Situación Actual y los Retos Desde el Punto de Vista de los Principios de Inversión en Infraestructura de Calidad

### 11.1 Mecanismo de Gestión de la Inversión Pública y Sistema Integrado de Planificación e Inversión Pública (SIPeIP)

En esta sección se aborda en detalle el mecanismo de gestión de la inversión pública y el Sistema Integrado de Planificación e Inversión Pública (SIPeIP) de Ecuador. También, se proporciona una descripción general de los marcos legal y organizativo pertinentes a las consideraciones socioambientales en el mecanismo de gestión de la inversión pública.

#### 11.1.1. Situación Actual del Sistema de Gestión de la Inversión Pública

##### (1) Directrices estratégicas

El Plan Nacional de Desarrollo (PND), el plan de desarrollo de alto nivel, es considerado como directrices estratégicas para Ecuador. Actualizado cada cuatro años de acuerdo con la toma de posesión del nuevo gobierno, el PND vigente es el “Plan de Creación de Oportunidades 2021-2025” aprobado en septiembre de 2021. El Plan Plurianual de Inversión Pública (PIIP) 2021-2025 fue elaborado como parte del PND (véase el apartado 3.1.3).

##### (2) Guía y Criterios para la Formulación, Ejecución, Monitoreo y Evaluación de los Proyectos Nuevos

En el sector eléctrico, la planificación de los proyectos nuevos se basa en el actual Plan Maestro de Electricidad (PME) 2018-2027. En el sistema de inversión pública, la formulación, el monitoreo y la evaluación de los nuevos proyectos de obras públicas se ejecutan según las directrices y criterios establecidos por la Secretaría Nacional de Planificación (SNP).

Cuadro 11-1 Guía de inversión pública

Guía	Descripción general
Guía para la Presentación de Términos de Referencia de Estudios de Preinversión	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Además de preparar los términos de referencia (TOR) de los estudios de preinversión de acuerdo con la presente guía, cada ministerio planifica y ejecuta los estudios.</li> <li>• El estudio de preinversión se divide en cuatro fases: estudio básico, estudio de prefactibilidad, estudio de factibilidad y estudio de planificación detallada.</li> </ul>
Guía para la presentación de programas y proyectos de inversión pública	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Después de ejecutar el estudio de preinversión, cada ministerio elabora el plan de programas y proyectos de inversión pública de acuerdo con la presente guía.</li> <li>• A continuación, se muestra la estructura del plan de inversión definida en la guía. <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Información básica de los programas y proyectos</li> <li>2. Diagnóstico y problemas (análisis de la situación actual del sector, etc.)</li> <li>3. Aclaración del plan (pertinencia desde el punto de vista del PND, etc.)</li> <li>4. Matriz de marco lógico</li> <li>5. Análisis global (viabilidad en cuanto a las consideraciones técnicas, financieras, económicas y socioambientales)</li> <li>6. Plan financiero y presupuesto</li> <li>7. Estrategia de ejecución de los programas y proyectos (mecanismo de ejecución de los programas y proyectos, etc.)</li> <li>8. Estrategia de monitoreo y evaluación</li> <li>9. Anexos (aprobación relacionada con las consideraciones socioambientales, datos de estimación de costos, etc.)</li> </ol> </li> </ul>

Normas para la Inclusión de Programas y Proyectos en los Planes de Inversión Pública	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los siguientes son los procedimientos para incorporar los programas y proyectos en el plan de inversión pública. <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Las instituciones gubernamentales solicitan los programas y proyectos a través del ministerio competente.</li> <li>2. El ministerio competente confirma si los programas y proyectos son consistentes con las políticas sectoriales y garantizan el uso eficiente de los recursos.</li> <li>3. Al recibir la solicitud del ministerio competente, la SNP decide la prioridad de los programas y proyectos según lo dispuesto en el Código Orgánico de Planificación y Finanzas Públicas (COPLAFIP).</li> </ol> </li> <li>• La estructura establecida del plan de programas y proyectos de inversión pública es similar a la descrita en la "Guía para la presentación de programas y proyectos de inversión pública" anteriormente mencionada.</li> </ul>
Metodologías de Evaluación del Impacto	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cada ministerio tiene establecida la metodología de monitoreo y evaluación de los programas y proyectos que ejecutan.</li> </ul>

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA.

### (3) Priorización de proyectos y criterios de decisión de inversión

Como se muestra en el Cuadro 11-2, el PND 2021-2025 establece los criterios de prioridad en la formulación y ejecución de los planes de inversión pública. En particular, en el sector de la energía eléctrica y el ámbito de la energía renovable, los criterios de gran relevancia son los indicados en "I. Economía" y "IV. Transición ambiental".

Cuadro 11-2 Criterios de prioridad de inversión pública en el marco del PND 2021-2025 (Extracto)

Eje temático	Criterios de inversión pública
I. Criterios económicos	<b>1. Creación de empleos de calidad</b> Complementar la generación de empleo en el ámbito privado con la implementación de infraestructura pública que fomente la creación de fuentes de empleo en condiciones adecuadas, reduciendo la informalidad y promoviendo los encadenamientos productivos y la actividad económica a nivel local.
	<b>2. Crecimiento económico inclusivo y fortalecimiento de la dolarización</b> Consolidar la estabilidad macroeconómica que brinde las condiciones para promover la generación de oportunidades para todos y así generar crecimiento inclusivo, incrementar la liquidez de la economía y fortalecer la dolarización.
	<b>3. Incremento de la competitividad y productividad</b> Generar las condiciones adecuadas que demanda el sector productor de bienes y servicios para mejorar su productividad sostenida por infraestructura y un servicio de calidad, que mejoren la conectividad y la logística con tarifas competitivas.
	<b>4. Manejo responsable del Presupuesto General del Estado</b> Gestionar las finanzas públicas de forma sostenible dando cumplimiento a las reglas fiscales, asegurando un financiamiento diversificado en condiciones más favorables, y la asignación eficiente de recursos hacia programas y proyectos de inversión pública.
	<b>5. Participación del sector privado</b> Promover esquemas de colaboración con actores privados para la consecución y gestión de la infraestructura y la provisión de servicios bajo el esquema de Asociaciones Público-Privadas.
IV. Criterios de transición ecológica	<b>1. Gestión de recursos naturales</b> Promover el uso y aprovechamiento racional, sostenible y eficiente de los recursos naturales renovables y de los no renovables.
	<b>2. Cuidado ambiental</b> Promover la protección, restauración y conservación de los ecosistemas y la biodiversidad, así como la reducción de la contaminación y la degradación ambiental.
	<b>3. Cambio climático</b> Incorporar consideraciones relativas a la gestión de la adaptación y mitigación del cambio climático en los programas y proyectos de inversión.

Fuente: PND 2021-2025



#### (4) Mecanismo de ejecución y proceso de toma de decisiones de las instituciones relacionadas

En la Figura 3-2 se muestra el mecanismo de ejecución de las instituciones relacionadas con la gestión de la inversión pública. En cuanto a la formulación de nuevos proyectos en el sector eléctrico por parte de instituciones como la CELEC y su incorporación en el plan de inversión pública, la presentación de las propuestas se realiza a través del ministerio competente, el MERNNR, para que la SNP elabore el plan de inversión pública global (PPIP/PAI).

Las instituciones ejecutoras bajo el ministerio competente como el MERNNR formulan sus proyectos junto con las empresas estatales sujetas a su jurisdicción, de acuerdo con las directrices y criterios de formulación de proyectos nuevos, debiendo obtener la aprobación del gabinete sectorial competente, aclarar el método de financiación como el origen del fondo (nacional o extranjero) y el aprovechamiento de las APP, y registrar la información del proyecto y los documentos relacionados en el sistema de gestión de inversión pública (SIPeIP). La SNP evalúa la pertinencia técnica y económica del proyecto y su coherencia con los objetivos y prioridades del PND. Con la publicación del Dictamen Favorable de Priorización, el proyecto es incorporado en el PAI. En el momento de su incorporación en el PAI, cada proyecto es clasificado en cinco niveles según su prioridad de acuerdo con los criterios de prioridad del PND (véase el apartado 3.1.3) para su presentación al Ministerio de Economía y Finanzas (MEF). Con base en el PAI, el MEF formula el Proyecto de Ley General de Presupuesto del Estado tomando en cuenta la situación financiera y lo presenta a la Asamblea Nacional.

En la etapa de ejecución del proyecto, la institución ejecutora informa al MEF y la SNP el estado de ejecución del proyecto. Las disposiciones del COPLAFIP obligan a las instituciones ejecutoras a informar sobre el estado de ejecución presupuestaria, cuyos datos serán reflejados en el informe de evaluación del presupuesto general del Estado que el MEF elabora.

### 11.1.2. Sistema Integrado de Planificación e Inversión Pública (SIPeIP)

#### (1) Descripción general del sistema

Como se explicó en el capítulo 3, el SIPeIP utilizado por el gobierno ecuatoriano es una herramienta de gestión de proyectos de inversión administrada por la SNP. Siendo una plataforma de información, el SIPeIP puede utilizarse para gestionar la información de manera integrada, desde la planificación hasta la evaluación de los proyectos de inversión pública, así como para monitorear y evaluar el estado de ejecución de las políticas públicas sectoriales.

El sistema se divide en módulos como Planificación, Inversión, Seguimiento y Evaluación, y Seguimiento a Obras. La información sobre los proyectos de inversión pública es compartida una vez que los funcionarios del gobierno la ingresen en el sistema. Asimismo, se puede explorar la información necesaria relacionada con cada uno de los proyectos.

#### (2) Trasfondo de la introducción del sistema

El SIPeIP fue introducido en 2010, a la par con la creación del marco actual de gestión de la

inversión pública, a raíz de la promulgación del COPLAFIP. Según la SNP, mientras que el SIPeIP facilitó la gestión de la información de los proyectos de inversión pública, así como el intercambio de información entre los ministerios, el sistema actual no es fácil de manejar debido a que la información se encuentra dispersa entre los módulos, por lo que se está solicitando un presupuesto para renovar el sistema para 2022.

(3) Mecanismo de ejecución y proceso de toma de decisiones de las instituciones relacionadas

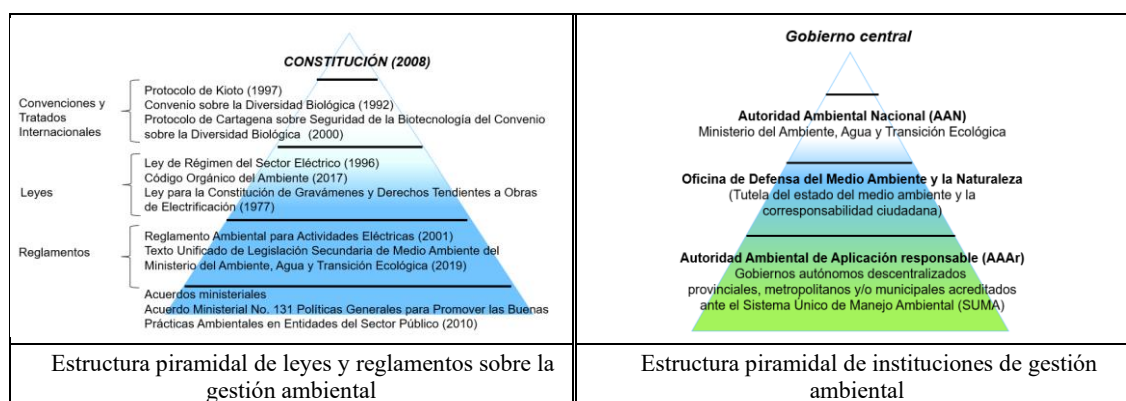
El SIPeIP es operado sobre la base del mecanismo de ejecución de la gestión de inversión pública que se muestra en el apartado 11.1.1 (4). El ingreso de la información de los proyectos de inversión pública es realizado por los ministerios competentes (el MERNNR en el sector de energía). En el caso de los proyectos implementados por las empresas estatales como la CELEC, el ministerio competente se encarga también de la gestión.

11.1.3. Consideraciones Socioambientales

(1) Descripción general de los marcos legal e institucional en materia de consideraciones socioambientales

El sistema legal ecuatoriano en materia de consideraciones socioambientales se caracteriza por su descentralización y la participación ciudadana. En esta sección se ofrece una descripción general del sistema legal y la estructura organizativa relacionada con las consideraciones socioambientales<sup>511</sup>.

En Ecuador, al amparo de la Constitución de la República, se ha establecido un marco legal piramidal de gestión ambiental (capas de leyes y reglamentos) compuesto de diversos tratados internacionales, leyes individuales, normas y acuerdos ministeriales sobre las consideraciones socioambientales (véase la Figura 11-1).



Fuente: Figura parcialmente actualizada y modificada por el equipo de estudio de JICA tomando como referencia el documento “Environmental Regulation and Renewable Energies Ecuador” del Ing. Byron Betancourt Estrella, CONELEC (noviembre de 2013)

Figura 11-1 Diagrama conceptual del marco de consideraciones socioambientales de Ecuador<sup>512</sup>

<sup>511</sup> Para mayor detalle véase los Anexos II y VI.

<sup>512</sup> Son diagramas conceptuales que muestran la estructura de gestión ambiental de los proyectos. Las leyes y

## (2) Leyes y reglamentos nacionales sobre la gestión ambiental<sup>513</sup>

En cuanto al marco organizativo de gestión ambiental de Ecuador, existen las siguientes disposiciones basadas en el Código Orgánico del Ambiente y la ley secundaria<sup>514</sup>.

- Creación del Consejo Nacional de Desarrollo Sustentable (CNDS) que asesora al presidente de la República en la elaboración de las políticas ambientales y el Plan Ambiental Ecuatoriano, con la participación del sector privado y los representantes de la sociedad civil.
- Introducción del Sistema Nacional Descentralizado de Gestión Ambiental (SNDGA) que se dedica a la coordinación transectorial y a nivel del gobierno.
- Participación en el SNDGA de todos los organismos y entidades del estado con competencia ambiental.

En otras palabras, la gestión ambiental nacional del gobierno ecuatoriano forma parte del SNDGA y constituye el Sistema Único de Manejo Ambiental (SUMA) mediante el cumplimiento de las normas del CNDS. La gestión ambiental basada en el SUMA está estructurada en forma piramidal compuesta por organizaciones como las siguientes.

- Autoridad Ambiental Nacional: Ministerio de Ambiente, Agua y Transición Ecológica (MAATE)
- Coordinadora Ecuatoriana de Organizaciones para la Defensa de la Naturaleza y el Medio Ambiente (CEDENMA)
- Autoridad Ambiental de Aplicación responsable: gobiernos autónomos descentralizados acreditados por el SUMA

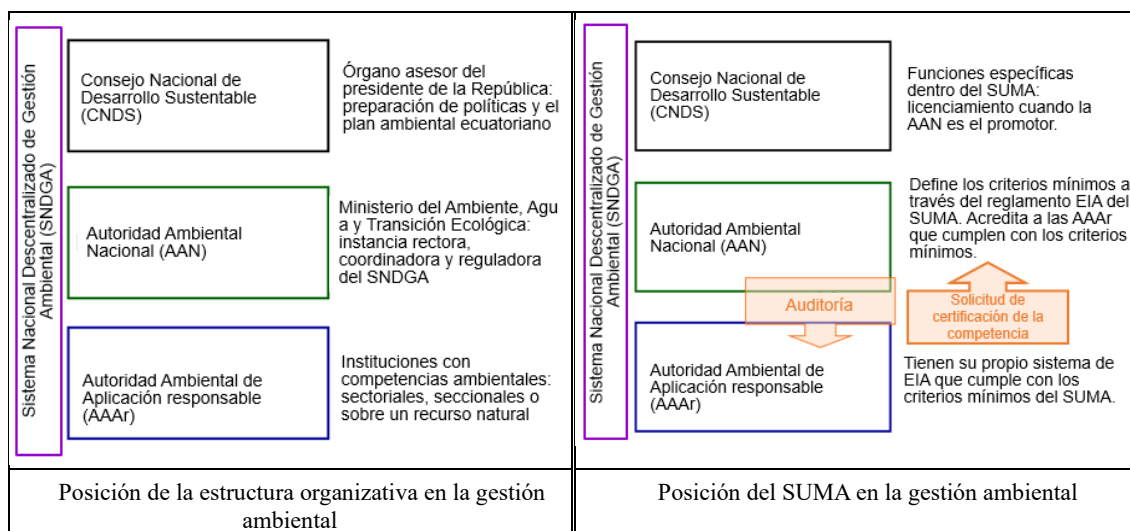
Con respecto al marco organizativo de gestión ambiental, la Figura 11-2 muestra el lugar que ocupan el CNDS, el SNDGA, la Autoridad Ambiental Nacional, los principales organismos y entidades con competencia ambiental y el SUMA anteriormente mencionados.

---

reglamentos que en realidad se aplican y las comisiones gubernamentales como CEDENMA son determinados según el proyecto de desarrollo.

<sup>513</sup> Para mayor detalle véase el Anexo III.

<sup>514</sup> Texto Unificado de Legislación Secundaria de Medio Ambiente (TULSMA)



Fuente: Elaborada por el equipo de estudio de JICA a partir del documento “Módulo 9, Sistema Único de Manejo Ambiental – SUMA, Reglamento de Evaluación de Impactos Ambientales” (Sitio Web DSpace en ESPOL)

Figura 11-2 Estructura organizativa de gestión ambiental y posición que ocupa el SUMA

### (3) Autorización administrativa ambiental y sistema de evaluación del impacto ambiental<sup>515</sup>

Como se mencionó anteriormente, las leyes relacionadas con la autorización administrativa ambiental y el sistema de evaluación del impacto ambiental son: el Código Orgánico del Ambiente (2017, modificado)<sup>516</sup>, el SUMA, el Texto Unificado de Legislación Secundaria de Medio Ambiente (TULSMA) (2019) y el Reglamento al Código Orgánico del Ambiente (2019). En Ecuador, basándose en estas leyes, se lleva a cabo la gestión ambiental<sup>517</sup>, como la estimación previa del impacto de los proyectos de desarrollo y de inversión y el otorgamiento de las autorizaciones administrativas ambientales.

El alcance y la competencia requeridos del SUMA son definidos en la antigua Ley de Gestión Ambiental (actual Código Orgánico del Ambiente [2017, modificado]). Además, el artículo 3 del libro VI del TULSMA (2019) establece lo siguiente.

- Es el conjunto de principios, normas, procedimientos y mecanismos orientados al planteamiento, programación, control, administración y ejecución de la evaluación del impacto ambiental, evaluación de riesgos ambientales, planes de manejo ambiental, planes de manejo de riesgos, sistemas de monitoreo, planes de contingencia y mitigación, auditorías ambientales y planes de abandono.
- Lo arriba mencionado debe ser aplicado por la Autoridad Ambiental Nacional y los organismos acreditados dentro de los mecanismos de regularización, control y seguimiento ambiental.
- Como Autoridad Ambiental Competente, en primer lugar el MAATE y por delegación,

<sup>515</sup> Para mayor detalle véase el Anexo IV.

