

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**GENERACIÓN ELÉCTRICA: LOS NUEVOS RETOS DE LA
GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA, ALTERNATIVAS PARA SU
DESARROLLO EN EL ECUADOR.**

**ANÁLISIS DE LA NORMATIVA VIGENTE EN EL ECUADOR Y SUS
POSIBLES AJUSTES, CON MIRAS AL DESARROLLO DE LOS
NUEVOS PROYECTOS DE GENERACIÓN QUE ESTÁN
CONSIDERADOS EN LA PLANIFICACIÓN.**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERA ELÉCTRICA**

DANIELA FRANCESCA BRIONES SOTO

daniela.briones@epn.edu.ec

DIRECTOR: Mgtr. DANIEL GERMÁNICO ORBE JÁTIVA

daniel.orbej@epn.edu.ec

DMQ, febrero 2024

CERTIFICACIONES

Yo, Daniela Francesca Briones Soto declaro que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

Daniela Francesca Briones Soto

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por Daniela Francesca Briones Soto, bajo mi supervisión.

Mgtr. Daniel Germánico Orbe Játiva
DIRECTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el (los) producto(s) resultante(s) del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

Daniela Francesca Briones Soto

Mgtr. Daniel Germánico Orbe Játiva

DEDICATORIA

A mi madre, Pilar Soto De La Torre, la mujer más fuerte que existe en mi vida. Quien ha estado conmigo en cada momento sin dejarme caer. Cada logro mío es tuyo. Te amo.

A mis abuelos maternos, Carlos Soto y Rosario De La Torre, por ser los luceros que me cuidaron y guiaron día a día, les debo mi vida.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por no haberme abandonado nunca y por escucharme en cada visita.

A mi madre, que jamás perdió la fe en mí. A mi padre por su constante apoyo.

A Elvis B. y Erick T, quienes un día fueron dos extraños y hoy son los mejores roomies y amigos.

A Giovanni C., Andrés R. y Mateo Y, los amigos que me ayudaron a sacar adelante la carrera, entre estudio y risas, al final lo logramos.

A Bryan L. mi primer y mejor amigo de la universidad.

A Leonardo P., por haberme brindado la estabilidad y paz necesaria para enfocarme en las cosas que realmente importan.

A mi tutor de TIC, Mgtr. Daniel Orbe, por su constante guía y ayuda para poder realizar un buen trabajo.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN	VII
ABSTRACT	VIII
1. DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO	1
1.1. Objetivo general.....	3
1.2. Objetivos específicos	3
1.3. Alcance	3
1.4. Marco teórico	4
1.4.1. Incentivos al desarrollo de las Energías Renovables	4
1.4.2. Mecanismos de financiamiento para el desarrollo de Energías Renovables.....	5
1.4.3. Marco Institucional, Normativo y Regulatorio del Sector Eléctrico Ecuatoriano.....	6
1.4.3.1. Estructura Institucional del Sector Eléctrico Ecuatoriano	7
1.4.3.2. Mercado Eléctrico Mayorista	7
1.4.3.3. Subastas	8
1.4.3.4. Normativa relacionada al desarrollo de la energía hidroeléctrica en Ecuador	9
1.4.3.5. Alternativas de Financiamiento de proyectos de generación hidroeléctrica en Ecuador.....	13
1.4.4. Marco Regulatorio y Normativo del Sector Eléctrico de Argentina ...	14
1.4.4.1. Normativa relacionada al desarrollo de la energía hidroeléctrica	14
1.4.4.2. Métodos de Financiamiento de proyectos de generación hidroeléctrica	16
1.4.5. Marco Regulatorio y Normativo del Sector Eléctrico de Costa Rica .	18
1.4.5.1. Normativa relacionada al desarrollo de la energía hidroeléctrica	18
1.4.5.2. Métodos de Financiamiento de proyectos de generación hidroeléctrica	20
1.4.6. Marco Regulatorio y Normativo del Sector Eléctrico de Brasil.....	21
1.4.6.1. Normativa relacionada al desarrollo de la energía hidroeléctrica	22

1.4.6.2. Métodos de Financiamiento de proyectos de generación hidroeléctrica	23
2. METODOLOGÍA	24
2.1. Estado del arte del desarrollo de la energía hidroeléctrica en los países de estudio	25
2.1.1. ARGENTINA.....	26
2.1.2. COSTA RICA.....	27
2.1.3. BRASIL.....	27
2.1.4. ECUADOR.....	28
2.1.5. PROYECTOS FUTUROS	30
2.3.1. PROCEDIMIENTO DE SUBASTAS.....	34
2.3.2. RESULTADOS DE SUBASTAS.....	40
2.3.2.1. ARGENTINA.....	40
2.3.2.2. BRASIL.....	41
2.3.2.3. COSTA RICA.....	42
2.3.2.4. ECUADOR.....	43_Toc159110485
2.2. Análisis comparativo del marco normativo y regulatorio del sector eléctrico ecuatoriano respecto al caso de los otros países latinoamericanos	31
2.3. Análisis comparativo de resultados de los procesos competitivos de Energías Renovables en Ecuador y los otros países latinoamericanos.....	33
2.3.1. PROCEDIMIENTO DE SUBASTAS.....	34
2.3.2. RESULTADOS DE SUBASTAS.....	40
2.4. Análisis de los mecanismos de incentivo para el desarrollo de la energía hidroeléctrica en Ecuador frente al caso de los otros países latinoamericanos	45
2.5. Propuestas de mejora al marco regulatorio del sector eléctrico ecuatoriano	49
2.6. Propuestas de mejora a los mecanismos de subastas de proyectos hidroeléctricos en Ecuador.....	52
2.7. Propuestas de mejora a los incentivos de proyectos hidroeléctricos en Ecuador.....	54
3. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	55
3.1. Conclusiones.....	55
3.2. Recomendaciones.....	57
4. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	58

RESUMEN

En el presente trabajo de integración curricular se realiza un análisis del marco regulatorio vigente en Ecuador y se compara con la normativa vigente en otros países de la región de América Latina y El Caribe que fueron elegidos según el porcentaje de generación de energía proveniente de fuentes hidroeléctricas y su éxito con los modelos de subastas para incentivar la participación de la economía privada en la generación eléctrica de cada país. Los países escogidos fueron, Argentina, Brasil y Costa Rica.

Entre los cuatro países se compara: normativa actual, procesos y resultados de subastas efectuadas, incentivos para la inversión privada en proyectos de generación y métodos de financiamiento. A partir de este análisis se identifica si existe alguna mejora o reforma que pueda ser implementada en el marco regulatorio que rige actualmente el estado ecuatoriano.

Finalmente, se establecen las propuestas para la modificación de la normativa ecuatoriana actual del sector de generación eléctrica, no se propone una regulación de manera detallada, sino se resaltan las modificaciones que deberían ser adecuadas en la normativa con el fin de que se pueda dar mayor apertura a la generación por parte de las empresas privadas.

PALABRAS CLAVE: marco regulatorio, subastas, hidroeléctricas, incentivos.

ABSTRACT

In the present curricular integration project, an analysis of the current regulatory framework in Ecuador is carried out and compared with the regulations in other countries in Latin American and Caribbean region. These countries were selected based on the percentage of energy generation from hydroelectric sources and their success with auction models to promote private sector participation in electric generation. The chosen countries include Argentina, Brazil, and Costa Rica.

The comparison among four countries includes the current regulations, processes and results of conducted auctions, incentives for private investment in generation projects, and financing methods. This analysis aims to identify potential improvements or reforms that could be implemented in the current regulatory framework governing the Ecuadorian state.

Finally, proposals for modifying the current Ecuadorian regulations in the electric generation sector are outlined. These proposals do not advocate detailed regulation but rather emphasize modifications that should be made to the regulations to provide better opportunities for private companies to engage in power generation.

KEYWORDS: Regulatory framework, auctions, hydroelectric, incentives.

1. DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO

El presente proyecto de integración curricular se plantea en base a las necesidades del mercado energético que en los últimos años han surgido en los países de la región de América Latina y el Caribe, especialmente en Ecuador. Según el Panorama Energético de América Latina y el Caribe (ALC) 2023, hasta el 2022 se instalaron 199,439 [MW] de generación eléctrica pertenecientes a fuentes hidroeléctricas. Así se evidencia que ALC es muy probablemente la región con mayor generación hídrica a nivel global, a pesar de que últimamente su crecimiento ha disminuido debido al desarrollo de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) [1].

De acuerdo con el documento “Procesos Competitivos para el Financiamiento de Proyectos de Energías Renovables - Situación en América Latina y el Caribe” elaborado por OLADE, la diversificación en el desarrollo de proyectos hidroeléctricos permite que la red sea más resiliente ante casos de sequía que pueden afectar a las grandes hidroeléctricas, esto además del impacto ambiental que ocasiona la construcción de centrales hidroeléctricas de gran tamaño [2].

Ecuador es un país de gran potencial hídrico, y también ha apostado por el modelo de subastas para la compra de energía orientada a las Energías Renovables no Convencionales (ERNC). Según la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE) y su Reglamento (RGLOSPEE) se reconoce la generación hidroeléctrica, no mayor a 100 [MW] de capacidad, como parte de las ERNC. La integración de proyectos de este tipo de generación se realiza por medio de Procesos Públicos de Selección (PPS) regulados bajo un modelo de contrato establecido entre la empresa ganadora y la distribuidora que comprará el producto bajo una tarifa establecida [3].

En 2021, el Ministerio de Energía y Minas decidió promover la atracción de inversión privada nacional y extranjera para proyectos de generación con el fin de diversificar la matriz energética. En consecuencia, se abrió un PPS para la concesión del Primer Bloque de ERNC de 500 MW. Para el 2023 se recibieron las ofertas y se evidenció el interés del mercado completando la potencia requerida de 150 MW en al menos tres proyectos de generación hidroeléctrica [4].

Una vez conocido el panorama hidroeléctrico y los procesos de subastas en Ecuador, se analiza los países en ALC cuya matriz energética sea semejante y que hayan desarrollado exitosamente procesos de subastas. Como casos exitosos de aplicación se eligieron los países de Argentina, Brasil y Costa Rica, con el objetivo de comparar su marco normativo y regulatorio, mecanismos de financiamiento, resultados obtenidos tras sus procesos de subastas, y lecciones aprendidas que se podrán tomar como referencia para el caso ecuatoriano.

Argentina que cuenta con una considerable participación de generación hidroeléctrica ha implementado diversas estrategias para atraer inversión en energías renovables aprobando diferentes leyes y resoluciones como la del “Régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuentes Renovables” (MATER) como una manera de regular la contratación entre generadores y grandes usuarios del sector privado. También utilizan instrumentos económicos con el fin de atraer inversiones como: inversión pública directa, Programas de Subastas Públicas, beneficios tributarios, banco de Inversiones, entre otros [5].

En Brasil, aun cuando las grandes hidroeléctricas suministran el 65% de la energía, se continúa incentivando la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas, impulsando las subastas para las licitaciones. A diferencia de Ecuador, en Brasil existen dos ámbitos del mercado eléctrico uno libre y otro regulado, en este último la compra de energía se da por subastas dependiendo del objetivo de expansión, en este ámbito el país posee gran experiencia y se llevan a cabo al menos dos veces al año. De forma similar a Argentina cuenta con el Banco Nacional de Desenvolvimiento Económico y Social, por medio del cual se ofrecen tasas de interés preferenciales para el financiamiento de nuevos proyectos de energía renovable [5].

En Centroamérica Costa Rica tiene un gran desarrollo en generación hidroeléctrica, en su mercado eléctrico está permitido la participación del sector privado en la generación, sin embargo, cuenta con límites de capacidad y porcentaje de participación en su sistema eléctrico (SEN), esta participación del sector privado se lleva a cabo a través de licitaciones en las que se exigen garantías al oferente. Se establecen fechas para las licitaciones y se establecen los mecanismos de evaluación, posteriormente se publican en los medios pertinentes, se adjudican las ofertas y se suscribe un contrato. Este esquema de licitaciones ha llevado al país a comprar al menos 1208.7 [GWh] hasta el 2018 [2].

1.1. Objetivo general

Realizar un análisis comparativo entre la normativa vigente en Ecuador y la de tres países de América Latina y el Caribe con relación al desarrollo de proyectos de generación hidroeléctrica tomando en cuenta la respuesta del sector privado y los organismos de financiamiento.

1.2. Objetivos específicos

1. Identificar las normativas y regulaciones vigentes referentes al desarrollo de proyectos de Generación Hidroeléctrica en Ecuador y otros países de ALC.
2. Desarrollar un análisis comparativo entre las normativas y regulaciones relacionadas al desarrollo de proyectos hidroeléctricos en Ecuador y en tres países de ALC con casos exitosos
3. Proponer cambios al Marco Regulatorio vigente en Ecuador en base al análisis comparativo, buscando promover el desarrollo de nuevos proyectos hidroeléctricos con una respuesta positiva del sector privado

1.3. Alcance

El proyecto abarca un análisis exhaustivo del estado del arte de la generación hidroeléctrica en Ecuador, su marco normativo y regulatorio, mecanismos de financiamiento y la experiencia interna en cuanto a subastas. En base a este análisis se plantea alternativas para incentivar su aprovechamiento y mejorar los futuros procesos de subasta que se desarrollen en el país. A través de un enfoque integral se aborda aspectos normativos y la respuesta del sector privado en Ecuador como en otros países de América Latina.

Para cumplir los objetivos del trabajo se realiza un análisis comparativo con las normativas de tres países latinoamericanos: Argentina, Brasil y Costa Rica, que han logrado un desarrollo significativo en la generación hidroeléctrica en la región, además de presentar mecanismos innovadores para los procesos de subastas. Se identifica similitudes y diferencias en términos normativos y regulatorios, incentivos y políticas relacionados con la generación hidroeléctrica. Este enfoque comparativo enriquecerá el análisis y

proporcionará una perspectiva más amplia sobre las posibles mejoras y ajustes necesarios en Ecuador.

Otro aspecto para analizar es la respuesta del sector privado ante las reformas normativas y regulatorias recientes y su participación en los Procesos Públicos de Selección convocados por el Ministerio de Energía y Minas. Se examina los desafíos y oportunidades que enfrenta el sector privado en la generación hidroeléctrica, así como las estrategias implementadas para el desarrollo de nuevos proyectos. Se analiza la información sobre los procedimientos que se llevan a cabo actualmente en los PPS y qué tan fuerte es la participación de éstos en el sistema eléctrico del país.

Se considera incentivos aplicados previamente en el país como el Feed in Tariff y Net Metering y otros que han fomentado la participación de los usuarios y empresas privadas en la actividad de generación. Dentro de este contexto se analiza algunas de las medidas implementadas y el impacto generado por estas en Ecuador comparándolas con las medidas implementadas en los otros países escogidos.

La finalidad del componente no es buscar una solución inmediata al problema de abastecimiento de energía en el país sino más bien proponer potenciales ajustes a las normativas actuales con el fin de aplicarlos a los futuros proyectos hidroeléctricos. De esta forma se pretende obtener el máximo provecho en las subastas realizadas a futuro en el país generando un mayor grado de participación del sector privado.

1.4. Marco teórico

1.4.1. Incentivos al desarrollo de las Energías Renovables

A nivel global la capacidad instalada en energías renovables aumenta constantemente. En América Latina aumentó un 5% entre 2019 y 2020, considerando que en esta región el 70% de la energía proviene de hidroeléctricas y se van sumando otro tipo de energías renovables [5].

Con el fin de incentivar la atracción de inversiones se hace uso de instrumentos de políticas públicas. Como parte de estos, se pueden aplicar incentivos financieros, tales como:

- **Tarifa de Alimentación (FIT):** se ofrece un acuerdo con el fin de remunerar la venta de la energía eléctrica de fuentes renovables en un largo plazo a un precio fijo sobre los niveles del mercado [5].
- **Prima de alimentación:** su finalidad es incentivar el retorno de la inversión mediante un sobreprecio que se paga al generador cuya energía provenga de fuentes renovables que este sobre los precios del mercado. A diferencia del FIT el precio no se congela y tampoco existe garantía del cupo de compra. [5].
- **Subasta para acuerdo de compra de energía (PPA):** proceso de licitación pública para adjudicar proyectos remunerando al oferente ganador con precios sobre los niveles regulares del mercado [5].
- **Crédito/Desgravación Fiscal:** se otorga algún crédito o beneficio tributario al inversor, este crédito puede basarse o no en el monto de energía renovable que se ha invertido. Ejemplos de esos beneficios serían: deducciones, tasas reducidas, exención de impuestos, entre otros [5].
- **Fondos o préstamos subsidiarios para inversión:** se proporciona financiamiento subvencionado ad hoc para quienes inviertan en energía renovable [5].
- **Medición neta / Facturación neta:** se tiene un flujo bidireccional de energía eléctrica que permite que el cliente pueda generar para compensar su consumo [5].
- **Preferencia de red:** mediante esta política se tiene preferencia para que las generadoras a base de energía renovable sean integradas de forma prioritaria en el sistema [5].

Los mencionados anteriormente son solo algunos de los incentivos que se usan para atraer a los inversionistas en el ámbito de la generación con base en fuentes renovables. Existen otros incentivos como: Estándares tecnológicos, Educación a Largo Plazo, Certificados de Carbono, etc.

