



DERECHO
AMBIENTE Y
RECURSOS
NATURALES

HIDROELÉCTRICAS EN SUDAMÉRICA Y EN EL PERÚ:
**SITUACIÓN ACTUAL EN LA CUENCA
DEL RÍO MARAÑÓN**



Domenica Villena Delgado
Rodrigo Orcotorio Figueroa
Vicente Avalos Barrio de Mendoza

HIDROELÉCTRICAS EN SUDAMÉRICA Y EN EL PERÚ:

SITUACIÓN ACTUAL EN LA CUENCA DEL RÍO MARAÑÓN

Domenica Villena Delgado
Rodrigo Orcotorio Figueroa
Vicente Avalos Barrio de Mendoza

HIDROELÉCTRICAS EN SUDAMÉRICA Y EN EL PERÚ: SITUACIÓN ACTUAL EN LA CUENCA DEL RÍO MARAÑÓN

Autores:

Domenica Villena Delgado
Rodrigo Orcotorio Figueroa
Vicente Avalos Barrio de Mendoza

Colaboración especial:

Aída Gamboa Balbín

Revisión general:

Aída Gamboa Balbín
César Gamboa Balbín
Ciro Salazar Valdivia
Vanessa Cueto La Rosa

Foto de portada:

Liliana García/DAR

Coordinación de la publicación:

Pamela Cifuentes Roca

Editado por:

Derecho, Ambiente y Recursos Naturales (DAR)
Jr. Huáscar 1415, Jesús María, Lima, Perú
Teléfonos: (511) 340-3780 | (511) 340-3720
Correo electrónico: dar@dar.org.pe
Página web: www.dar.org.pe

Impreso por:

Sonimágenes del Perú S.C.R.L.
Av. Gral. Santa Cruz 653. Of. 102, Jesús María, Lima - Perú
Teléfonos: (511) 277-3629 / (511) 726-9082
Correo electrónico: adm@sonimágenes.com
Página web: www.sonimágenes.com

Hecho el Depósito Legal en la Biblioteca Nacional del Perú N.º 2021-02590

Primera edición: marzo 2021, consta de 1000 ejemplares.

Se terminó de imprimir en marzo 2021.

Está permitida la reproducción parcial o total de este libro, su tratamiento informático, su transmisión por cualquier forma o medio, sea electrónico, mecánico, por fotocopia u otros; con la necesaria indicación de la fuente.

Esta publicación es posible gracias al financiamiento de Charles Stewart Mott Foundation, Ford Foundation, Open Society Foundations y Rainforest Foundation Norway. El contenido de esta publicación es responsabilidad exclusiva de sus autores, y en ningún caso debe considerarse que refleja los puntos de vista de Charles Stewart Mott Foundation, Ford Foundation, Open Society Foundations y Rainforest Foundation Norway.

Hecho e impreso en el Perú.

CONTENIDO

SIGLAS Y ACRÓNIMOS	10
---------------------------------	-----------

PRESENTACIÓN	11
---------------------------	-----------

CAPÍTULO 1:

INTEGRACIÓN ENERGÉTICA EN SUDAMÉRICA	12
---	-----------

1. El panorama energético en Sudamérica y el resto del mundo.....	12
---	----

2. Institucionalidad y políticas de integración energética en Sudamérica.....	18
---	----

2.1. La Unión de Naciones Suramericanas.....	22
--	----

2.1.1. Cuestiones preliminares.....	22
-------------------------------------	----

2.1.2. La Unasur: situación política y regional.....	23
--	----

2.1.3. La debacle de la Unasur: Brasil, principal actor político y China principal inversor.....	24
--	----

2.2. La Comunidad Andina: políticas de interconexión eléctrica.....	29
---	----

3. Políticas energéticas bilaterales: Perú y los demás países.....	31
--	----

3.1. Interconexión con Brasil.....	31
------------------------------------	----

3.2. Interconexión con Ecuador.....	36
-------------------------------------	----

3.3. Interconexión con Colombia.....	40
--------------------------------------	----

3.4. Interconexión con Bolivia.....	40
-------------------------------------	----

3.5. Interconexión con Chile.....	41
-----------------------------------	----

3.6. Proyectos de interconexión eléctrica al 2020.....	43
--	----

CAPÍTULO 2:	
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN EL PERÚ	44
1. Planificación hidroeléctrica	44
2. Marco normativo del subsector eléctrico relacionado con centrales hidroeléctricas	48
2.1. Marco jurídico ambiental y de pueblos indígenas	48
2.1.1. La Central Hidroeléctrica Araza: una experiencia parcialmente exitosa	49
2.1.2. Revisión del marco político del subsector hidroeléctrico	52
CAPÍTULO 3:	
SITUACIÓN ACTUAL DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN LA CUENCA DEL RÍO MARAÑÓN	54
1. El potencial hidroeléctrico de la cuenca del río Marañón	54
2. Centrales hidroeléctricas con concesión definitiva	60
2.1. CH Veracruz	60
2.2. CH Chadín II	64
3. Centrales hidroeléctricas con concesión temporal	69
3.1. CH Lorena	69
3.2. CH Río Grande I y II	74
4. Otras centrales hidroeléctricas	81
4.1. CH Quitaracsa I	81
4.2. Proyecto de CH Alto Biavo	85
CONCLUSIONES	91
RECOMENDACIONES FINALES	97
BIBLIOGRAFÍA	101

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Población total de los países de la cuenca amazónica, en miles de personas a mitad de año (periodo 2016-2020)	16
Tabla 2: Proyectos hidroeléctricos Cosiplan en la actualidad	26
Tabla 3: Proyectos de interconexión eléctrica según Cosiplan	27
Tabla 4: Flujos de inversión directa de China en América del Sur (en millones de USD)	28
Tabla 5: Principales proyectos hidroeléctricos del Acuerdo Energético Perú-Brasil	31
Tabla 6: Interconexión eléctrica 500 kV Perú-Ecuador	38
Tabla 7: Proyectos priorizados al 2020	43
Tabla 8: Centrales hidroeléctricas evaluadas según orden de certidumbre de implementación en la Amazonía y selva central, según SEIN	47
Tabla 9: Proceso de consulta previa-CH Araza	50
Figura 15 y Tabla 10: Proyectos hidroeléctricos propuestos en el río Marañón	56
Tabla 11: Situación de las CH Rentema, Escurrebraga y Manseriche	58
Tabla 12: Centrales hidroeléctricas de alto impacto en el río Marañón	59
Tabla 13: Estado actual de la CH Veracruz	63
Tabla 14: Estado actual de la CH Chadín II	67
Tabla 15: Estado actual de la CH Lorena	71
Tabla 16: Afectaciones contra los pueblos awajún y wampis	73
Tabla 17: Ubicación del proyecto hidroeléctrico Río Grande I y II (departamentos)	74
Tabla 18: Abastecimiento de energía eléctrica por Río Grande I y II	76
Tabla 19: Estado actual de la CH Río Grande I y II	78
Tabla 20: Valores de caudal de ingreso de los proyectos Chadín II y Veracruz en un año (en m ³ /s)	80
Tabla 21: Extensión de áreas agrícolas inundadas por proyecto	80
Tabla 22: Comunidades indígenas	89