<sup>516</sup> El Código Orgánico del Ambiente (2017) fue modificado parcialmente en 2018. En el presente informe se lo denomina como “Código Orgánico del Ambiente (2017, modificado)”.

<sup>517</sup> Para mayor detalle sobre las leyes, véase el Anexo III.

los gobiernos autónomos descentralizados provinciales, metropolitanos y/o municipales acreditados ejercen la competencia para llevar los procesos de prevención, control y seguimiento de la contaminación ambiental.

- Los gobiernos autónomos descentralizados provinciales, metropolitanos y/o municipales acreditados ante el SUMA conforman la Autoridad Ambiental de Aplicación responsable.

El sistema de autorización administrativa ambiental es una herramienta administrativa para controlar el impacto ambiental de los proyectos. El proponente del proyecto debe obtener con anticipación la autorización administrativa ambiental, cuyos trámites cuentan con las siguientes características.

- El MAATE, en su calidad de Autoridad Ambiental Nacional, puede delegar a las Autoridades Ambientales de Aplicación responsables debidamente acreditadas ante el ministerio la gestión ambiental, tales como la emisión de la autorización administrativa ambiental y la ejecución de la auditoría ambiental.
- Bajo el antiguo TULSMA (2003), la acreditación para la delegación tenía una vigencia de tres a seis años<sup>518</sup>, de manera que no era un sistema para otorgar de manera permanente la competencia sobre la gestión ambiental a las Autoridades Ambientales de Aplicación responsables.
- Sin embargo, el artículo 290, capítulo XI, título IV del nuevo TULSMA modificado en 2019 se refiere a la existencia del sistema para velar por el mejoramiento continuo de las Autoridades Ambientales de Aplicación responsables<sup>519</sup>. Por otro lado, en el sitio Web sobre la acreditación de los gobiernos autónomos descentralizados<sup>520</sup>, en respuesta a una pregunta sobre el plazo, se menciona que el plazo es indefinido una vez otorgada la acreditación. En otras palabras, con la introducción del sistema de mejoramiento continuo basado en el TULSMA modificado (2019) se hizo indefinido el plazo de acreditación para la delegación.

El procedimiento de evaluación ambiental de los proyectos propuestos, incluyendo la autorización administrativa ambiental y la evaluación del impacto ambiental (EIA), consta de tres pasos principales: (1) identificación de la Autoridad Ambiental Competente y la Autoridad Ambiental de Aplicación responsable en el SUMA, (2) screening mediante el Sistema Único de Información Ambiental<sup>521</sup> y (3) revisión de la EIA y el procedimiento de emisión de la licencia ambiental. Se muestra el diagrama en la Figura 11-3.

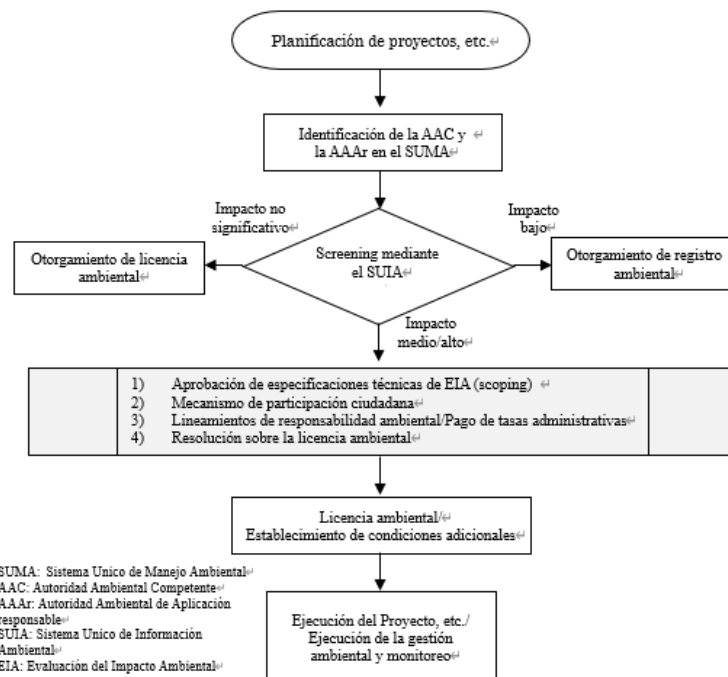
---

<sup>518</sup> Artículo 8, capítulo I, título I, libro VI del TULSMA (2003).

<sup>519</sup> Véase el Cuadro VI-4 del Anexo VI.

<sup>520</sup> <http://mesadeayuda.ambiente.gob.ec/joomla/index.php/regularizacion-ambiental/acreditacion-gads>

<sup>521</sup> Es el único sistema en línea administrado por la Autoridad Ambiental Nacional y utilizado por los organismos y entidades que componen el SNDGA para llevar a cabo el proceso de regularización ambiental.



Fuente: Elaborada por el equipo de estudio de JICA

Figura 11-3 Diagrama de todos los trámites ambientales para proyectos propuestos

#### (4) Mecanismo de monitoreo continuo de consideraciones ambientales<sup>522</sup>

El mecanismo de monitoreo continuo que incluye el plan de monitoreo ambiental, el cual sirve para garantizar el plan de gestión ambiental de la EIA, es establecido sobre la base del mecanismo de “control y seguimiento ambiental” definido en las disposiciones pertinentes de las leyes que se muestran a continuación.

- Título III “Control y seguimiento ambiental” del Código Orgánico del Ambiente
- Capítulo III “Monitoreo y control” del Reglamento al Código Orgánico del Ambiente
- “Mecanismos de control y seguimiento ambiental” del libro VI “De la calidad ambiental” del TULSMA

Según el artículo 201 del Código Orgánico del Ambiente, el “control y seguimiento ambiental” se efectúa por medio de los siguientes mecanismos.

- a) Monitoreos;
- b) Muestreos;
- c) Inspecciones;
- d) Informes ambientales de cumplimiento;
- e) Auditorías Ambientales;
- f) Vigilancia ciudadana o comunitaria; y,

<sup>522</sup> Para mayor detalle véase el Anexo V.

g) Otros que establezca la Autoridad Ambiental Competente.

En el artículo 249 del libro VI del TULSMA, se menciona en el ítem f) la “Vigilancia ciudadana” en vez de la “Vigilancia ciudadana o comunitaria”. Además, aparte de los siete mecanismos arriba mencionados, se añadió entre los ítems f) y g) el “Mecanismos establecidos en los Reglamentos de actividades específicas”, por lo que son ocho los mecanismos en total. A pesar de las diferencias, se estima que lo implicado en los artículos es básicamente lo mismo considerando el contenido de las leyes.

#### (5) Leyes y reglamentos relacionados y mecanismo de ejecución pertinentes a las consideraciones sociales<sup>523</sup>

La dimensión de gobernanza de Ecuador está definida por las leyes orgánicas específicas de cada área, sus códigos y las normas secundarias (en caso de que estén disponibles). Por ejemplo, la gestión ambiental está regulada por el Código Orgánico del Ambiente, el Reglamento al Código Orgánico del Ambiente y el Texto Unificado de Legislación Secundaria (TULSMA).

Por otro lado, no existen leyes ni reglamentos que traten directamente del entorno social de los proyectos (por ejemplo, ley socioambiental y su reglamento), por lo tanto, las consideraciones o las evaluaciones socioambientales previas a la implementación de los proyectos propuestos son materializadas únicamente en el marco de la EIA y el sistema de evaluación, confirmando el cumplimiento de las leyes y reglamentos individuales pertinentes a las consideraciones socioambientales que se aplican (por ejemplo, el Código de Trabajo y las leyes relacionadas con la adquisición de terrenos, reubicación involuntaria de los residentes y compensación). Por esta razón, no existe una estructura organizativa central en el país que administre solamente la Evaluación del Impacto Social de los proyectos de desarrollo. La Autoridad Ambiental Competente y el MAATE ejecutan dicha evaluación por su competencia en el marco de la EIA y el sistema de evaluación.

Seguidamente, en cuanto a las consideraciones sociales de género y a las comunidades indígenas, la Ley Orgánica de los Consejos Nacionales para la Igualdad y el Reglamento General a Ley Orgánica de los Consejos Nacionales para la Igualdad cuentan con disposiciones destinadas a definir las organizaciones relacionadas y sus responsabilidades. Estas disposiciones se refieren a la aplicación de una de las políticas nacionales - la Agenda Nacional para la Igualdad de las Mujeres y personas LGTBI<sup>524</sup> - y los documentos relacionados (manual, guía, etc.), entre los cuales se encuentran los siguientes documentos proporcionados por el MAATE durante el presente estudio.

- Primera CDN para el Acuerdo de París bajo la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC)
- Metodología para la Transversalización de Género en la CDN

<sup>523</sup> Para mayor detalle véase el Anexo VIII.

<sup>524</sup> L (lesbianas), G (gays), B (bisexuales), T (transgéneros) e I (intersexuales)

- Guía Técnica para la Integración del Enfoque de Género en la Gestión de Cambio Climático en Ecuador
- Lineamientos metodológicos para la incorporación del enfoque de género en iniciativas, acciones y productos desarrollados por el proyecto Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático (PLANACC)
- Plataforma para el intercambio de experiencias y mejores prácticas de los Pueblos Indígenas y las Comunidades Locales

Los documentos proporcionados por el MAATE son aquellos preparados en el contexto del calentamiento global, el cambio climático y la REDD-plus<sup>525</sup> e incluyen el manual, los lineamientos, la metodología y la plataforma sobre las consideraciones sociales de género y a los pueblos indígenas. Cabe señalar que la agenda (política) o los documentos relacionados (lineamientos, etc.) no son de cumplimiento obligatorio ni forzoso en el caso de los proyectos de desarrollo a menos que se especifique lo contrario en las especificaciones. En cuanto al manejo de las especificaciones del proyecto, el artículo 3 de la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública establece lo siguiente.

Artículo 3 Contratos Financiados con Préstamos y Cooperación Internacional.- En las contrataciones que se financien, previo convenio, con fondos provenientes de organismos multilaterales de crédito de los cuales el Ecuador sea miembro, o, en las contrataciones que se financien con fondos reembolsables o no reembolsables provenientes de financiamiento de gobierno a gobierno; u organismos internacionales de cooperación, se observará lo acordado en los respectivos convenios. Lo no previsto en dichos convenios se regirá por las disposiciones de esta Ley.

No existen leyes ni lineamientos que traten directamente del acceso a los proyectos o de la inclusividad, pero las disposiciones sobre la sostenibilidad de la Constitución de la República de Ecuador (artículos 3, 14, 57, 258, 259 y 276) y la “Guía para la Presentación de Programas y Proyectos de Inversión Pública” de la SNP establecen que se deben cumplir los requisitos sobre la aclaración de la "sostenibilidad social" de los proyectos. Sin embargo, es necesario prestar atención a que, en cuanto a la sostenibilidad, se debe identificar claramente a las partes interesadas (beneficiarios) de los proyectos, y hacer una declaración sobre las acciones y actividades para promover la igualdad de género, étnica y generacional (por ejemplo, mencionar estos puntos en las especificaciones de los proyectos).

## 11.2 Análisis del Sistema Ecuatoriano a la Luz de los Principios de Inversión en Infraestructuras de Calidad

En esta sección, vamos a confirmar los estándares de evaluación de los proyectos de inversión que miden los efectos de los proyectos de infraestructura. Compararemos los principios de

---

<sup>525</sup> Un mecanismo mediante el cual los países desarrollados brindan apoyo financiero destinado a las actividades de conservación forestal de los países en vías de desarrollo en sus propios países.



inversión en infraestructuras de calidad y los sistemas y criterios ecuatorianos de control de inversión pública, y veremos sus coincidencias y diferencias. Principalmente analizaremos los siguientes sistemas y criterios:

- Las guías y lineamientos relativos a la inversión pública (Véase 11.1.1 (2))
- Prioridades establecidas en el Plan Nacional de Desarrollo, y los criterios de inversión (véase 11.1.1 (3))
- Otras leyes y reglamentos relativos a la presentación y ejecución de proyectos de inversión pública (sistema de consideración ambiental y social, sistema de adquisición pública, etc.)

El Cuadro 11-3 muestra los resultados del análisis.

**Cuadro 11-3 Coincidencias y diferencias entre los principios del G20 para la inversión en infraestructuras de calidad y el sistema nacional ecuatoriano de inversión pública**

Principio		Resumen del sistema nacional ecuatoriano	Coincidencias y diferencias	Orientación del mejoramiento
<b>Principio 1: Maximizar impactos positivos de la infraestructura para lograr el crecimiento sostenible y el desarrollo.</b>				
1.1	Desencadenar el círculo virtuoso de actividades económicas.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Los criterios de orientación para la inversión pública del PND 2021-2025 (I-1: Creación de empleos de calidad; I-3: Incremento de la competitividad y productividad, etc.)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Casi todos los principios son coincidentes con los criterios de orientación para la inversión pública del PND</li> <li>La Guía para la Presentación de Programas y Proyectos de Inversión Pública no especifica con claridad los efectos de las infraestructuras.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Es deseable que los efectos de círculo virtuoso que traerá la infraestructura a las actividades económicas se mencionen claramente en los documentos de planeación del proyecto.</li> </ul>
1.2	Promover el desarrollo sostenible y la conectividad.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Los criterios de orientación para la inversión pública del PND 2021-2025 (II-3: Acceso universal a un servicio público de calidad; I-3: Importancia de la infraestructura que mejore la conectividad.)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se confirma que el PND es congruente con la “Agenda 2030 para un Desarrollo Sostenible”.</li> <li>La conectividad de las infraestructuras es mencionada en los Criterios de Inversión del PND, pero no está escrita en la Guía para la Presentación de Programas y Proyectos de Inversión Pública.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>En el plan del proyecto de infraestructura, es deseable mencionar los efectos del mejoramiento de la conectividad de la infraestructura.</li> </ul>
<b>Principio 2: Mejorar la eficiencia económica tomando en cuenta el costo total del ciclo de vida.</b>				
2.1	Tomar en cuenta los costos y beneficios durante todo el ciclo de vida de la infraestructura para asegurar la eficiencia.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Son obligatorios el análisis financiero (TIR, VPN) y el análisis económico (TIR económica, VPN económico) según la Guía para la Presentación de Términos de Referencia.</li> <li>La Guía para la Presentación de Programas y Proyectos de Inversión Pública establece, como premisa, calcular el monto total de inversión, que incluye los costos de operación y mantenimiento.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>En el momento de la planeación de proyectos de inversión en infraestructuras, se calcula el costo-beneficio del ciclo de vida, incluyendo el monto de inversión inicial y los costos de operación y mantenimiento.</li> </ul>	
2.2	Incluir en los proyectos de infraestructura las estrategias de mitigación de riesgos, como el retraso de obras, los sobrecostos y los riesgos después de su puesta en operación.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Hacer obligatoria la realización del análisis de sensibilidad en la Guía para la Presentación de Términos de Referencia.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Los diferentes riesgos que pueden afectar la rentabilidad del proyecto están considerados en el análisis de sensibilidad, pero los riesgos concretos como sobrecostos no se indican de manera explícita. Tampoco existe la obligación de establecer medidas de mitigación de riesgos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Es deseable que se describan los riesgos que deben ser considerados, y exigir las medidas de mitigación ante esos riesgos.</li> </ul>

2.3	Utilizar tecnologías innovadoras a través del ciclo de vida, donde se considere necesario, para incrementar la eficiencia económica de las infraestructuras existentes y nuevas.	<ul style="list-style-type: none"> <li>La Guía para la Presentación de Términos de Referencia establece que es necesario hacer el análisis para maximizar la eficiencia del manejo de los recursos humanos y materiales.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>No se expresa claramente el uso de tecnologías innovadoras, pero se considera que está implícitamente incluido en la eficientización del manejo de recursos.</li> </ul>	
<b>Principio 3: Integrar las consideraciones ambientales en la inversión en infraestructuras.</b>				
3.1	Afianzar las consideraciones ambientales durante todo el ciclo de vida de los proyectos de infraestructura.	<ul style="list-style-type: none"> <li>El marco jurídico determina que para la implementación de un proyecto de infraestructura, los impactos positivos y negativos ambientales deben estar integrados en todos los procesos de inversión, desde la etapa de planeación de su ciclo de vida, por medio de la obtención de las autorizaciones y permisos ambientales en base al EIA y el control, monitoreo y auditoría ambiental durante sus etapas de construcción y operación. Las violaciones a las leyes y reglamentos se sancionan con la clausura del proyecto, por ejemplo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Existen leyes y reglamentos que establecen los EIAs, las autorizaciones y permisos ambientales, la planificación de la gestión y monitoreo ambientales para los proyectos individuales, pero no existen las macro-políticas que garanticen la efectividad de las consideraciones al medio ambiente. Los EIAs y los permisos ambientales se transfieren a las autoridades locales a través del SUMA.</li> <li>Existe el sistema de certificación y vigilancia para la mejora continua y el manejo ambiental del SUMA, pero no está claro cómo el MAATE pueda confirmar y evaluar que las consideraciones ambientales de cada proyecto concreto funcionen eficientemente.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Es necesario construir un sistema de atención ambiental más robusto; además de la evaluación del EIA por la autoridad local a través del SUMA y por el MAATE y el plan de manejo ambiental y monitoreo basados en la evaluación, debe introducir el concepto de evaluación ambiental estratégica para los grandes proyectos de infraestructura que se aplica en los niveles más altos de planificación y programación. Además de la presentación del EIA, se desea que se establezca un sistema que integre las consideraciones ambientales desde una etapa temprana de planificación.</li> </ul>
3.2	Transparentar a todos los actores los impactos ambientales de la inversión en infraestructuras.	<ul style="list-style-type: none"> <li>El marco jurídico establece que la información sobre los impactos ambientales del proyecto se hace transparente para todos los actores involucrados, a través de: la garantía de acceso gratuito a la información abierta establecido por la Ley Orgánica de Participación Ciudadana (LOPC); el proceso de participación ciudadana para la reglamentación ambiental (consultas públicas, talleres, apertura de documentos, acceso a los sitios web, instalación de la mesa informativa); de la apertura informativa sobre el EIA; la publicación en el sitio web de la</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Está bien establecido el marco jurídico para la apertura informativa de los impactos ambientales. La apertura informativa también toma en cuenta la situación local, como el uso de la lengua local en las consultas públicas y los talleres requeridos en el proceso del EIA. También se ofrece la información en páginas web.</li> <li>No se sabe hasta dónde los ciudadanos de a pie puedan entender las explicaciones en las consultas. Tampoco se sabe si se está tomando en cuenta la tasa de acceso a la red o a las terminales, como el teléfono</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>La apertura informativa digitalizada es necesaria y eficaz, pero debe haber una atención más simple y cercana a la sociedad regional, que atienda las consultas y requerimientos informativos de los actores involucrados. Se podría pensar en la instalación de mesas informativas con funcionarios que entiendan las lenguas locales, aprovechando las ventajas del Sistema Único de Manejo Ambiental (SUMA) y del Sistema Único de Información Ambiental y en cooperación con el MAATE y con las autoridades locales.</li> </ul>