1.4.2. Mecanismos de financiamiento para el desarrollo de Energías Renovables

Como se denotó anteriormente, la inversión en energías renovables en los últimos años se ha vuelto tema primordial en varios países del mundo y consecuentemente se aplican diferentes mecanismos para poder financiar estos proyectos, sobre todo aquellos de Energías Renovables No Convencionales. Cabe recalcar que los métodos para financiar estos proyectos dependerán del marco regulatorio de cada país.

En la mayoría de los países de ALC se apuesta por la inversión pública, la cual se espera sea eficiente en cada una de las etapas de los proyectos, desde la planificación incluyendo todos los posibles impactos que pueda ocasionar una vez efectuada la implementación. Para esto se requiere de gran coordinación entre los diferentes niveles de gobierno y sus respectivos organismos [5].

Algunos países de la región han optado por financiar los proyectos bajo una modalidad de *Project Finance* como una forma de que se vea materializada la inversión y se dé cumplimiento a los contratos. Esta modalidad ocasiona que los flujos económicos que se derivan del contrato de suministro permitan dar por sentado la recuperación de aquellas inversiones realizadas a largo plazo ya que estos quedan vinculados a modo de “garantía de pago de las obligaciones inherentes a la deuda asociada a la realización material de los proyectos” [2].

En este contexto entran también las instituciones de apoyo que están dispuestas a ayudar con el financiamiento de diferentes proyectos. Una de estas instituciones es la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA) que tiene como objetivo alentar a los diferentes gobiernos para que adopten políticas que favorezcan la inversión en energías renovables. Esta agencia dio inicio a la Plataforma de Inversión Climática (CIP) con el fin de que se dirija el capital hacia aquellos proyectos que invierten en Energías Renovables (ER) en aquellos países que se encuentran en desarrollo, en esta plataforma se pueden registrar instituciones financieras y proyectos [5].

Una de las instituciones que más ha contribuido al desarrollo energético ecuatoriano es el Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Esta institución financia gran cantidad de proyectos relacionados con ER, sus mayores inversiones se realizan en energía eólica, hidroeléctrica y etanol eficiente con la finalidad de ayudar a los países a diversificar sus matrices energéticas. A partir de esto el BID e IRENA se asociaron promoviendo una iniciativa de Energía Eléctrica Renovable para ALC logrando que los países de la región cooperen para alcanzar la meta en 2030 de contar con una capacidad instalada del 70% en ER [5].

1.4.3. Marco Institucional, Normativo y Regulatorio del Sector Eléctrico Ecuatoriano

Para la comprensión del funcionamiento del Sector Eléctrico Ecuatoriano es necesario conocer cómo se encuentra estructurado institucional y normativamente.

1.4.3.1. Estructura Institucional del Sector Eléctrico Ecuatoriano

Los diferentes organismos encargados del funcionamiento y regulación del Sector Eléctrico del país han sido objetivo de numerosos cambios y fusiones a lo largo de diferentes gobiernos, dejando la estructura institucional del sector acorde al Mapa Normativo del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2023, de la siguiente manera:

- a) **Ministerio de Energía y Minas:** dirige y planifica las acciones llevadas a cabo en el sector eléctrico y planifica la expansión de la generación eléctrica en conjunto con demás entidades del sector [6].
- b) **Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR):** ente regulador de las acciones que se llevan a cabo en el sector siempre considerando el interés del consumidor final y se encuentra adscrita al Ministerio de Energía y Minas [6].
- c) **Operador Nacional de Electricidad (CENACE):** opera el Sistema Nacional Interconectado (SNI) y su deber es abastecer continuamente de energía eléctrica a la vez que asegura la eficiencia en el uso de recursos.
- d) **Institutos Especializados:** estos se crean, de ser necesario para el aporte en investigaciones científicas y desarrollo energético.

Mientras que la entrega del servicio eléctrico sigue la jerarquía que se muestra a continuación.

- a) Empresas de Generación
- b) Empresas de Transmisión
- c) Empresas de Distribución
- d) Clientes Regulados y No Regulados

1.4.3.2. Mercado Eléctrico Mayorista

En la última reforma de la Máxima Carta Magna del Estado Ecuatoriano, 2008, se estableció al Estado como único proveedor y encargado de los sectores estratégicos del

país, enmarcando también todas las etapas del Sector Eléctrico, por lo cuál no sería correcto hablar de un *mercado* como tal en este sector [7].

Para que se considere la existencia de un mercado en el área de generación debería haber diferentes acuerdos entre vendedores de energía y compradores. Sin embargo, ya que el Estado es el encargado de proveer esta energía como un servicio público, no existe una compra - venta como tal.

Aun cuando se ha establecido que la generación la provea netamente el Estado, en los últimos años, la necesidad de lograr mayor inversión en el sector ha hecho que esto vaya tomando otro enfoque y se dé la intención de crear un mercado. En el mercado eléctrico mayorista participan entidades como la generadora, el auto productor, distribuidor y gran consumidor, pudiendo realizar transacciones como: contratos a plazo y la exportación e importación de energía [8].

Adicional a lo mencionado anteriormente, el país lleva sufriendo una crisis energética a causa de la disminución de los caudales por la época de sequía desde septiembre del 2023, lo que conlleva a una falta de la oferta de generación de energía y por lo tanto se presentó el 20 de diciembre de 2023 el Proyecto de Ley Orgánica de Competitividad Energética de Urgencia en Materia Económica para presentar reformas a la normativa existente que permiten una mayor participación de la empresa privada en el ámbito de la generación de energía, este mismo fue aprobado el 10 de enero de 2024.

1.4.3.3. Subastas

También conocida como *licitación* es un proceso en el que existe un grupo interesado en adjudicarse bienes a través de ofertas que se presentan ante un anfitrión [9].

El papel de una subasta en el mercado eléctrico mayorista es el de permitir que ingresen nuevos proyectos de generación o transmisión, para fines de este trabajo el enfoque será en la generación. Este proceso genera competencia entre las empresas y beneficia al Estado al declarar ganador al oferente cuyo precio sea más conveniente [2].

Luego de la reforma a la Constitución en 2008, Ecuador pasó más de una década enfatizando la inversión pública, hasta que en el 2019 el país decide abrirse a la inversión privada para la implementación de nuevos proyectos de generación netamente de Energías

Renovables No Convencionales (ERNC) abriendo la convocatoria para los proyectos el Aromo y los Parques Villonaco en agosto de ese año [10]. Siguiendo con este modelo de gestión, a finales del 2022 se abrió el Proceso Público de Selección (PPS) para el Bloque de 500 MW de ERNC. En enero del 2023, se abrieron los sobres con las ofertas de las empresas participantes, de las cuales la empresa española Dominion anunció haberse adjudicado un proyecto fotovoltaico de 60 MW al precio más alto de todo el bloque [11].

1.4.3.4. Normativa relacionada al desarrollo de la energía hidroeléctrica en Ecuador

En Ecuador no existe una normativa específica para centrales de generación hidroeléctrica, sin embargo, se puede encontrar referencia a estas en la LOSPEE y su respectivo reglamento, y recientemente en la Ley de Competitividad Energética, además existen regulaciones particulares como las: ARCERNNR - 002/21 y ARCERNNR - 005/21. Partiendo de este marco normativo vigente, se plantearán posibles ajustes al mismo o se podrán emitir las directrices de alguna nueva regulación necesaria para incentivar la implementación de proyectos hidroeléctricos.

A continuación, se presentan los artículos más relevantes correspondientes al tema del presente trabajo:

REGLAMENTO A LA LEY ORGÁNICA DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (RLOSPEE)

- **Art. 22.-** El Ministerio de Energía y Minas permitirá la implementación de proyectos de ERNC que no se encuentren considerados en el Plan Maestro de Electricidad (PME), que hayan sido planteados por iniciativa privada o de la economía popular y solidaria en los siguientes casos [6]:
 1. Venta de energía a la demanda regulada.
 2. Venta de energía a grandes consumidores a través de contratos bilaterales.

- **Art. 119.-** En el caso de la actividad de generación, los procesos públicos de selección (PPS) serán realizados para proyectos o bloques de generación, que hayan sido identificados por el Ministerio en el PME para cubrir la demanda regulada, así como la demanda de los grandes consumidores que lo soliciten [6].

- **Art. 120.-** Proyectos y Bloques de Generación:
 - a) Aquellos proyectos de generación que se consideren en los PPS deben contar, al menos, con estudios de prefactibilidad y el resto de los documentos que se establezcan en los pliegos (...) El valor de los estudios se indicará dentro del proceso de selección y debe ser cancelado por el oferente que haya resultado adjudicado [6].
 - b) En el caso de bloques de generación, el Ministerio será quién establezca los requerimientos de potencia y de energía (...) y cualquier otra característica técnica que sea relevante [6].
 - c) La iniciativa privada y de la economía popular y solidaria podrán proponer proyectos de ERNC que no se contemplen en el PME, y en el caso de que estos proyectos sean calificados por el Ministerio como de interés público, (...) el Ministerio podrá llevar a cabo un PPS para concesionar la ejecución de esos proyectos, considerando la normativa que sea aplicable para estos casos [6].

LEY ORGÁNICA DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (LOSPEE)

- **Art. 3.-** Se consideran como energías renovables no convencionales a las fuentes: (...) hidroeléctrica de capacidades menores [3].
- **Art. 33.-** En el caso de concesiones con respecto a generación hidroeléctrica, la totalidad de los bienes afectos al servicio público deberán transferirse obligatoriamente al Estado, sin costo alguno [3].

LEY ORGÁNICA DE COMPETITIVIDAD ENERGÉTICA

- **Art. 1.-** Esta ley tiene como objetivo la promoción de soluciones de manera económica y correspondientes a la generación de energía eléctrica para solventar la crisis actual [12].
- **Art. 2.-** Esta ley es aplicable para los ámbitos públicos y privados del sector eléctrico [12].

- **Art. 8.-** Reemplazar art. 25 LOSPEE por: El Ministerio de Energía y Minas puede delegar proyectos presentados en el PME a empresas privadas, de economía popular y mixta por medio de PPS en diferentes situaciones como: satisfacer el interés público o si el servicio no puede ser proporcionado por las empresas públicas. Estas empresas también podrán realizar proyectos ERNC que no consten en el PME [12].
- **Art. 11.-** Se agrega en el art. 44 LOSPEE: Los clientes regulados y no regulados pueden instalar sistemas de generación para autoabastecerse a partir de ERNC y estos podrán ser propiedad del mismo cliente o terceros mientras se respete el principio de “exclusividad de comercialización de las distribuidoras” [12].
- **Art. 15.-** Reemplazar art. 52 LOSPEE por: Con respecto a la construcción, operación y mantenimiento de aquellos proyectos considerados prioritarios en el PME que pueden ser designados a empresas privadas o de economía mixta, el Ministerio efectuará PPS. Aquel oferente que sea seleccionado del PPS tiene el derecho a otorgársele el título habilitante respectivo, y por su parte estará en la obligación de suscribir los contratos regulados respectivos acorde a las condiciones del PPS. Si los proyectos son presentados por el ámbito privado y no se encuentran en el PME, podrá ser ejecutado si cuenta con la autorización del Ministerio del ramo mientras su potencia no sea mayor a *10 MW* y gozará de despacho y precio preferente, de ser el caso contrario entonces el desarrollo estará sujeto a un PPS [12].
- **Art. 16.-** Reemplazar art. 53 LOSPEE por: El MEM será el encargado de seleccionar del PME los proyectos que se llevarán a cabo por el Estado y aquellos que puedan ser concesionados a empresas privadas mediante un PPS. La inversión que se requiera para llevar a cabo los proyectos de generación (...) del PME por parte de las entidades y empresas públicas, “podrá ser realizada con cargo al Presupuesto General del Estado y/o a través de recursos propios” [12].

REGULACIÓN 002-21: PARTICIPACIÓN EN GENERACIÓN DISTRIBUIDA (GD) DE EMPRESAS HABILITADAS PARA REALIZAR LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN

- **Numeral 6.-** Se considera como central de GD si tiene una capacidad nominal menor a 10 MW y mayor a 1 MW, además su fuente de energía es renovable no convencional y no considera las centrales de los autogeneradores [13].
- **Numeral 7.-** Las empresas públicas pueden llevar a cabo el desarrollo de proyectos que se encuentren en el PME. Las empresas privadas de generación, siempre y cuando el Estado posea mayoría accionaria, podrán desarrollar proyectos ya establecidos en el PME, en caso que el Ministerio rector determine que estos no podrán ser desarrollados por las empresas públicas, y se adjudicarán por medio de un PPS [13].
- **Numeral 8.2.-** Las Empresas Promotoras de Generación Distribuida (EPGD) privadas que presenten sus proyectos en los límites establecidos deben resolver problemas de confiabilidad y seguridad de la red de distribución, para esto las Distribuidoras serán las encargadas de realizar las evaluaciones de los estudios de los proyectos propuestos y si el MEM determina que son de interés del sector público entonces estarán sujetos a un PPS [13].
- **Numeral 8.3.-** Los costos de estudios de los proyectos propuestos por las EPGDs de economía privada posterior a la adjudicación del contrato como resultado de un PPS, será reconocido por la misma empresa seleccionada por medio del PPS acorde a lo establecido previamente en los pliegos del mismo [13].

REGULACIÓN 005-21: PARTICIPACIÓN DE AUTOGENERADORES Y COGENERADORES EN EL SECTOR ELÉCTRICO

- **Numeral 3.-** Aplicable para empresas privadas, de economía mixta y economía popular y solidaria que se encuentren “interesadas en desarrollar nuevos proyectos de autogeneración y cogeneración cuya capacidad sea mayor a 1 MW” [14].
- **Numeral 10.-** El precio que se reconocerá por la energía que se entrega a través de los contratos regulados que haya suscrito el auto generador “basado en ERNC con la demanda regulada, durante 10 años contados a partir de la entrada en operación comercial, será de 0,056 USD/kWh”. Se consideran como ERNC las siguientes tecnologías (...) “y centrales hidroeléctricas de hasta **100 MW** de capacidad instalada” [14].

- **Numeral 27.-** La totalidad de los auto generadores que gocen de una unidad o planta con capacidad nominal igual o mayor a uno 1 MW (...), serán sujetos al despacho centralizado del CENACE. Los auto generadores tipo A cuyos excedentes, (...) sean menores a un 1 MW serán auto despachados y no serán sometidos al despacho centralizado [14].

1.4.3.5. Alternativas de Financiamiento de proyectos de generación hidroeléctrica en Ecuador

El Estado Ecuatoriano tiene absoluta responsabilidad de los sectores estratégicos incluido el sector energético, acorde a las reformas realizadas en la Constitución y la LOSPEE. El artículo 53 de la LOSPEE, citado anteriormente, indica que el Presupuesto General del Estado es el mecanismo principal de solventar la inversión necesaria para llevar a cabo los proyectos de generación contemplados en el PME.

Sin embargo, dada la compleja situación económica actual del país, se decidió tomar como alternativa de financiamiento a la inversión privada, para lograr adjudicar proyectos ya contemplados en el PME a empresas privadas que resultaran ganadoras de los respectivos Procesos Públicos de Selección.

Previamente, en el apartado de *Subastas* se hizo mención del PPS del bloque de 500 MW de ERNC, sin embargo, este no sería el único proceso en progreso para el cumplimiento del PME. En lo que corresponde a hidroeléctricas se llevará a cabo la convocatoria para el Proyecto Hidroeléctrico Santiago de 2400 MW cuya inversión total requerida sería de alrededor de USD 3000 millones. Adicional a este proyecto también se considera el Proyecto Hidroeléctrico Paute-Cardenillo de 596,5 MW que estaría requiriendo USD 1300 millones de inversión para su construcción [15].

Una vez se haya seleccionado al oferente más conveniente para cada proyecto, el oferente recibe su Contrato de Concesión (duración de 20 años) o Título Habilitante (25 años de duración) y adicionalmente cuentan con un contrato regulado (PPA), la regulación que rige estos modelos es la ARCONEL Nro. 001/19. Este contrato garantiza el pago de la tarifa al oferente adjudicado por medio de un fideicomiso además de que la energía que se produzca en estos proyectos tendrá preferencia en el despacho [16].

El Banco Interamericano de Desarrollo (BID) a través de la Corporación Interamericana de Inversiones (CII) también ha aportado al financiamiento de centrales hidroeléctricas en el país, como el caso de los USD 78 millones que aportó a Hidronormandía S.A. en 2017 para la planta ubicada en la ciudad de Macas [17].

1.4.4. Marco Regulatorio y Normativo del Sector Eléctrico de Argentina

Argentina es uno de los países de la región que ha buscado incrementar la implementación de generación con base en energías renovables en los últimos años. Para el 2022 la capacidad instalada de energía renovable representaba alrededor del 37% del total, siendo el 26.5% proveniente de hidroeléctricas, así como se muestra en la Figura 1.1.

Este país tiene una gran experiencia en el ámbito de las subastas ya que su incursión en estas data desde 1998 tras aprobar la Ley 25.019 que promueve el uso de energías renovables, en ese entonces considerando solo la eólica y solar [18].