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Demanda mundial energética y emisiones de CO2	13
Figura 2: Perspectivas globales en la transición energética	15
Figura 3: Perspectivas regionales en la transición energética en América Latina y el Caribe	19
Figura 4: Generación de electricidad según tecnología, América Central y del Sur	21
Figura 5: Interconexión eléctrica del Perú con la región	30
Figura 6: Ubicación de la Central Hidroeléctrica Inambari	32
Figura 7: Ubicación de la Central Hidroeléctrica Pakitzapango	33
Figura 8: Interconexión eléctrica internacional Perú-Brasil	36
Figura 9: Interconexión eléctrica internacional Perú-Ecuador	37
Figura 10: Esquema de interconexión Ecuador-Perú	39
Figura 11: Interconexión eléctrica internacional Perú-Bolivia	41
Figura 12: Interconexión Perú-Chile	42
Figura 13: Porcentaje de demanda de potencia eléctrica por los periodos anuales 2016, 2017 y 2018	46
Figura 14: Caracterización de la cuenca del Marañón	55
Figura 15 y Tabla 10: Proyectos hidroeléctricos propuestos en el río Marañón	56
Figura 16: Zona de influencia de la CH Veracruz	57
Figura 17: Proyectos actuales en la cuenca del río Marañón	58
Figura 18: Ubicación de la CH Veracruz	60
Figura 19: Estado de la CH Veracruz	62
Figura 20: Ubicación del proyecto hidroeléctrico Chadín II	64

Figura 21: Disposición final del proyecto hidroeléctrico Chadín II	65
Figura 22: Estado de la CH Chadín II	66
Figura 23: Ubicación del proyecto CH Lorena	69
Figura 24: Ubicación de los awajún y wampis	72
Figura 25: Ubicación de las centrales hidroeléctricas Río Grande I y II (localización) ..	75
Figura 26: Ubicación de la cuenca media-baja del río Marañón	79
Figura 27: Ubicación de la CH Quitarcasa I	82
Figura 28: Conclusión de la DCA Senace	83
Figura 29: Ubicación del campamento caverna y la casa de máquinas de la CH Quitarcasa	84
Figura 30: Conformidad a la modificación planteada por Engie Energía.	85
Figura 31: Ubicación del proyecto CH Alto Biavo	86
Figura 32: Superposición en la zona de amortiguamiento del ANP Cordillera Azul ...	87
Figura 33: Conclusión del Sernanp	88

SIGLAS Y ACRÓNIMOS

API	Agenda de Proyectos Prioritarios de Integración
APP	Asociación Público-Privada
CAN	Comunidad Andina
Cepal	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
COES	Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional
CSN	Comunidad Suramericana de Naciones
Cosiplan	Consejo Suramericano de Infraestructura y Planeamiento
DCI	Declaración Conjunta de Intención
EIA	Estudio de impacto ambiental
EIA-d	Estudio de impacto ambiental detallado
EIA-sd	Estudio de impacto ambiental semidetallado
EITI	Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas
ICC	Interamerican Investments Corporation
IDER	Infraestructura de datos espaciales regionales
IFC	International Finance Corporation
IHA	International Hydropower Association
IIRSA	Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional Suramericana
Minem	Ministerio de Energía y Minas
OCDE	Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico
OEFA	Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental
OGP	Open Government Partnership
PT	Plan de transmisión
SE	Subestaciones eléctricas
Senace	Servicio Nacional de Certificación Ambiental
Unasur	Unión de Naciones Suramericanas

PRESENTACIÓN

El abastecimiento mundial de energía se encuentra en una situación delicada. Debido a los graves impactos ambientales ocasionados por el uso de combustibles fósiles, optar por fuentes alternativas más sostenibles para la generación eléctrica parecía, hasta hace unos años, una buena alternativa. Hoy en día, sin embargo, la situación ha cambiado, pues ahora se cuestiona si este tipo de fuentes realmente tiene tantos efectos positivos como se les atribuye, en particular las centrales hidroeléctricas.

El escenario actual requiere un análisis crítico que englobe enfoques y temas relacionados con las estrategias políticas a nivel regional, demandas necesarias para la población y propuestas de proyectos para afrontar el futuro. La clave del presente documento de trabajo cohesionará los citados pilares y los desarrollará de manera sistemática, de modo que nos sea posible visibilizar mejores alternativas para América Latina y el Caribe.

En ese sentido, en **el capítulo 1** analizaremos las causas que han llevado al cambio de matriz energética en los países con mayor demanda y su impacto en los países de América del Sur; así como, las iniciativas de integración regional pactadas entre gobiernos (Unasur y CAN) y las alianzas bilaterales para mejorar la conectividad eléctrica, acordes con los sistemas energéticos actuales

En **el capítulo 2** nos detendremos a analizar con mayor detalle el potencial de los recursos naturales para la promoción del sector eléctrico peruano. Partiremos de la planificación eléctrica con miras al futuro y de los marcos normativos eléctricos y ambientales, así como aquella relacionada con la protección de los pueblos indígenas, que muchas veces habitan las zonas de influencia de los proyectos hidroeléctricos. Asimismo, veremos cuáles serán las acciones futuras del Estado peruano para la reforma del sector eléctrico.

En **el capítulo 3** evaluaremos la importancia medular de la cuenca del río Marañón, y sus implicancias ambientales y sociales para el fomento de iniciativas energéticas. En ese sentido, el Decreto Supremo 020-2011-EM identificó una serie de proyectos de centrales hidroeléctricas que fueron promovidos durante el segundo gobierno de Alan García Pérez y que actualmente han perdido fuerza debido a las graves consecuencias que han tenido en los territorios de los pueblos indígenas y en el ambiente.

Finalmente, concluido el trabajo, se emitirán algunas conclusiones parciales acerca del sector hidroeléctrico nacional y plantaremos recomendaciones necesarias para mejorar la evaluación y planificación del sector en favor de la sostenibilidad y la gobernanza de los recursos energéticos, cuestión de mucha relevancia en vista de los cambios continuos en la región.

César Gamboa Balbín

Director ejecutivo

Derecho, Ambiente y Recursos Naturales (DAR)

CAPÍTULO 1:

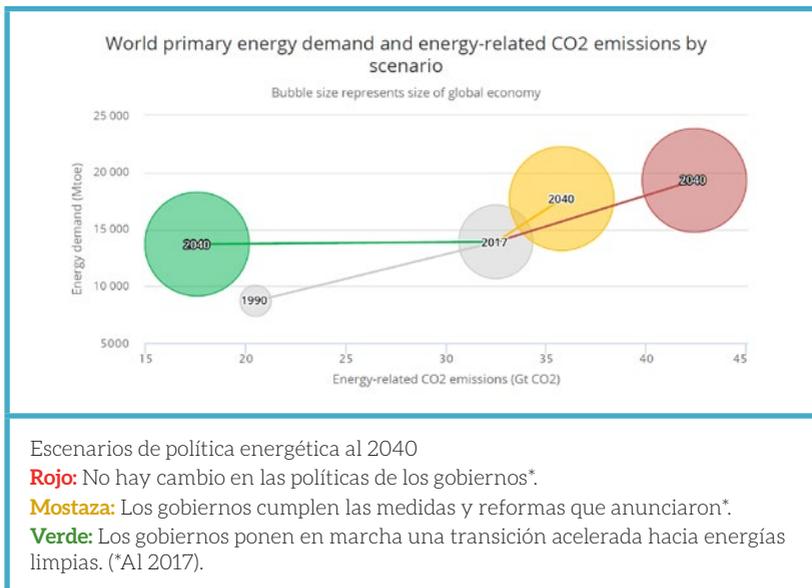
INTEGRACIÓN ENERGÉTICA EN SUDAMÉRICA

1. El panorama energético en Sudamérica y el resto del mundo

El sector energético constituye un factor esencial para el desarrollo económico y estratégico, la seguridad nacional y la promoción de las inversiones. Su gestión desempeña un papel importante en la consecución de los objetivos que se basan en la realización de las personas, el respeto y protección de sus derechos, así como en el manejo adecuado de los recursos naturales y la salvaguarda del ambiente para futuras generaciones.