		información del manejo ambiental; la publicación en el sitio web de la información sobre la aplicación del manejo ambiental por parte del MAATE basado en la Ley Orgánica de Transparencia y Acceso a la Información Pública (LOATIP); y del ofrecimiento de datos estadísticos sociales, económicos y ambientales por parte del Instituto Nacional de Estadística y Censo (INEC).	celular. El nivel de conocimiento de los actores no está claro. Es necesaria una atención más cuidadosa para los grupos indígenas y para los habitantes de bajo ingreso en la provincia.	
<b>Principio 4: Construir resiliencia contra desastres naturales y otros riesgos.</b>				
4.1	Integrar un buen manejo del riesgo de desastres en el diseño de infraestructuras.	<ul style="list-style-type: none"> <li>En las reglas de la planificación de inversiones públicas, se exige que se incluyan en el estudio de factibilidad o en los documentos del proyecto el análisis de riesgos con las amenazas y vulnerabilidades frente a los desastres naturales.</li> <li>La Guía para la Presentación de Términos de Referencia obliga a la implementación del análisis de sensibilidad.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>La inclusión de las posibilidades de desastres naturales y la revisión de las posibles contramedidas ya son obligatorias.</li> </ul>	
4.2	Incluir financiamientos para riesgos de desastres y mecanismos de aseguramiento bien diseñados puede incentivar infraestructuras resilientes a través del financiamiento de medidas preventivas.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Las reglas de planeación de inversiones públicas obligan a la inclusión del estudio sobre amenazas y vulnerabilidad frente a los desastres naturales y a las medidas de prevención en el estudio de factibilidad o en los documentos del proyecto.</li> <li>En la Guía para la Incorporación de la Variable Riesgo en la Gestión Integral de Nuevos Proyectos de Infraestructura publicada por la Secretaría Técnica de Gestión de Riesgos, se refiere al mecanismo de aseguramiento como una medida de mitigación de riesgos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Como se ha visto hasta ahora, las contramedidas a los desastres naturales se analizan en el estudio de factibilidad o en los documentos del proyecto, pero no se menciona el mecanismo de financiamientos o de aseguramiento para los riesgos de desastres.</li> </ul>	
<b>Principio 5: Integrar las consideraciones sociales en la inversión en infraestructuras.</b>				
5.1	Garantizar el acceso abierto a los servicios de la infraestructura a la sociedad de manera no discriminatoria.	<ul style="list-style-type: none"> <li>En la Guía para la Presentación de Programas y Proyectos de Inversión de la SNP, en la parte de la “sustentabilidad social”, se indica la promoción del acceso imparcial y abierto al proyecto, en el</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Está establecida la política de “sostenibilidad social”.</li> <li>La Guía es el lineamiento para los proyectos de obras públicas, y su aplicación efectiva no obligatoria.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Es deseable especificar claramente los actores involucrados en el proyecto (beneficiarios), y declarar las acciones que promuevan la igualdad del género, étnica o generacional (por ejemplo, declararlas en</li> </ul>

		contexto de la igualdad del género, cultural e intergeneracional.		los TOR del proyecto o establecerlas como una política del proyecto).
5.2	Aplicar las prácticas de inclusión en todas las facetas y durante todo el ciclo de vida del proyecto.	<ul style="list-style-type: none"> <li>No existen leyes o guías que se relacionen directamente con el carácter inclusivo de los proyectos. Sin embargo, el artículo 314 de la Constitución y las leyes y reglamentos sobre el servicio de infraestructuras públicas y la Guía para la Presentación de Programas y Proyectos de Inversión Pública demandan que los proyectos cumplan con los requerimientos de la “sostenibilidad social”.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Igual que arriba</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Igual que arriba</li> </ul>
5.3	Todos los trabajadores deben tener la misma oportunidad de acceder al empleo creado por la inversión en infraestructuras, de desarrollar sus habilidades, de poder trabajar en las condiciones seguras y saludables y de recibir remuneraciones y tratos justos, con dignidad y sin discriminación.	<ul style="list-style-type: none"> <li>La dignidad, la no discriminación y el incremento del nivel técnico de los trabajadores están garantizados bajo las siguientes leyes e implementados por las siguientes instituciones: <ul style="list-style-type: none"> <li>Constitución de la República</li> <li>Código del trabajo</li> <li>Código de la Economía Social de los Conocimientos, Creatividad e Innovación.</li> </ul> </li> <li>Servicio Ecuatoriano de Capacitación Profesional (SECAP)</li> <li>El empoderamiento femenino está reflejado en la Constitución, y en la Agenda Nacional para las Mujeres y las Personas LGBTI 2018 – 2021. Esta Agenda forma parte del PND, y en cuanto al empoderamiento de la mujer, es congruente con el Objetivo 5 de los ODSs. Es una política del Estado, en que se basan las leyes individuales y otros manuales y guías.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se evalúa que el marco jurídico sobre este punto está establecido, pero en la ejecución del proyecto, este marco tiene que ser manejado en el monitoreo de la consideración ambiental y social, o en el estudio de impacto social en relación con su EIA.</li> <li>Por el SUMA, muchas autoridades locales realizan sus proyectos de inversión a través de contratistas y operadores, por lo que no está claro cómo el MAATE puede ejercer su facultad de confirmación y evaluación sobre la aplicación efectiva del marco jurídico.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Además de la implementación del programa de manejo ambiental (social) y la consideración social propia del proyecto de infraestructura, como la instalación de una ventanilla para la atención de quejas, es deseable introducir un sistema de evaluación, que consista en una inspección periódica o sin previo aviso a la empresa contratista y/o operadora del proyecto, entre el MAATE, el Ministerio del Trabajo, el ministerio a cargo del proyecto, otros ministerios involucrados y las autoridades locales.</li> </ul>

5.4	Establecer condiciones laborales seguras y saludables tanto en los sitios de construcción de infraestructuras como en las comunidades cercanas.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los aspectos de seguridad y salud están reglamentados y garantizados por las siguientes leyes y políticas; y hay diferentes organizaciones que los ejecutan: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Constitución de la República</li> <li>- Política Nacional de Salud en el Trabajo 2019 - 2025</li> <li>- Ley Orgánica de Salud</li> <li>- Código del Trabajo</li> <li>- Ley Orgánica para la Justicia Laboral y Reconocimiento del Trabajo en el Hogar.</li> <li>- Ley de Seguridad Social</li> <li>- Reglamento de la Ley Orgánica del Servicio Público</li> <li>- Reglamento de Seguridad y Salud de los Trabajadores y Mejoramiento del Medio Ambiente de Trabajo</li> <li>- Reglamento de los Servicios Médicos de las Empresas</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Igual que arriba</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Igual que arriba</li> </ul>
<b>Principio 6: Fortalecer la gobernanza de la infraestructura</b>				
6.1	Asegurar la adquisición abierta y transparente para garantizar que los proyectos de infraestructura tengan la calidad por el precio (VFM), sean seguras y eficientes, para que la inversión no sea desviada del uso inicialmente establecido.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La Guía Metodológica para la Presentación y Aprobación de Proyectos bajo la Modalidad de Asociación Público-Privada, publicada por el Comité Interministerial de Asociación Pública-Privada (CIAPP) establece que se hará el análisis de relación calidad-precio (VFM) en el momento de la evaluación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El análisis relación calidad-precio (VFM) se establece únicamente para los proyectos de APP:</li> </ul>	
6.2	Establecer un sistema de gobernanza bien diseñado y funcional para evaluar la sostenibilidad financiera de cada uno de los proyectos y para priorizar los proyectos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• En la Guía para la Presentación de Términos de Referencia se estipula la priorización de proyectos en base al análisis financiero del estudio previo a la inversión.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se realiza la priorización de proyectos después de la evaluación de sostenibilidad financiera.</li> </ul>	

	viabiles de infraestructuras sujetos a un monto total disponible de fondos.			
6.3	Continuar con los esfuerzos de anticorrupción y de mejora de transparencia para asegurar la integridad de la inversión en infraestructuras.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• En el artículo 5 de la Ley Orgánica de Finanzas Públicas, se establece el aseguramiento de la transparencia.</li> <li>• El Plan de Creación de Oportunidades 2021 – 2025 establece el combate a la corrupción como uno de los objetivos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El gobierno establece, como asuntos muy importantes, la transparencia de la información sobre la planificación y las finanzas públicas y la erradicación de corruptelas.</li> </ul>	
6.4	El acceso a la información y los datos apropiados es un factor de apoyo para la toma de decisiones de la inversión y para el manejo y la evaluación del proyecto.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Todos los proyectos de inversión pública están obligados a ser solicitados a través del Sistema Integrado de Planificación e Inversión Pública (SIPeIP).</li> <li>• Los documentos de licitación y los contratos se publican por el Sistema Nacional de Contratación Pública.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La información sobre la inversión pública se concentra en el SIPeIP, desde su planeación hasta su implementación. Está establecido el sistema de apoyo para la toma de decisiones y el control y la evaluación del proyecto.</li> </ul>	

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA

Principio 1: Maximizar impactos positivos de la infraestructura para lograr el crecimiento sustentable y el desarrollo.

1-(1) Desencadenar un círculo virtuoso de actividades económicas.

De acuerdo con los Principios de Inversión en Infraestructuras de Calidad, el círculo virtuoso de la economía generado por la infraestructura puede tomar diversas formas:

- Crear nuevos empleos para la construcción, la operación y el mantenimiento de la infraestructura.
- Estimular la economía y el incremento de la demanda del empleo por los impactos positivos de la infraestructura.
- Transferencia de tecnologías avanzadas y know-how.
- Una mejor distribución de recursos, el incremento de la capacidad y habilidades y el aumento de la productividad.
- Aumentar el potencial de crecimiento económico al estimular la inversión privada y fomentar el comercio, la inversión y el desarrollo económico.

Si comparamos estos principios con los criterios de inversión pública expresados en el PND 2021-2025, vigente actualmente, casi todos los rubros son coincidentes. Por ejemplo, además de la creación de empleos, en el punto “I-1 incrementar y fomentar las oportunidades de empleo” y en el punto I-3, “fomentar la productividad”, el incremento de la productividad es considerado como un efecto de la infraestructura. Por otra parte, el PND destaca, como uno de sus objetivos (objetivo 2) “impulsar el sistema económico con reglas claras que fomenten el comercio exterior, el turismo, la atracción de inversiones y la modernización del sistema financiero nacional.” (Véase el Cuadro 3-2). Se considera que la importancia de establecer un entorno favorable para la inversión está plenamente comprendida.

Por otro lado, la Guía para la Presentación de Programas y Proyectos de Inversión Pública (en adelante “Guía para la Presentación de Proyectos de Inversión Pública”) no especifica la indicación clara de estos efectos en la etapa de planificación del proyecto. Es deseable que en el plan del proyecto se publiquen explícitamente los efectos positivos que traerá el proyecto de infraestructura, para mostrar, con claridad, la coincidencia del criterio aplicado al proyecto de inversión pública y los criterios que se mencionan en el PND.

1-(2) Promover el desarrollo sostenible y la conectividad.

En los principios de inversión pública en infraestructuras, este concepto tiene el fin de lograr la congruencia del desarrollo infraestructural con los ODSs y las estrategias de desarrollo nacional y local, así como el mejoramiento del acceso de los habitantes a la infraestructura, y crear un círculo virtuoso de actividades económicas por medio del aumento de la conectividad.

En el PND 2021-2025, se confirma la congruencia del Plan con la Agenda 2030 para el



Desarrollo Sostenible<sup>526</sup>. Un 95% de las metas establecidas en el PND está de acuerdo con la Agenda mencionada.

En cuanto al aumento del acceso de la gente a la infraestructura, en los criterios de inversión pública del PND se menciona el “acceso universal a servicios públicos de calidad” (criterio II-3). La Guía para la Presentación de Proyectos de Inversión Pública establece que es necesario realizar el análisis de la situación local y el de la demanda de infraestructuras.

En cuanto a la conectividad, el criterio para la inversión pública del PND reconoce su importancia diciendo que necesita “mejorar la productividad sostenida por infraestructura y un servicio de calidad, que mejoren la conectividad y la logística” (criterio I-3). Sin embargo, la Guía para la Presentación de Proyectos de Inversión Pública no obliga a la explicación explícita de los impactos positivos de la infraestructura para mejorar la conectividad; sería conveniente exigir la mención a estos efectos en las propuestas.

Principio 2: Mejorar la eficiencia económica tomando en cuenta el costo total del ciclo de vida.
2-(1) Tomar en cuenta los costos y beneficios durante todo el ciclo de vida de la infraestructura para asegurar la eficiencia.

En el sistema de adquisición pública, los ministerios y las secretarías planifican e implementan un estudio previo siguiendo las pautas establecidas en la Guía para la Presentación de Términos de Referencia. El estudio previo está dividido en 4 fases: el estudio básico, el estudio de prefactibilidad, el estudio de factibilidad y el estudio detallado. Después de la fase de estudio de prefactibilidad, se debe realizar el estimado del costo de la inversión en la infraestructura, y se debe realizar un análisis financiero y un análisis económico. En base a los resultados de los estudios, el ministerio o la secretaría encargada elaborará su proyecto y se lo presentará a la Secretaría Nacional de Planificación de la Presidencia de la República, en que se hace la priorización.

En cuanto a los costos, se establece la obligación de estimar el costo de construcción (obras civiles, costos de equipamiento, de instalación eléctrica, de ingeniería, de medidas de protección ambiental, de mantenimiento, etc.) así como los gastos indirectos (gastos para obras temporales, de garantía, de seguros y los costos financieros) y los gastos de operación y mantenimiento después de la entrada en operación. Para revisar la rentabilidad del proyecto de inversión, se exige el cálculo de la tasa interna de rendimiento (TIR) y del valor presente neto (VPN), además del análisis de sensibilidad. En adición a estos análisis financieros, se exigen los análisis económicos y el cálculo del costo socioeconómico, como el cálculo de la tasa económica de rendimiento interno (TIR económica) y el valor económico presente neto (VPN económico).

La Guía para la Presentación de Términos de Referencia aplica el concepto del costo del ciclo de vida, aunque no se utiliza este término, ya que el documento exige que se revise no solo la inversión inicial sino también los costos de operación y mantenimiento después de la construcción.

Después del estudio previo, se elabora el plan de proyecto siguiendo los pasos establecidos en la Guía para la Presentación de Programas y Proyectos de Inversión Pública (en adelante “Guía

<sup>526</sup> The 2030 Agenda for Sustainable Development

para la Presentación de Proyectos de Inversión Pública”), que funciona con la premisa de tener el costo total del proyecto, incluyendo los costos de operación y mantenimiento. Cuando no se incluyen los costos de operación y mantenimiento en el costo total, la Guía exige la explicación sobre las fuentes del fondo durante su operación.

2-(2) Incluir en los proyectos de infraestructura las estrategias de mitigación de riesgos, como el retraso de obras, los sobrecostos y los riesgos después de su puesta en operación.

La Guía para la Presentación de Términos de Referencia no se refiere a los riesgos concretos como retrasos de obras y sobrecostos, sino que señala que se debe realizar un análisis de posibles escenarios y de riesgos tomando en cuenta los diferentes riesgos que puedan impactar la rentabilidad del proyecto, aunque no hace mención a la presentación obligatoria de las medidas de mitigación frente a esos riesgos. En el sector eléctrico, no obstante, es deseable señalar los tipos de riesgos que hay que analizar, por el tipo de proyecto de que se trate, si es de generación, de transmisión o de distribución, y establecer las medidas de control.

2-(3) Utilizar tecnologías innovadoras a través de su ciclo de vida, donde se considere necesario, para incrementar la eficiencia económica de las infraestructuras existentes y nuevas.

La Guía para la Presentación de Términos de Referencia no hace mención a la utilización de las tecnologías innovadoras. Solo dice que se debe realizar el análisis para maximizar el rendimiento de recursos humanos y materiales al llevar a cabo el proyecto. Su postura es aumentar la eficiencia económica de la infraestructura.

**Principio 3: Integrar las consideraciones ambientales en la inversión en infraestructura.**

3-(1) Afianzar las consideraciones ambientales durante todo el ciclo de vida de los proyectos de infraestructura.

Al llevar a cabo un proyecto de infraestructura, sus impactos positivos y negativos deben ser integrados al proyecto, a través de la obtención de las licencias y autorizaciones ambientales basadas en el EIA, y del programa de manejo y monitoreo ambientales en cada etapa de construcción y de operación. El marco jurídico establece aplicar sanciones, como la clausura de la obra, cuando existan violaciones a las reglas ambientales.

3-(2) Transparentar a todos los actores los impactos ambientales de la inversión en infraestructuras.

El marco jurídico establece la transparencia de información sobre el impacto ambiental, por medio del aseguramiento del acceso gratuito a la apertura informativa por la Ley Orgánica de Participación Ciudadana (LOPC), y del proceso de participación ciudadana para reglamentar las

reglas ambientales (celebración de consultas públicas y de talleres, ofrecimiento de los documentos del proyecto, acceso a los sitios web, instalación de la mesa informativa, etc.). Además, está abierta la información sobre el manejo ambiental del proyecto en internet por el Sistema Único de Información Ambiental, publicación en el sitio web de la información sobre la ejecución del manejo ambiental por parte del MAATE en base a la Ley Orgánica de Transparencia y Acceso a la Información Pública (LOATIP), y el ofrecimiento de todos los datos estadísticos nacionales, sociales, económicos y ambientales, en la web por parte del Instituto Nacional de Estadística y Censo (INEC). Este marco jurídico asegura a todos los actores la transparencia de la información sobre los impactos ambientales.

**Principio 4: Construir la resiliencia contra desastres naturales y otros riesgos.**

**4-(1) Integrar un buen manejo de riesgo de desastres en el diseño de infraestructuras.**

Aunque la Guía para la Presentación de Términos de Referencia obliga a que se realice un análisis de riesgos en la etapa del estudio previo a la inversión, no establece el requerimiento de clasificar los riesgos concretos y los métodos de control frente a esos riesgos.