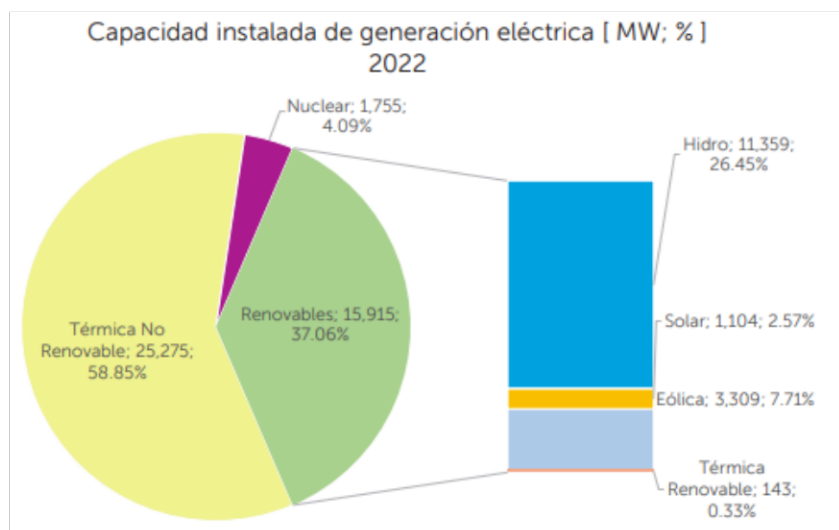


Figura 1.1 Capacidad Instalada Argentina 2022 [1].

1.4.4.1. Normativa relacionada al desarrollo de la energía hidroeléctrica

En la normativa argentina se pueden apreciar algunas diferencias con respecto al estado ecuatoriano, estas servirán de punto de partida para analizar la situación actual del país.

LEY DE ENERGÍA ELÉCTRICA: LEY 15.336

- **Art. 3.-** Se denomina servicio público a la distribución regular de energía eléctrica con el fin de atender necesidades generales e indispensables de los usuarios, mientras que la industria eléctrica que se dedica a abastecer de energía se considera de interés general [18].
- **Art. 8.-** Los aprovechamientos de fuentes de energía hidroeléctrica deben ser autorizados por ley nacional en caso de que los trabajos de captación afecten a más de una provincia [18].
- **Art. 12.-** Los proyectos de generación de energía eléctrica que sean de jurisdicción nacional y la energía que se genere no serán gravadas con contribuciones ni impuestos, tampoco se sujetan a medidas que puedan restringir su libre producción [18].
- **Art. 21.-** Aquellos aprovechamientos de energía hidroeléctrica que se encuentren comprendidos en la jurisdicción nacional serán sujetos a las reglamentaciones vigentes. En el caso de particulares pueden usar la energía hidroeléctrica de cursos de agua pública para abastecer sus necesidades siempre y cuando su potencia instalada no sea mayor a 50 MW [18].

RÉGIMEN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA: LEY 24.065

- **Art. 2.-** Uno de los objetivos de la política nacional es el de promover la competencia entre mercados de producción y demanda de energía eléctrica alentando a los inversionistas para asegurar el suministro a largo plazo [19].
- **Art. 6.-** Los generadores pueden celebrar contratos de suministro de manera directa con los distribuidores y grandes usuarios, pudiendo negociar libremente entre las partes [19].
- **Art. 93.-** Se declara sujeta a privatización total a la actividad de generación de energía eléctrica [19].

USO DE FUENTES RENOVABLES: LEY 27.191

- **Art. 3.-** Se instituye un Régimen de Inversiones para la construcción de obras que estén destinadas a la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables [20].
- **Art. 7.-** Se crea el Fondo Fiduciario Público que se llamará “Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables” (FODER) en el cuál será conformado un fideicomiso financiero y de administración, cuyo objeto será el de otorgar préstamos a los bienes que hayan sido fideicomitados que estén destinados a financiar proyectos [20].

RÉGIMEN DE FOMENTO A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA RENOVABLE INTEGRADA A LA RED ELÉCTRICA PÚBLICA: LEY 27.424

- **Art. 1.-** Se establecen las condiciones contractuales y jurídicas para los usuarios que deseen generar energía eléctrica a partir de fuentes renovables para su autoconsumo y eventual inyección de excedentes a la red [21].
- **Art 12 BIS.-** Las ganancias que se deriven de la inyección de energía eléctrica distribuida que se genere a partir de fuentes renovables, para aquel usuario-generador que tenga una capacidad instalada máxima de 30 MW, estarán exentas de impuesto a las ganancias [21].
- **Art. 16.-** Se crea el fondo fiduciario “Fondo para la Generación Distribuida de Energías Renovables” (FODIS) [21].
- **Art. 25.-** La autoridad de aplicación podrá establecer instrumentos, beneficios e incentivos que se implementarán por medio del FODIS con el fin de promover la GD a partir de fuentes renovables [21].

1.4.4.2. Métodos de Financiamiento de proyectos de generación hidroeléctrica

Uno de los principales mecanismos para financiar proyectos de generación ha sido el programa RenovAR que ha llevado a cabo cuatro subastas públicas desde el año 2016

que se puso en marcha con el fin de adjudicar proyectos de generación basada solo en energía renovable. Este programa inició como una forma de cumplir con el objetivo enmarcado en el artículo 8 de la ley 27.191 [1].

Otro proyecto que se ha ejecutado en Argentina es el Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER), se inició en el año 2000 para promover el acceso a la población rural de energía proveniente de fuentes renovables. Su segunda fase se lanzó en el año 2015 y fue financiado por el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF), además de contar con aporte financiero de las provincias, del Estado Nacional y del sector privado [5].

Aparte de los beneficios enmarcados en los artículos 12BIS y 25 de la ley 27.424, también se implementan otros beneficios tributarios como:

- Devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado.
- Exención de aranceles a la importación.
- Exención del impuesto sobre la distribución de dividendos cuando estos sean reinvertidos en otros proyectos de infraestructura en el país.
- Amortización acelerada de bienes de uso.
- Certificación de crédito fiscal que puede ser usado contra impuestos nacionales.

Conjuntamente a los fondos fiduciarios FODER y FODIS, existe el Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE), siendo este un banco público que permite otorgar financiamiento a corto, mediano y largo plazo, y asimismo gestiona fideicomisos que están destinados para ejecutar obras estratégicas de infraestructura del país. A partir de mayo del 2019 se acordó con el BID, Gobierno Nacional y el BICE, un crédito con el fin de promover proyectos de energías renovables para pequeñas y medianas empresas [5].

En el ámbito de instrumentos económicos, se implementan los certificados de ER que representan la venta de beneficios ambientales y sociales de la ER de modo que la empresa, a través de este documento, puede disminuir las emisiones que son generadas por la producción de energía eléctrica. Hasta el 2021 se emitieron alrededor de 107 mil certificados de los que menos del 60% correspondieron a energía eólica y el porcentaje restante a hidráulica [5].

1.4.5. Marco Regulatorio y Normativo del Sector Eléctrico de Costa Rica

En 1884 entró en operación la primera central hidroeléctrica de Costa Rica, desde ese entonces hasta la última actualización en 2022, la energía proveniente de recursos hídricos representa el 67.93% de la capacidad total instalada en generación.

El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) se creó en 1949 y hasta el día de hoy se desempeña como el principal generador de energía eléctrica en el país, sin embargo, también se permite el ingreso del sector privado en el área de generación eléctrica [2].

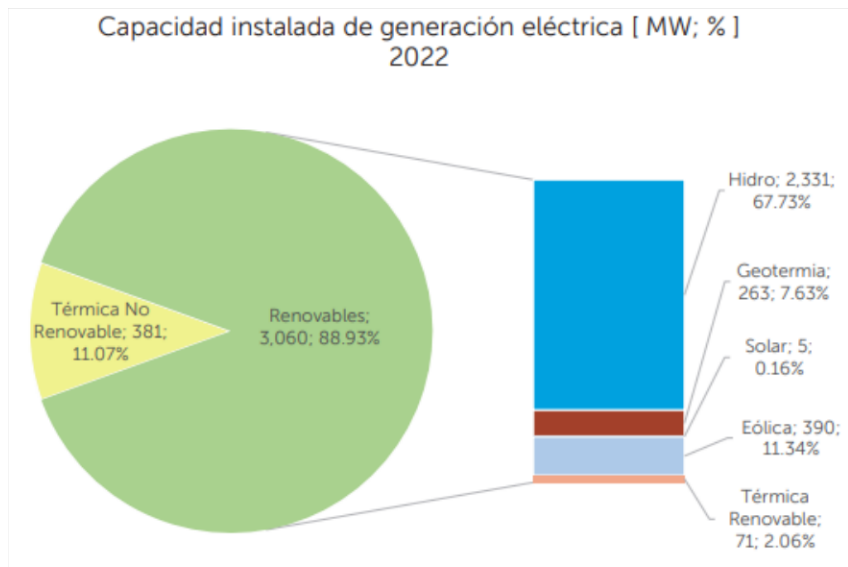


Figura 1.2 Capacidad Instalada Costa Rica 2022 [1].

1.4.5.1. Normativa relacionada al desarrollo de la energía hidroeléctrica

La principal ley que rige al sector eléctrico en Costa Rica es la Ley 7200 aquí se detalla cómo debe darse la participación del sector privado en la generación.

LEY QUE AUTORIZA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA AUTÓNOMA PARALELA: LEY 7200

- **Art. 2.-** Se consideran como centrales de capacidad limitadas aquellas hidroeléctricas y de energía no convencional que sean de máximo 20 MW [22].

- **Art. 3.-** Es de interés público la compra de energía eléctrica por parte del ICE a empresas privadas cuyo 35% del capital pertenezca a los ciudadanos costarricenses que posean centrales eléctricas de capacidad limitada con el fin de explotar el potencial hidráulico [22].
- **Art. 17.-** Aquellas empresas de energía eléctrica contempladas en esta ley deberán gozar de las mismas exoneraciones que el ICE en lo que corresponda a la importación de maquinaria para la conducción de agua y otros objetivos como, generar, turbinar, controlar y transformar la electricidad [22].
- **Art. 21.-** Se llevarán a cabo licitaciones públicas para la compra de energía creando competencia en los precios de venta [22].
- **Art. 22.-** La vigencia de los contratos de compraventa de electricidad será de máximo 20 años y transcurrido este período se deberán traspasar los activos de la planta en operación al ICE [22].

LEY MARCO CONCESIÓN PARA EL APROVECHAMIENTO DE LAS FUERZAS HIDRÁULICAS PARA LA GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA: LEY 8723

- **Art. 2.-** El Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) es el encargado de otorgar la concesión para el aprovechamiento de fuerza hidráulica para generación hidroeléctrica para los siguientes casos:
 - Para el capítulo I de la Ley 7200 se otorga la energía hidráulica hasta 20 MW y un 15% de la potencia total de las centrales del SEN [23].
 - Para el capítulo II de la Ley 7200 se otorga la energía hidráulica hasta 50 MW y 15% de la potencia total de las centrales del SEN [23].
- **Art. 5.-** El plazo de la concesión de energía hidráulica será de hasta 25 años y se cuenta desde que empieza a operar la planta hidroeléctrica [23].
- **Art. 12.-** Será el MINAE el encargado de controlar y fiscalizar el uso de los derechos de los concesionarios respecto a las concesiones otorgadas [23].

- **Art. 13.-** Aquel concesionario que incumpla con lo previsto por el MINAE será sancionado con hasta diez salarios base, salvo aquellos que estén calificados como causales de caducidad [23].
- **Art. 17.-** La regulación de este servicio público y de la tarifa de venta de energía eléctrica al ICE que se haya aprobado para empresas que posean concesiones del aprovechamiento de fuerza hidráulica, se establece acorde al artículo 31 de la Ley 7593 [23].

**LEY DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS (ARESEP):
LEY 7593**

- **Art. 31.-** La ARESEP considera la estructura productiva modelo para los servicios públicos acorde a diferentes aspectos y fija la tarifa contemplando el equilibrio financiero y la protección de los recursos hídricos, entre otros [24].

1.4.5.2. Métodos de Financiamiento de proyectos de generación hidroeléctrica

En Costa Rica, el ICE es el responsable mayoritariamente de la generación del sector eléctrico, razón por la cual no se hace referencia a un mercado mayorista en el área de la generación. Sin embargo, han apostado también por energía generada por empresas privadas y el ICE podrá comprar energía de estas siempre que no constituyan más del 30% de la potencia total de todas las centrales del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Para llevar a cabo esta compra de energía Costa Rica, como otros países, optó por los “procesos de licitaciones públicas con competencia de precios de venta y evaluación de la capacidad técnica y económica del oferente y de la fuente de energía” [2].

Para llevar a cabo los procesos de licitación se tiene la exigencia de tres tipos de garantías, una de participación en la licitación, la segunda de cumplimiento de lo que se especifique en el contrato del proyecto y la última de cumplimiento de explotación de la obra con el fin de que se asegure que los activos del proyecto se encuentren en buen estado. El ICE elabora un *cartel de licitación* en el que se establecen cada uno de los montos de estas garantías y así mismo la vigencia de estas [2].

Como el ICE tiene el control de estos procesos y la participación de la generación privada se encuentra regulada en cada aspecto, también será el ICE quien decida si se lleva a cabo o no un proceso de licitación, establece la metodología de evaluación, entre otros detalles [2].

1.4.6. Marco Regulatorio y Normativo del Sector Eléctrico de Brasil

Brasil es uno de los países de la región sudamericana cuya capacidad instalada en generación proviene en su gran mayoría de recursos hídricos. El principal responsable de la generación de energía en este país se conoce como Eletrobras y provee cerca de un tercio de la energía total del país. Como se observa en la Figura 1.3, para el 2022 este tipo de fuente energética representaba alrededor del 53% de la capacidad total instalada.

En este país, bajo una primera reforma efectuada se consiguió competitividad en el sector de la generación, a medida que los sectores de transmisión y distribución de energía se mantuvieron regulados. Sin embargo, en medio de esta reforma se ocasionó un desbalance entre generación y demanda dificultando así la privatización de las empresas de generación, esto mismo llevo a la implementación de nuevas reformas en el modelo del mercado eléctrico brasilero, y a fines del 2004 Brasil realizó su primera subasta de energía considerando los proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas que fueron de una capacidad máxima de 30 MW [25].

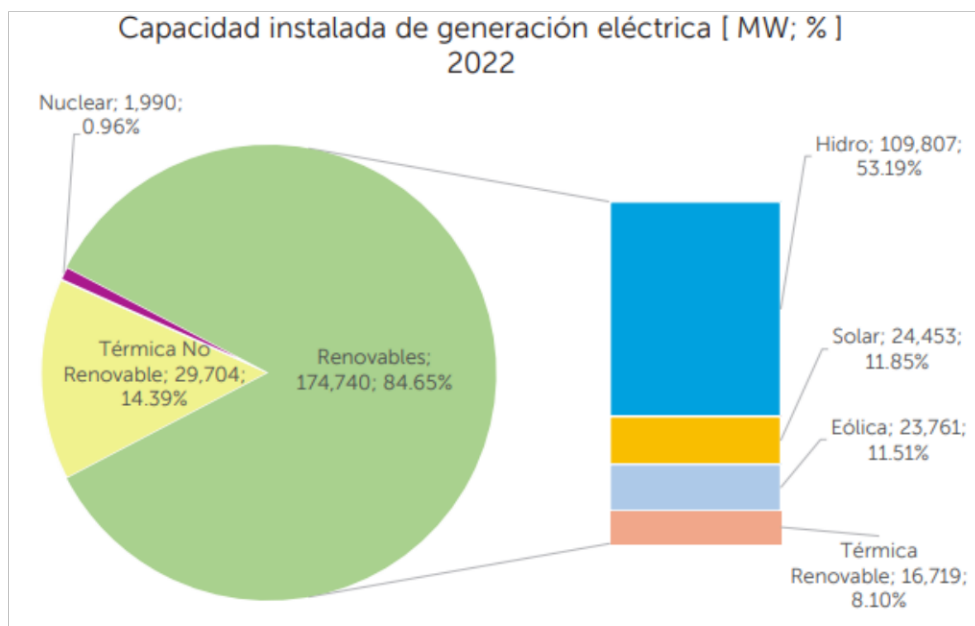


Figura 1.3 Capacidad Instalada Brasil 2021 [1].

1.4.6.1. Normativa relacionada al desarrollo de la energía hidroeléctrica

LEY 10.848

- **Art. 1.-** La energía eléctrica podrá ser comercializada entre los concesionarios, permisionarios y autorizados a prestar servicios e instalaciones eléctricas, también entre concesionarios y consumidores, en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), por medio de contratos regulados o libres. La libre contratación se deberá dar bajo los términos establecidos en el artículo 10 de la Ley 9.648 [26].
- **Art.2.-** Los concesionarios, permisionarios y prestadores que estén autorizados a prestar el servicio público de distribución de energía eléctrica del SIN deberán garantizar el mismo a todo el mercado, por medio de: contratación regulada y licitación de conformidad con la reglamentación, la cual dispondrá de: mecanismos que incentiven la contratación favoreciendo a tarifas razonables, garantías, mecanismo para el cumplimiento de disposiciones, entre otros [26].
- **Art. 4.-** Se crea la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) por autorización de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) con el objetivo de que sea posible la comercialización de electricidad [26].