El contexto actual, sin embargo, muestra que el liderazgo en el sector atraviesa una honda y profunda crisis. Las políticas en materia energética, si bien gozaron de un escenario favorable de bonanza económica y lograron abastecer la demanda de grandes segmentos de la población mundial, también tuvieron graves falencias relacionadas con los mismos sectores donde se implementaron. En efecto, y como se verá en el presente trabajo, las demandas y necesidades de las poblaciones pobres y más pobres aún no cuentan con acceso efectivo a servicios eléctricos. Además, los escenarios proyectados al 2040 destacan que las condiciones presentes no serían suficientes para lograr el tan ansiado desarrollo sostenible (ver figura 1).

Figura 1: Demanda mundial energética y emisiones de CO2



Fuente: IEA (2018a)

En términos de energía final, la electricidad es considerada el recurso con mayor proyección de crecimiento para satisfacer la demanda mundial de energía (IEA, 2018b). La generación de electricidad, sin embargo, se encuentra actualmente asociada al uso masivo de carbón o combustibles como fuentes principales (IEA, 2018b). Se prevé que, debido a la reducción de costos en producción y almacenamiento, para el 2050 la matriz de generación eléctrica se orientará hacia opciones más sostenibles relacionadas con energías renovables y que representen un mayor beneficio para la población.

En otras palabras, la matriz eléctrica se “descarbonizará” en más del 80 %, y más aún en áreas con altos niveles de interconexión, como es el caso de los países en vías de desarrollo, que buscarán llevar a cabo alianzas comerciales dadas sus economías emergentes, o en otros lugares que no estén conectados a la red principal energética (Gazprom Energy, 2018).

Otro cálculo sugiere que para 2040 las energías solar y eólica constituirán el 48 % de la capacidad instalada total y generarán el 34 % de la energía eléctrica (NEO, 2017). Para el año 2022, las energías renovables alcanzarán un porcentaje del 43 % (IEA, 2018a). Sin embargo, mientras que algunos sostienen que las energías

renovables serán más que dominantes para el 2050, otros afirman que para esa fecha todavía predominarán los combustibles fósiles (Connaissance des Énergies-CDE, 2018).

Cuadro 1: Población con acceso a electricidad (%), según año

Año	(%)
2017	88,867
2007	82,169
1997	78,238

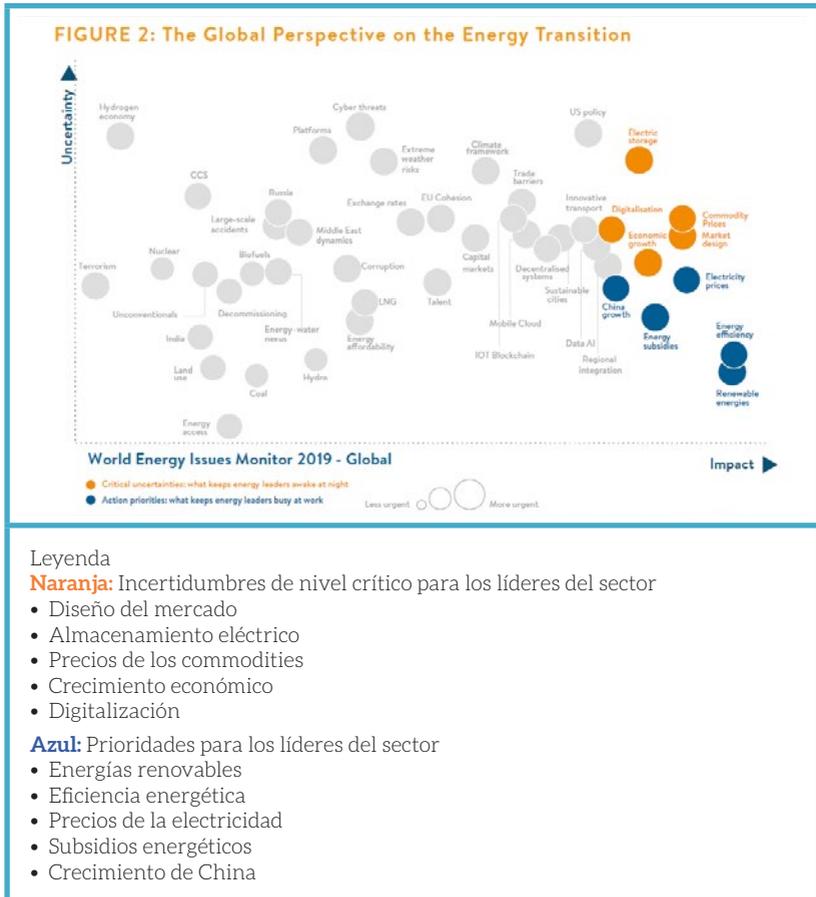
Fuente: Banco Mundial (s. f.)

Mientras se reforma el sector energético y se reemplaza la matriz por una más favorable y que brinde mayores oportunidades de alcanzar un desarrollo sostenible, en los países en vías de desarrollo la cobertura del servicio eléctrico y la electrificación requerirán mucha atención y cautela, especialmente donde existe una carencia marcada del servicio público. Según el Banco Mundial (s. f.), cerca de 1000 millones de personas carecen de electricidad, y cientos de millones cuentan con un suministro insuficiente o poco confiable; al mismo tiempo, casi 3000 millones utilizan todavía combustibles contaminantes (leña u otra biomasa). Es imprescindible, en consecuencia, disponer de fuentes de energía nuevas y altamente eficaces que puedan reemplazar los combustibles fósiles y, al mismo tiempo, responder a la demanda de electricidad (Gogan, 2018, p. 84).

Desde del plano político internacional, cabe agregar que “asegurar el acceso a energías asequibles, fiables, sostenibles y modernas para todos” es el Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) n.º 7, adoptado por la Asamblea General de las Naciones Unidas en 2015, como parte de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible.

Por otro lado, mientras que en dos décadas se ha reducido la brecha de acceso a la energía eléctrica en el mundo (ver cuadro 1), la demanda de esta conduce a la adopción de sistemas energéticos menos seguros (IEA, 2018a). En la figura 2 se observa que las incertidumbres sobre el almacenamiento eléctrico y el crecimiento económico se encuentran entre las mayores preocupaciones de los líderes mundiales, mientras que la relación entre las energías renovables y la eficiencia energética constituye la prioridad hoy en día.

Figura 2: Perspectivas globales en la transición energética



Fuente: WEC (2019)

El requerimiento para abastecer la demanda energética de grandes potencias como Estados Unidos y China es otra de las cuestiones que deben ser analizadas para establecer una política nacional y regional adecuada. El panorama internacional, basado en políticas de inversión o financiamiento, influye en la realización de grandes proyectos eléctricos y en la agenda de los países implicados en este proceso, debido a los recursos naturales potencialmente aprovechables que poseen. Este es el caso de Sudamérica, donde coexisten países con similares

capacidades, con excepción de Brasil, que tienen economías emergentes y con el interés de integrarse en los mercados mundiales. En ese sentido, dado este panorama, nos encontramos ante tres escenarios:

- ▶ Hacia 2040 la energía nuclear experimentaría un cambio en su base geográfica. Mientras que, en los mercados de Estados Unidos, Europa y Japón, donde el sector nuclear enfrenta muchos retos, se reduciría su utilización, China, India y Rusia liderarían una expansión nuclear en países en vías de desarrollo (IEA, 2018a).
- ▶ El sector hidroeléctrico experimenta una concentración geográfica: en 2018 China encabezaba la lista mundial de capacidad hidroeléctrica instalada, seguida por Brasil (IHA, 2020). Se calcula que las empresas chinas controlan, en la actualidad, alrededor de la mitad del mercado mundial de construcción de represas (BBC, 2018).
- ▶ Existe un gran potencial hidroeléctrico, eólico y solar en América Latina y el Caribe (WEC, 2019, p. 156).