Por otra parte, las reglas para integrar los programas y proyectos en el plan de inversión pública (en adelante “Reglas del Plan de Inversión Pública”) dicen que el análisis de riesgos de desastres naturales debe ser integrado en el Estudio de Factibilidad o en los documentos del proyecto, en cuanto a los resultados de sus amenazas y vulnerabilidades. Exige también mencionar las medidas de prevención y de mitigación para minimizar las vulnerabilidades identificadas.

Si no existe información suficiente sobre las supuestas amenazas y vulnerabilidades, el ente ejecutor del proyecto puede juzgar por sí mismo la posibilidad de desastres naturales y antropogénicos, y proponer las medidas de prevención y de mitigación calculando los costos para aplicarlas, para incluirlos en el monto total de inversión del proyecto.

**4-(2) Incluir financiamientos para riesgos de desastres y mecanismos de aseguramiento bien diseñados puede incentivar infraestructuras resilientes a través del financiamiento de medidas preventivas.**

Como ya se mencionó anteriormente, las medidas de prevención y de mitigación de los riesgos de desastres naturales deben ser incluidas en el estudio de factibilidad o en los documentos del proyecto, pero las reglas no exigen mencionar las medidas concretas, como los mecanismos de financiamiento para los riesgos de desastres o de aseguramiento frente a ellos.

Por otra parte, la Guía para la Incorporación de la Variable Riesgo en la Gestión Integral de Nuevos Proyectos de Infraestructura del Servicio Nacional de Gestión de Riesgos y Emergencias se refiere al aprovechamiento del mecanismo de aseguramiento como un ejemplo de las medidas de mitigación.

**Principio 5: Integrar las consideraciones sociales en la inversión en infraestructuras.**

5-(1) Garantizar el acceso abierto a los servicios de la infraestructura a la sociedad de manera no discriminatoria.

La Guía para la Presentación de Proyectos de Inversión Pública de la Secretaría Técnica del Sistema Nacional Descentralizador de Planificación Participativa (SENPLADIS) tiene un apartado de la “sostenibilidad social” que contiene el siguiente lineamiento, que promueve el acceso igualitario y abierto al proyecto entre géneros, culturas y generaciones.

- La contribución del proyecto al incremento del capital social en el área de su influencia debe ser asegurada a través de la promoción de la igualdad y la imparcialidad, de acuerdo con la perspectiva de género, de diferencia cultural y generacional, y de participación ciudadana.
- Además, es necesario proponer el equilibrio en la sociedad, en los aspectos económico, social y cultural.

5-(2) Aplicar las prácticas de inclusión en todas las facetas y durante todo el ciclo de vida del proyecto.

No existen leyes ni reglamentos o guías directamente relacionadas con la inclusión, pero la Constitución de la República en su artículo 134, las leyes individuales sobre los servicios de infraestructuras públicas y la Guía para la Presentación de Proyectos de Inversión Pública establecen la necesidad de cumplir con los requerimientos de la “sostenibilidad social” del proyecto.

5-(3) Todos los trabajadores deben tener la misma oportunidad de acceder al empleo creado por la inversión en infraestructuras, de desarrollar sus habilidades, de poder trabajar en condiciones seguras y saludables, y de recibir remuneraciones y tratos justos, con dignidad y sin discriminación.

La dignidad, la no discriminación y el desarrollo de habilidades de los trabajadores están asegurados por las siguientes leyes y reglamentos, e implementados por las siguientes instituciones:

- Constitución de la República (artículos 33, 329 y 331)
- Código del Trabajo (capítulo IV)

Los artículos relacionados con la obligación del empleador y del trabajador, y los relativos a la no discriminación (artículos 42, 44, 46, 79, 195 y 220) garantizan la dignidad y el trato no discriminatorio del trabajador.

- Código de Economía Social de los Conocimientos, Creatividad e Innovación: se aplica a todas las personas físicas y jurídicas, y otras agrupaciones que realicen las actividades

de desarrollo relacionadas con la economía social, de conocimientos, creatividad y de innovación.

- Servicio Ecuatoriano de Capacitación Profesional (SECAP): es una institución pública bajo la jurisdicción del Ministerio del Trabajo. Realiza entrenamientos vocacionales y capacitaciones profesionales en diferentes áreas de especialización.

El empoderamiento de la mujer está señalado de la siguiente manera en la Constitución de la República y en otras políticas establecidas:

- Constitución de la República: El Estado formulará y ejecutará políticas para alcanzar la igualdad entre mujeres y hombres, a través del mecanismo especializado de acuerdo con la ley, incorporará el enfoque de género en planes y programas, y brindará asistencia técnica para su obligatoria aplicación en el sector público.
- Agenda Nacional para las Mujeres y las Personas LGBTI 2018 – 2021: establece las políticas correspondientes al enfoque de género establecido por la Constitución. Son políticas relacionadas con las estrategias para el empoderamiento de la mujer.
- Metodología de Incorporación del Enfoque de Género en la Conformación, Funcionamiento y Competencias del Comité Interinstitucional de Cambio Climático: desglosa las políticas, los objetivos y el enfoque de esta Agenda Nacional 2018-2021 en que: a) el Plan Nacional de Desarrollo 2017-2021 Toda Una Vida ubica a los sujetos con derechos en el centro del proyecto, y b) en concordancia con los Objetivos de Desarrollo Sostenible número 5 (lograr la igualdad de género y empoderar a todas las mujeres y niñas) aplicar una perspectiva cruzada para enfocarse en las diversas formas de discriminación.

Es decir, la Agenda Nacional 2018-2021 forma parte del Plan Nacional de Desarrollo, es congruente con el objetivo 5 de los SDGs, y establece las políticas nacionales superiores en que se basan otras leyes individuales, como la Ley del Trabajo, y otros manuales y guías.

5-(4) Establecer condiciones laborales seguras y saludables tanto en los sitios de construcción de infraestructuras como en las comunidades cercanas.
---

En cuanto a los aspectos de seguridad y salud, las siguientes leyes, políticas e instituciones son las que reglamentan e implementan el aseguramiento de estas condiciones:

- Constitución de la República (artículos 3, 32 inciso 5 y 326) garantiza el acceso a la salud, al aseguramiento social y al derecho a la seguridad y la salud de los trabajadores.
- Política Nacional de Salud en el Trabajo 2019-2015: es la primera en su especie para Ecuador. Establece los lineamientos estratégicos para contribuir a la salud y la felicidad de los trabajadores, al responder a los factores que incidan en la salud a través de la atención inclusiva de calidad.

- Código Orgánico de la Salud: establece los principios y las reglas generales de la organización y operación del sistema nacional de salud. Incluye los artículos relacionados con la salud y seguridad laborales (el artículo 6, inciso 16, los artículos 34, 95, 117, 118, 120, 198 y 258).
- Código del Trabajo: establece las obligaciones del empleador y del trabajador. Incluye artículos relativos a la salud y la seguridad laborales (artículos 42, 410 y 430).
- Ley Orgánica para la Justicia Laboral y Reconocimiento del Trabajo en el Hogar: es una ley orgánica que establece el aseguramiento para los trabajadores domésticos. Tiene un artículo sobre accidentes laborales (artículo 52).
- Ley de Seguridad Social: establece la seguridad social en el caso de accidentes laborales. Tiene el artículo relacionado con el Seguro General de Riesgos de Trabajo (artículo 155).
- Reglamento de la Ley Orgánica del Servicio Público: es el reglamento de la Ley Orgánica de Servicio Público (LOSEP), que establece el método de gestión de trabajadores del sector público. Incluye los artículos referentes a la higiene laboral (artículos 228, 229 y 230).
- Reglamento de Seguridad y Salud de los Trabajadores y Mejoramiento del Medio Ambiente de Trabajo (Decreto Ejecutivo 2393): tiene artículos que establecen las normas ambientales por sector del proyecto, como el límite de exposición al ruido en el sitio de construcción, el uso de equipos de protección personal y el manejo de bifenilos policlorados.
- Reglamento de los Servicios Médicos de las Empresas (Acuerdo Ministerial Número 1404): faculta al Ministerio del Trabajo y al Instituto Ecuatoriano de Seguro Social (UESS) la aplicación, la administración y la observancia de los servicios médicos que prestan las empresas.

**Principio 6: Fortalecer la gobernanza de la infraestructura.**

6-(1) Asegurar la adquisición abierta y transparente para garantizar que los proyectos de infraestructura tengan la calidad por el precio (VFM), sean seguros y eficientes, para que la inversión no sea desviada del uso originalmente establecido.

En la Guía para la Presentación de Términos de Referencia no hay ninguna referencia a la calidad vs. el precio. La Guía Metodológica para Presentación y Aprobación de Proyectos bajo la Modalidad de APP del CIAPP, por otra parte, estipula que se debe realizar el análisis de calidad por precio (VFM) en el momento de la evaluación del proyecto.

6-(2) Establecer un sistema de gobernanza bien diseñado y funcional para evaluar la sostenibilidad financiera de cada uno de los proyectos y para priorizar los proyectos viables de infraestructuras sujetos a un monto total disponible de fondos.

La Guía para la Presentación de Términos de Referencia exige el análisis financiero en el estudio previo a la inversión, y establece que se realizará la priorización de los proyectos en base

a sus resultados. En las etapas posteriores al estudio de factibilidad, se hace obligatorio el establecimiento del modelo de gestión (estrategias y su ejecución) para alcanzar el objetivo del proyecto y la elaboración de manuales y reglas de operación, para consolidar el sistema de gobernanza.

6-(3) Continuar con los esfuerzos de anticorrupción y de mejora de transparencia para asegurar la integridad de la inversión en infraestructuras.

El Artículo 5 de la Ley Orgánica de Planificación y Finanzas Públicas establece la transparencia de la información sobre las finanzas públicas y la planificación, asegurando el acceso gratuito a la información de acuerdo con lo estipulado por la Constitución de la República y por la misma ley.

El Plan de Creación de Oportunidades 2021-2025 publicado por la Secretaría Nacional de Planificación establece, como uno de sus objetivos, la erradicación de la corrupción. En las adquisiciones gubernamentales del pasado, hubo casos de corrupción por la falta de control del gobierno, por lo que esta administración va a iniciar los esfuerzos contra corruptelas aplicando medidas drásticas, para cambiar la situación reinante. Como objetivos concretos para el año 2025, quiere aumentar el nivel de confianza en el gobierno de un 25% a un 30%, y mejorar la clasificación del Índice de Percepción de la Corrupción desde el lugar 93 al lugar 50.

6-(4) El acceso a la información y los datos apropiados es un factor de apoyo para la toma de decisiones de la inversión y para el manejo y la evaluación del proyecto.

Según la Secretaría Nacional de Planificación, todos los documentos de los proyectos de inversión pública deben ser preparados de acuerdo con la Guía para la Presentación de Proyectos de Inversión Pública, y solicitar su aprobación a través del SIPeIP<sup>527</sup>. De esta forma, toda la información sobre los proyectos de inversión pública está concentrada en las manos del SIPeIP desde su planificación hasta su ejecución, lo que garantiza institucionalmente la transparencia del proceso de los trámites de inversión pública.

En torno a la adquisición después de la aprobación del proyecto de inversión pública, los documentos de licitación y los contratos de compraventa están abiertos al público a través del Sistema Oficial de Contratación Pública.

### 11.3 Análisis de Proyectos de Donantes a la Luz de los Principios para Promover la Inversión en Infraestructuras de Calidad

#### 11.3.1. Proyectos Sujetos al Análisis

En esta sección, vamos a revisar las coincidencias y diferencias entre los Principios para Promover la Inversión en Infraestructuras de Calidad y la realidad de los proyectos apoyados por

<sup>527</sup> Sitio web de la SNP <https://www.gob.ec/snp/tramites/emision-pronunciamento-dictamen-prioridad-actualizacion-estudios-programas-proyectos-inversion>

los bancos multinacionales de desarrollo o con asistencia bilateral, en base a los informes de estudios de pre-factibilidad y de factibilidad. Los proyectos sujetos a esta revisión son los siguientes tres, entre los proyectos mencionados en el 6.4.

- Proyecto de interconexión 500kV Ecuador-Perú (apoyado por el BID)
- Proyecto de generación fotovoltaica de Puerto Ayora (apoyado por KOICA, Corea del Sur)
- Proyecto de Central Hidroeléctrica de Coca Codo Sinclair (Apoyado por China)

### 11.3.2. Resultado del Análisis de los Proyectos

#### (1) Proyecto de interconexión 500kV Ecuador-Perú (apoyado por el BID)

Vamos a revisar el proyecto de interconexión Ecuador – Perú de 500kV, apoyado por el BID a través de su programa de “asistencia para el cambio de la matriz energética”<sup>528</sup>, en los términos de referencia del pre-estudio de factibilidad (emitido en octubre de 2014)<sup>529</sup> y en el informe de EIA (realizado entre 2020 y 2021)<sup>530</sup>, principalmente sobre las líneas de transmisión del lado de Ecuador (de la subestación de Chorrillos hasta la frontera). Este proyecto de interconexión une a Ecuador con Perú con líneas de transmisión de 500 kV por una distancia de 635km, y tiene el propósito de activar las transacciones de electricidad generada por energía renovable entre los dos países, incluyendo las centrales hidroeléctricas en los dos lados de la frontera. Ecuador estima un presupuesto de 300 MMD, y pretende iniciar la obra en el primer semestre de 2014.<sup>531</sup>

**Principio 1: Maximizar impactos positivos de la infraestructura para lograr el crecimiento sustentable y el desarrollo.**

De acuerdo con los términos de referencia del estudio de pre-factibilidad, el análisis del círculo virtuoso de actividades económicas no es obligatorio en esta etapa. En cuanto a este principio, no hay menciones en la Guía para la Presentación de Términos de Referencia. En el estudio de pre-factibilidad y en los TOR, tampoco existe ninguna mención al desarrollo sustentable o a la promoción de la conectividad.

**Principio 2: Mejorar la eficiencia económica tomando en cuenta el costo total del ciclo de vida.**

En el término de referencia del estudio de pre-factibilidad, al designado a realizar el estudio se le pide estimar el presupuesto del proyecto. Sin embargo, el presupuesto elaborado solo contiene

<sup>528</sup> Para el resumen del proyecto, véase 6.4 (1).

<sup>529</sup> Basado en “Servicio de Consultoría para el Desarrollo del Anteproyecto ‘Interconexión en 500 kV Ecuador – Perú’ Términos de Referencia”, CELEC (2014).

<sup>530</sup> Transelectric (2021) “Estudio de Impacto Ambiental y Social para el Proyecto Línea de Transmisión en 500 kV entre Ecuador-Perú (Sistema de Transmisión Chorrillos-Frontera)”

<sup>531</sup> Boletín de prensa de CELEC (noviembre 6, 2020) <https://www.celec.gob.ec/transelectric/index.php/18-institucional/contenido-documentos/430-celec-ep-inicia-los-estudios-para-el-sistema-de-interconexion-electrica-ecuador-peru-a-500-kv>



el estimado de los costos de construcción, y no se le exige el cálculo de costos después de su entrada en operación. Los costos y beneficios del proyecto en su ciclo total de vida están ausentes por lo menos en esta etapa del estudio de pre-factibilidad. Tampoco hay referencias sobre los riesgos de retraso de obras o sobrecostos, ni sobre el análisis de riesgos y las medidas de su mitigación después de la entrega de la obra. Como se ha mencionado anteriormente, esta Guía no hace mención a la introducción de tecnologías innovadoras; ni en el estudio de pre-factibilidad y ni en los términos de referencia se encuentran referencias al respecto.

**Principio 3: Integrar las consideraciones ambientales en la inversión en infraestructura.**

En el informe del EIA, se plantean diferentes medidas para tomar en cuenta las consideraciones ambientales y sociales en el proyecto durante todo su ciclo de vida: se mencionan diversas leyes relacionadas con el medio ambiente y el medio social, el estudio de línea base de las áreas alrededor del proyecto, la evaluación de impactos, la revisión de las medidas de mitigación y el programa de monitoreo basado en los siguientes planes de gestión ambiental desde la etapa de construcción y operación hasta el cierre de la infraestructura.

- Prevención y mitigación de impactos.
- Programa de gestión de residuos.
- Programa de comunicación, entrenamiento y capacitación sobre el medio ambiente.
- Programa de relaciones comunitarias (programa de gestión de relaciones con la sociedad regional)
- Plan de contingencia (plan de manejo de riesgos)
- Programa de monitoreo y seguimiento
- Programa de seguridad e higiene laborales
- Plan de restauración de áreas afectadas
- Plan de abandono y restitución de terrenos

La apertura informativa y las consultas públicas sobre las consideraciones ambientales se realizan de acuerdo con las estipulaciones de las leyes relacionadas con la gestión ambiental y con la apertura informativa, aplicables al sistema de evaluación del EIA y al otorgamiento de autorizaciones ambientales. Sin embargo, en el informe del EIA no se anexan pruebas fehacientes de la implementación de reuniones de asesoría o de consulta pública (minutas, lista de asistentes con sus firmas, fotos, etc.).

Por otra parte, en el informe del EIA se establece el plan de gestión ambiental, y se publica el Cuadro 11-4 con los conceptos que transparentan los impactos ambientales del proyecto a los actores.

#### Cuadro 11-4 Menciones relacionadas con el principio 3 en el informe de EIA

13 Planes de gestión ambiental
13.3 Programa de comunicación, entrenamiento y capacitación ambientales
13.4 Plan de relaciones comunitarias
13.4.1 Programa de información y comunicación

Fuente: Informe del EIA

#### Principio 4: Construir la resiliencia contra desastres naturales y otros riesgos

No se encuentra ningún análisis de desastres naturales en el estudio de pre-factibilidad o en sus TOR, por lo menos. Como se ha mencionado antes, la Guía para la Presentación de Términos de Referencia no menciona el financiamiento de riesgos de desastres ni el mecanismo de aseguramiento. Por lo tanto, no hay ninguna mención a estos puntos ni en el estudio de pre-factibilidad ni en sus términos de referencia.

#### Principio 5: Integrar las consideraciones sociales en la inversión en infraestructuras.

Las consideraciones sociales del proyecto de infraestructura están integradas en el sistema de gestión ambiental así como en el sistema de EIA y de autorizaciones ambientales; su aplicación está de acuerdo con las leyes pertinentes. Por otro lado, el EIA contiene el plan de gestión ambiental relacionado con el proyecto. En este plan, está incluida la atención a la seguridad y salud de los trabajadores en el sitio de construcción y en las comunidades cercanas, como se muestra en el Cuadro 11-5.