LEY 10.438

Se crea el Programa de Incentivos a Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica (PROINFA) con el fin de que se incremente la generación de energía eléctrica, esto aplicado para fuentes eólicas, pequeñas hidroeléctricas y biomasa.

Los contratos que se celebren por Eletrobras hasta mediados del 2004 para ejecutar 3300 MW asegurarán la compra de energía por 20 años desde que entra en operación el contrato. Estos contratos serán realizados por un proceso de Convocatoria Pública con el fin de que se informe a los interesados. Una vez que se alcance el objetivo de 3300 MW se desarrollará el programa de manera que las fuentes de energía como eólica, pequeñas hidroeléctricas y biomasa alcancen el 10% del consumo total anual de energía eléctrica del país [27].

1.4.6.2. Métodos de Financiamiento de proyectos de generación hidroeléctrica

Brasil es uno de los países con mayor participación de energías renovables en Latinoamérica, como ya se ha establecido anteriormente gran parte de las fuentes de donde proviene la energía eléctrica son las fuentes hídricas. A pesar de que los embalses de grandes hidroeléctricas se vean afectados por la reciente crisis hídrica, el mercado eléctrico en el sector de generación de este país permite que se siga incentivando la generación de esta fuente como parte de las energías no convencionales.

Como se ha establecido previamente en el marco regulatorio, una de las medidas de incentivos fue la creación del programa PROINFA para promover el desarrollo de estas fuentes no convencionales de esta manera se logra regularizar y también incentivar las subastas en las licitaciones que se presenten. Así mismo se conoce que en Brasil la comercialización en el sector eléctrico puede ser de tipo libre o regulada. Para el caso de la comercialización libre, cada consumidor elige a su proveedor; para el caso regulado es el distribuidor el responsable de la compra de energía, generando así un mercado competitivo.

Brasil realiza al menos cuatro tipos de subastas, una cuyo objetivo es la expansión de la generación de ERNC y la otra con el objetivo de garantizar que el suministro de energía sea confiable. A la primera se la denomina *Subastas de Energía Nueva*, aquí se aumenta el suministro de energía eléctrica para los distribuidores a largo plazo, en años anteriores no importaba el tipo de tecnología que participaba en estas subastas, actualmente se limita a tecnologías específicas. El segundo tipo de subasta se denomina *Subastas de Energía Existente*, en esta los contratos van de 3 a 15 años para la compra de energía de las distribuidoras a fuentes ya en operación. La tercera se denomina *Subastas de Fuentes Alternativas* y su objetivo es la generación por medio de fuentes de ERNC, en estas se incluyen las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH). Por último, el cuarto tipo es las *Subastas de Reserva* cuyo fin es garantizar los niveles correctos de seguridad del suministro eléctrico [5].

A pesar de exigir garantías a los participantes de las subastas, esto no ha representado un efecto negativo en su desarrollo, al contrario, es uno de los países con mayor experiencia de casos exitosos en el ámbito de las subastas. Parte de las garantías que exige son: la presentación del equivalente al 1% del costo que se ha estimado del proyecto para poder

entrar a participar en la primera fase, de ser seleccionados deben aumentar esta garantía al 5% [5].

Además de las subastas también ha implementado beneficios de tipo tributario para la inversión o producción como:

- **Régimen Especial para el Desarrollo de Infraestructura (REIDI):** este exenta de impuestos del Programa de Integración Social (PIS) y también de la Contribución para la Financiación de la Seguridad Social (COFINS) en lo que respecta a la compra o importación de maquinaria o cualquier equipamiento para la construcción de infraestructura durante un plazo de 5 años [5].
- **Regímenes impositivos especiales para empresas con operaciones en la Amazonia y Región Nordeste:** por medio del cual se reduce hasta el 75% el impuesto a la renta de las empresas por diez años para emprendimientos en sectores prioritarios, dentro de los cuales se consideran los proyectos de energía [5].

Por otra parte, Brasil cuenta con el Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico y Social (BNDES) por medio del cual se ofrece financiar a tasas de interés preferenciales los proyectos de energía renovables. Para esto el banco determina cuales son los porcentajes mínimos de producción nacional para acorde a ello otorgar las tasas preferenciales, el último porcentaje de producción para el 2023 fue de 70% [5].

Como parte de los instrumentos económicos para fomentar la generación a partir de fuentes renovables, entre ellas las pequeñas centrales hidroeléctricas, en el decreto 10.387 se establece la emisión de los bonos verdes por medio de mercados capitales, de esta manera se financian las inversiones de este tipo de energía. Además, en la primera emisión de bonos verdes que realizó el Banco Cooperativo Sicredi, el BID invest sirvió como inversionista y estructurador. En esta fase se suscribieron \$100 millones para la emisión de estos bonos [5].

2. METODOLOGÍA

Como resultado del presente trabajo se plantean propuestas de mejora a la normativa existente o, de ser necesario, el planteamiento de nuevas normativas o regulaciones acorde a la situación que vive Ecuador actualmente. Para conseguir este resultado se partirá de un análisis comparativo con base en la información recopilada y presentada en el Marco Teórico previamente.

Para realizar el análisis comparativo se consideran tres puntos: la normativa vigente, los incentivos o mecanismos de financiamiento aplicados y los procesos públicos de selección que se llevan a cabo en los tres países latinoamericanos escogidos. Estos puntos serán presentados en tablas con la finalidad de observar las semejanzas o diferencias entre países. Estos países fueron elegidos con base en el porcentaje de participación hidroeléctrica en su matriz energética, cómo ha sido el desarrollo de este tipo de energía, cuánta experiencia han tenido en Procesos Públicos de Selección (Subastas), y sus incentivos y métodos de financiamiento para la realización de proyectos de generación. Estos ejes de análisis permitirán que se establezca en dónde se encuentra el Ecuador con referencia a los otros países y en qué se puede plantear mejoras para su sector energético.

En el caso de la comparación de las normativas regentes en los países se analiza: qué tan grande es la influencia de la empresa privada en la generación, capacidades de PCH con el fin de conocer si en todos los países se consideran estas centrales como ERNC, si tienen un mercado competitivo ya que la naturaleza privada del sector de generación en otros países genera competitividad entre las empresas ocasionando que se les dé prioridad en despacho a unas sobre otras y son puntos que pueden compararse con la situación de Ecuador. Por último, se considera que todos lleven a cabo los procesos de subastas para adjudicar proyectos y así visualizar si existe algún punto dentro de estos procesos que pueda ser incorporado exitosamente en el país.

Finalmente, una vez se haya realizado el análisis comparativo en los ejes ya expuestos, se plantearán los posibles ajustes o mejoras que se puedan realizar a las regulaciones vigentes en el país en estos mismos ejes. No se presentarán todos los detalles que debería llevar una nueva regulación, pero si los puntos más importantes que se pueden originar del análisis.

2.1. Estado del arte del desarrollo de la energía hidroeléctrica en los países de estudio

Previamente se ha establecido al recurso hídrico como preferencial para la generación de energía eléctrica en los países de estudio elegidos para realizar el análisis comparativo con la situación actual de Ecuador. En adición a ello se evalúan los proyectos de generación hidroeléctrica planificados para implementar en los años siguientes por cada uno de los países.

2.1.1. ARGENTINA

Símil al Plan Maestro de Electricidad de Ecuador, los demás países presentan documentos en dónde se muestra el estado actual del sector energético de cada país y su planificación a largo plazo. En el caso de Argentina, este documento se denomina Escenarios Energéticos 2030. Este país se basa en fuentes térmicas para la generación eléctrica, sin embargo, los últimos años se ha visto el auge de las renovables, entre ellas las hidroeléctricas [25].

Hasta la actualidad el país argentino cuenta con una variedad de centrales hidroeléctricas implementadas, sin embargo, no ha aprovechado gran parte del potencial hídrico para desarrollar más proyectos de este tipo. La principal motivación para incrementar la inserción de fuentes renovables en el ámbito de generación eléctrica es lograr una gran reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Esto quedó en claro al formar parte del Acuerdo de París en la búsqueda de una transición energética hacia la generación sostenible y limpia [25].

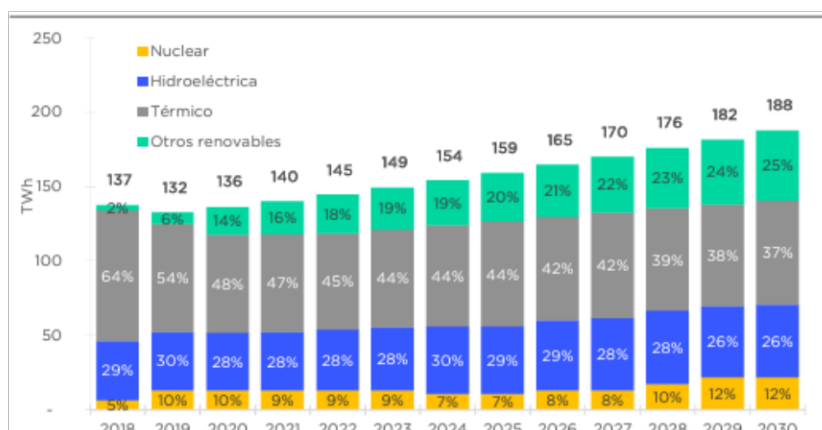


Figura 2.1 Generación por fuente hacia el 2030 [28].

Partiendo de la motivación ya mencionada se puso en efecto la Ley 27.191, con la esperanza de tener un 25% extra de contribución de energías renovables para el 2025. En

el periodo 2018 – 2030 se prevé incorporar potencia eficiente y flexible aprovechando la incorporación de energías renovables como las grandes hidroeléctricas, lo que generaría una diversificación del mercado eléctrico argentino, tal como se muestra en la Figura 2.1 la tendencia de la incorporación de la generación por fuente. Como parte de la planificación a largo plazo para el alcance de estos objetivos, se establecen los proyectos que se muestran más adelante en la Tabla 2.1, cuya incorporación de energía tendría un equivalente total de 2.5 GW [25].

2.1.2. COSTA RICA

Este país cuenta con su Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2016 – 2035 y similar a los otros países busca incrementar el uso de energía limpia en su matriz energética. Con la finalidad de abastecer su demanda, Costa Rica ha aprovechado su abundante recurso hídrico como fuente principal para la generación de energía limpia y aun así existe una gran cantidad de este recurso que no ha sido explotado. Al menos un 35% de este se encuentran en sectores donde habitan comunidades indígenas por lo que se podría estimar que parte de este recurso no se pueda aprovechar dada la complejidad de las negociaciones [28].

Entre los futuros proyectos a implementar, enlistados en la Tabla 2.1, el proyecto hidroeléctrico el Diquís se presenta como eje central en el ámbito de las hidroeléctricas que en conjunto con su central aportaría en total 650 MW y se espera que el desarrollo de este tenga un gran impacto en la matriz energética del país al menos durante las dos décadas siguientes. Este proyecto estratégico se espera aporte al cumplimiento de los objetivos planteados tales como: satisfacer el incremento de la demanda, reducir emisiones de CO₂ y compensar variaciones de otras fuentes de generación que aportan a la diversificación de la matriz energética [28].

En Costa Rica entre el 2016 y 2020 se tuvo la entrada de cinco proyectos de generación hidroeléctrica efectuados por el Estado y tres proyectos adjudicados a empresas privadas. A pesar de ser un país con buenos resultados en las subastas, también ha ocurrido la cancelación de algunos proyectos que habían sido adjudicados a empresas.

2.1.3. BRASIL

Brasil en su Plan Decenal de Expansión de Energía 2029 presenta la situación actual en su sector eléctrico y las proyecciones de este para un periodo de diez años desde su publicación. Así como otros países, Brasil busca su camino hacia la descarbonización mientras satisface la demanda creciente, aun cuando su parque de generación tiene una gran participación de energía renovable sobre todo proveniente de fuentes hídricas.

Similar al caso de Costa Rica, el país brasilero a pesar de contar con generación mayormente de tipo hidroeléctrica aún cuenta con gran potencial hídrico que no ha sido aprovechado, siendo el motivo principal de esto el impacto ambiental que acarrearía. Sin embargo, dentro del plan de expansión se propone la identificación de aquellos proyectos que conlleven un verdadero beneficio a la sociedad con el fin de analizar las mejores estrategias para llevarlos a cabo.

Dada la reciente crisis hídrica, se estima que en el 2029 la generación hidroeléctrica reduzca su contribución del 71% en 2019 a 61%, aun así, seguiría siendo la fuente de mayor uso en la región brasilera. Dentro de los escenarios hidrológicos de menor almacenamiento, se estima que las centrales hidroeléctricas flexibles puedan llegar a despachar 100% de su potencia disponible. Adicional se considera la participación del recurso hídrico no solo para las grandes centrales sino también para las PCH contempladas como ERNC [27].

2.1.4. ECUADOR

Hasta mediados de enero 2024 del total de producción energética del país, alrededor del 75% es proveniente de generación hidráulica, evidenciando así la importancia de este recurso para el país, como se indica en la Figura 2.2. En los últimos años se han incorporado una serie de centrales hidroeléctricas y se planea continuar con esta tendencia según el Plan Maestro de Electricidad. Para el Ecuador el hecho de sustituir energía térmica ineficiente se ve reflejado en beneficios para el medio ambiente, y económicos dada la disminución de importación de combustibles al país [29] [30].

Recientemente el país ha estado viviendo una crisis energética que conllevó a racionamientos de energía a finales del 2023. Esta crisis se debe en parte al período de estiaje que ha vivido el país dejando en evidencia un déficit de 400 MW de generación en el parque generador de energía eléctrica de Ecuador con respecto a los 8200 MW de capacidad disponible actualmente [12].

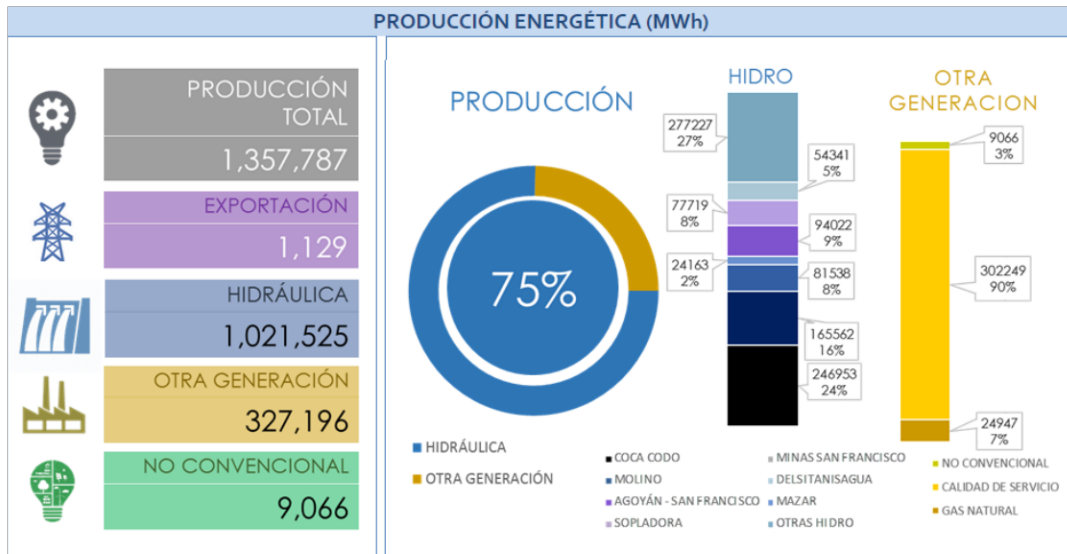


Figura 2.2 Producción energética anual, enero 2024 [29].

Para sobrellevar la crisis actual se concluyó que es necesario el ingreso de nueva generación de ERNC, termoeléctrica e hidroeléctrica, de esta última se estima el ingreso de 2644 MW. Como método para lograr el objetivo, en la nueva Ley de Competitividad Energética, se permite la delegación a empresas privadas para participar en el sector eléctrico en especial en la parte de generación, ya que además se ha evidenciado una ejecución muy pobre de los proyectos que se han presentado en el Plan de Expansión de la Generación. También será posible el uso de recursos propios para invertir en el sector eléctrico y ya no se recaerá solo en el Plan de Expansión de Generación.

Tal como los demás países, Ecuador también busca una diversificación en su matriz energética fomentando las ERNC, sin dejar de lado las grandes centrales hidroeléctricas, que hasta ahora han sido el recurso renovable más explotado. En la Figura 2.3 se muestran los futuros proyectos a incorporar acorde al plan de expansión con su fuente correspondiente, se observa que las hidroeléctricas siguen teniendo prioridad ante otro tipo de fuentes, naciendo la necesidad de enfocar una regulación correspondiente a los procesos de adjudicación para los proyectos de centrales hidroeléctricas presentes o no en el PME [12].