El crecimiento demográfico es otro de los factores que se deben tomar en cuenta cuando se piensa en el abastecimiento energético. Los índices demográficos muestran que en los últimos años la densidad poblacional se ha incrementado, especialmente en Sudamérica, donde los mayores cambios los ha experimentado Brasil (ver tabla 1). Esto requiere mayor atención debido a la transición hacia fuentes renovables y la presencia reciente de China y sus empresas en la construcción de centrales hidroeléctricas (BBC, 2018), lo que tiene graves impactos y riesgos para la cuenca amazónica.

Tabla 1: Población total de los países de la cuenca amazónica, en miles de personas a mitad de año (periodo 2016-2020)

País	2016	2017	2018	2019	2020
Perú	31 776	32 167	32 554	32 937	33 315
Brasil	209 486	211 175	212 814	214 403	215 945
Bolivia	10 904	11 071	11 235	11 400	11 564
Venezuela	30 936	31 311	31 681	32 044	32 401
Ecuador	16 385	16 624	16 863	17 101	17 335
Colombia	48 650	49 059	49 454	49 835	50 201

Fuente: Cepal (2016), elaboración propia

Los escenarios identificados demuestran hasta la fecha que el cambio hacia una matriz energética sostenible (eólica, solar, hidrotérmica, etc.) y con mayores beneficios para la población es más que probable. Esto, sin embargo, tendría

diversas consecuencias debido a los factores asociados con el liderazgo político internacional y la fuerte influencia que ejercen las grandes potencias, que marcan la agenda de proyectos de inversión en países en vías de desarrollo. Más aún cuando en Sudamérica existen altos índices de pobreza, crecimiento demográfico y acentuadas brechas para el acceso al servicio eléctrico relacionadas con la particular geografía del territorio, que muchas de las veces no son prioridades, a pesar de las intenciones iniciales.

Bajo dicho contexto, los países de Sudamérica han buscado fortalecer los lazos de intercambio comercial teniendo como base la explotación de recursos naturales y de los productos obtenidos. Crear espacios supranacionales y responder a las expectativas fueron, entre otros, los principales objetivos durante la última década del siglo xx, aunque no lograron consolidarse incluso en nuestros días¹.

Este fue el caso de la Iniciativa de Integración de la Infraestructura Regional Suramericana (IIRSA), que trató de consolidar una plataforma común para la integración regional sobre la base de la infraestructura física en las áreas de transporte, energía y comunicaciones, y ser parte del proceso de globalización (Quispe, Loncharich, Espinoza y Mormontoy, 2013, p. 173). Posteriormente fue absorbida por el Consejo Suramericano de Infraestructura y Planeamiento (Cosiplan), entidad adscrita a la aún existente Unión de Naciones Suramericanas (Unasur), que viene perdiendo protagonismo en los últimos años.

Los antecedentes, problemas y crisis relacionados con el liderazgo político regional y el fortalecimiento de dichas iniciativas para la consolidación de un espacio de mutuo intercambio comercial serán abordados en las siguientes líneas con la finalidad de informar cómo fue que los intereses particulares de Brasil terminaron por debilitar la Unasur. Esta situación llevó a que los demás países de Sudamérica, especialmente el Perú, establezcan, a costa del mercado común, alianzas bilaterales para promover la interconexión eléctrica. Asimismo, influyó para que las decisiones de la Comunidad Andina (CAN) sirvieran de sustento para la mayoría de dichas alianzas, a excepción de Brasil, que ya había obtenido créditos con la expansión por la cuenca amazónica del Banco Nacional Desarrollo Económico y Social (BNDES), y de sus empresas públicas y privadas.

1 Los casos específicos del Mercado Común del Sur (Mercosur) y de la Comunidad Andina (CAN) han tenido logros progresivos, aunque condicionados a los acuerdos políticos en beneficio de cada uno de los países. En el primero, por las disputas políticas al interior del órgano relacionadas con los aranceles y un mercado común; y en el segundo, por la falta de implementación efectiva de los marcos jurídicos regionales para la promoción de proyectos hidroeléctricos. Véase para el Mercosur <https://www.infobae.com/america/internacional/2018/11/24/el-bloque-del-mercotur-enfrenta-una-crisis-terminal/>; y para la CAN, <https://www.elobservador.com.uy/nota/los-graves-problemas-de-la-comunidad-andina-20114111950>

No obstante, la situación actual confiere un particular análisis que, debido al objetivo y tenor del documento, no podrá ser abordado de manera integral y completa; más cabe resaltar las principales consecuencias económicas y sociales para los países de Sudamérica. En efecto, el COVID-19 ha causado una honda y grave crisis sanitaria que ha desnudado las principales falencias estructurales relacionadas con la bonanza económica y la falta de servicios públicos efectivos para los más necesitados. Las medidas de los gobiernos, como parte de uno de los factores, han recrudecido más aún el sustento económico; por ello, a la fecha, han empezado a reactivar algunos sectores estratégicos.

Elaborar una propuesta para la construcción de una central hidroeléctrica implica estudios de factibilidad, sociales y ambientales, lo que lleva un tiempo prudencial. La urgencia sanitaria, en cambio, requiere medidas efectivas que reimpulsen el proceso económico y la direccionen a la recuperación del tiempo, esfuerzo y puestos de trabajo perdidos durante la pandemia por COVID-19. Aunque la hidroenergía no sea el único sector que abastezca la demanda energética, creemos conveniente poner atención en el tiempo cercano para estar alertas con las políticas y medidas que destraben inversiones.

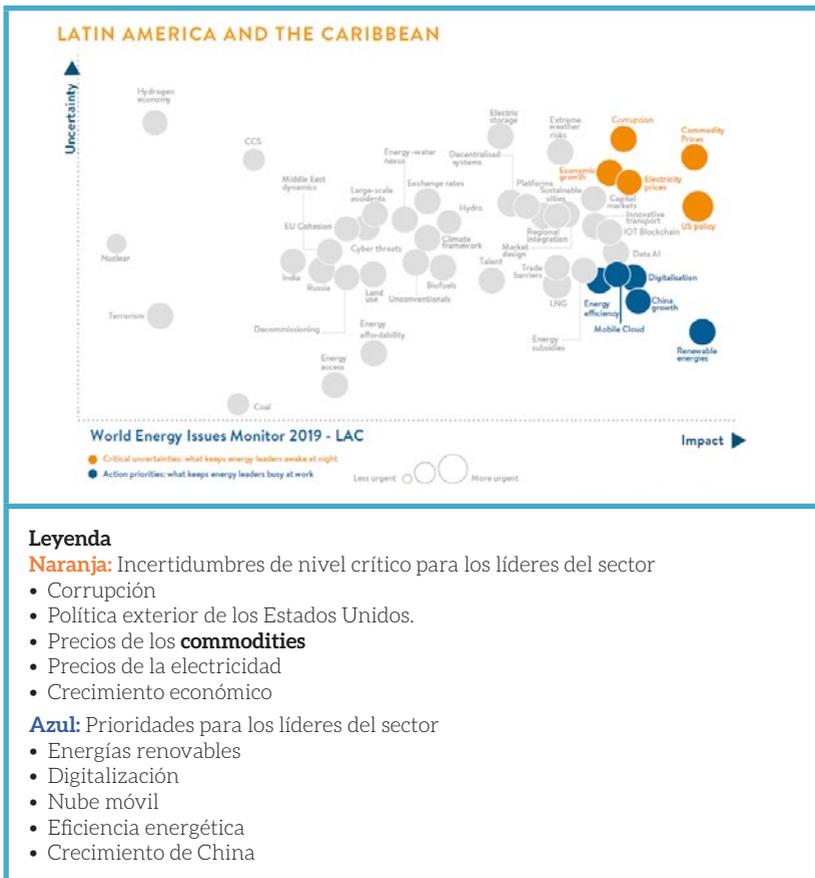
2. Institucionalidad y políticas de integración energética en Sudamérica