#### Cuadro 11-5 Menciones relacionadas con el principio 5 en el informe del EIA

7 Contenido del proyecto
7.4 Contenido de la implementación del proyecto y sus requerimientos
7.4.2 Requerimientos relacionados con los trabajadores
7.5 Consideraciones de la seguridad
13 Plan de gestión ambiental
13.3 Programa de comunicación, entrenamiento y capacitación ambiental
13.4 Plan de relaciones comunitarias
13.4.3 Programa de empleo de habitantes locales
13.4.7 Programa de gestión de seguridad comunitaria
13.7 Plan de seguridad e higiene laborales

Fuente: Informe del EIA.

#### Principio 6: Fortalecer la gobernanza de la infraestructura.

Como se ha dicho antes, la Guía para la Presentación de Términos de Referencia no hace mención sobre la calidad por el precio (VFM), y no hay ninguna referencia al respecto en el estudio de pre-factibilidad ni en sus términos de referencia. En el aspecto financiero, tampoco hay mención alguna a la evaluación de sostenibilidad, a la transparencia o a la lucha contra la corrupción. Al momento de la adquisición, después de la aprobación del proyecto, los documentos de licitación y los contratos se hacen públicos a través del sistema de contratación pública. Se puede conseguir, por ejemplo, los documentos de licitación de este proyecto. Se considera que la

integridad de la inversión pública se mantiene gracias a este sistema.

Por lo expresado hasta aquí, se podría concluir que, en términos generales, los documentos del estudio de pre-factibilidad y los TOR no incluyen una suficiente revisión y/o análisis, a la luz de las exigencias que establecen los Principios para la Inversión en Infraestructuras de Calidad.

## (2) Proyecto de generación fotovoltaica en Puerto Ayora

Analizamos el proyecto de generación fotovoltaica en Puerto Ayora<sup>532</sup>, isla de Santa Cruz, una de las que conforman el archipiélago de las Galápagos, utilizando principalmente el informe del estudio de pre-factibilidad (publicado en julio de 2010)<sup>533</sup>. El proyecto se realizó con el apoyo de KOICA. La central fotovoltaica tiene una capacidad total de 1.5 MW. Se construyó para satisfacer la demanda creciente de la isla, y empezó a operar en 2014.

**Principio 1: Maximizar impactos positivos de la infraestructura para lograr el crecimiento sustentable y el desarrollo.**

Desde la perspectiva de lograr el círculo virtuoso de actividades económicas, el informe de pre-factibilidad describe la situación social y económica de las islas Galápagos y de Ecuador en términos generales, aunque no hace mención al círculo virtuoso económico que traería el proyecto. En el informe de terminación del proyecto, se menciona, como un impacto positivo del proyecto, la disminución de generación eléctrica con diésel, lo que reduce la emisión de CO<sub>2</sub>.

Desde el punto de vista del desarrollo sostenible y de promoción de la conectividad, el informe del estudio de pre-factibilidad describe el sistema eléctrico existente, con el que se conecta la central fotovoltaica del proyecto. Evalúa la sustentabilidad financiera del EE Galápagos, que iba a ser el ente ejecutor, y su capacidad técnica e institucional para la operación y el mantenimiento de la central eléctrica. Describe también los compromisos de las instituciones gubernamentales con el fomento de energías renovables, empezando por el MERNNR. Se mencionan los aspectos económicos, ambientales y de gobernanza para el desarrollo sostenible más adelante, a partir del principio 2.

**Principio 2: Mejorar la eficiencia económica tomando en cuenta el costo total del ciclo de vida.**

En el informe del estudio de pre-factibilidad, en el capítulo del “plan de gestión del proyecto”, se estima el monto de inversión inicial, que incluye los costos de construcción y de equipamiento. Ecuador solicitó 7.2 MMD al principio, pero llegó a solicitar 10 MMD en el estudio de pre-factibilidad, después de recalcular el costo tomando como referencia otros proyectos similares. En estos 10 MMD, están incluidos, además de la construcción de la central eléctrica, la instalación de un centro de relaciones públicas, y el costo de transferencia técnica para la operación y el mantenimiento. El capítulo del “plan de monitoreo y evaluación” del mismo informe determina

<sup>532</sup> Para el resumen del proyecto, véase 6.4 (4).

<sup>533</sup> KOICA (2010) “Proyecto de central fotovoltaica en las Islas Galápagos, Ecuador - Informe final del estudio de prefactibilidad”

que se iban a realizar cinco evaluaciones: previa, normal, intermedia, final y posterior; en la evaluación previa, que se realiza antes del inicio de la obra, se verifica la idoneidad de la escala del proyecto y su presupuesto. También se reconoce la importancia de la operación y el mantenimiento después de la entrega del proyecto, y se incluye un programa de entrenamiento del personal local, pero en el estudio de pre-factibilidad no se calculan los costos de operación y mantenimiento.

En el mismo capítulo, se mencionan los siguientes 3 posibles riesgos en las etapas de construcción y de operación, y las medidas de mitigación. Pero no se podría decir que es un análisis suficientemente detallado de riesgos, ya que la descripción apenas llega a una página, y no incluye un análisis económico con múltiples escenarios riesgosos (análisis de sensibilidad).

- Incertidumbre de los métodos y los presupuestos del proyecto, por el estado del suelo y de las rocas madre.
- Impacto al sistema existente eléctrico por la conexión de la central fotovoltaica (potencia reactiva, control de voltaje).
- Falta de operación y mantenimiento estables por el escaso apoyo financiero y político del gobierno ecuatoriano.

No hay ninguna mención a la introducción de tecnologías innovadoras en el informe de pre-factibilidad.

#### Principio 3: Integrar las consideraciones ambientales en la inversión en infraestructuras.

No se puede concluir que las consideraciones ambientales están integradas en el ciclo total de vida del proyecto, ya que el estudio de pre-factibilidad solo establece la implementación del EIA estratégico, la revisión de factibilidad ambiental y la realización de la evaluación ambiental de los procesos del proyecto. Como el informe del estudio de pre-factibilidad habla de EIA estratégico, se estima que se celebran oportunamente las reuniones de evaluación del impacto, con la participación de los actores, como parte de la planificación de alto nivel. En el proceso de la evaluación ambiental, la información se hará pública de acuerdo con las leyes y reglamentos vigentes, pero el informe solo muestra los procesos de evaluación.

#### Principio 4: Construir resiliencia contra desastres naturales y otros riesgos

La isla de Santa Cruz, donde se ubica la central, es un gran volcán inactivo; allí pueden ocurrir los desastres naturales como terremotos y erupciones volcánicas. Si se genera un terremoto grande en alta mar en Ecuador, las islas Galápagos pueden ser afectadas por tsunamis. En el caso del Gran Sismo del Este de Japón, del 11 de marzo de 2011, el maremoto llegó a Galápagos después de 16 horas del sismo, e inundó la isla de Santa Cruz, especialmente Puerto Ayora, donde se localiza la central. Hubo grandes daños<sup>534</sup>. Pero el informe no dice nada sobre el control de riesgos

<sup>534</sup> Boletín de prensa de la JICA (septiembre 6, 2021)

de desastres, y tampoco sobre el financiamiento para riesgos de desastres o del mecanismo de aseguramiento.

**Principio 5: Integrar las consideraciones sociales en la inversión en infraestructuras.**

Desde el punto de vista del acceso abierto a la infraestructura, el estudio de pre-factibilidad solo habla de la implementación del EIA estratégico, la revisión de la factibilidad social y cultural, y del plan de evaluación ambiental de los procesos del proyecto. No hay ninguna mención a la inclusión social por todo el ciclo de vida de la infraestructura, la atención a los trabajadores, y los aspectos de seguridad y de salud en los sitios de construcción y en las comunidades cercanas.

**Principio 6: Fortalecer la gobernanza de la infraestructura.**

Como se ha repetido varias veces, la Guía para la Presentación de Términos de Referencia no habla de la calidad por el precio (VFM); tampoco lo hace el informe del estudio de pre-factibilidad del proyecto. El informe no menciona la evaluación de sostenibilidad financiera, o el aseguramiento de la transparencia y la lucha contra la corrupción. En el caso de los proyectos de inversión pública, los documentos de licitación y los contratos relacionados con la adquisición se hacen públicos después de la aprobación del proyecto. Sin embargo, no se ha podido confirmar la publicación de la información correspondiente a este proyecto.

Por lo tanto, en el caso de este proyecto, no se puede afirmar que se realizaron suficientes revisiones y análisis, por lo menos en la etapa de pre-factibilidad, del nivel que exigen los Principios para la Inversión en Infraestructuras de Calidad, en términos generales.

### (3) Proyecto de la central hidroeléctrica de Coca Codo Sinclair

En esta sección, revisaremos el caso del proyecto de la central hidroeléctrica de Coca Codo Sinclair<sup>535</sup>, analizando el contenido del informe del estudio de factibilidad (publicado en junio, 2009)<sup>536</sup> y el informe del EIA definitivo (publicado en mayo, 2009)<sup>537</sup>, principalmente. Este es el proyecto más grande de infraestructura que ha llevado a cabo Ecuador, con un costo total de 2,400 MMD. La capacidad total de la central es de 1,500 MW y entró en operación en 2016.

**Principio 1: Maximizar impactos positivos de la infraestructura para lograr el crecimiento sustentable y el desarrollo.**

En el capítulo 2 sobre “situación actual del sector eléctrico” del informe del estudio de factibilidad, se realiza el análisis de demanda eléctrica tomando en cuenta el Plan Maestro de Electricidad (2007-2016) para explicar la necesidad del proyecto, aunque no se demuestra el

<sup>535</sup> Para el resumen del proyecto, véase 11.3.3.

<sup>536</sup> ELC Electroconsult (2009) “Proyecto Hidroeléctrico Coca Codo Sinclair - Estudio de Factibilidad para 1500 MW, Tomo 2, Volumen 2, Presupuesto y Evaluaciones Económicas”

<sup>537</sup> Cocasinclair (2009) “Estudio de Impacto Ambiental Definitivo Proyecto Hidroeléctrico COCA CODO SINCLAIR”

<sup>537</sup> Para el resumen del proyecto, véase 11.3.3.

círculo virtuoso que traería el proyecto en los amplios sectores del país. En el capítulo 5 sobre “evaluación económica”, tampoco se realiza un análisis económico que incluya impactos positivos sociales y económicos. Por otra parte, el informe, en su “situación actual del sector eléctrico”, revisa el estado de mantenimiento de las instalaciones de transmisión relacionadas con el proyecto, aunque no se observa el enfoque de la conectividad. Se describirán los aspectos económicos, ambientales y de gobernanza para el desarrollo sostenible, en el principio 2 y siguientes.

**Principio 2: Mejorar la eficiencia económica tomando en cuenta el costo total del ciclo de vida.**

En el capítulo del “presupuesto e inversión” del informe del estudio de factibilidad, se muestra un estimado de los costos de operación y mantenimiento, además de los costos de inversión inicial en la construcción y el equipamiento. En la etapa del estudio de factibilidad, los costos de O&M se calculan en 14.77 MMD anuales; es la suma del 1.5% de la inversión en equipos y el 0.8% de la inversión en las obras civiles y en las líneas de transmisión.

En base a este estimado, en el capítulo de “evaluación económica” del informe del estudio de factibilidad, se realiza un análisis económico del proyecto. La evaluación se hace de dos formas: “el caso básico” y “el caso de contratación EPC”, que toma en cuenta la lista de subcontratistas. La duración de operación de la central se calcula en 50 años, y se estiman los costos y beneficios. Según este estimado, la TIR es de 10.24% en el caso básico y de 10.66% en el caso EPC. También se hizo un análisis de sensibilidad, calculando la tasa de retorno interno en el caso hipotético de una variación de 20% más y menos de los costos de construcción, además del cálculo de la misma tasa al fluctuar la tarifa eléctrica. Sin embargo, frente al cálculo inicial de costos de 1,600 MMD en el estudio de factibilidad, se requirieron 2,200 MMD en realidad, un incremento de un poco menos de un 40%. Además, la obra tiene problemas de calidad, ya que después de la entrada en operación se encontraron numerosas fisuras, como se menciona en 6.4 (5). Por el retraso de las obras de construcción y al no poder utilizar más de la mitad de su capacidad de régimen durante un tiempo<sup>538</sup> por los problemas de calidad, el ingreso de la central debe haber sido menos que el programado inicialmente. Además, ocurrió erosión retrógrada que afecta la capacidad de toma de agua de la hidroeléctrica, por lo que se planea invertir 140 MMD adicionales<sup>539</sup>. De esta forma, se siguen incrementando los costos del proyecto.

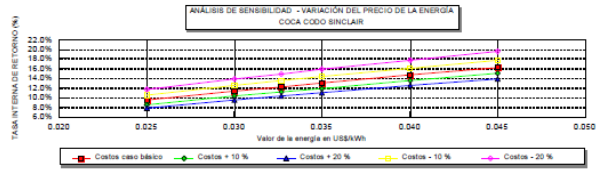
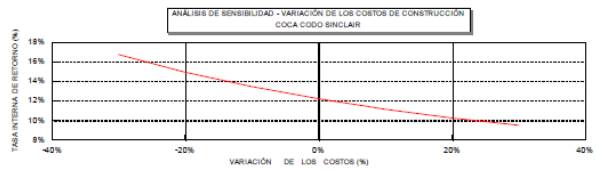
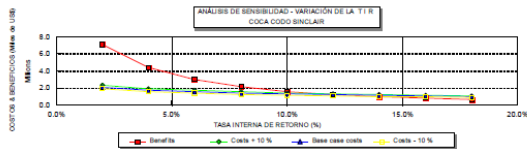
El estudio de factibilidad del proyecto está hecho respetando las indicaciones de la Guía para la Presentación de Términos de Referencia, y la evaluación de la economía se realiza tomando en cuenta el costo del ciclo de vida. El análisis financiero está incluido, pero no se realizan los cálculos de TIR económica y de VPN económico que exige la Guía.

<sup>538</sup> A partir de noviembre de 2021, la central está funcionando al 100%. BNamericas “La planta Coca Codo Sinclair reanudó su funcionamiento con el 100% de su capacidad instalada” (noviembre 15, 2021)

<sup>539</sup> Hydro Review “Ecuador va a invertir 140 millones de dólares en las obras de protección de Coca Codo Sinclair, de 1,500 MW” (junio 16, 2021)

**Variación del Precio energía en US\$/kWh**

Variación costos	0.025	0.030	0.033	0.035	0.040	0.045
-40.00%	15.20%	17.75%	19.03%	20.13%	22.36%	24.47%
-30.00%	13.25%	15.58%	16.74%	17.75%	19.80%	21.74%
-20.00%	11.71%	13.85%	14.92%	15.86%	17.75%	19.55%
-10.00%	10.45%	12.44%	13.44%	14.31%	16.07%	17.75%
0.00%	9.40%	11.27%	12.20%	13.01%	14.67%	16.24%
10.00%	8.51%	10.27%	11.15%	11.91%	13.47%	14.96%
20.00%	7.73%	9.40%	10.24%	10.96%	12.44%	13.85%
30.00%	7.05%	8.65%	9.44%	10.14%	11.54%	12.88%
40.00%	6.45%	7.98%	8.74%	9.40%	10.75%	12.03%



Fuente: ELC Electroconsult (2009)

Figura 11-4 Ejemplo del análisis de sensibilidad del proyecto hidroeléctrico de Coca Codo Sinclair

CABASTRI Estudio de factibilidad 02-giu-09

EVALUACIÓN DE LA TASA INTERNA DE RETORNO Rev. 10/11/95

ESQUEMA: 1500 MW DE POTENCIA INSTALADA

N.A.M.O. 1,229.50 m s.n.m. Tipo proyecto Run-off-river

COSTOS & BENEFICIOS (Miles de US\$) CASO BÁSICO

Proyecto hidroeléctrico de: COCA CODO SINCLAIR Inicio de la construcción 2010

Vida útil de la planta (años) 50

C O S T O S				B E N E F I C I O S			
Costos del proyecto hidroeléctrico (Miles de US\$)				Precio de la energía producida (Miles de US\$)			
	AÑO	Costos proyecto	Costos de O&M	Costos totales	Produc. energía (G (MWh))	Precio energía (US\$/kWh)	Valor anual (US\$*10 <sup>3</sup> )
1	2010	202,104		202,104			
2	2011	222,372		222,372			
3	2012	425,575		425,575			
4	2013	389,288		389,288			
5	2014	382,479		382,479			
6	2015		14,774	14,774	8,848,513	0.033	288,945.6
7	2016		14,774	14,774	7,851,115	0.033	256,375.8
8	2017		14,774	14,774	8,357,748	0.033	272,919.8
9	2018		14,774	14,774	9,134,092	0.033	298,271.0
10	2019		14,774	14,774	8,441,088	0.033	275,641.2
11	2020		14,774	14,774	8,294,326	0.033	270,848.7
12	2021		14,774	14,774	7,425,784	0.033	242,486.8
13	2022		14,774	14,774	6,608,518	0.033	215,799.2
14	2023		14,774	14,774	6,992,203	0.033	227,945.8
15	2024		14,774	14,774	6,586,790	0.033	214,729.4
16	2025		14,774	14,774	7,522,930	0.033	245,247.5
17	2026		14,774	14,774	7,992,398	0.033	260,552.2
18	2027		14,774	14,774	7,777,000	0.033	253,530.2
19	2028		14,774	14,774	7,033,785	0.033	229,301.4
20	2029		14,774	14,774	7,840,650	0.033	255,605.2
21	2030		14,774	14,774	7,844,181	0.033	255,720.3
22	2031		14,774	14,774	7,548,795	0.033	246,090.7

Fuente: ELC Electroconsult (2009)

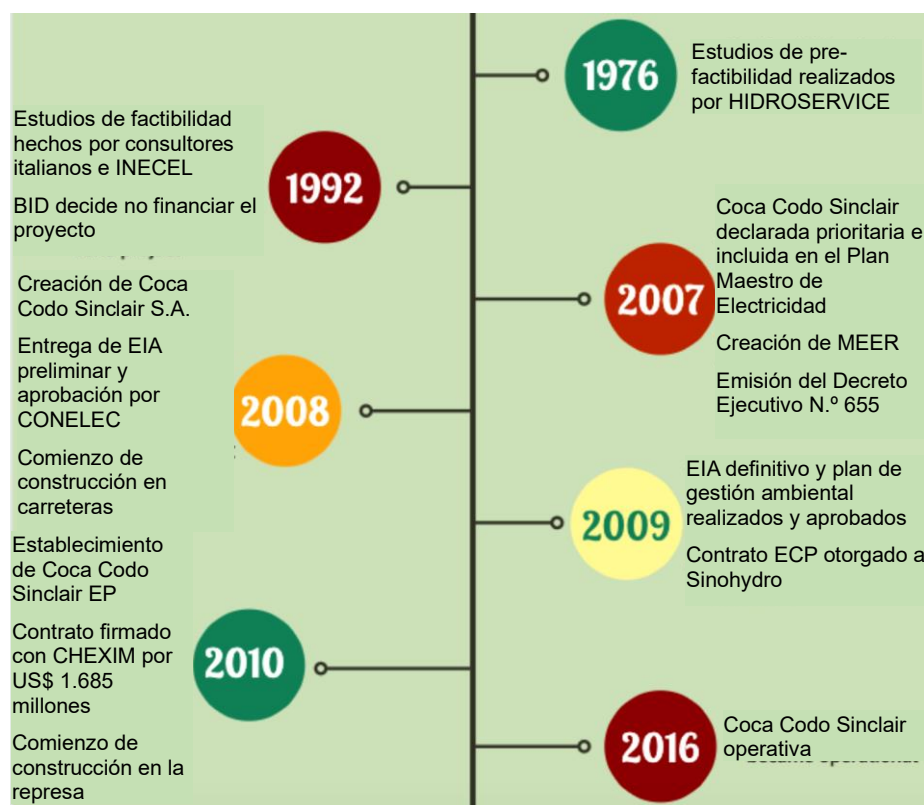
Figura 11-5 Evaluación de la tasa de retorno interno del proyecto hidroeléctrico de Coca Codo Sinclair

Por otra parte, la Guía para la Presentación de Términos de Referencia establece que se debe hacer el análisis de escenarios o análisis de riesgos que tome en cuenta las diferentes variables que puedan impactar la rentabilidad del proyecto. A pesar de múltiples problemas que ha tenido el proyecto, no se pudo confirmar la existencia del análisis de riesgos en el informe del estudio de factibilidad. Ahora bien, no se mencionan las medidas de mitigación frente a los riesgos en la Guía para la Presentación de Términos de Referencia. De hecho, ha habido críticas en cuanto a la insuficiencia de estudios sobre las vulnerabilidades y los riesgos del proyecto<sup>540</sup>. La Guía no hace mención a la introducción de tecnologías innovadoras, y el informe no incluye ninguna referencia al respecto.