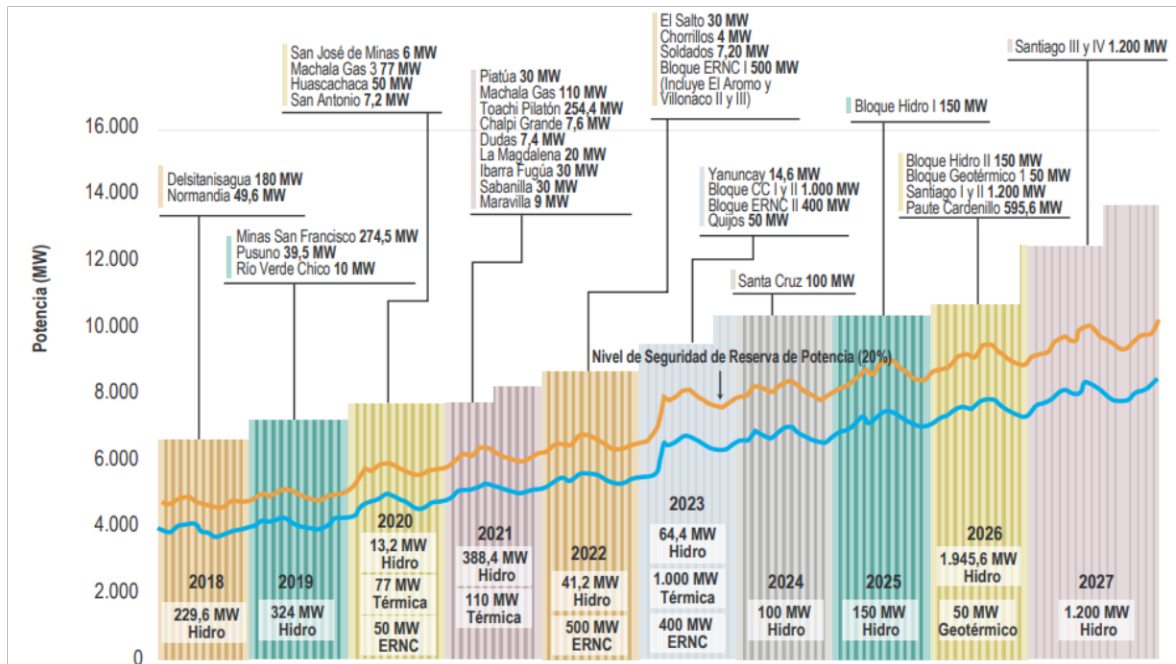


Figura 2.3 Expansión de la Generación Caso Matriz Productiva [30].

2.1.5. PROYECTOS FUTUROS

Ya analizada la importancia del recurso hídrico en los países de estudio, es importante mirar más allá y observar cómo sería el desarrollo de las centrales hidroeléctricas en los siguientes años para cada país. En la Tabla 2.1 se enlistan los proyectos de índole hidroeléctrico, se observa que Ecuador es el país que espera incorporar una mayor capacidad al sistema con alrededor de 3.4 GW, seguido por Argentina, Brasil y Costa Rica.

En Brasil, aparte de la incorporación de nuevas centrales, para el 2030 se espera la repotenciación de las centrales hidroeléctricas que hayan entrado en operación hace al menos 25 años. Argentina seguirá contando con una alta participación térmica, sin embargo, su modelo exitoso de subastas para la incorporación de proyectos de energía renovables habrá generado una gran diversificación de su matriz energética.

Por su parte Costa Rica a pesar de ser el país que menos capacidad instale proveniente de fuente hídrica, ha demostrado en la incorporación de proyectos previos que logra ejecutar metas ambiciosas en su matriz energética manteniendo su sistema de generación dentro del ámbito de las renovables y con procesos de selección públicos exitosos.

Tabla 2.1 Proyectos Hidroeléctricos planteados en la expansión de la generación de cada país [Elaboración propia].

PAÍS	NOMBRE PROYECTO	AÑO ENTRADA	CAPACIDAD MW
ARGENTINA	Aña Cuá	2022	276
	La Barrancosa	2023	360
	Cóndor Cliff	2024	950
	El Tambolar	2025	70
	Portezuelo del Viento	2026	210
	Chihuido I	2027	637
TOTAL			2503
COSTA RICA	Diquís	2026	623
	Diquís Minicentral	2026	27
	Renovable 50 MW	2031	50
TOTAL			700
BRASIL	Telêmaco Borba	2026	118
	Tabajara	2027	400
	Apertados	2027	139
	Ercilândia	2027	87
	Bem Querer	2028	650
	Castanheira	2028	140
	Comissário	2029	140
TOTAL			1674
ECUADOR	Maravilla	2023	9
	La Magdalena	2024	20
	Mazar-Dudas, Central Dudas	2024	7,38
	Soldados Yanuncay, Central Soldados	2024	7,20
	Chorrillos	2024	4,00
	El Salto	2024	30,00
	Soldados Yanuncay, Central Yanuncay	2024	14,60
	Quijos	2025	50,00
	Chontal	2028	194,00
	Paute-Cardenillo	2029	595,60
	Santiago Etapa I	2030	1200,00
	Santiago Etapa II	2031	1200,00
TOTAL			3331,78

2.2. Análisis comparativo del marco normativo y regulatorio del sector eléctrico ecuatoriano respecto al caso de los otros países latinoamericanos

Previamente se han detallado las diferentes normativas que rigen el sector eléctrico de cada país en lo referente a la generación hidroeléctrica. En la tabla 2.2 se muestran las principales diferencias entre los sectores de generación de cada uno de los países. Esta tabla no contiene información de métodos de inversión ni incentivos ya que estos serán detallados en los siguientes puntos.

Tabla 2.2 Proyectos Hidroeléctricos planteados en la expansión de la generación de cada país [Elaboración propia].

PAÍS	PARTICIPACIÓN PRIVADA	CAPACIDAD PCH [MW]	MERCADO COMPETITIVO	SUBASTAS
ARGENTINA	SI	50	SI	SI
COSTA RICA	SI	50	SI	SI
BRASIL	SI	30	SI	SI
ECUADOR	SI	100	NO	SI

A primera vista Brasil y Argentina se caracterizan por separar el sector de generación de los de transmisión y distribución, dejando estos dos últimos como servicios únicamente de índole público. En el caso de Argentina este servicio está sujeto a la privatización total. Costa Rica en su normativa indica que el principal generador es el ICE, el panorama es similar al de Ecuador, siendo la generación responsabilidad del estado, por lo que el ICE es único responsable de la compra de energía a empresas privadas cuando hayan sido ganadoras de algún proceso de selección.

En Brasil las últimas reformas propusieron el modelo de subastas con el fin de generar competitividad entre las empresas generadoras mientras en Ecuador, como ya se ha expuesto anteriormente, el servicio de generación es responsabilidad única del Estado, por lo que para referirse a que exista competitividad entre las generadoras privadas esto debería ser reformado. En la última ley aprobada en el país se abre más la participación de las empresas privadas, pero continúa siendo la generación un servicio público.

La apertura de participación de las empresas privadas en Ecuador ya estaba establecida en la LOSPEE bajo ciertas condiciones, aunque actualmente se abren más oportunidades para el sector privado con la entrada en vigor en enero del 2024 de la Ley de Competitividad. Previo a esta se establecía que para que un proyecto sea adjudicado a una empresa extranjera esta debía estar nacionalizada en el país. Con la última ley ya no

es indispensable este requisito dando una mayor apertura al sector privado, sin embargo, no se puede hacer una comparación como tal con la normativa argentina ya que en este país el servicio de generación está sujeto a privatización total.

La capacidad de las centrales hidroeléctricas para ser consideradas pequeñas varía en todos los países, siendo Ecuador el que permite mayor capacidad y Brasil el de menor; sin embargo, en la documentación no se encuentra un motivo del establecimiento de estos límites en cada país.

En Ecuador no se tiene un mercado competitivo en el sector eléctrico, apenas se ha permitido intervención de empresas privadas hace pocos años y a penas en el presente año se les da apertura a estas empresas para la realización de proyectos del PME y otros incentivos que abrirán nuevas oportunidades a las empresas privadas. En el resto de los países latinoamericanos, sujetos a estudio en este trabajo, la idea de un mercado competitivo está implícita hace varios años, siendo este un punto a tomar en cuenta para Ecuador, ya que apenas está adentrándose en este campo.

En la nueva ley aprobada también se hace referencia a GD de máximo 10 MW para los proyectos por parte de la participación privada que no estén contemplados en el plan y sean aprobados por el Ministerio para empezar su realización de forma directa, sin la necesidad de sujetarse a un PPS. También se establecen incentivos para la realización de estos proyectos, como el despacho y precio preferente. Si bien la regulación 002/21 ya hacía mención sobre la modalidad de PPS para realizar estos proyectos, esta debería ser o bien derogada o actualizada acorde a los nuevos objetivos planteados.

2.3. Análisis comparativo de resultados de los procesos competitivos de Energías Renovables en Ecuador y los otros países latinoamericanos

En este apartado se realizarán dos análisis: uno para conocer cómo se llevan a cabo los Procesos Públicos de Selección en cada país y así identificar si existe alguna característica que se pueda incorporar en el Ecuador; y el segundo para analizar los resultados que ha obtenido cada país en sus licitaciones, de esta forma se puede conocer que país tiene un modelo que conlleve resultados exitosos.

2.3.1. PROCEDIMIENTO DE SUBASTAS

En el caso de Argentina, se iniciaron los procesos de subastas desde 2016 con el programa RenovAr. Se han llevado a cabo cuatro procesos divididos en fases y rondas, hasta el 2018 se ha llevado a cabo la tercera ronda del programa y en esta se adjudicaron proyectos para cubrir una potencia de 400 MW. El proceso resumido para realizar las licitaciones se observa en la Tabla 2.3 con el fin de ser comparado con los procesos de los otros países.

En Argentina, CAMMESA es la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. y es la encargada de elaborar los pliegos, ejecutar las subastas y administrar la manera en que se califican las ofertas que se han presentado. El Precio Máximo de Adjudicación (PMA) según la tecnología es detallado en el pliego, así como la potencia que se requiere. Es importante que el PMA no sea revelado antes de que se presenten las ofertas ya que puede generar resultados contradictorios.

En la ley 27.191 se establece un PMA de 113 USD/MWh para el caso de contratos que haya sido suscritos por grandes demandas. La Garantía de Mantenimiento de Oferta es necesaria con el fin de que se respalde el cumplimiento de lo que se establece en el pliego, esta debe ser entregada por la empresa competidora a CAMMESA y su plazo debe ser de al menos ciento ochenta días y con una posible prórroga de noventa días [2], [21].

Una vez que se pase a la fase de calificación de ofertas se revisa que ésta cumpla con los requerimientos técnicos, legales, financieros y demás establecidos, posterior a esto CAMMESA se encarga de hacer un reporte previo a la calificación. Si la empresa oferente no cumple con algún requisito esta será notificada y no pasará a la segunda parte del proceso. En la segunda parte se presenta la Propuesta Económica del Proyecto en un evento público y quedarán fuera aquellas ofertas cuyo PMA sea mayor al requerido, luego se pre - adjudican los proyectos, se hace un reporte y la Autoridad de Aplicación se encarga de realizar la adjudicación final para que la empresa oferente firme un Contrato de Abastecimiento de ER que tendrá una duración de veinte años [2].

Brasil es el país con mayor experiencia en el ámbito de las subastas ya que empezó a realizarlas desde 2005, la normativa que las rigen es la Ley 10.848. En este país, ANEEL se encarga de llevar a cabo los procesos de licitaciones para contratar proyectos de energía eléctrica además de permitir la adjudicación de grandes proyectos considerados como

estratégicos. Las subastas se aplican tanto para proyectos nuevos como para proyectos ya realizados, cuyos contratos han vencido y se subastan con menores precios.

En el esquema de subastas de Brasil, ANEEL elabora los pliegos con las bases y requisitos, mientras que CCEE se encarga de revisar las garantías financieras. El proceso de subastas se lleva a cabo de manera virtual y aparecen dos involucrados: compradores que representan a las empresas distribuidoras y vendedores que representan al agente de generación de energía eléctrica. Se incluye un costo para realizar la subasta y en caso de cancelarse la subasta será responsabilidad del Comprador asumir el costo total. Similar a Argentina, se requiere de una Garantía de la Oferta y la fecha máxima en la que debe permanecer vigente aparece en el pliego y a diferencia de Argentina, en Brasil la prórroga es de sesenta días [2].

En Brasil también se realizan las licitaciones en dos etapas. En la primera los titulares de las centrales que se han inscrito pueden presentar una única oferta incluido el precio. En la segunda etapa se realiza la puja de aquellos vendedores que clasificaron de la fase uno. A diferencia de otros países, el proceso de subasta es *inverso*, ya que los documentos para ser habilitados son presentados 15 días laborales después de que se ha realizado la subasta en línea. Una comisión de ANEEL se encarga de revisar esos documentos y emite un reporte después de analizarlos. Por último, antes de adjudicar el proyecto, los vendedores son responsables se presentar una Garantía de Fiel Cumplimiento cuyo monto es del 5% del valor por el cual se ha realizado la inversión [2].

Lo que ocurre en Costa Rica tiene mayor similitud con la situación de Ecuador en previos años, ya que se permite la participación de la empresa privada para la generación, pero es bastante limitada, y como se ha mencionado antes el principal generador es el ICE. La Ley que permite la participación de la empresa privada es la 7200 y en ella se establecen dos modalidades. La primera hace referencia a los contratos que se realizan con aquellos generadores que se encuentran interesados y cumplan los requisitos de esta ley, además de poseer una declaratoria de elegibilidad, en este caso el proceso no es competitivo, sino que se trata más bien de un proceso de negociación [2].

En la segunda modalidad se regula la compra de energía como esquema competitivo y el ICE es el encargado de indicar el bloque de energía según fuente que requiera. Esta modalidad empleada se rige bajo el capítulo II de la Ley 7200 y se indica que se puede comprar energía a las centrales privadas de fuente ERNC si y solo si su potencia no

constituya más del 30% de la total de aquellas centrales que forman el SEN. Para realizar la compra de esta energía se debe hacer por medio de un proceso de licitación pública en el que exista competitividad en los precios de venta además de que se evalúe la capacidad económica y técnica por parte del oferente. Cuando se haya adjudicado el proyecto al mejor precio entra en vigencia un contrato por veinte años [2].

Para realizar los procesos públicos de subastas, el ICE determina en base a la demanda y a lo que especificado en el Plan de Expansión si se requiere de licitar algún proyecto ya contemplado, la licitación se realiza por bloques de energía y no pueden ser mayor de 50 MW [2].

Con respecto a las garantías que solicitan durante el proceso de subasta, se exigen tres tipos: de participación en el proceso, de cumplimiento de los requerimientos para la construcción del proyecto y de cumplimiento de explotación de obra. Cada monto y vigencia de las garantías son establecidos en el *cartel de licitación* que elabora el ICE acorde a la Ley de Contratación Administrativa vigente [2].

La información de la Tabla 2.3 correspondiente al proceso de licitación en Costa Rica fue recopilada acorde a lo que se establece en las leyes vigentes del país, ya que la información de los carteles de licitación no se encuentra pública.

En Ecuador, como ya se ha indicado, la modalidad de los PPS se ha implementado recién hace pocos años y para la fecha se han realizado dos subastas y se tiene en mira una tercera. Existen dos modalidades para realizar la licitación: la primera de proyectos que ya están contemplados en el PME, de los que ya se han realizado todos los estudios, y la segunda por bloques en dónde la parte privada propone sus proyectos para cumplir con la capacidad requerida del mismo. La entidad encargada de llevar a cabo el PPS es el MEM y también es la responsable de controlar que se cumplan las obligaciones del Oferente en cada una de las etapas mientras se construya el proyecto [31].

Posterior a la publicación de la convocatoria por parte del Ministerio, se suben los pliegos con los requisitos a la página de Proyectos Energéticos. En este proceso las empresas que se encuentran interesadas deben proceder con la adquisición del derecho de participación por un valor de 10 mil USD y tienen acceso al *data room* con todos los documentos correspondientes al proceso. Para que las empresas puedan participar en el PPS deben cumplir con ciertos requerimientos como un patrimonio que sea equivalente al menos de 2

millones de USD por MW ofertado y poseer una calificación crediticia internacional o un análisis de sus indicadores financieros como un índice de endeudamiento menor a 3 o uno de liquidez mayor a 1, para esto se revisan los estados auditados de los últimos tres años [32].

Con respecto a la experiencia técnica de las empresas participantes en el proceso, se requiere que posean experiencia en desarrollar proyectos de generación de electricidad provenientes de fuentes de ERNC y que sean de al menos una capacidad nominal instalada de 1.5 MW del total de máximo cinco proyectos por cada MW ofertado que haya sido desarrollado en los diez últimos años [32].

A la vez que las empresas presentan sus ofertas técnicas también deben entregar una garantía de seriedad y vigencia de 20 mil USD y su vigencia debe ser hasta que los proyectos de cada sub – bloque sean adjudicados con opción a renovarse por noventa días, estos detalles se aclaran en los pliegos de la subasta. Por último, una vez revisados los documentos por la Comisión formada desde un inicio se adjudican los proyectos a las empresas que cumplan con todas las condiciones para finalmente firmar los contratos con una vigencia diferente acorde al tipo de fuente, para el caso de hidroeléctricas esta vigencia es de treinta años [32].

Acorde con lo que se observa en la Tabla 2.3, los procesos de licitación son similares en los cuatro países. En todos existe un organismo concedente encargado de todo el proceso, se realizan pliegos o carteles con las condiciones de la convocatoria, se reciben ofertas, se piden garantías, se analizan todos los documentos, existe una preadjudicación o recomendaciones de adjudicaciones y finalmente se firman los contratos con la vigencia correspondiente.