Los países que forman parte de la cuenca del Amazonas tienen incontables reservas de recursos naturales y han experimentado un gran crecimiento asociado con la promoción de las inversiones y extracción de dichos recursos, que en algunos países (Brasil) se encuentra condicionado al aumento de los índices demográficos en la región (ver tabla 1). En el caso de las industrias extractivas relacionadas con recursos minerales (oro, plata, cobre, zinc, etc.), estas influyeron de manera decisiva en el crecimiento del producto interno bruto (PIB) del Perú (11 %), Bolivia (6 %), Brasil (3 %) y Venezuela (1 %); la extracción de hidrocarburos (petróleo y gas), en cambio, significó el 50 % del presupuesto en Venezuela y el 45 % de las exportaciones totales en Bolivia (Bebbington y otros, 2019, p. 30).

Los proyectos vinculados con la infraestructura de interconectividad tienen una gran influencia en el desarrollo de las actividades extractivas. Por ejemplo, las hidro vías se han convertido en una herramienta esencial para los sistemas multimodales de transporte de los principales *commodities* agrícolas y minerales de la Amazonía; igualmente, la construcción de carreteras, rutas de acceso y aeropuertos o trenes mejoran la competitividad y aumentan las exportaciones, principalmente, hacia China. Asimismo, las centrales hidroeléctricas y líneas de transmisión se consideran esenciales para la generación y distribución de electricidad, así como para la provisión de energía en las actividades extractivas.

Debido a los altos índices de crecimiento demográfico y las oportunidades de inversión para la región, las prioridades de los líderes globales (ver figura 3) se encuentran asociadas al uso de las energías renovables y a una mayor eficiencia en el sector energético. Además, las consecuencias de la corrupción en la cuenca del Amazonas han sido identificadas como un factor que obstaculiza el crecimiento de las economías nacionales (Brasil y el Perú, entre otros) y afecta la confianza de los inversores extranjeros.

Figura 3: Perspectivas regionales en la transición energética en América Latina y el Caribe



Fuente: WEC (2019, p. 156)

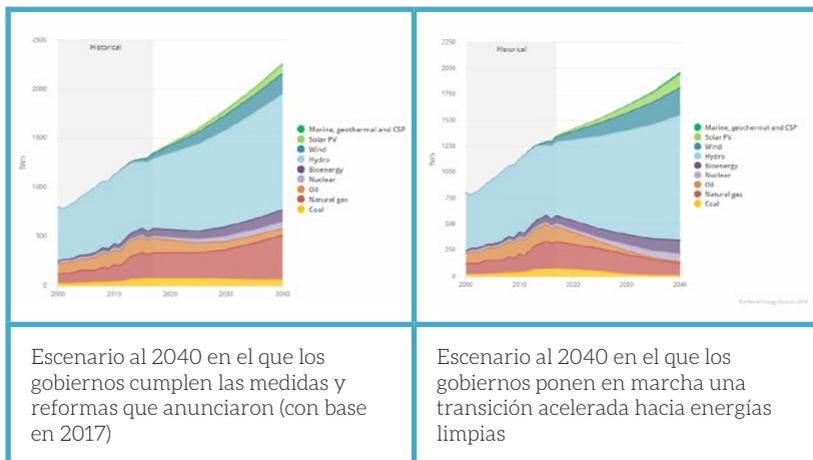
En un estudio elaborado por la Coalición Regional por la Transparencia y Participación (Coalición Regional, 2019), verificamos que los marcos legales en materia ambiental durante el periodo 2013-2018 atravesaban “un proceso de debilitamiento normativo con el fin de impulsar megaproyectos en los sectores primarios e infraestructura”, lo que, finalmente, incidiría en la institucionalidad ambiental y en la gestión adecuada de los recursos naturales (Coalición Regional, 2019).

Además de la reducción de estándares ambientales, en varios países la interacción entre la infraestructura (especialmente aquella relacionada con la interconexión entre países y regiones) y las industrias extractivas (minería, hidrocarburos y, en menor medida, agroexportación o cambio de uso de suelo) ocasionó graves cambios en la geografía territorial del Amazonas² y en el libre desarrollo de otras actividades de subsistencia, lo cual perjudicó el estilo de vida y usos tradicionales de pueblos indígenas, ocasionando, a su vez, el desplazamiento forzado de estos sin respeto por los estándares internacionales; tuvo como consecuencia, además, la deforestación del bosque amazónico. Existe una clara desconfianza hacia las centrales hidroeléctricas debido a los efectos ocasionados por las variaciones en los patrones de lluvia, lo que paralizaría, también, la generación de electricidad (Viscidi y Yépez, 2018).

Por otro lado, “las emisiones de dióxido de carbono del sector eléctrico —la mayor fuente de gases de efecto invernadero— aumentarán un 19 % y otros contaminantes del aire peligrosos (azufre y nitrógeno) se incrementarán en más del 50 % entre 2016 y 2030” (Viscidi y Yépez, 2018). En ese sentido, los cálculos de la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2018a) indican que una transición acelerada hacia energías limpias en América Central y del Sur implicaría una mayor presencia de la energía hidroeléctrica y eólica, entre otras fuentes, así como una reducción en el uso del petróleo, el gas natural y el carbón (ver figura 4).

2 Uno de los casos más emblemáticos ha sido la construcción de la carretera Interoceánica y la falta de medidas específicas que puedan mitigar los impactos indirectos que promovieron el desarrollo de actividades ilícitas —tala ilegal, trata de personas, deforestación, etc.— (Dourojeanni, 2013).

Figura 4: Generación de electricidad según tecnología, América Central y del Sur



Escenario al 2040 en el que los gobiernos cumplen las medidas y reformas que anunciaron (con base en 2017)

Escenario al 2040 en el que los gobiernos ponen en marcha una transición acelerada hacia energías limpias

Fuente: IEA (2018a)

En ese sentido, después del Asia oriental y del Pacífico, Sudamérica experimentó el mayor porcentaje de crecimiento hidroeléctrico durante el 2018, con una capacidad añadida de 4855 MW. Es decir, el aumento de las energías renovables se ha convertido en uno de los principales objetivos para el abastecimiento de la demanda eléctrica, de manera que se pueda dar, progresivamente, por concluido el uso de combustibles fósiles. Se calcula que entre 2011 y 2030 la demanda de electricidad se incrementará en 80 % en América Latina y el Caribe (Banco Mundial, 2017). Es decir, la construcción de centrales hidroeléctricas se ha vuelto una opción más que atractiva para satisfacer la demanda energética (WEC, 2019, p. 156).