<sup>540</sup> China Dialogue “El proyecto hidroeléctrico más polémico y costoso de Ecuador hace que se replantee la energía” (diciembre 16, 2021)

**Principio 3: Integrar las consideraciones ambientales en la inversión en infraestructuras.**

La Figura 11-6 muestra el diagrama de flujo de los principales estudios de consideración socioambiental llevados a cabo entre el estudio de pre-factibilidad, de 1976, y el inicio de la operación, en 2016, de manera cronológica (implementación del EIA y elaboración del plan ambiental, entre otros).



Fuente: Amy Juelsgaard (2020) "The Relationship Among Financial Institutions, Safeguards and Hydroelectric Dams in the Amazon"  
**Figura 11-6 Cronograma de principales actividades del proyecto hidroeléctrico de Coca Codo Sinclair**

El Proyecto entró en plena operación en noviembre de 2016, por lo que tuvo que cumplir con los requerimientos establecidos en las leyes ambientales (vigentes en 2008 y 2009): realizar el EIA, obtener las autorizaciones y licencias ambientales, y establecer los planes de gestión ambiental y de monitoreo. La existencia de los documentos relacionados con estas exigencias pudo ser confirmada verbalmente en una entrevista con la CELEC. Están dadas las condiciones necesarias para tomar las consideraciones ambientales y sociales en cuenta durante todo el ciclo de vida del proyecto.

Pero solo pudimos acceder al capítulo 2 (marco jurídico e instituciones relacionadas) del EIA definitivo. No pudimos conocer la totalidad de su contenido, incluyendo la autorización ambiental y sus condiciones adicionales, ni el plan de gestión ambiental y de monitoreo. Por lo tanto, desconocemos la idoneidad de los documentos, la suficiencia de las consideraciones socioambientales del proyecto, y las condiciones suficientes de las medidas ejecutadas por las autoridades ambientales.



La apertura informativa y las consultas de asesoría relacionadas con las consideraciones ambientales y sociales se realizan siguiendo el marco jurídico de gestión ambiental, como la evaluación del EIA y el sistema de autorización ambiental, y según lo establecido por las leyes en materia de la apertura informativa. En el caso de este proyecto, sin embargo, no se pudo conocer las acciones concretas de apertura informativa sobre los impactos ambientales a los actores, debido a la dificultad para tener acceso a los documentos pertinentes.

En febrero de 2020, ocurrió un hundimiento del cauce superior de la Cascada San Rafael, la cascada más grande de Ecuador, situada río abajo de la central hidroeléctrica de Sinclair, y se redujo drásticamente el caudal del río. Se dice que el hundimiento es un fenómeno natural, pero algunos especialistas indican que la depresión ocurrió por la reducción de los sedimentos río abajo debido a la filtración del agua en el reservorio, lo que hizo aumentar la posibilidad del derrumbe del cauce y de las orillas, señalando el posible impacto de la construcción de la hidroeléctrica<sup>541</sup>.

#### Principio 4: Construir resiliencia contra desastres naturales y otros riesgos

El reglamento del Plan Nacional de Inversión Pública establece que el estudio de factibilidad o los documentos del proyecto deben incluir los resultados del estudio sobre las amenazas y las vulnerabilidades del proyecto frente a desastres naturales. En el estudio de factibilidad de este proyecto, sin embargo, únicamente se hace mención a los riesgos de desastres naturales en el momento de la ejecución de las obras, y no se comenta nada sobre la gestión de desastres después de la entrada en operación. En el caso de una contratación EPC, los riesgos de desastres en el momento de la obra ya están incluidos en el contrato, como parte de los costos estimados de construcción. Después de la entrada en operación, por otra parte, los riesgos de desastres no están calculados como gastos concretos. (Después de la entrada en servicio, solo están calculados los costos de operación y de mantenimiento.) Como se ha afirmado varias veces, la Guía para la Presentación de Términos de Referencia no hace mención al financiamiento de riesgos ni al mecanismo de aseguramiento; el informe del estudio de factibilidad tampoco dice nada sobre este punto.

#### Principio 5: Integrar las consideraciones sociales en la inversión en infraestructuras.

Las consideraciones sociales del proyecto de infraestructura están incluidas en el sistema de gestión ambiental, el sistema del EIA y el de autorizaciones y licencias ambientales que otorgan las autoridades ambientales, y se implementan siguiendo las estipulaciones de las leyes pertinentes. Pero en el caso de este proyecto, las acciones concretas de consideraciones sociales no se conocen, debido al difícil acceso a los documentos correspondientes. En el capítulo 2 sobre “leyes e instituciones relacionadas” del EIA definitivo, se incluye un punto, “marco jurídico e institucional”, donde aparecen los ítems enumerados en el Cuadro 11-6, que son las instituciones

<sup>541</sup> CNN “La mayor cascada de Ecuador ha desaparecido” (abril 2, 2020); IFLScience “La cascada más alta de Ecuador ha desaparecido de repente” (abril 1, 2020)

y sistemas relacionados con la seguridad e higiene laboral, el mejoramiento de las condiciones laborales y la salud de los trabajadores.

#### Cuadro 11-6 Anotaciones relacionadas con el principio 5 en el EIA definitivo

II.3.2 Seguridad e higiene laboral
II.3.2.1 Instituciones adscritas
II.3.2.2.1.1 Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social
II.5.2 Seguridad e higiene profesional
II.5.2.1 Reglas relacionadas con la seguridad e higiene laboral y con el mejoramiento de condiciones laborales
II.5.2.2 Reglas de higiene

Fuente: informe del EIA definitivo

En 2012, unos 400 trabajadores empleados para las obras de construcción entraron en huelga. Los obreros reclamaban la falta de alimentos, la no remuneración de horas extras, y los tratos antihigiénicos y no apropiados de la empresa Sinohydro<sup>542</sup>. En diciembre de 2014, hubo un deslizamiento de tierra en el sitio de construcción, que mató a 13 personas en total (3 chinos y 10 ecuatorianos) e hirió a 12. El hecho demuestra que los derechos de los trabajadores no estaban protegidos, incluyendo los aspectos de seguridad e higiene, y los buenos tratos no estaban garantizados.

#### Principio 6: Fortalecer la gobernanza de la infraestructura.

Como se ha afirmado reiteradamente, la Guía para la Presentación de Términos de Referencia no menciona la calidad por el precio (VFM), y el informe del estudio de factibilidad del proyecto tampoco dice nada sobre este punto. En el estudio de factibilidad sí se realizó la evaluación de sostenibilidad financiera del proyecto, basado en lo establecido en la Guía. Este proyecto recibió un financiamiento de 1,700 MMD de China, a una tasa anual de interés del 7%. El monto de financiamiento asciende al 2% del PIB de 2010 (69,600 MMD), año en que se firmó el contrato, y el pago de interés es de 125 MMD anuales. Estas cifras dejan cierta duda sobre la sostenibilidad financiera del proyecto.

En el informe del estudio de factibilidad no se encontraron menciones relativas a la transparencia y la lucha contra la corrupción. Sin embargo, después de la aprobación del proyecto de inversión pública, en la etapa de adquisición, los documentos de licitación y los contratos fueron publicados a través del sistema de contratación pública. Los documentos de licitación y los contratos EPC del proyecto son accesibles. Se considera que esta medida asegura la integridad de la inversión en infraestructuras. Sin embargo, el informe del estudio de factibilidad no aparece publicado en línea. Por otra parte, varios funcionarios relacionados con el proyecto han sido arrestados por recibir sobornos<sup>543</sup>. Podríamos decir que la lucha contra la corrupción y el aseguramiento de la integridad no han sido suficientes en este caso.

Por lo arriba explicado, encontramos varios aspectos insuficientes de revisión y de análisis a la luz de los Principios para Promover la Inversión en Infraestructuras de Calidad. Además, a pesar

<sup>542</sup> El Comercio “No hay acuerdo en el Coca-Codo” (noviembre 24, 2012)

<sup>543</sup> NewsBeezer “Coca Codo Sinclair, la megapresa que China construyó en Ecuador, sigue causando pérdidas millonarias” (septiembre 28, 2021)

de la revisión y el análisis realizados en el estudio de factibilidad, se suscitaron diversos problemas en las etapas de construcción y después de la entrada en operación. Se considera que pudieron haberse mejorado numerosos aspectos de la metodología del estudio para mejorar su calidad.

### 11.3.3. Resumen del Análisis

En los informes de los estudios de pre-factibilidad y de factibilidad de los 3 proyectos analizados se pudo ver que los principios para promover la inversión en infraestructuras de calidad no han sido cubiertos suficientemente. Para empezar, no han sido suficientemente estudiados los amplios impactos que ejerce el proyecto específico sobre las actividades económicas y de desarrollo del país (Principio 1). El análisis económico, que tome en cuenta el costo total del ciclo de vida de la infraestructura (Principio 2), a pesar de que es obligatorio en la Guía para la Presentación de Términos de Referencia, no es suficiente en estos 3 proyectos. O se realiza, pero no está de acuerdo con la realidad. En cuanto a las consideraciones ambientales (Principio 3) y las consideraciones sociales (Principio 5), el marco jurídico está claramente establecido, como se explica en el 11.1.3, y los 3 proyectos realizan estudios y evaluaciones de acuerdo con el marco establecido, aunque los documentos accesibles son limitados. No obstante, en relación a los derechos y los tratos a los trabajadores, a veces no existe ninguna referencia en el documento, o se suscitaron problemas después. El Plan de Inversión Pública exige, por medio de sus reglamentos, incluir el análisis de amenazas y vulnerabilidades frente a desastres naturales en el estudio de factibilidad (Principio 4), porque Ecuador es un país frecuentemente azotado por terremotos y maremotos, pero este tipo de análisis no pudo ser confirmado en ninguno de estos 3 proyectos. Sobre el último punto del fortalecimiento de la gobernanza de la infraestructura (Principio 6), la integridad del proyecto está asegurada hasta cierto punto por la apertura de documentos de licitación a través del sistema de contratación pública, pero ninguno de los 3 proyectos hace mención a la calidad por el precio (VFM) ni al aseguramiento de la transparencia y la lucha contra la corrupción.

## Sexta Parte: Resumen y Recomendaciones

## Capítulo 12 Resumen y Recomendaciones

### 12.1 Supuestos de las Recomendaciones

En este capítulo se presentarán las necesidades del lado ecuatoriano y las medidas de apoyo para la baja carbonización/descarbonización y la inversión en infraestructura de calidad en el sector energético de Ecuador que se han esclarecido a través del presente estudio. Pero, antes, se describirán dos supuestos para promover la inversión en el sector energético. Concretamente, el gobierno ecuatoriano debe i) implementar lo antes posible el Proyecto Geotérmico Chachimbiro y ii) mantener y fortalecer la capacidad técnica de las entidades ejecutoras de proyectos mientras promueve el desarrollo de energías renovables, etc. con fondos privados. Estos dos puntos constituyen la base para considerar medidas de apoyo adicionales de JICA de ahora en adelante. A continuación, se mostrarán sus conceptos.

#### (1) Realización temprana del Proyecto Geométrico Chachimbiro

La electricidad de Ecuador depende en gran medida de la energía hidroeléctrica (79% en 2020 en términos de generación eléctrica<sup>544</sup>) y la diversificación de las fuentes de electricidad constituye el núcleo de su política eléctrica para una mayor descarbonización del sector eléctrico. Bajo tales circunstancias, como se ha descrito en el apartado 5.2.4.7, la generación eléctrica con energía geotérmica es una fuente de electricidad estable que complementa la escasez de generación hidroeléctrica en la temporada de sequía y juega un papel importante en la seguridad energética del país. En el Plan Maestro de Electricidad (PME) se planean construir centrales geotérmicas con una capacidad total de 150MW para 2023 y los BMD como el BID y CAF, donantes bilaterales y empresas multinacionales apoyan la investigación y exploración de energía geotérmica.

Paralelamente el gobierno japonés apoya el desarrollo de la generación eléctrica con energía geotérmica en Ecuador a través de JICA. JICA llevó a cabo entre 2016 y 2019 el estudio preparatorio de cooperación para el plan de construcción de la primera central geotérmica del país en Chachimbiro, provincia de Imbabura, e hizo una inversión anticipada para excavar un pozo exploratorio a sus expensas. Para ponerlo en práctica, estaba previsto implementar una cooperación financiera reembolsable a partir de 2020, compuesta por los servicios de consultoría que incluían la evaluación de recursos, el estudio de factibilidad de la construcción de la central eléctrica y la elaboración de documentos de licitación, así como la excavación de pozos de reconocimiento entre otras cosas. Sin embargo, al realizar el proyecto con préstamo en yenes, el procedimiento de examen de la garantía soberana del gobierno ecuatoriano al proyecto queda estancado en la etapa final y en enero de 2022, no se ha efectuado préstamo en yenes.

Como se ha mencionado anteriormente, la necesidad de generación eléctrica con energía geotérmica es sumamente alta desde el punto de vista de la descarbonización y el aseguramiento de la estabilidad en la composición de fuentes de electricidad de Ecuador. El éxito del proyecto

---

<sup>544</sup> “Resumen ejecutivo del análisis de país: Ecuador”, EIA (2021)

geotérmico Chachimbiro tendrá un sentido importante para la promoción del futuro desarrollo de la generación eléctrica con energía geotérmica en el país y para la transición de la composición de fuentes de electricidad, y además, se podrán esperar altas externalidades tales como la creación de nuevas industrias, la sofisticación del empleo y el desarrollo regional.

Por lo tanto, se espera que, teniendo en cuenta la especialidad del proyecto geotérmico Chachimbiro, el gobierno ecuatoriano proceda con prontitud y seguridad para que la CELEC, entidad ejecutora del proyecto, pueda implementar este proyecto con préstamo en yenes bajo la garantía del gobierno.

## **(2) Mantenimiento y fortalecimiento de la capacidad técnica de las entidades ejecutoras de proyectos**

En Ecuador, ha continuado el déficit fiscal en los últimos años y el saldo de la deuda pública tiende a aumentar (véanse 2.2.4 y 2.2.5). En este contexto, en noviembre de 2021 se instaló la Secretaría Técnica de Asociaciones Público-Privadas y de Gestión Delegada, que se encarga de reformar el sistema de Asociaciones Público-Privadas directamente bajo la Presidencia (véase 3.2.1). Como se puede ver en esto, se supone que avanzará la utilización de fondos privados para futuras inversiones en infraestructura. Esta tendencia no es excepcional en el sector energético y eléctrico, y en septiembre de 2021 se anunció el convocatoria para el proyecto de energías renovables Bloque ERNC I (un total de 500MW y 875 millones de dólares) (véase 3.2.5).

No hace falta decir que para atraer fondos privados a los proyectos energéticos y eléctricos centrados en energías renovables, es indispensable un sistema apropiado y un régimen operativo en los ministerios competentes y entidades ejecutoras de proyectos como se describirá más adelante. Además, se espera que la CELEC juegue un papel particularmente importante en el aspecto técnico como la evaluación de la potencial de los recursos de energías renovables y la conexión de fuentes de electricidad derivada de energías renovables al SNI. La CELEC tiene experiencias abundantes en la construcción y operación y mantenimiento de grandes centrales hidroeléctricas y térmicas y de redes de transmisión. Una alta capacidad técnica en el área de generación y transmisión eléctrica respaldada por estas experiencias es un factor favorable para las empresas privadas que están considerando invertir en el sector energético y eléctrico de Ecuador. Sobre todo, para promover de ahora en adelante el desarrollo de diversas fuentes de electricidad con energías renovables en diferentes lugares del país, es muy importante que la CELEC pueda responder adecuadamente a las necesidades de ampliación y nueva instalación de redes para la conexión al SNI. En ese sentido, se requiere que el gobierno ecuatoriano construya un entorno de manera que la CELEC continúe asegurando recursos humanos altamente calificados y que no se estorben las actividades de inversión necesarias en el sector energético y eléctrico de Ecuador, por ejemplo, eliminando y levantando eventos que puedan restringir préstamos.

## 12.2 Necesidades Esclarecidas a Través del Presente Estudio y Recomendaciones Relacionadas con el Apoyo

Como se ha mencionado en el apartado anterior, múltiples BMD y otras organizaciones encabezadas por el BID y CAF brindan apoyo en el sector energético de Ecuador. Un ejemplo representativo es el préstamo programático basado en políticas (PBL, por sus singlas en inglés) “Apoyo para la transformación de la matriz energética” (véase 6.4 (1)). Este apoyo requiere que la parte ecuatoriana formule e implemente integralmente diversas políticas para la transformación de la estructura energética de acuerdo con la matriz de políticas, etc. En el Cuadro 12-1 se muestra el resumen de la matriz de políticas en las Fases I y II de este PBL (véase el Cuadro 6-8 para más detalles).