Analizando otros detalles, Argentina y Brasil poseen un mercado competitivo dada la naturaleza privada de la generación. Mientras que en Argentina se establece un PMA que no puede ser sobrepasado y en caso de ser así se descalifican las empresas, en Ecuador se selecciona la empresa ganadora que presente el precio más bajo. En Brasil, durante la subasta las generadoras negocian directamente con las distribuidoras en una figura vendedor-comprador, no obstante, en Ecuador estas figuras no aparecen ya que es el

Estado el encargado la compra de energía y no existe una negociación entre la empresa generadora y las distribuidoras de energía.

Dado que en Ecuador no se prioriza ocasionar competencia entre las empresas con los precios que presentan y tampoco existe una negociación generador-distribuidor, no sería factible tomar este tipo de medidas que no son aplicables en la situación actual del país. Por último, una diferencia adicional con Brasil es que en nuestro país acorde a la Ley de Competitividad Energética a la empresa privada no se le puede adjudicar proyectos ya existentes, caso que en Brasil es posible realizar esto mediante un nuevo proceso de licitación.

En Costa Rica la compra de generación la realiza el Estado por medio del ICE, aunque la participación privada tiene un poco más de restricción dado que debe ser regulada por el ICE y la potencia que se acepta para que entre en el proceso tiene un límite establecido. Otra diferencia entre Costa Rica y Ecuador es que durante el proceso en el primer país es obligatorio que las empresas compitan entre sí acorde a los precios que presente cada una.

Otro punto que reconocer en Brasil es la variedad de subastas que ofrece para generación con el fin de asegurar la continuidad del servicio, esto se refleja como una ventaja y se desconoce de casos de proyectos no construidos posterior a su adjudicación. En Ecuador sería beneficioso tener diferentes tipos de PPS acorde a la necesidad, ya que varios proyectos adjudicados hace años aún no han entrado en funcionamiento, por lo tanto, un proceso de menor duración para una adjudicación más rápida de proyectos sería conveniente, esto será tratado con mayor profundidad en la sección 2.6.

Tabla 2.3 Tabla comparativa de los Procesos de Subastas en cada país.
[Elaboración propia].

ARGENTINA	BRASIL	COSTA RICA	ECUADOR
Se realiza la convocatoria y se publican los Pliegos de Bases y Condiciones.	ANEEL realiza el Pliego de Condiciones y se realiza la convocatoria.	El ICE indica que tipo de energía requiere, dónde estará la central y sus características.	El MEM realiza la convocatoria al PPS y se publican los pliegos en la página de Proyectos Energéticos.

Se presentan las ofertas y se entregan las Garantías de Mantenimiento de Oferta.	Se inscriben en línea las subastas. Se entrega la Garantía de Oferta. Se capacita a las vendedoras para el usar del sistema se hace una simulación de la subasta.	El ICE realiza el cartel para la licitación con las bases de la subasta.	Las empresas adquieren lo derechos de participación luego de acceder a un cuarto de datos donde se publica toda la información.
Se abren los sobres de antecedentes. CAMMESA realiza análisis técnico (reporte no vinculante)	Se realiza la subasta en línea en dos partes: 1.- Se presenta la oferta. 2.- Se inicia la puja y las Vendedoras compiten	Publicación de la convocatoria en Diario de la Gaceta Oficial y otros medios	Se realiza la publicación del acta final.
La Autoridad de Aplicación se pronuncia para la precalificación	Se evalúan los documentos entregados. ANEEL realiza el informe de análisis de los archivos de habilitación.	Se receiptan las ofertas y el ICE realiza una evaluación técnica y económica	Las empresas preparan sus ofertas para presentar en el PPS.
Se abren los Sobres de Propuesta Económica. CAMMESA realiza la preadjudicación de ofertas e informe no vinculante	Se publica el aviso de homologación y adjudicación.	Se adjudican las ofertas.	Etapas de evaluación: se realiza la apertura de los sobres con las ofertas técnicas y económicas y se da la recomendación de adjudicación.
La Autoridad de Aplicación decide la adjudicación de los proyectos	Se otorga la autorización para Vendedoras	Se suscribe el contrato por 20 años.	Se adjudican los proyectos y se da el cierre contractual con una vigencia para hidroeléctricas de 30 años.
Se adjudican los proyectos y se firman los contratos con vigencia de 20 años.	Se celebra el contrato Vendedora-Compradora.		

Como corolario, Ecuador a pesar de ser nuevo en el tema, su proceso de subastas es similar al de los otros países con mayor experiencia. Varían aspectos técnicos que se presentan en los pliegos de cada país, pero eso depende de los requerimientos de demanda en cada uno. En Ecuador aún no se lanza una subasta para proyectos grandes hidroeléctricos pero esta situación se está considerando para proyectos como Santiago y Cardenillo. En todos los países existe una entidad concedente para llevar y controlar el proceso, misma que es designada por el Estado. Con respecto a las garantías, en todos los países se solicitan diferentes montos y exigencias para las empresas.

2.3.2. RESULTADOS DE SUBASTAS

Una vez que se conoce como se llevan a cabo los procesos de subastas en los países, es conveniente saber qué tipo de resultados se han obtenido bajo las modalidades empleadas y así analizar el éxito o no que pudieron tener. A continuación, se desglosan los resultados para cada país, en las Figuras 2.4, 2.5 y 2.6 se puede observar los resultados de las subastas para diferentes tipos de fuentes, sin embargo, se analizarán solo las adjudicaciones de centrales hidroeléctricas.

2.3.2.1. ARGENTINA

En la Figura 2.4 se observa una tabla resumen de las adjudicaciones realizadas a través del programa RenovAr desde que empezó en 2016, a pesar de que solo muestra las adjudicaciones por tipo de fuente hasta la Ronda 2. Adicional a esa información, en 2018 se celebró la Ronda 3 del programa en la que se adjudicaron 38 proyectos adicionales con un total de 259.08 MW para esta ronda, la ronda 4 que debía ser celebrada en 2019 fue suspendida. En total se han adjudicado 185 proyectos con un total de 4725,6 MW y hasta septiembre de 2019 habían entrado en funcionamiento 36 centrales [2] [32].

La primera ronda de RenovAr tenía el objetivo de adjudicar 1000 MW de ERNC, sin embargo, el proceso a manera general fue tan exitoso que se adjudicó más de lo esperado, a pesar de que para el caso de PCH el resultado no fue muy alentador ya que inicialmente la oferta superaba el PMA establecido y no se adjudicó ningún proyecto. Debido a esto, el ministro resolvió que aquellas ofertas cuyas características técnicas hayan sido aprobadas puedan firmar un contrato al valor del PMA, con lo que se logró adjudicar alrededor de 11.4 MW en esta tecnología. Dado el éxito para tecnologías solar y eólica, se lanzó la ronda 1.5 solo para la adjudicación de proyectos de este tipo de fuente [33].

En 2017 se lanzó la convocatoria para la segunda ronda del programa teniendo como objetivo la adjudicación de al menos 1200 MW, pero nuevamente el resultado fue más alentador de lo esperado y los precios ofertados fueron mucho menores que el PMA en tecnologías como solar y eólica. Para el resto de las fuentes se aplicó la misma modalidad que la resolución de la primera ronda con lo que finalmente se lograron adjudicar alrededor de 20.8 MW para PCH, que es menor que los 50 MW que era el objetivo de potencia para esta fase. Se lanzó una segunda fase de esta ronda en la que no se adjudicaron proyectos de generación hidroeléctrica [33].







Tipo	Unidad	Ronda 1 - 2016	Ronda 1.5 - 2016	Ronda 2.0 fase 1 - 2017	Ronda 2.0 fase 2 - 2017
	<i>GWh</i>	2.789,4	3.037,0	2.636,0	1.316,0
	<i>MW</i>	707,5	765,4	665,8	327,6
	<i>USD/MWh</i>	59,4	53,3	41,2	40,3
	<i>GWh</i>	852,8	1.274,0	1.467,0	695,0
	<i>MW</i>	400,0	516,2	556,8	259,5
	<i>USD/MWh</i>	59,7	54,9	43,5	41,5
	<i>GWh</i>	37,0		67,0	
	<i>MW</i>	11,4		20,8	
	<i>USD/MWh</i>	105,0		98,9	
	<i>GWh</i>	57,0		229,0	140,0
	<i>MW</i>	8,6		35,0	21,2
	<i>USD/MWh</i>	159,7		156,9	159,8
	<i>GWh</i>			51,0	
	<i>MW</i>			13,1	
	<i>USD/MWh</i>			129,2	
	<i>GWh</i>	117,0		854,0	193,0
	<i>MW</i>	14,5		117,2	26,0
	<i>USD/MWh</i>	110,0		106,7	108,6
Total	<i>GWh</i>	3.853,1	4.311,0	5.304,0	2.344,0
	<i>MW</i>	1.142,0	1.281,6	1.408,7	634,3
	<i>USD/MWh</i>	61,4	54,0	52,1	47,6

Figura 2.4 Resultados RenovAr [2].

2.3.2.2. BRASIL

Desde la entrada en vigor del modelo compartido entre la empresa pública y privada en 2004, el año siguiente se empezaron a realizar los procesos de licitación y desde entonces se suelen realizar este tipo de procedimientos unas dos veces al año. En la Figura 2.5 se observan los resultados de las subastas hasta el año 2018, dónde se evidencia la gran experiencia de Brasil en la adjudicación de proyectos hidroeléctricos de gran capacidad [2].

La última subasta de generación realizada en 2022 fue la primera vez que se esperaba la contratación de PCH y como resultado Brasil consiguió adjudicar 22 proyectos de energías renovables sumando 557.45 MW, representando una inversión cercana a 567.3 millones de USD. En ese mismo año el gobierno del país había establecido que para este proceso, al menos el 50% de la demanda de energía que declaran las distribuidoras es proveniente de contratos con PCH. De los 22 proyectos adjudicados, los correspondientes a PCH de hasta 50 MW fueron los más exitosos, ya que se adjudicaron doce (12) contratos sumando 175.46 MW. Estas centrales se espera que entren en operación hasta el año 2027 para abastecer la creciente demanda [34].






Tipo	Unidad	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
	MW					751,0	899,0	1.284,5	151,6	2.088,5	7.748,6	5.301,0		7.274,0	5.221,0
	USD/MW					40,3	35,3	27,6	23,9	31,8	37,7	52,2		26,9	23,4
	MW										2.021,0	4.768,0		1.702,0	2.285,0
	USD/MW										58,5	81,5		39,6	32,1
	MW	406,0	339,0	1.552,0	1.503,0	3.199,0	1.256,0	290,8	150,6	647,7	129,6	1.082,0	1.205,0	8,0	345,0
	USD/MW	31,1	48,7	21,4	20,0	21,2	19,8	26,9	25,4	25,4	32,9	44,8	54,1	48,7	45,2
	MW		1,0	17,0		1,0	108,8			194,0	237,0	1.260,0	9.505,0	763,0	639,0
	USD/MW		34,0	36,7		39,2	39,8			36,2	44,0	55,9	61,0	59,0	53,0
	MW	33,0	119,0	140,0	509,0	10,0	153,8	87,2		459,0	3.097,0	1.664,0	815,0	1.112,0	269,0
	USD/MW	34,5	36,9	37,8	16,0	39,3	38,5	27,9		36,8	56,0	65,2	64,2	59,3	51,8
Total	MW	439,0	459,0	1.709,0	2.012,0	3.961,0	2.417,6	1.662,5	302,2	3.389,2	13.233,2	14.075,0	11.525,0	10.859,0	8.759,0
	USD/MW	31,3	45,6	22,9	19,0	24,9	27,7	27,5	24,7	31,5	45,2	63,4	60,5	34,5	29,6

Figura 2.5 Resultados Subastas Brasil [2].

2.3.2.3. COSTA RICA

En la Figura 2.6 se muestra información recopilada sobre los proyectos realizados en Costa Rica, sin embargo, dada la naturaleza privada de la mayoría de la información en este país, se desconoce si son únicamente correspondientes a proyectos adjudicados tras un proceso de subasta o por contrato negociado. Algo a destacar es cómo los precios promedio han incrementado a lo largo de los años, a diferencia de los otros países que tienden a disminuir con el tiempo [2].

De los proyectos del 2014, se conoce que 15 fueron ejecutados por parte de las generadoras privadas. El proyecto más grande, Reventazón, fue llevado a cabo por el ICE, mientras que otros proyectos como Torito de 50 MW fue ejecutado por Gas Natural Fenosa y entró en operación en 2015. El proyecto hidroeléctrico de Bijagua lo ejecutó la Coop. Coopeguanacaste con una inversión de 65 millones USD [35].





Tipo	Unidad	2013 ¹⁷	2014 ¹⁸	2015 ¹⁹	2016 ²⁰	2017 ²¹	2018 ²²
	<i>GWh</i>	404,4	569,9	908,1	1.023,1	1.164,7	1.632,9
	<i>USD/MWh</i>	71,6	62,8	74,8	80,0	77,0	77,4
	<i>GWh</i>	110,1	177,7	16,6			
	<i>USD/MWh</i>	136,1	90,4	211,3			
	<i>GWh</i>	860,9	884,2	1.208,3	1.038,4	1.227,9	1208,7
	<i>USD/MWh</i>	75,9	72,9	90,8	91	99,5	107,2
	<i>GWh</i>	99,4	83,6	82,3	78,1	87,4	76,7
	<i>USD/MWh</i>	83	86,6	87,1	99,5	95,5	91,0
Total	<i>GWh</i>	1.474,8	1.715,4	2.215,2	2.139,7	2.480,0	2.918,2
	<i>USD/MWh</i>	79,7	72,0	85,0	86,0	88,8	90,1

Figura 2.6 Proyectos Costa Rica [2].

2.3.2.4. ECUADOR

En 2019 se lanzó la primera subasta de energía renovable, esta se enfocó en los proyectos Villonaco y El Aromo con un total de 310 MW lo cuáles al término del PPS fueron adjudicados a las empresas españolas Consorcio Cobra Zero-E y Solarpack, siendo esta última la que ofreció el precio más bajo (69.35 USD/MWh) y generando entre ambas una inversión cercana a 400 millones USD para la construcción de los proyectos. Según la modalidad de esta subasta se tenían ya los estudios preparados de los proyectos y lo que se buscaba era las empresas que pudieran financiarlos [36].

La subasta del bloque de energía de 500 MW de ERNC se convoca a finales de 2021 como se muestra en el cronograma de la Figura 2.7. En esta modalidad las empresas interesadas fueron quienes ofrecieron sus proyectos para satisfacer la demanda ofertada por cada sub-bloque, los sub – bloques corresponden al tipo de fuente que se requiere. Para este PPS hubo 37 empresas de trece países diferentes, interesadas en la adquisición del derecho para tener acceso al cuarto de datos. Para esta subasta las empresas internacionales debían estar igual nacionalizadas en el Ecuador, desde el 2024 esto cambia acorde a la Ley de Competitividad Energética. Para que estos proyectos se lleven a cabo se estima una inversión de 875 millones USD que deberán realizar las empresas que se adjudicaron el proyecto [37].

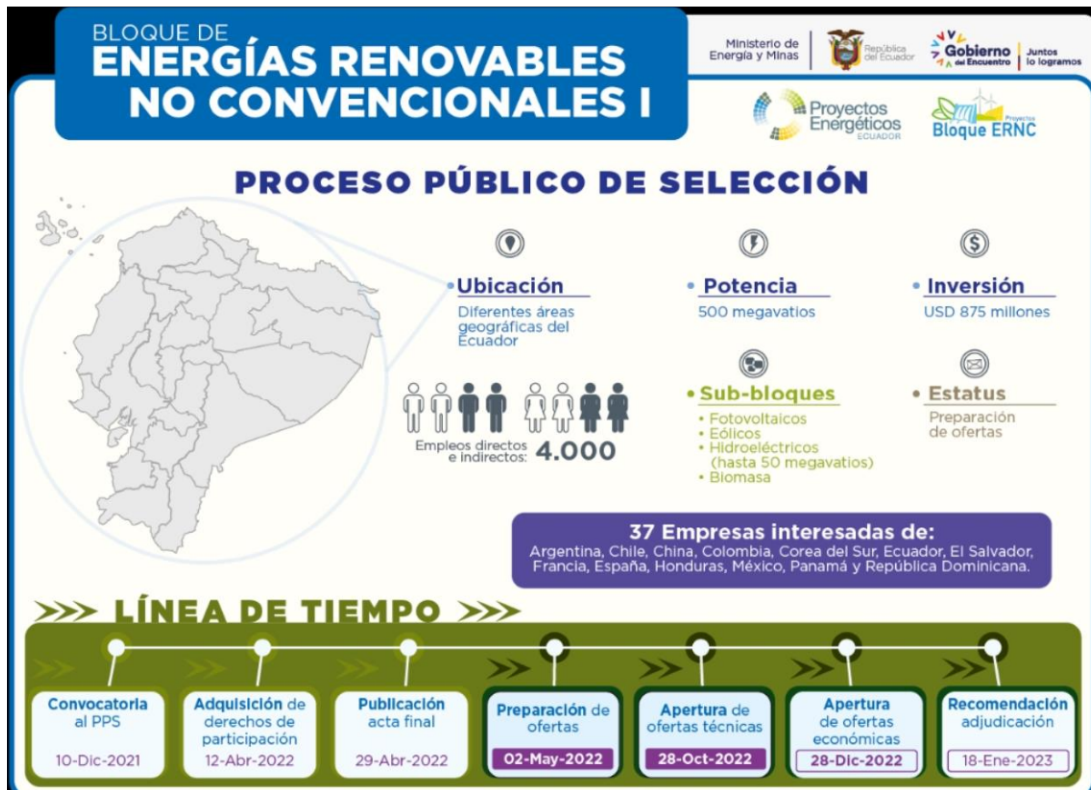


Figura 2.7 Cronograma subasta bloque ERNC 500 MW [37].