Brasil fue el primer país que modificó su matriz energética mediante reformas políticas que consideraron la viabilidad de la construcción de centrales hidroeléctricas. En el 2018, Brasil tenía el 80 % de centrales hidroeléctricas en Sudamérica y, específicamente, en el territorio de la denominada Amazonía Legal³ (IHA, 2020); eran parte de una estrategia regional para generar un mercado común que, sumado a ello, tiene **“una larga historia de inversiones y subsidios para proyectos de energía hidroeléctrica a gran escala y es el segundo mayor productor de energía hidroeléctrica del mundo después de China”**⁴.

3 La Amazonía Legal está conformada por los estados de Acre, Amazonas, Rondonia, Mato Grosso, Tocantins, Maranhao, Amapa y Roraima, ubicados en Brasil.
4 Véase http://www.dar.org.pe/archivos/publicacion/192_infra_esp.pdf

Asimismo, Uruguay, donde las fuentes hidroeléctricas generan aproximadamente el 80 % de la energía eléctrica, se ha convertido en uno de los seis países en el mundo que producen un 100 % de energía renovable (IHA, 2020); Chile cuenta con más de la mitad de la capacidad solar en América Latina, mientras que Brasil concentra el 60 % de la capacidad eólica regional (Viscidi y Yépez, 2018).

A ello se suman las diversas y heterogéneas situaciones relacionadas con los marcos normativos y políticos que han establecido los países de la región con el fin de promover inversiones en la generación de electricidad. Esta situación ha suscitado conflictos entre Estados a causa de los cuestionamientos sobre la viabilidad de las centrales hidroeléctricas, así como las controversias en torno a sus impactos sociales y ambientales, que son distintos en cada país, de igual manera que los beneficios no son los mismos o repercuten de manera asimétrica entre sus habitantes. A pesar de tal escenario, América Latina se encuentra **“...si sabe aprovecharla, en una situación envidiable para dar un verdadero ‘salto de rana’ y posicionarse en los primeros lugares a nivel mundial en generación de energía limpia, sostenible y, además, generar un yacimiento de empleo de alta calidad...”** (Cuartero, 2019).

Aunque una transición acelerada hacia energías limpias implicaría un compromiso mayor que el asumido por los gobiernos de América Central y del Sur (ver figura 4), los costos de lograr los objetivos del desarrollo sostenible en la región se verían cumplidos a partir de una integración energética entre dichos territorios. Así lo indican Viscidi y Yépez (2018):

...integrar fuentes de energía limpia también hace más seguro el suministro. Las fuentes de energía renovable en América Latina pueden ser complementarias; están disponibles a diferentes horas del día y en distintos momentos del año en cada país [...] El uso de energías renovables, junto con la integración regional, también permiten que los países diversifiquen sus fuentes energéticas y así se protejan de los impactos del cambio climático en el suministro hidroeléctrico [...] No será sencillo lograrlo, pero una red eléctrica integrada beneficiaría a América Latina y al planeta. (Viscidi y Yépez, 2018)

2.1. La Unión de Naciones Suramericanas

2.1.1. Cuestiones preliminares

Antes de empezar con el análisis, es necesario dar algunas luces sobre el concepto de integración y sus elementos estructurales; de esta manera será posible entender la finalidad que tenía la creación de la Unasur y el porqué de su declive. En ese sentido, el concepto preliminar de integración implicaba la confluencia de actores sociales en un espacio común donde interactúan, al tiempo que reconocen sus debilidades y fortalezas. El caso específico de la Sociedad de Naciones, creada

en 1919, da cuenta de ello, ya que tuvo la participación de actores sociales (estados) con un interés común (paz mundial y fortalecimiento de las relaciones internacionales luego de la Primera Guerra Mundial) dentro de un espacio que contenía reglas e instituciones para resolver disputas internas (Ahcar, Galofre y González, 2013).

Sin embargo, el concepto de integración de la Sociedad de Naciones dejaba de lado a estados con menor influencia y capacidad política⁵. Los miembros fundadores de la Sociedad de Naciones determinaron la agenda internacional, además de que aún se encontraban en un contexto bélico que iniciaría la Segunda Guerra Mundial.

Distintas fueron las propuestas de Ernst Haas (1964), Joseph Nye (1971) y Robert Keohane (1977), quienes establecieron un concepto de integración más alineado con la realidad de los países sudamericanos, en cuanto estados emergentes donde la **“eficiencia de la integración estará más supeditada a la magnitud de los beneficios que reciban los Estados que a los propósitos mismos”** (Haas, Nye y Keohane, citados por Ahcar, Galofre y González, 2013). En ese sentido, el proceso de integración debe hacerse de manera progresiva con la participación del sector político para iniciar y consolidar dicho espacio, y que se traduzca en beneficios colectivos reales. Haas identifica que el objetivo de integración no debe responder a intereses económicos solamente, de lo contrario el espacio podría desmoronarse y no ser sostenible en el tiempo (Ahcar, Galofre y González, 2013).

Ahora bien, la integración en Sudamérica responde a un proceso de regionalización influida por las características e intereses que presenta un territorio con una cantidad limitada de Estados. Es decir, el regionalismo es **“la formación de grupos interestatales que se organizan en base a la región”** (Oyarzun citado en Quispe y otros, 2013, p. 169). La integración basada en la región (Sudamérica) se orienta hacia un relacionamiento profundo que supera el mero intercambio económico y que busca mantenerse en instituciones supranacionales, como son los casos de la Unión Europea y la CAN (Casas, 2002, citado por Quispe y otros, 2013).

2.1.2. La Unasur: situación política y regional

En la Primera Reunión de Presidentes de América del Sur (2000) se creó la Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional Sudamericana (IIRSA) —motivada por el entonces presidente de Brasil Fernando Henrique Cardoso—, como un espacio que **“busque la integración regional tratando de alcanzar una inserción al pleno proceso de globalización”** (Quispe y otros, 2013). Es decir, la creación de un mercado común para el intercambio de bienes y

5 La integración de las grandes potencias surgía por la necesidad de buscar un ambiente de paz y seguridad para toda la humanidad. Luego de algunos años (1946), el mismo objetivo se planteó en el continente americano con la Organización de Estados Americanos, aunque su finalidad fuera promover un clima de inversión y mejora de las relaciones comerciales (Salmón, 2019).

servicios, y la generación de propuestas normativas y políticas con la finalidad de modernizar la infraestructura física en Sudamérica en áreas como transporte, energía y comunicaciones fueron los principales objetivos de dicha institución (Quispe y otros, 2013, p. 173). Mientras esto ocurría, los líderes sudamericanos se propusieron afianzar las alianzas existentes y el espacio de la IIRSA a través de la creación de la Comunidad Suramericana de Naciones (CSN) en el 2004 (Cusco). Esto constituyó un hito histórico, un salto cualitativo, un gran paso para el logro de la integración regional, al igual que ocurrió con la creación del Mercosur y de la CAN.

Después, en 2008, la CSN cambió su denominación a Unasur, y tanto los proyectos identificados por la IIRSA como la institucionalidad pasaron bajo la dirección del Consejo Suramericano de Infraestructura y Planeamiento (Cosiplan) en 2009⁶ (Unasur y Olade, 2012, p. 12).

2.1.3. La debacle de la Unasur: Brasil, principal actor político y China principal inversor

Brasil tuvo un papel relevante en la creación y el fortalecimiento de la IIRSA (200). El objetivo planteado fue consolidar los espacios de interacción regional para la construcción de proyectos de integración (servir de apoyo técnico entre las coordinaciones de los bancos multilaterales y los países de Sudamérica) y de conexión entre las cuencas amazónica y del Plata, además de elaborar normas y mecanismos institucionales (Killeen, 2007). Las motivaciones de Brasil estaban alineadas con dos factores: el fortalecimiento del espacio regional en Sudamérica y el salto hacia espacios de mayor beneficio económico y político internacional.