Cuadro 12-1 Matriz de políticas del “Apoyo para la transformación de la matriz energética” del BID (Resumen)

Componente/Objetivo	Resumen del contenido de los Programas I y II
<i>I. Marco Macroeconómico:</i> Apuntar a mantener la situación macroeconómica correspondiente al objetivo del apoyo de acuerdo con la matriz de políticas y la carta de políticas sectoriales	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mejoramiento de la situación macroeconómica</li> </ul>
<i>II. Sector Energético Sostenible:</i> Apoyar los esfuerzos por reemplazar y reducir el consumo de combustibles fósiles y los subsidios relacionados en el sector residencial y el de generación eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Electrificación del sector residencial</li> <li>• Medidas de ahorro energético basadas en las normas de construcción</li> <li>• Electrificación de la industria hidrocarburífera</li> <li>• CDN y elaboración del balance energético</li> </ul>
<i>III. Fortalecimiento del Subsector Eléctrico:</i> Promover compromisos de eficiencia, modernización, innovación y sostenibilidad en los servicios de electricidad y apoyar los esfuerzos por cumplirlos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Expedición de leyes y reglamentos para promover las energías renovables</li> <li>• Notificación de licitación de proyectos de energías renovables</li> <li>• Mejoramiento de la administración de las empresas distribuidoras eléctricas</li> <li>• Mejoramiento y sofisticación de la distribución eléctrica</li> <li>• Electrificación regional (eliminación del diésel)</li> </ul>
<i>IV. Apoyo a la integración eléctrica regional:</i> Avanzar en el SINEA, ampliar el intercambio de electricidad en la región y permitir la exportación de excedente de electricidad generada a partir de nuevas estructuras energéticas a mediano y largo plazo, así como garantizar el suministro energético del país en caso de emergencia energética y reducir la generación eléctrica con energía térmica	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Avance del proyecto de red de interconexión entre Ecuador y Perú</li> </ul>

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA

Teniendo en cuenta los resultados del presente estudio, incluyendo las entrevistas con los ministerios y organizaciones relacionados, para emprender aún más medidas dirigidas a la transformación de la estructura energética, se puede considerar la formación de un nuevo PBL como lo que sucede el PBL arriba mencionado o medida de apoyo para complementarlo, que incorpore las políticas y medidas que se indican a continuación.

- Medidas para el “Componente II. Sector Energético Sostenible”
  - (1) Fomento de la electrificación del sector transporte
  - (2) Fomento de la electrificación y del ahorro energético en los sectores industrial y de

edificios (además de la electrificación convencional del sector residencial)

(3) Desarrollo del área de hidrógeno

- Medidas para el “Componente III. Fortalecimiento del Subsector Eléctrico”

(4) Fortalecimiento de la capacidad de los ministerios competentes y las entidades ejecutoras de proyectos

Además, aunque están dentro del alcance de los Programas I y II, se han confirmado las necesidades específicas de apoyo sobre lo siguiente a través de las entrevistas con los ministerios y organizaciones relacionados.

- Medidas para el “Componente II. Sector Energético Sostenible”

(5) Ampliación de las redes (extensión de la línea de transmisión hacia el noreste de la región Oriente)

- Medidas para el “Componente III. Fortalecimiento del Subsector Eléctrico”

(6) Reducción de las pérdidas eléctricas en las líneas de distribución

A continuación, con respecto a los puntos principales (1) a (6) de la propuesta del PBL, se describirán recomendaciones sobre la dirección del apoyo por parte de los donantes encabezados por JICA, desde los puntos de vista de los antecedentes, las necesidades y la forma ideal y considerando que el PBL sería un enfoque poderoso como objeto del cual JICA examine el posible cofinanciamiento de ahora en adelante.

#### (1) Fomento de la electrificación del sector transporte

En el contexto de descarbonización y baja carbonización de Ecuador, no se puede ignorar el sector transporte, que representa alrededor del 48% del consumo final de energía (2020), como se ha mencionado en el apartado 4.1.3. El sector transporte representa el 82% del consumo de diésel y el 76% del consumo de gasolina del país y es el sector que consume la mayor cantidad de combustibles fósiles. Por otro lado, el consumo eléctrico del sector transporte es de alrededor de 1,000 toe, y la proporción de la electricidad en el consumo final de energía de este sector siguen sin alteración en torno del 0.015 al 0.02% (véase 4.2.1). En Ecuador, donde la generación hidroeléctrica representa alrededor del 80% de la electricidad generada, se puede esperar un gran efecto de descarbonización si se electrifican los medios de transporte, principalmente los automóviles. Si se utiliza paralelamente la función de batería de VE, vale la pena considerar la aparición de la función de ajuste del equilibrio entre oferta y demanda contra la carga eléctrica.

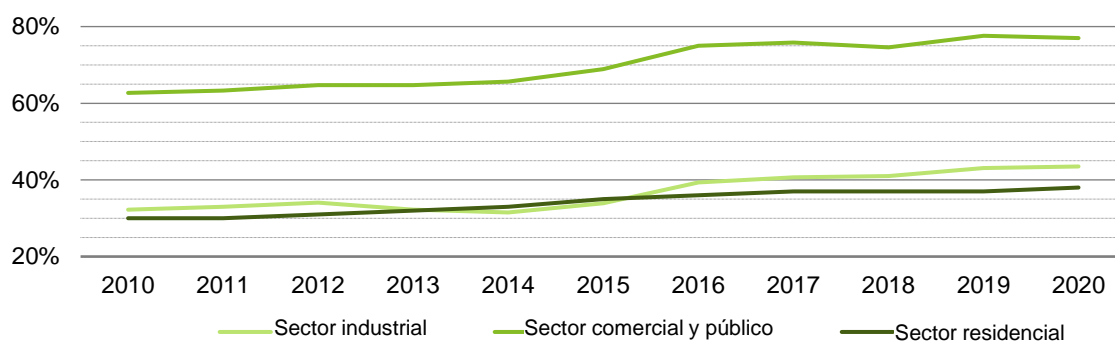
En los Programas I y II se enfocaba el sector residencial y de generación eléctrica, pero dada esta situación, la electrificación del sector transporte debería incluirse en el PBL posterior. El BID ya apoya la electrificación del transporte a través de la formulación de la “Estrategia Nacional de Electromovilidad” anunciada en marzo de 2021 y el financiamiento para VE (véase 6.4 (2)). Se puede considerar como condiciones para el PBL la ejecución confiable del último proyecto, que no se ha implementado aún después del cronograma, y la ampliación de la escala objeto de dicho proyecto.



## (2) Fomento del ahorro energético en el sector industrial y el sector de edificios (sector comercial y residencial)

El sector industrial, el sector residencial y el sector comercial y público representan respectivamente el 18%, 16% y 7% del consumo final de energía de Ecuador (2020) (véase 4.1.3). La proporción de la electricidad en el consumo final de energía de cada sector ha crecido en los últimos 10 años, alcanzando el 77% en 2020 en el sector comercial y público (véase la Figura 12-1). La demanda de electricidad en el sector residencial corresponde principalmente a los electrodomésticos como refrigeradores y televisores<sup>545</sup>. Por otro lado, el sector industrial consume casi la misma cantidad de energía derivada de combustibles fósiles que la electricidad, y el consumo de energía derivada de combustibles fósiles del sector residencial representa más de la mitad de su consumo final de energía (véanse 4.2.2 y 4.2.3). En los Programas I y II se ha fomentado la electrificación del sector residencial, pero de ahora en adelante se debe planificar adicionalmente la electrificación del sector industrial. Asimismo, se requiere implementar más medidas para fomentar el ahorro energético en todos los sectores, incluyendo el sector comercial y público, que tiene una tasa de electrificación relativamente alta.

Como se ha mencionado en el apartado 4.2, en Ecuador se promueven medidas de ahorro energético de acuerdo con el Plan Nacional de Eficiencia Energética (PLANEE) y se hacen diversos esfuerzos en cada sector para promover el ahorro energético. En el sector industrial se impulsa principalmente la implantación del SGE y la cogeneración. En el sector residencial y el sector de edificios que incluye el sector comercial y público se llevan a cabo el ahorro energético de iluminación y refrigeradores (reemplazo por productos con alto rendimiento de ahorro energético), la electrificación por cocinas IE y termos eléctricos, el etiquetado de electrodomésticos de alta eficiencia energética (DMEE) etc.



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA a partir del "Balance Energético Nacional 2020", MERNRR

Figura 12-1 Proporción de la electricidad en el consumo final de energía

Sin embargo, no se puede decir que las medidas de ahorro energético en el suministro de calor y la climatización sean suficientes. Aunque no se han confirmado datos sobre fuentes de energía por uso en Ecuador, se supone que la electrificación y el ahorro energético en el suministro de

<sup>545</sup> No se han podido conseguir datos de desglose de la demanda de electricidad en el sector residencial a nivel nacional de Ecuador, pero en el siguiente sitio se encuentran los datos de Cuenca.  
[https://www.researchgate.net/publication/312426355\\_Energy\\_efficiency\\_in\\_Cuenca's\\_residential\\_sector\\_Ecuador](https://www.researchgate.net/publication/312426355_Energy_efficiency_in_Cuenca's_residential_sector_Ecuador)

calor y la climatización son lentos, debido a que se puede adquirir el GLP a bajo precio gracias a los subsidios. Como se ha mencionado anteriormente, incluso en el sector industrial donde la introducción de la cogeneración se ha fijado como meta, en la realidad no avanza la cogeneración.

En cuanto al suministro de calor, actualmente en el mundo incluyendo Ecuador, su mayor parte se deriva de combustibles fósiles. La cogeneración, que reutiliza el calor residual incluso proveniente de combustibles fósiles, tiene una eficiencia energética relativamente alta, pero para promover la descarbonización, se espera que se difundan más las bombas de calor que utilizan electricidad derivada de energías que emiten menos CO<sub>2</sub>, especialmente en el sector de baja temperatura (uso de los consumidores y uso industrial) (véase la Figura 12-2). En Ecuador, se espera que las bombas de calor de fuente de aire reduzcan las emisiones de CO<sub>2</sub> en un 83% en comparación con las calderas de condensación de alta eficiencia<sup>546</sup>.

Asimismo, en cuanto a la climatización (aire acondicionado), se espera que el tipo equipado con inverter, que tiene la función de ahorro energético, tenga el efecto de reducir el consumo eléctrico en casi un 60% en comparación con el tipo no equipado con inverter<sup>547</sup>. Todos los aires acondicionados para habitaciones que se venden en Japón, incluyendo los aires acondicionados tipo paquete para edificios, están equipados con inverter, pero parece que no se usan mucho en Latinoamérica incluyendo Ecuador<sup>548</sup>.

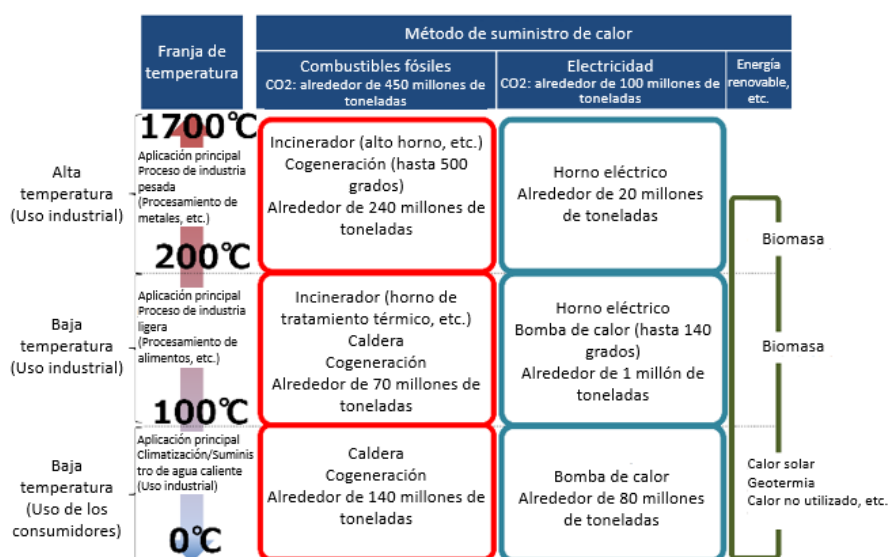
Considerando lo anterior, se puede decir que los esfuerzos de ahorro energético relacionados con el suministro de calor y la climatización en el sector industrial y el de edificios son también importantes para la descarbonización y la baja carbonización en Ecuador. De hecho, en las entrevistas con los ministerios y organizaciones relacionados también se han confirmado las necesidades de apoyo para promover la introducción de equipos de ahorro energético con relación a la demanda de suministro de calor y climatización. El MERNNR mencionó particularmente el apoyo para el reemplazo de aires acondicionados, y además, también mencionó las bombas de calor. En cuanto a los aires acondicionados, está previsto reemplazar 2500 unidades por aires acondicionados de alta eficiencia en las Islas Galápagos, pero el MERNNR pretende hacer mismos esfuerzos en las zonas costeras de la región Costa y en la región Oriente. Además, en la entrevista con EE Quito, se ha confirmado que existen las necesidades de bombas de calor no solo en el sector industrial sino también en el sector de edificios, y que existe un movimiento para introducir bombas de calor en los edificios de la ciudad de Quito.

---

<sup>546</sup> “Bombas de calor”, IEA (noviembre de 2021)

<sup>547</sup> Sitio web de Daikin Industries, Ltd. <https://www.daikin.co.jp/air/technology/our-technology/inverter>

<sup>548</sup> No obstante, incluso en las estadísticas de la Asociación de la Industria de Refrigeración y Aire Acondicionado de Japón (<https://www.jraia.or.jp/statistic/demand.html>), no hay descripciones sobre la proporción de los aires acondicionados inverter de Latinoamérica, por lo cual no se han podido capturar datos precisos.



Fuente: “Baja carbonización de la energía térmica, que, de hecho, funciona bien para la reducción de CO2” (marzo 20, 2018), Ministerio de Economía, Comercio e Industria

Figura 12-2 Principales métodos de suministro de calor

Se puede citar la falta de incentivos y financiación como una de las razones por las que la introducción de equipos de ahorro energético incluyendo bombas de calor y aires acondicionadores inverter, no ha progresado hasta ahora. Se dice que en general, la inversión inicial en la bomba de calor es hasta cinco veces mayor que la de la caldera<sup>549</sup>, lo cual es una carga pesada para las empresas. En Ecuador, donde no existen incentivos como subsidios e incentivos tributarios y hay pocos préstamos a largo plazo como se ha mencionado en el apartado 2.2.8, es difícil realizar el reemplazo de bombas de calor que implica una inversión a gran escala. Este problema no se limita a la bomba de calor, sino que la situación es la misma en cuanto a la introducción de otros equipos de ahorro energético<sup>550</sup>.

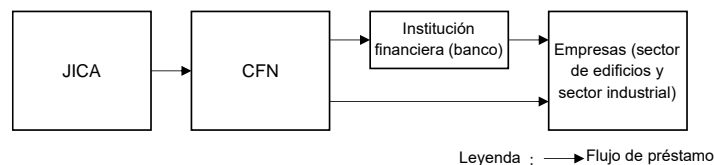
Entonces, como medidas de apoyo distintas al PBL, se puede considerar el proyecto de préstamo (financiamiento político) para equipos de ahorro energético a través de la cooperación financiera reembolsable. El proyecto implementado en Bangladesh y el que se está considerando en Egipto serán útiles como referencias. En el proyecto de Bangladesh<sup>551</sup>, se utiliza el préstamo de dos pasos para otorgar préstamos con baja tasa de interés para la introducción de equipos de ahorro energético con fines industriales y comerciales. En Ecuador, también será posible desplegar proyectos similares relacionados con la introducción de equipos de ahorro energético, principalmente de bombas de calor y aires acondicionadores inverter, para las empresas del sector industrial y del de edificios. En Ecuador, será prometedor utilizar la CFN (Corporación Financiera Nacional) como intermediaria para financiar a través de bancos comerciales locales o directamente a las empresas (véase la Figura 12-3). La CFN es el banco de desarrollo de Ecuador y está designada por el BID como institución financiera del esquema similar para la introducción

<sup>549</sup> “Energía del futuro: Calefacción sin emisiones de carbono”, Wood Mackenzie (mayo 12, 2020)

<sup>550</sup> “Evaluación del Sector Energético de Ecuador”, USAID (2020)

<sup>551</sup> Proyecto de financiación para la promoción del ahorro energético (Fase 1: Firma del contrato de préstamo en 2016, Fase 2: Firma del contrato de préstamo en 2019)

de autobuses y taxis eléctricos (véase 6.4 (2)). Además de la CFN, se puede considerar la utilización del BanEcuador, que se dedica principalmente al sector de producción rural y urbano, así como de los bancos comerciales privados.



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio de JICA

Figura 12-3 Esquema de préstamo de dos pasos para equipos de ahorro energético

Las bombas de calor y los aires acondicionados inverter son productos sobre los cuales Japón tiene ventajas tecnológicas, y se espera la contribución por parte de las empresas japonesas. De hecho, en Latinoamérica, Daikin Industries impulsa la difusión de aires acondicionados inverter en México y Brasil<sup>552</sup>. También vale la pena considerar la posibilidad de proporcionar el SGE, bombas de calor, aires acondicionados de alta eficiencia, iluminación LED, etc. como paquete ZEB en lugar de proporcionar bombas de calor y/o aires acondicionados inverter individualmente.

Al considerar el apoyo como JICA, en el primer lugar, se deben captar concretamente las necesidades de los ministerios y organizaciones relacionados y, al mismo tiempo, se deben comprender detalladamente las necesidades de las empresas del sector industrial y del de edificios (y del sector residencial) que realmente introducen equipos de ahorro energético. Aunque se resuelva el desafío inicial de financiación gracias al préstamo, se deberá confirmar si eso genera un suficiente efecto de motivación para que las empresas introduzcan activamente equipos de ahorro energético o si es necesario brindarles más incentivos. En el segundo lugar, también es necesario concretar el esquema. Considerando su historial con el BID, se ha mencionado anteriormente la CFN como candidata para la institución financiera designada, pero en el presente estudio no se ha efectuado entrevista con la CFN, y el interés y la idoneidad de esta institución no se han confirmado.