Finalmente, en este mismo proceso de licitación, fueron diez las empresas internacionales que presentaron sus ofertas para satisfacer el bloque de 500 MW de ERNC. En cada sub – bloque se determinó el precio más bajo de la oferta, siendo en el caso de las hidroeléctricas de 52.44 USD/MWh. Para esta licitación se contó además con la ayuda de Deloitte, una consultora internacional que apoyó en los aspectos técnicos, financieros y legales. En la Figura 2.8 se puede observar una tabla con las ofertas observadas tras la apertura de los sobres y se evidencian tres proyectos hidroeléctricos de tipo PCH [38].

Tras esta subasta, la crisis del déficit energético que atraviesa el país y la entrada en vigor de la Ley de Competitividad Energética, existen un gran número de empresas que han presentado peticiones para llevar a cabo diversos proyectos de índole hidroeléctrico en Ecuador. Estos proyectos no estarían enfocados solo a PCH sino también a centrales de mayor capacidad, aunque es de resaltar que las hidroeléctricas de 100 MW son de gran atractivo para las empresas. Aun así, las empresas de todas formas se mantienen precavidas por la situación económica y política actual del país [39].



Figura 2.8 Ofertas subasta bloque ERNC 500 MW [38].

En todos los países se observan, de cierta forma, resultados positivos en las adjudicaciones de proyectos tras las subastas, sin embargo, países como Costa Rica han presentado problemas posteriores a algunas adjudicaciones, que ha ocasionado que se cancelen o se pongan en espera determinados proyectos, mientras que en Brasil o Argentina no se han determinado este tipo de fallos. En Ecuador desde la publicación de la primera subasta aún no se han puesto en ejecución los proyectos adjudicados a pesar de haber pasado ya varios años. Esto representa un grave problema considerando que la duración para la adjudicación de los contratos es demasiado extensa, se produce un gasto infructuoso de recursos, con el riesgo latente de que nunca se materialicen los proyectos.

2.4. Análisis de los mecanismos de incentivo para el desarrollo de la energía hidroeléctrica en Ecuador frente al caso de los otros países latinoamericanos

El último paso para realizar el análisis comparativo entre los países consiste en analizar la totalidad de incentivos que implementa cada uno de ellos para promover la participación

de empresas privadas en la construcción de proyectos de centrales de generación, sobre todo del tipo hidroeléctrica.

Tabla 2.4 Tabla comparativa de Incentivos en cada país. [Realizado por el Autor].

ARGENTINA	COSTA RICA	BRASIL	ECUADOR
Certificados de Energías Renovables	Licitaciones Públicas con Competencia de precios de venta	Emisión de Bonos Verdes	Despacho Preferente
Subasta RenovAr		Cuatro tipo de Subastas	PPS para participación privada
Exención de determinados impuestos	Exoneraciones en impuestos para importación de maquinaria y otros	Exención de determinados impuestos	Exención de determinados impuestos
Proyecto PERMER		Programa PROINFA	Zona Franca para conexión de generadoras privadas
Gestión de Fideicomisos: FODER, FODIS		Comercialización libre o regulada entre Generador - Distribuidor	Precio preferente

En la Tabla 2.4 se encuentra la información que se desglosó en el Marco Teórico para cada país, pero de manera resumida con la finalidad de determinar con facilidad las similitudes o diferencias entre ellos. A partir de este análisis se determinará en los puntos subsiguientes, posibles mejoras, ajustes o inserciones a los incentivos actuales, en caso de ser necesario. También se considerará la situación del sector energético de cada país, ya que, como se ha determinado antes, es necesario que las condiciones sean similares para que los ajustes sean aplicables en Ecuador.

Como se ha visto antes, los cuatro países comparten los procesos públicos de selección o subastas para la adjudicación de proyectos a empresas privadas, Brasil es el único que tiene una modalidad de subasta específica para renovar proyectos ya existentes, esto no ocurre en ningún otro de los países analizados. Costa Rica es el más estricto en la

modalidad de subastas además que exige la competencia entre precios ofertados de las empresas. Argentina tiene una connotación privada en el ámbito de la generación por lo que sus esquemas y procesos no se aplican a Ecuador. Por último, Ecuador permite que se presenten proyectos no contemplados en el PME y también la adjudicación de los ya contemplados, pero como es responsabilidad del Estado proveer este servicio como consecuencia tienen a ser muy extensos en el tiempo, sobre todo cuando existe un proceso de precalificación para que las empresas puedan entrar a la subasta.

La exención de determinados impuestos es un incentivo común entre los países, como Argentina que exenta del impuesto a las ganancias que sean derivadas de la inyección de energía proveniente de fuentes renovables en generación distribuida. También se exentan de aranceles a la importación, se realiza devolución del IVA con anticipación. Costa Rica, de manera similar, exonera de impuestos de importación de maquinaria a utilizar en las centrales de empresas privadas que se contemplen en la Ley 7200. En Brasil, como parte de los incentivos tributarios se han establecido regímenes en los cuales se promueve la exención de ciertos impuestos como los del PIS y de la COFINS. También se reduce hasta en un 75% el impuesto a la renta para empresas de sectores prioritarios durante un plazo de diez (10) años.

Por su parte, Ecuador acorde a la Ley de Eficiencia Económica también promueve la exención de impuesto a la renta por un plazo de diez (10) años para las inversiones de energías renovables [40]. De lo planteado anteriormente se evidencia que el principal incentivo utilizado para el empleo de energías renovables en proyectos de generación es la exoneración de impuestos, que en sí es de los primeros beneficios que buscan las empresas de economía privada.

Como parte de los incentivos novedosos de Argentina y Brasil, ambos presentan programas enfocados en la implementación de energías renovables. Argentina con PERMER busca el acceso a energía eléctrica en zonas rurales, pero la energía debe provenir de fuentes renovables. Mientras Brasil cuenta con el programa PROINFA cuyo enfoque son las fuentes de energías renovables no convencionales, como objetivo de este programa se busca la regularización de los procesos de licitación que se puedan dar. Ecuador no cuenta con programas de este tipo, tan solo enfoca los PPS acorde a la necesidad que se requiera, dejando estos procesos muy abiertos, es decir, no se tiene una planificación de requerimientos de energía renovable, sino que da la impresión de que solo

se adaptan a la necesidad actual, esperando a que se presenten las ofertas necesarias que cubran la demanda requerida.

Como medida para reducir el riesgo en las inversiones de proyectos de generación de energías renovables, en Argentina, la Ley 27.191 establece el FODER y la Ley 27.424 establece el FODIS. Estos son fideicomisos, el primero con el objetivo de conceder préstamos para financiar los proyectos y el segundo enfocado únicamente en los proyectos de ER para generación Distribuida y por medio de este fideicomiso se pueden establecer incentivos para el desarrollo de proyectos.

En Ecuador desde el año 2019 se intentó la implementación de un fideicomiso como forma de garantizar el pago de energía a la parte privada, esta figura representaba una cuenta general en dónde las distribuidoras depositaban lo que cobraban a sus usuarios finales y posteriormente de aquí se pagaría a las empresas generadoras privadas. Sin embargo, política y constitucionalmente esto no era factible, lo que conllevó a su cierre. Este tema debe ser pulido y aclarado para la ejecución de futuros procesos de licitación, ya que es un riesgo que afecta a las empresas privadas y que puede conllevar a disminuir el interés en este tipo de inversiones.

En Brasil, el permitir las figuras de cliente y comprador directamente asignadas al generador privado y a la distribuidora genera una gran competencia y asegura que cada contrato adjudicado se realice bajo las condiciones más convenientes para ambas partes. Esta es una gran ventaja de la comercialización libre, permitiendo que se agilicen los procesos de adjudicación y de construcción de cada uno de los proyectos, de esta forma se libera de cierta responsabilidad al Estado y son menos estrictas las condiciones bajo las cuáles se realizan los contratos. Esto en Ecuador no es posible aplicar, el modelo de *mercado* es completamente diferente y deberían realizarse cambios estructurales significativos para poder llegar a este punto.

Por último, en el caso de Ecuador, se da como incentivo el despacho y precio preferente acorde a la capacidad del proyecto. Este es el mayor incentivo que se ofrece en el país, no se requiere del cumplimiento de condiciones estrictas, como en Costa Rica, simplemente en cada contrato se estipula que el operador despache primero a estas generadoras ofreciéndoles así un gran beneficio económico. Entonces a nivel de incentivos Ecuador necesitaría reforzar la parte de disminución de riesgos, sobre todo económicos, para

ambas partes. Enfocar las subastas de mejor manera, considerar añadir un nuevo modelo de subasta para proyectos que se requiera operen de manera inmediata, de esta forma se asegura que realmente ingrese la energía requerida al sistema sin tener que esperar demasiado tiempo, corriendo riesgo de que los proyectos no lleguen a ejecutarse jamás.

2.5. Propuestas de mejora al marco regulatorio del sector eléctrico ecuatoriano

Se han analizado todos los países con el fin de deducir cuál mejora o nueva implementación al marco regulatorio ecuatoriano pueda ser requerida. En la actualidad la normativa del sector eléctrico ecuatoriano de manera general se encuentra enmarcada bajo tres normativas: Reglamento de LOSPEE, la LOSPEE y la LOCE.

De acuerdo con la Constitución, el sector eléctrico forma parte de los sectores estratégicos, por lo tanto, es responsabilidad neta del Estado proveer y garantizar el mismo a la ciudadanía. Sin embargo, dada la inestable economía que presenta el país y el déficit energético que ha alcanzado, se busca incentivar la inversión privada para la ejecución de proyectos de generación eléctrica acorde a sus necesidades de demanda creciente. Si bien esto puede ser beneficioso para el país, la Carta Magna no cuenta con mayores referencias acerca de la participación de empresas privadas, por lo cual se vuelven restrictivos los procesos que se desean emplear actualmente, tal como en Costa Rica donde se permite la participación de este tipo de empresas, pero de manera muy restringida.

Como una primera propuesta si se espera seguir un modelo como en Argentina y Brasil, se debería dar apertura al menos al sector de generación para que deje de ser responsabilidad neta del Estado, una privatización total del sector en la actualidad no sería conveniente. Ecuador tiene un largo camino por recorrer para que se pueda considerar esa opción y una acción de esta índole desencadenaría en una conmoción social interna. No obstante, si se da apertura desde la Constitución a la empresa privada, esto permitiría realizar acciones que no se consideren políticamente incorrectas. Un claro ejemplo fue el intento de crear un fideicomiso para asegurar el pago a las generadoras privadas luego de las adjudicaciones de los contratos de los PPS.

La LOSPEE y su Reglamento han sido objeto de varias reformas hasta hoy en día y de ellas se han derivado diferentes regulaciones que tratan los incentivos a las empresas privadas para su participación en la actividad de generación, siempre recalcando la responsabilidad del Estado. De estas regulaciones se pueden diferenciar las siguientes categorías de generación que posee actualmente Ecuador:

- I. 0 – 2 MW: Autoabastecimiento
- II. 2 – 10 MW: Generación Distribuida
- III. 10 – 100 MW: Autogeneración
- IV. 100 MW en adelante: Generación Convencional

Para la categoría I se tiene definida la Regulación 008/23 de GD para autoabastecimiento, poniendo como límite de 2 MW a las centrales consideradas en esta normativa. Aquí ya se establecen las condiciones para el desarrollo de los proyectos, cuáles son las modalidades de autoabastecimiento y demás requisitos. Sin embargo, esta categoría no encaja dentro de los fines del trabajo, ya que una central hidroeléctrica de hasta 2 MW para abastecimiento no resulta muy atractiva financieramente, además de que el recurso hídrico no es de fácil acceso.

La categoría II es la más conflictiva actualmente debido a que, ya existe una regulación para este tipo de generación la ARCERNNR-002/21. Esta regulación abarca aquellas centrales cuya potencia varía entre 2 MW a 10 MW. Y establece en el artículo 7 que la participación de la empresa privada para el desarrollo de este tipo de proyectos se debe realizar bajo una modalidad de PPS en el caso de proyectos ya planteados en el PME. Se indica también que se puede proponer proyectos para vender a grandes consumidores o a la demanda regulada acorde a las condiciones y procedimientos establecidos en la regulación, para el caso de la venta a la demanda regulada el precio de venta deberá ser el estipulado en el PPS. Pese a esto, en la LOCE que se publicó recientemente se indica que la empresa privada puede proponer proyectos que no estén en el PME y con la autorización del Ministerio desarrollarlos de manera directa y como incentivo por el uso de fuentes ERNC se les dará despacho y precio preferente.

Como segunda propuesta reformativa, el numeral 7.2.2 “Proyectos propuestos por EPGDs privadas (...)” de la regulación ARCERNNR-002/21 debe ser modificado indicando la entrada directa de estos proyectos, manteniendo los literales a y b donde se establece la venta de estos generadores a grandes consumidores y a la demanda regulada, eliminando

la mención de la elección del precio en base a lo ofertado en PPS ya que esta modalidad no se ejecutará sino que se designará precio preferente a estos proyectos de ERNC. De igual manera acotar la prioridad que se le dará a estos proyectos con despacho preferente.

En esta misma regulación, en la sección “8.2 CGDs identificados por EPGDs (...)” establecer si estos deben proponerse solo bajo las condiciones del segundo párrafo de la sección 8.1 en dónde se indica que los proyectos deben solucionar problemas de confiabilidad y seguridad del sistema de la empresa distribuidora, caso contrario deben cumplir estas condiciones, eliminar del reglón 4 al 6 del primer párrafo de la sección 8.2. Ya que la responsabilidad de permitir la ejecución de estos proyectos compete al Ministerio del ramo, así mismo se debe modificar los párrafos 2 y 3 de la sección 8.2 que expresan la obligación de la Distribuidora para evaluar los proyectos propuestos y la posibilidad de convocar a PPS si los proyectos son de interés público.

En este mismo contexto, se debería modificar el segundo párrafo de la sección “8.3 Costos de Estudios” de tal forma que:

“Cuando los estudios de un proyecto de generación distribuida sean elaborados por una EPGD privada, de economía popular y solidaria, o de economía mixta en las que el Estado tenga mayoría accionaria, el costo de los estudios será reconocido por la EPGD.”

En el numeral 9 de la misma regulación se menciona que el procedimiento para obtener la factibilidad de conexión aplica para todos los proyectos, con las modificaciones en la nueva ley, este proceso solo debe aplicarse para los proyectos que se encuentren en el PME y se deseen ejecutar por medio de la inversión privada. Por lo tanto, se debe modificar este artículo para establecer que solo aplica para el caso mencionado y no para los proyectos que sean propuestos directamente por la parte privada. Se recomienda esta modificación ya que en los pasos establecidos se mencionan las condiciones que deben cumplir las empresas de economía privada o mixta para participar en los PPS y posteriormente concedérseles la conexión de sus proyectos.

En el artículo 15, sección 15.1 establecer que aquellas centrales basadas en ERNC provenientes de la economía privada no contemplados en el PME contarán con despacho preferente siempre que su potencia sea menor a 10 MW.

Las categorías III y IV se encuentran bien establecidas en la normativa actual para la III se cuenta con la regulación ARCERNNR - 005/21 de autogeneración y ya figuran los PPS como única modalidad para la concesión de estos proyectos ya sean propuestos por economía privada o estén contemplados en el PME, de hecho, ya se llevó a cabo una subasta de este tipo. En la categoría IV se tiene en mira realizar una subasta de proyectos hidroeléctricos convencionales planteados en el PME como Cardenillo o Santiago. La modalidad de esta será parecida a la subasta de la central eólica Villonaco II y la central fotovoltaica de El Aromo, por lo que una modificación a estas regulaciones no sería requerida en el corto plazo.

Como parte de las disposiciones reformativas presentadas en la LOCE se modifica el concepto de *zona franca*. Esta figura se presenta como medida para que en caso de que las empresas públicas de energía eléctrica no sean capaces de proporcionar el servicio y se genere un déficit energético, entonces las empresas generadoras privadas funcionales puedan conectarse a la red en casos excepcionales para proporcionar este servicio. Sin embargo, esto queda un poco en el limbo ya que no se establece acorde a qué condiciones se determinarán estas zonas, en qué condiciones se deben conectar las empresas generadoras privadas y que tipo de energía se requeriría para la conexión. Por lo que sería adecuado publicar una normativa en la que se establezcan estos puntos para delimitar la zona franca de conexión de las empresas.