Luego de consolidada la presencia de Brasil, grandes potencias, como China, empezaron a ejercer una influencia directa con políticas económicas y proyectos de infraestructura. Los flujos de inversión y apoyo financiero por parte de China se reflejaron en la política exterior de Brasil; esta, a su vez, se orientaba a ampliar y fortalecer la influencia de las empresas públicas y privadas brasileñas mediante la obtención de licencias para la construcción de grandes proyectos de infraestructura de integración regional identificados inicialmente por la IIRSA y que recibieron financiamiento por parte de varias instituciones financieras internacionales (IFI). Durante este proceso, el Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social y el Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social de Venezuela tuvieron una gran presencia en el ámbito nacional para la operación

6 La Unasur estuvo conformado por los doce países sudamericanos: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Guyana, Paraguay, Perú, Surinam, Uruguay y Venezuela. Su nacimiento estuvo ligado a la identificación y desarrollo de una identidad regional y la integración en distintos ámbitos (social, cultural y económico) de los pueblos, priorizando las políticas públicas sociales, la energía y la infraestructura, finamiento y ambiente, inclusión social y participación ciudadanía. Véase <https://www.cancilleria.gov.co/sites/default/files/tratado-constitutivo-unasur.pdf>

financiera de los proyectos; y en los últimos años, el primero logró mejores réditos y posicionamiento en la cartera.

En el ámbito regional, el escenario fue favorable a Brasil, ya que sus medidas no fueron cuestionadas debido a los condicionamientos de los demás países con el gigante sudamericano. En ese sentido, Brasil se encontraba con una **“oportunidad aprovechable para lograr una confluencia regional en Suramérica en vista no solo de las potencialidades económicas, sino también por la posibilidad de conformar un bloque unido sudamericano en donde ejercería un liderazgo indiscutible”** (Quispe y otros, 2013). La capacidad económica, política o social, e influencia de Brasil en varios aspectos condicionó las formas de negociación en la priorización de la cartera de proyectos de la IIRSA. Es decir, para mantener o mejorar las ganancias previstas en bloques de cooperación regional, los países con mayores capacidades explotaron la interdependencia asimétrica y la manipulación de compromisos institucionales (Sánchez 2002 citado en Quispe y otros, 2013) de los países menos fuertes que se sometían y trataban de obtener algunas ventajas que pudiera ofrecer dicho espacio⁷.

Dicha situación no cambió a pesar de que los proyectos y funciones técnicas de la IIRSA pasaron a manos del Cosiplan (2008), puesto que adoptó el anterior marco de referencia para las inversiones y el esquema de compromisos (convenios bilaterales). Y es que en la base del Cosiplan existía un modelo comercial que privilegiaba los productos primarios para la exportación, lo cual distorsionaba los planes de inversión en infraestructura regional y arrastraba las deficiencias que habían englobado el proceso de integración fallido de la IIRSA (McElhinny, 2012). De igual manera ocurrió con la Unasur, entidad sucesora de la CNS, que Brasil utilizó para impulsar una agenda de acuerdos bilaterales de cooperación (Acuerdo Energético Perú-Brasil), que refuerzan los proyectos actuales del IIRSA-Cosiplan, pero que no demostraron una integración profunda.

En el Informe de la Cartera de Proyecto del Cosiplan (2017) identificó la cantidad de proyectos relacionados con centrales hidroeléctricas que se encontraban en perfil, preejecución, ejecución o concluidos. La finalidad era dar a conocer los nuevos escenarios para los próximos cuatro años del estado actual de la cuenca del Amazonas. En ese sentido, se verificó (ver tabla 2) que la mayoría de los proyectos se encuentran en el eje Mercosur-Chile, pero que el mayor monto de inversión corresponde al eje Perú-Brasil-Bolivia (USD 18 209 millones) con el Complejo Hidroeléctrico del Río Madeira⁸.

7 El efecto *bandwagoning* es el comportamiento de aquellos estados débiles que buscan obtener algunos beneficios en proporción al sometimiento voluntario hacia los intereses de los países más fuertes. En ese sentido, Brasil no tendría un contrapeso que pueda hacerle frente a su liderazgo regional en América Latina.

8 Véase http://www.iirsa.org/proyectos/detalle_proyecto.aspx?h=334

Tabla 2: Proyectos hidroeléctricos Cosiplan en la actualidad

Eje	Nombre	Etapa	Inversión estimada (en millones de USD)	País
Andino	Proyecto Hidroeléctrico Chontal	Ejecución	594	Ecuador
	Represa Hidroeléctrica Yacyretá	Concluido	1200	Argentina-Paraguay
Mercosur-Chile	Planta Hidroeléctrica Corpus Christi	Preejecución	8000	Argentina-Paraguay
	Planta Hidroeléctrica Garabí	Preejecución	2728	Argentina-Brasil
	Pequeñas centrales hidroeléctricas Centurión y Talavera	En perfil	60	Uruguay
	Modernización de la Central Hidroeléctrica de Salto Grande	Preejecución	—	Argentina-Uruguay
	Hidroeléctrica Binacional Bolivia-Brasil	En perfil	5000	Bolivia-Brasil
Perú-Brasil-Bolivia	Hidroeléctrica Cachuela Esperanza	Preejecución	1200	Bolivia
	Complejo Hidroeléctrico del Río Madeira (Hidroeléctrica Santo Antônio e Hidroeléctrica Jirau)	Concluido	18 209	Brasil

Fuente: Cosiplan (2017), elaboración propia

Mediante la revisión de los documentos⁹ y del Sistema de Información de la Cartera de Proyectos Cosiplan¹⁰ se verificó que la intención de los gobiernos era procurar la integración energética sobre la base de la interconexión (mejoramiento o construcción) de los sistemas eléctricos para su complementación y la exportación de los excedentes de energía eléctrica. En tal sentido, los ejes Mercosur-Chile y

⁹ Informe de la cartera de proyecto 2017, la Agenda de Proyectos Prioritarios de Integración 2016 y 2017.

¹⁰ Véase <http://www.iirsa.org/Infographic>

Capricornio presentan la mayor demanda de sistemas interconectados, en la que el primero tiene un monto mayor de inversión (ver tabla 3).

Tabla 3: Proyectos de interconexión eléctrica según Cosiplan

Eje	Número de proyectos	Proyectos API	Inversión estimada (en millones de USD)
Amazonas	1	—	1320
Andino	9	—	1103,5
Capricornio	3	Línea de Transmisión 500 kV Yacyretá-Villa Hayes (USD 297 millones) Línea de Transmisión 500 kV Itaipú-Villa Hayes (USD 555 millones)	1577
Andino Sur	3 ¹¹	—	450
Mercosur-Chile	6	—	3048,14
Perú-Brasil-Bolivia	2	—	3846,62

Fuente: Cosiplan (2017), elaboración propia¹¹

Entonces, a pesar del debilitamiento institucional y político de la Unasur, los proyectos identificados inicialmente por la IIRSA, y ejecutados por el Cosiplan, han mantenido su vigencia, especialmente en los territorios amazónicos donde existe una mayor demanda de proyectos relacionados con la infraestructura de conectividad. La salida progresiva de los países de la Unasur no hace más que reafirmar los argumentos sobre la dificultad de establecer un espacio común para los intereses comunes en Sudamérica. Los problemas relacionados con su proceso de creación (el reconocimiento de las FARC como grupo beligerante y no terrorista llevo a conflictos entre Ecuador y Colombia) o de corte ideológico (las políticas de izquierda fortalecían su existencia) fueron los más evidentes a nivel institucional, al tiempo que se dejaban de lado los verdaderos conflictos estructurales, como la falta de planificación adecuada de los proyectos. Finalmente, la reciente salida de Brasil¹² daría el golpe de gracia a la Unasur, que ha quedado conformada solamente por Bolivia (que considera su posible retiro), Venezuela, Guyana, Surinam y Uruguay.