### (3) Desarrollo del área de hidrógeno

El hidrógeno está llamando la atención como energía limpia que no emite CO<sub>2</sub> durante la combustión, y según algunas estimaciones su demanda mundial se multiplicará por seis entre 2020 y 2050 y los combustibles a base de hidrógeno ocuparán el 13% del consumo final de energía mundial en 2050 (véase 7.2.1.2). Sin embargo, en la actualidad, el hidrógeno se produce principalmente a partir de combustibles fósiles como el gas natural y se emite CO<sub>2</sub> durante su proceso de fabricación<sup>553</sup>. Para la descarbonización, será clave la difusión del “hidrógeno azul”,

<sup>552</sup> Sitio web de Daikin Industries. <https://www.daikin.co.jp/csr/feature2018/01>

<sup>553</sup> Se llama “hidrógeno gris” el hidrógeno producido emitiendo CO<sub>2</sub> en el aire en su proceso de fabricación.

que, aunque es derivado de combustibles fósiles, es neutro en carbono al ser fabricado mediante la aplicación de CCUS, así como del “hidrógeno verde”, que no emite nada de CO<sub>2</sub> en el proceso de fabricación utilizando la electricidad derivada de energías renovables.

En Ecuador, donde alrededor del 80% de la electricidad generada corresponde a la generación hidroeléctrica, se espera un gran potencial en la producción y suministro del hidrógeno verde. El hidrógeno verde producido puede contribuir a la descarbonización de la industria petrolera del país al reemplazar el hidrógeno gris derivado de combustibles fósiles que se utiliza en la refinación del petróleo<sup>554</sup>. Asimismo, se podrá considerar la exportación a los países como Japón y países europeos donde la oferta interna es insuficiente para satisfacer la demanda de hidrógeno verde<sup>555</sup>. Para la difusión del hidrógeno verde, un desafío importante es su alto costo de producción en comparación con el costo de producción del hidrógeno gris o verde<sup>556</sup>. Teniendo en cuenta que el costo de generación eléctrica ocupa la mayor parte del costo de producción del hidrógeno verde, que es fabricado utilizando energías renovables como la energía fotovoltaica y eólica<sup>557</sup>, sería posible reducir el costo de producción del hidrógeno verde en Ecuador, dado que su principal fuente de electricidad es la generación hidroeléctrica a gran escala, cuyo costo es relativamente bajo.

Además, el hidrógeno es técnica y económicamente adecuado para el almacenamiento eléctrico a largo plazo y de gran capacidad<sup>558</sup>. El almacenamiento eléctrico mediante hidrógeno permite almacenar el excedente de electricidad generada en la temporada de lluvias y utilizarlo en la temporada de sequía, lo cual podrá contribuir a la estabilización del suministro eléctrico en Ecuador.

Aunque actualmente no existen iniciativas específicas relacionadas con el hidrógeno en Ecuador, se ha confirmado el interés del MERNNR, la CELEC, etc., como se ha mencionado en el apartado 9.2.4. Teniendo en cuenta que se espera un gran potencial sobre la producción de hidrógeno verde como se ha mencionado anteriormente, antes de nada el gobierno ecuatoriano, bajo el liderazgo del MERNNR, debería evaluar el potencial de la producción y utilización de hidrógeno en el país y considerar la formulación de una estrategia y hoja de ruta de hidrógeno. Varios países de América del Sur ya han lanzado estrategias nacionales de hidrógeno (véase 9.2.4), y de los cuales Colombia publicó la “Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia” elaborada junto con el BID en septiembre de 2021<sup>559</sup>. Vale la pena considerar la posibilidad de incluir la estrategia de hidrógeno en el PBL posterior para promover estos esfuerzos también en Ecuador.

Por cierto, al considerar el apoyo de JICA, sería efectivo confirmar las necesidades de cooperación de los ministerios y organizaciones relacionados, como el MERNNR, y coordinar

---

<sup>554</sup> Una gran cantidad de hidrógeno se utiliza en los procesos de refinación del petróleo, como la hidrodesulfuración y el hidrocrackeo.

<sup>555</sup> “El almacenar del hidrógeno verde”, Strategy& (2020)

<sup>556</sup> Según la Comisión Europea (2020), el costo de producción del hidrógeno verde por kg fue de 3 a 6.55 dólares, mientras que el del hidrógeno gris y el del hidrógeno azul fueron de 1.80 dólares y 2.40 dólares respectivamente. (“Los expertos explican por qué el costo del hidrógeno verde ha bajado y seguirá bajando”, S&P Global (mayo 5, 2021))

<sup>557</sup> “Informe de transición energética: Tercera edición”, Rystad Energy (2021)

<sup>558</sup> “Cinco pasos para el almacenamiento energético”, Consejo Mundial de Energía (2020)

<sup>559</sup> “Colombia toma posición en la industria del hidrógeno verde en Latinoamérica”, BID (septiembre 30, 2021)

también con el Banco Mundial (véase 6.2 (1)), que también muestra interés sobre el hidrógeno en el estudio sobre el potencial de almacenamiento energético que actualmente lleva a cabo.

#### (4) Fortalecimiento de la capacidad de los ministerios competentes y entidades ejecutoras

Para promover tanto la inversión en energías renovables, que es el núcleo de la transformación de la estructura energética, como la consolidación fiscal, es fundamental fortalecer la capacidad de los ministerios relacionados encabezados por el MERNNR y de las entidades ejecutoras de proyectos, lo cual debe incluirse en el PBL. Pero, los Programas I y II no incluyen este elemento.

Como resultado del análisis hecho en el presente estudio sobre el sistema legal ecuatoriano a la luz de los principios para la inversión en infraestructura de calidad, se ha descubierto que el sistema legal está relativamente bien desarrollado de acuerdo con los Principios del G20 para la inversión en infraestructura de calidad. Como se ha analizado en el capítulo 11, en cuanto a la consideración de los costos del ciclo de vida incluyendo el costo de mantenimiento para la inversión en infraestructura (Principio 2), el aseguramiento de la resiliencia contra los riesgos de desastres naturales y otros riesgos (Principio 4), el fortalecimiento de la gobernanza de la infraestructura (Principio 6), etc., se han establecido en las directrices y similares para los estudios de preinversión y planes de inversión pública. En cuanto a las consideraciones ambientales y sociales (Principios 3 y 5), existen las leyes y reglamentos relacionados, el procedimiento de EIA a nivel de proyectos, el sistema y régimen de permiso ambiental y sistema y monitoreo ambiental. Asimismo, en cuanto a “maximizar el impacto positivo de la infraestructura para lograr un crecimiento y desarrollo sostenible” (Principio 1), los criterios prioritarios para la inversión pública establecidos en el PND 2021-2025, incluyen la creación de empleo, el crecimiento inclusivo, la mejora de la competitividad y productividad, la introducción de vitalidad del sector privado, etc., y se ha confirmado que el PND es consistente con los ODS.

Por otro lado, como se ha visto en el apartado 11.3, hay mucho margen de mejora en la operación real. Se cree que esto se debe en parte a la poca conciencia o capacidad de los ministerios y las entidades ejecutoras de proyectos involucrados en la operación del sistema, aunque el sistema está desarrollado. En cuanto a la gestión de la inversión pública, es necesario considerar el fortalecimiento de la capacidad del MERNNR que es la entidad ejecutora y otras organizaciones relacionadas, especialmente en los siguientes aspectos. En primer lugar, se debe fortalecer el análisis de riesgos apropiado y la introducción de medidas de mitigación de riesgos al formar e implementar proyectos de inversión pública. Concretamente se recomienda que, al definir los tipos de riesgos que deben analizarse y su método de gestión para cada categoría de proyecto como el proyecto de generación eléctrica y el proyecto de transmisión y distribución eléctrica, se realicen la evaluación del impacto en el ambiente existente como las fuentes de agua, el escrutinio de las tecnologías por aplicar para lograr el efecto del proyecto, las consideraciones a las partes interesadas del proyecto incluyendo los trabajadores entre otras cosas. Además, se debe considerar la introducción del concepto de evaluación ambiental estratégica y el fortalecimiento de la divulgación de información y asesoramiento sobre el impacto ambiental de

los proyectos de infraestructura.

Asimismo, existe una gran necesidad de mejorar el sistema de APP y fortalecer la capacidad operativa para promover la inversión privada en el área de energías renovables en el futuro. Como se ha mencionado en el apartado 3.2.1, el marco legal sobre APP actualmente casi no funciona. Bajo la Secretaría Técnica de Asociaciones Público-Privadas y de Gestión Delegada nuevamente instalada en la Presidencia, es necesario desarrollar urgentemente el marco legal (incluyendo los incentivos, etc.), las directrices (incluyendo el contrato estándar, etc.) y el régimen operativo. Además, se requieren operaciones altamente transparentes para el público y las empresas privadas. Hasta ahora, muchos proyectos se han implementado como “concesiones” debido a la complejidad de los trámites, pero es necesario hacer que el marco legal y el régimen organizativo que se crearán nuevamente funcionen correctamente y gestionar de manera unificada los proyectos APP, incluyendo dichos marco y régimen. El MEF muestra su deseo de recibir apoyo de donantes, etc. para fortalecer la capacidad de APP<sup>560</sup>.

JICA también puede considerar asistencias como la formación de un proyecto de cooperación técnica o el envío de expertos para i) mejorar la capacidad del personal para formular e implementar proyectos de infraestructura y ii) desarrollar las directrices sobre APP, el costo del ciclo de vida, las consideraciones ambientales, la gestión de riesgos, etc. para aplicarlas a la inversión en infraestructura energética. Como organización objeto, se da prioridad al MERNNR, que tiene jurisdicción sobre los proyectos eléctricos, incluyendo los de energías renovables.

Al considerar el apoyo como JICA, es necesario recopilar información sobre las necesidades específicas de los ministerios y organizaciones relacionados del lado ecuatoriano, especialmente del MERNNR, para la construcción de sistemas y el fortalecimiento de la capacidad para la inversión pública y APP, así como información sobre posibles ministerios y organizaciones objeto del apoyo. Sobre todo, debe observarse de cerca la tendencia del marco legal sobre APP, que actualmente se encuentra en proceso de reforma. Además, es necesario confirmar la política de participación y la situación de otros donantes como el Banco Mundial y hacer ajustes según las necesidades.

#### (5) Fortalecimiento de las redes eléctricas (extensión de la línea de transmisión eléctrica al noreste de la región Oriente)

Como resultado de las entrevistas con el MERNNR y la CELEC, se ha confirmado la importancia del desarrollo de las redes eléctricas especialmente en Shushufindi de la provincia de Sucumbíos que se ubica en el noreste de la región Oriente y las expectativas de apoyo del donante, mientras se continúa con el desarrollo de redes en todo el Ecuador. Shushufindi es uno de los principales campos petroleros de Ecuador. Está formada una mini red independiente del SNI y la parte considerable de la electricidad que se utiliza en el área depende de la electricidad generada con energía térmica (petróleo). Asimismo, si bien se ha desarrollado una red eléctrica desde la

---

<sup>560</sup> Según la reunión con el MEF realizada en octubre de 2021 durante el estudio en Ecuador, y la reunión en línea con el Banco Mundial realizada en noviembre de 2011.

central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair hasta el área, es deseable desarrollar una red eléctrica que tenga la función de alternativa desde el punto de vista de la seguridad energética. Actualmente en el noreste de la región Oriente, existe una red de transmisión a 138kV desde San Francisco o Topo de la provincia de Tungurahua, pero además de desarrollar otra línea de transmisión a 230kV paralelamente a la línea existente, se aspira a extender la red hasta Shushufindi (véase 5.3.2 (3)). El gobierno (CELEC) desarrollará este tramo, pero no hay perspectivas de recaudar fondos.

Se supone que esto contribuirá a la “reducción de la demanda de diésel y conversión a la electricidad en la industria hidrocarburífera” en el Componente III del Programa II. Si se desarrolla la red de transmisión eléctrica al noreste de la región Oriente, se podrá fortalecer la capacidad de suministro de electricidad derivada de la generación hidroeléctrica desde la región Sierra, donde se concentran las centrales hidroeléctricas, hasta el área, lo cual reducirá la generación eléctrica con energía térmica (petróleo) y promoverá la descarbonización de las fuentes de electricidad en el área. Según el cálculo de la CELEC, el monto de inversión necesario será de aproximadamente 100 millones de dólares. Asimismo, dado que ya existe la red eléctrica a 138 kV, la necesidad de adquirir nuevos terrenos y tomar medidas ambientales es relativamente baja. Sin embargo, hay muchos pueblos pequeños dispersos por toda el área, y queda una duda sobre si el gobierno o la CELEC pueden administrarlos adecuadamente.

Al considerar las medidas de apoyo, es necesario profundizar en las necesidades del gobierno nacional y la CELEC sobre este proyecto (incluyendo la priorización), y confirmar la intención del MEF de tomar préstamo en particular. Además, es necesario analizar los beneficios económicos del desarrollo de nuevas redes de transmisión eléctrica y sus efectos, y confirmar la factibilidad desde el punto de vista de las tecnologías y las consideraciones ambientales y sociales. Sobre todo, se cree que la adquisición de terrenos y las medidas ambientales no son tan fáciles como afirma la CELEC, y se debe considerar su factibilidad suficientemente.

#### (6) Reducción de las pérdidas eléctricas en las líneas de distribución

A través del estudio en Ecuador, se han confirmado las necesidades informales del MERNNR y la CNEL para reducir las pérdidas en las subestaciones y las líneas de distribución. Esto se considera relacionado con el “índice de pérdidas eléctricas totales igual o inferior al 14%” y la implementación del “programa de fortalecimiento del sistema nacional de distribución” definidos en el Componente III del Programa II.

En el Cuadro 12-2 se muestran las pérdidas que se generan entre la energía recibida y la energía entregada en las subestaciones del ONE-CENACE. La tasa de pérdidas se ha mantenido en el rango del 3% y al 2019, es del 3.26%. La tasa de pérdidas en los propios transformadores es del 2 al 3%, e incluso incluyendo el consumo eléctrico en las subestaciones, es una tasa que no tiene ningún problema. En cuanto a las instalaciones envejecidas de las subestaciones en las cuales se observan mayores pérdidas eléctricas, es necesario aumentar el nivel de voltaje y realizar el reemplazo por equipos de alta eficiencia a medida que se expanden las redes eléctricas, pero será posible abordar este desafío haciendo esfuerzos de ahorro energético en las subestaciones y



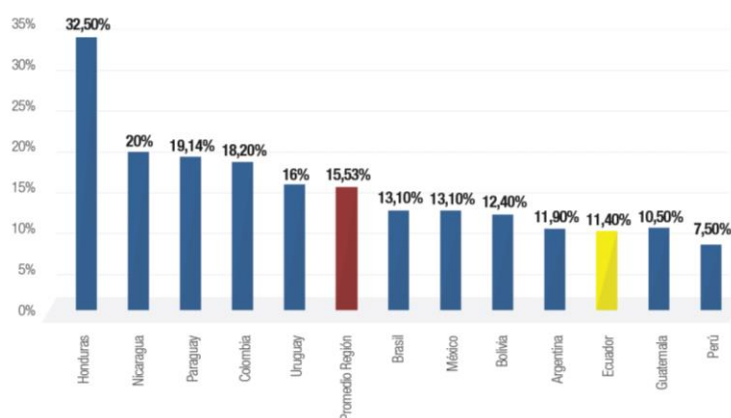
renovando individualmente los equipos antiguos. Así que se considera que no se requiere apoyo especial.

**Cuadro 12-2 Evolución de las pérdidas en las subestaciones (2010 a 2019)**

Año	Energía recibida (GWh)	Energía entregada (GWh)	Consumo de auxiliares (GWh)	Pérdidas (GWh)	Tasa de pérdidas (%)
2010	15,745.87	15,208.38	24.61	512.88	3.26
2011	16,462.55	15,809.23	29.15	624.18	3.79
2012	17,486.28	16,822.04	30.02	634.22	3.63
2013	18,089.07	17,519.34	24.85	544.87	3.01
2014	19,285.45	18,708.93	25.56	550.97	2.86
2015	20,140.84	19,496.29	27.70	616.84	3.06
2016	23,057.96	22,331.04	39.17	687.75	2.98
2017	23,686.10	22,903.10	45.58	737.42	3.11
2018	24,774.32	23,900.70	75.30	798.32	3.22
2019	27,532.24	26,578.72	56.96	896.57	3.26

Fuente: “Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2019”, ARCERNNR

La tasa de pérdidas eléctricas de Ecuador es menor que la de los países vecinos (véase la Figura 12-4). Sin embargo, mientras que la tasa de pérdidas eléctricas en la distribución a nivel nacional es del 12.79% (2020), existen variaciones significativas en la tasa por empresa distribuidora como se ha descrito en el apartado 5.4.1. La tasa de pérdidas eléctricas en la distribución de Esmeraldas, Manabí, Los Ríos, etc. de la CNEL supera el 20%, que es el mismo nivel que Honduras y Nicaragua, donde la tasa de pérdidas eléctricas en la distribución es alta. Además, más de la mitad de las pérdidas corresponde a las pérdidas no técnicas. No obstante, en cuando a las pérdidas no técnicas, hay siguientes factores: el medidor de consumo eléctrico no está instalado; la empresa eléctrica competente no puede medir el consumo eléctrico a pesar de que el medidor está instalado, o no puede cobrar la tarifa si bien mide el consumo eléctrico; además, existen los actos fraudulentos, incluyendo el robo de electricidad. Teniendo en cuenta que es difícil brindar apoyo desde el exterior para la solución de las pérdidas no técnicas generadas por estos factores, sería realista brindar apoyo básicamente para la solución de las pérdidas técnicas. Además, cada empresa distribuidora ya está trabajando en ello.



Fuente: PME 2018-2027

**Figura 12-4 Tasa de pérdidas eléctricas en Ecuador y los países vecinos**

Por otro lado, parece que en las áreas de Esmeraldas, Manabí y Los Ríos de la CNEL, las pérdidas eléctricas siguen siendo altas debido a que todavía no se han reparado los daños en la infraestructura de distribución causados por el terremoto ocurrido en 2016 en las zonas costeras de la región Costa. Por lo tanto, es necesario restaurar la infraestructura de distribución como desafío antes de la reducción de las pérdidas no técnicas, y se espera que la restauración de la infraestructura reduzca las pérdidas técnicas y mejore la confiabilidad del suministro eléctrico. Concretamente, se puede considerar el apoyo al fortalecimiento de la infraestructura de distribución, incluyendo la reparación de líneas de distribución, transformadores de postes envejecidos, postes eléctricos, etc. en estas áreas donde la tasa de pérdidas eléctricas en la distribución es alta. Luego, será necesario reducir sistemáticamente las pérdidas eléctricas en la distribución en general mediante la introducción de un nuevo sistema de medición.

Sin embargo, el BID ya ha implementado múltiples proyectos relacionados con la restauración de la infraestructura de distribución en las áreas afectadas por el terremoto (véase 6.2 (2)), y aunque se han confirmado las necesidades informalmente mediante las entrevistas hechas en el estudio en Ecuador, es necesario confirmarlas de nuevo al BID y a la CNEL, que es la organización contraparte.