2.6. Propuestas de mejora a los mecanismos de subastas de proyectos hidroeléctricos en Ecuador

En el punto 2.3 se realizó un análisis comparativo de cómo se realizan los procesos de selección pública en los diferentes países y cuáles son los resultados que se han obtenido de los mismos a lo largo de los años. De manera general, se concluyó que la modalidad del proceso en sí en Ecuador es similar al de los otros países, pese a esto, existen detalles de los procesos de subastas que deben madurar o que se deberían perfeccionar a fin de conseguir que no solo se logre la adjudicación de los proyectos sino también que su construcción y entrada en funcionamiento se realice en tiempos adecuados para el país y no se produzcan contratiempos como en el caso de Costa Rica.

En Ecuador la adjudicación de los contratos a las empresas ganadoras de las subastas se toma alrededor de 18 meses, mientras se realizan las evaluaciones pertinentes de cada

una de las ofertas. El motivo de un plazo extenso para estas adjudicaciones se debe a lo que se ha recalcado en varias ocasiones, la generación es responsabilidad neta del estado ecuatoriano, por lo tanto, se solicitan permisos, garantías, estudios que las empresas deben cumplir con el fin de que se proporcione un buen servicio. Con la propuesta de abrir un poco este sector para la participación privada se puede quitar un poco de responsabilidad al estado y que estos procesos puedan tener una duración menor, de ser necesario o conveniente para el sector eléctrico.

En Brasil, se determinó que existen diversos tipos de subastas de acuerdo con las necesidades del país, siendo una de ellas el proceso para subastar centrales que hayan sido revertidas al estado una vez cumplido el plazo de concesión de los contratos. No obstante, en la LOCE que se publicó recientemente la cuarta disposición general se indica que cualquier infraestructura existente que haya sido financiada con fondos del Estado no podrán ser delegados al sector privado, esto no especifica si los proyectos concesionados a empresas privadas por medio de PPS puedan ser subastados de nuevo una vez cumplido el plazo del contrato, de ser el caso no se podría emplear un modelo como el de Brasil para darle continuidad a los proyectos con la empresa privada sino que pasarían a ser manejados por empresas públicas.

En el mismo punto 2.3 se mencionó la posibilidad de recomendar un proceso de subastas de emergencia cuya duración sea de pocos meses para la adjudicación de los contratos. Esto en vista que desde que se realizó la primera subasta de generación aún no se han conectado a la red ningún MW. Pese a esto, dado la naturaleza pública del sector energético no es del todo posible que se pueda implementar en el corto plazo, ya que las empresas privadas se enfrentan a un país cuya economía no se encuentra estable hoy en día lo cual representa un riesgo para ellas. Por su parte el Estado debido a su inexperiencia en este tipo de procesos establece plazos muy amplios para la revisión de la situación de cada empresa.

Dentro del contexto de riesgos establecidos en el párrafo anterior, se reconoce que para la empresa privada el interés económico es fundamental, y por tanto deben asegurarse que podrán recuperar los costos de inversión en los proyectos en un plazo menor a la duración de los contratos adjudicados. Pese a esto, es de conocimiento general que el país se encuentra en una situación política y económica muy sensible, lo cual ha generado incertidumbre entre las empresas que han logrado adjudicarse proyectos en las subastas

pasadas, sobre todo en la primera de Villonaco y El Aromo, que apenas dos años después de haber terminado el proceso de subasta se logró firmar el contrato con las empresas ganadoras. De parte del Estado un riesgo importante existe cuando ocasionalmente en las subastas realizadas se han obviado condiciones exigidas por parte del Estado con la “promesa” por parte de la empresa privada de cumplir con esas exigencias posteriormente a la adjudicación del proyecto. En caso de que la empresa no cumpla con estas condiciones, no se podría efectuar el proyecto y esto determinaría un fracaso en la implementación de los proyectos.

Como parte de la solución que se intentó plantear en un inicio, para asegurar a las generadoras privadas el coste de la energía suministrada, se trató de implementar un fideicomiso, mismo que se mencionó en el punto 2.3. Este resulta el tema más relevante por resolver para los próximos procesos. Se debería buscar una figura que reemplace la función del fallido fideicomiso. En Argentina, la implementación de esto es posible, con fondos como el FODER o FODIS en donde se ingresa dinero por parte del Estado y de las empresas privadas, para que las empresas generadoras privadas puedan confiar que bajo cualquier circunstancia podrán recibir el pago de la energía entregada a la red.

Los procesos de subastas en el país necesitan un tiempo de maduración para pulir determinados temas, aun así, al comparar el proceso de subastas ecuatoriano con otros países de la región latina se puede resaltar que va por buen camino y ha tomado buenos referentes. La mayor debilidad en estos procesos se debe a la poca confianza que la economía brinda a las empresas privadas. Existe gran influencia de la política en estos temas que de cierta manera perjudican al objetivo de estos procesos que permiten llevar a cabo proyectos que el estado no pueda financiar.

2.7. Propuestas de mejora a los incentivos de proyectos hidroeléctricos en Ecuador

En el punto 2.4 se analizaron los incentivos que se utilizan en ciertos países de la región y se compararon con los utilizados en Ecuador. Algunos de estos como el desarrollo de una normativa para aclarar los términos bajo los que funcionaría la zona franca de ser necesaria su aplicación. También los fideicomisos como medida de garantía para las empresas privadas que les de seguridad de invertir en las centrales de generación sin la desconfianza de si recibirán o no el pago debido.

A pesar de estas pequeñas complicaciones a las que se enfrenta el país, Ecuador a nivel de incentivos se encuentra bien posicionado al no exigir competitividad entre las empresas al momento de las subastas, como en Brasil donde se ejecutan las pujas entre generadoras y distribuidoras. En Ecuador, se aplican incentivos como el despacho y el precio preferente que son muy atractivos para la inversión privada.

La zona franca mencionada en la LOCE también representa un buen incentivo a futuro si se establecen de manera correcta las condiciones bajo las que está funcionar. Entonces a nivel de incentivos no se cree necesario algún ajuste o mejora, más que lo mencionado en puntos anteriores.

3. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

3.1. Conclusiones

Para este trabajo se plantearon tres objetivos específicos: el análisis de la normativa vigente en Ecuador respecto al desarrollo de proyectos hidroeléctricos y el impacto de la participación privada en los mismos. La comparación con respecto a las regulaciones de otros países de la región previamente seleccionados y por último la propuesta de mejora ante regulaciones, incentivos o procesos públicos de selección. Los tres objetivos fueron desarrollados a lo largo del trabajo y se pudo determinar lo siguiente:

- La normativa vigente en Ecuador está enfrentando grandes cambios debido a las recientes crisis económica y energética que transcurren en el país.
- La estructura del sector eléctrico difiere mucho en todos los países analizados, Costa Rica emplea el modelo más similar al ecuatoriano. Brasil y Argentina manejan un mercado privatizado en el ámbito del sector eléctrico y si Ecuador quisiera seguir su modelo en un futuro, debería primero fomentar la participación de la empresa privada en el sector eléctrico de la generación.
- La última ley aprobada denominada “Ley Orgánica de Competitividad Energética” (LOCE) dejó varios vacíos en las normativas vigentes para la participación privada en proyectos de generación eléctrica, por lo que es necesaria la derivación a una

nueva normativa y la reforma de ciertas normativas vigentes como la 002/21, para que se ajuste a los objetivos de la LOCE.

- La regulación 002/21 requiere de varios ajustes para concordar con lo establecido en la LOCE, ya que en esta inicialmente se plantea que los proyectos propuestos por la empresa privada deben sujetarse a un PPS. En consecuencia, los artículos 7, 8, 9 y 15 deben estar sujetos a reformas.
- Para dar mayor participación a la economía privada, es necesario que se reforme la Carta Magna del Estado para dar apertura a las inversiones de la empresa privada, además de implementar alguna normativa bajo la cual se maneje la participación de este tipo de empresas y permita implementar figuras que no se consideren anticonstitucionales.
- Tanto el Estado como la empresa privada se enfrentan a riesgos al momento de llevar a cabo las adjudicaciones de los procesos de subastas, esto ha conllevado a demoras tanto en la firma de contratos como en la implementación de los proyectos ya adjudicados.
- El mayor impedimento para la pronta implementación de los proyectos se debe a la poca garantía que tienen las empresas de economía privada, de que se le cancelen los valores de la energía generada una vez que ya se encuentre en funcionamiento el proyecto.
- En base a lo establecido en la LOCE se propone la creación de una normativa en la que se establezcan las condiciones bajo las cuales puedan entregar energía a la red las generadoras privadas bajo la figura de una zona franca.
- La implementación de subastas con diferentes objetivos puede ser una posibilidad si se restringe menos la participación de la economía privada en los proyectos de generación. Esto es posible se lleve a cabo en un futuro no muy cercano ya que las condiciones actuales del país no lo permitirían.

- A nivel de incentivos Ecuador se encuentra a un buen nivel, el despacho y precio preferente son incentivos que en otros países no se hacen presentes, ya que priorizan la competitividad entre empresas en su mercado.

3.2. Recomendaciones

- Es preferible dejar de lado ciertas restricciones para dar apertura a nuevos proyectos en el sector energético ya que el Estado ecuatoriano representa una figura estricta ante la inserción de inversión privada y esto puede desembocar en resultados negativos.
- Se deben revisar y mejorar las regulaciones actuales con el objetivo de que concuerden con la última ley propuesta que pretende incentivar la inversión privada en el ámbito de la generación.
- Mejorar los procesos de subastas resulta fundamental, sobre todo luego de que se hayan adjudicado los proyectos ya que existen diversos riesgos tanto para el estado como para la empresa privada.
- Se deben analizar las normativas vigentes que le dan apertura a la participación de las empresas privadas y permitir su participación bajo ciertas condiciones sin la presencia de una figura muy estricta por parte del estado.
- Se debe proponer otra figura distinta a un fideicomiso para garantizar el pago de la generación de energía eléctrica a las empresas privadas que han invertido en el desarrollo de un proyecto de generación hidroeléctrica.

4. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] T. Castillo, F. García, L. Mosquera, T. Rivadeneira, K. Segura & M.Yujato "Panorama energético de América Latina y el Caribe 2023" Quito, Ecuador: OLADE, 2023, pp. 54-156
- [2] L. Guerra "Procesos competitivos para el financiamiento de proyectos de energías renovables", Quito, Ecuador: OLADE, 2020, pp. 28-49
- [3] «LEY ORGANICA DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA». ene. 16, 2015.
- [4] "En 2021 el sector eléctrico dinamizó la economía nacional con un 93.2 % de generación renovable y la exportación de más de 500 GWh – Ministerio de Energia y Minas". Consultado: el 17 de julio de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.recursosyenergia.gob.ec/en-2021-el-sector-electrico-dinamizo-la-economia-nacional-con-un-93-2-de-generacion-renovable-y-la-exportacion-de-mas-de-500-gwh/>
- [5] A. Podestá y otros, "Políticas de atracción de inversiones para el financiamiento de la energía limpia en América Latina", Documentos de Proyectos (LC/TS.2022/116), Santiago, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), 2022, pp.27-63
- [6] «REGLAMENTO GENERAL DE LA LEY ORGÁNICA DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.» ago. 20, 2019.
- [7] "CONSTITUCION DE LA REPÚBLICA DEL ECUADOR 2008". oct. 20, 2008.
- [8] F. Simbaña, "Evaluación del modelo de mercado eléctrico vigente en el Ecuador a partir de 1999 y planteamiento de un nuevo modelo", bachelor Thesis, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador, 2010.
- [9] R. Mareno, "Licitaciones de Energía Eléctrica", Universidad Católica de Chile, Chile, 2005.
- [10] "Ecuador abre su sector eléctrico a la inversión privada", Primicias. Consultado: el 17 de noviembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.primicias.ec/noticias/economia/ecuador-abre-sector-electrico-inversion-privada/>
- [11] "Empresas españolas en LatAm: Dominion se adjudica 60 MW en la subasta de Ecuador", pv magazine España. Consultado: el 17 de noviembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.pv-magazine.es/2023/02/01/empresas-espanolas-en-latam-dominion-se-adjudica-60-mw-en-la-subasta-de-ecuador/>
- [12] LEY ORGÁNICA DE COMPETITIVIDAD ENERGÉTICA. 2024, p. 30.
- [13] REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-002/21. 2021, p. 46.
- [14] REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-005/21. 2021, p. 28.

- [15] N. Singh, "Evalúan alternativas de financiamiento para proyectos renovables en Ecuador", *Energía Estratégica*. Consultado: el 24 de noviembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.energiaestrategica.com/evaluan-alternativas-de-financiamiento-para-proyectos-renovables-en-ecuador/>
- [16] E. Estratégica, "El Ministerio de Energía lanzó oficialmente la subasta de energías renovables en Ecuador ante empresarios", *Energía Estratégica*. Consultado: el 24 de noviembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.energiaestrategica.com/el-ministerio-de-energia-lanzo-oficialmente-la-subasta-de-energias-renovables-en-ecuador-ante-empresarios/>
- [17] "La CII financia una planta hidroeléctrica en Ecuador". Consultado: el 24 de noviembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://idbinvest.org/es/medios-y-prensa/lacii-financia-una-planta-hidroelectrica-en-ecuador>
- [18] *LEY 15.336 LEY DE ENERGÍA ELÉCTRICA*. 1960.
- [19] *LEY 24.065 RÉGIMEN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA*. 1992.
- [20] *LEY 27.191 Modificaciones a la Ley 26.190 Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica*. 2015.
- [21] *LEY 27.424 RÉGIMEN DE FOMENTO A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA RENOVABLE INTEGRADA A LA RED ELÉCTRICA PÚBLICA*. 2019.
- [22] *LEY 7200 LEY QUE AUTORIZA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA AUTÓNOMA O PARALELA*. 1990.
- [23] *LEY 8723 LEY MARCO DE CONCESIÓN PARA EL APROVECHAMIENTO DE LAS FUERZAS HIDRÁULICAS PARA LA GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA*. 2009.
- [24] *LEY 7593 LEY DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS (ARESEP)*. 1996.
- [25] Salazar G. Hinojosa V., "LICITACIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y TEORÍA DE SUBASTAS", nov. 2019.
- [26] *LEI NO. 10.848*, 15 de marzo, 2004.
- [27] *LEI NO. 10.438*, 26 de abril, 2002.
- [28] Subsecretaria de Planeamiento Energético, *Escenarios Energéticos 2030*. 2019.
- [29] "CENACE Información Operativa Anual", [En línea]. Disponible en: <https://www.cenace.gob.ec/info-operativa/InformacionOperativa.htm>
- [30] "Plan Maestro de Electricidad 2016-2025". Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, Quito del 2017.

- [31] Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, “Proyectos Bloque ERNC I 500 MW Energía Renovable No Convencional”.
- [32] “Las rondas de Renovar: qué se licitó, qué está operando | Editores”. Consultado: el 25 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: https://www.editores.com.ar/revistas/ie/349/aierec_rondas_de_renovar
- [33] Fernández, S, “Energías Renovables en Argentina: análisis de los precios obtenidos en Renovar”, Universidad de Buenos Aires. Buenos Aires, 2020.
- [34] M. Medinilla, “Estos son los grandes ganadores de la Subasta de Energía Nueva A-5 de Brasil”, Energía Estratégica. Consultado: el 25 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.energiaestrategica.com/estos-son-los-grandes-ganadores-de-la-subasta-de-energia-nueva-a-5-de-brasil/>
- [35] “Catálogo de proyectos de energía renovable en Costa Rica - CentralAmericaData :: Central America Data”. Consultado: el 25 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: https://centralamericadata.com/es/article/home/Proyectos_de_energia_renovable_en_Costa_Rica
- [36] Vianintermedia.com, “Las españolas Solarpack y Cobra Zero-E se adjudican la subasta de más de 300 MW renovables”, Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias. Consultado: el 25 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/las-espanolas-solarpack-y-cobra-zeroe-se-20201209>
- [37] “37 empresas prepararán ofertas en el Proceso Público de Selección para la concesión del Bloque de Energías Renovables No Convencionales I – Ministerio de Energía y Minas”. Consultado: el 23 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.recursoyenergia.gob.ec/37-empresas-prepararan-ofertas-en-el-proceso-publico-de-seleccion-para-la-concesion-del-bloque-de-energias-renovables-no-convencionales-i/>
- [38] “10 empresas presentaron sus ofertas económicas para el desarrollo del «Bloque de Energías Renovables no Convencionales de 500 Megavatios» – Ministerio de Energía y Minas”. Consultado: el 23 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.recursoyenergia.gob.ec/10-empresas-presentaron-sus-ofertas-economicas-para-el-desarrollo-del-bloque-de-energias-renovables-no-convencionales-de-500-megavatios/>
- [39] G. Francovich, “Crece exponencialmente el interés por invertir en hidroeléctricas en Ecuador”, Energía Estratégica. Consultado: el 26 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.energiaestrategica.com/crece-exponencialmente-el-interes-por-invertir-en-hidroelectricas-en-ecuador/>

[40] “Reforma tributaria: rebaja adicional de hasta 90 % de impuesto a la renta para empresas que contraten de 12 a 500 jóvenes”, El Universo. Consultado: el 2 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.eluniverso.com/noticias/economia/reforma-tributaria-ecuador-2023-daniel-noboa-nota/>