11 El proyecto API es el Gasoducto del Noreste Argentino. Véase http://www.iirsa.org/proyectos/detalle_proyecto.aspx?h=318

12 Véase https://www.eldiario.net/noticias/2019/2019_04/nt190417/politica.php?n=32&-mas-admite-golpe-duro-por-renuncia-de-brasil-a-unasur

En ese sentido, si bien la Unasur se encuentra en una etapa terminal, los proyectos de generación eléctrica (centrales hidroeléctricas) no han dejado de ser prospectos atractivos para otros países. A ello se suma que, actualmente, los proyectos de interconexión eléctrica (líneas de transmisión) son igual de determinantes para lograr el abastecimiento de la demanda energética interna. Cabe agregar que una de las consecuencias de la debacle de Unasur fue la participación de China en el Cosiplan, y, como ganador de licitaciones públicas e inversor en las industrias extractivas e infraestructura, adquirió activos existentes a través de contratos que contaron con financiamiento gubernamental (Cepal, 2012). Un ejemplo es el crecimiento exponencial de la inversión directa de China en Sudamérica – especialmente en el Perú y Brasil– a través del Banco de Desarrollo de China (CDB, por sus siglas en inglés), el Banco ExIm de China y el Banco Industrial y Comercial de China (ICBC, por sus siglas en inglés), como se puede apreciar en la tabla 4 (hasta el 2016).

Tabla 4: Flujos de inversión directa de China en América del Sur
(en millones de USD)

País	1990-2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2010-2015
Argentina	143	3100	2450	600	–	–	–	6293
Brasil	255	9563	5676	6067	2094	1161	4719	29 535
Chile	–	5	0	76	19	–	–	100
Colombia	1677	6	293	996	–	–	–	2972
Ecuador	1619	45	59	86	88	79	94	2070
Perú	2262	84	829	1307	2154	9605	2142	18 383
Venezuela	240	900	–	–	1400	–	–	2540

Fuente: DAR (2019)

En ese sentido, el nuevo escenario político regional debe identificar los espacios de involucramiento de China, con el fin de lograr una mejor fiscalización y control de flujo de inversiones, y, de este modo, evitar casos de corrupción, como los que tanto han perjudicado a los sectores más pobres de la sociedad. Por esta razón, el siguiente acápite tratará sobre el desarrollo de las propuestas de normas de interconexión eléctrica bilateral en el marco de la CAN, que se vio reflejado en el Perú a través de una propuesta de acuerdo bilateral energético con Brasil.

2.2. La Comunidad Andina: políticas de interconexión eléctrica

Actualmente, para los países de Sudamérica el concepto de integración se encuentra asociado con el espacio territorial que ocupan, factor indispensable para entender las dinámicas sociales que confluyen en propuestas de políticas normativas, proyectos de integración relacionados con sus recursos naturales y los beneficios para determinados grupos sociales. En ese sentido, la CAN muestra algunos de sus elementos, pero que no han sido desarrollados debido a falta de incentivos para cada país¹³.

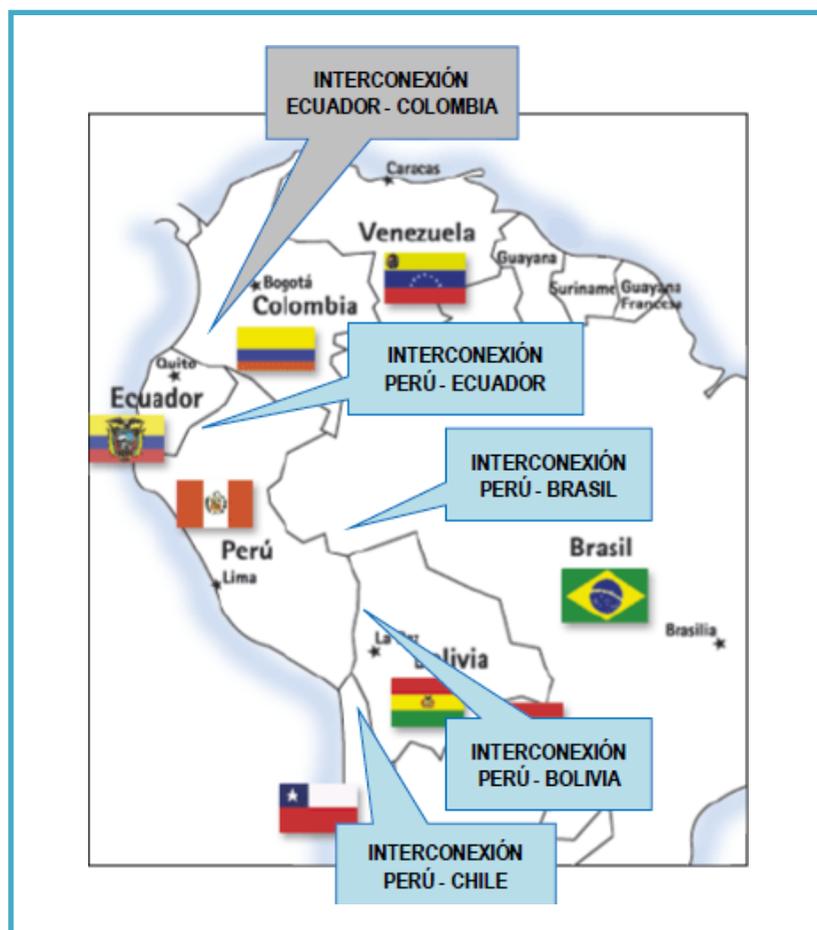
Sin embargo, no fue hasta el nuevo siglo que la CAN tuvo verdaderamente una intención clara de abordar y desarrollar modelos económicos heterogéneos. Por ello, en el 2002, se emitió la Decisión 536¹⁴ (Marco general para la interconexión subregional del sistema eléctrico e intercambio intracomunitario de electricidad), que fue el primer paso para que los países andinos armonicen sus normas y se adecúen a la mejora de la conectividad de sus sistemas eléctricos, a pesar de que su entrada en vigencia se pospuso hasta 2016.

El objetivo de la CAN de integrar las fronteras de los países andinos se abordó con tibieza (solamente se crearon zonas de libre comercio y se propusieron normas de interconexión regional, como la Decisión 536), en comparación con la Unasur, que tuvo una gran influencia en los demás países de Sudamérica, gracias al apoyo y liderazgo político de Brasil —que nunca fue cuestionado—, así como a la identificación y financiación de proyectos de infraestructura. Pero en la base de los proyectos del Informe Cosiplan 2017 (ver tabla 3 *supra*), estos resultaron ser atractivos para los países andinos, además de que fueron identificados como procesos nacionales de largo alcance. En ese sentido, en el siguiente acápite desarrollaremos los escenarios de una posible interconexión (ver figura 5) entre el Perú y los demás países (Ecuador, Colombia, Bolivia y Chile), especialmente con Brasil, ya que se llevaron a cabo proyectos de integración a mayor escala (centrales hidroeléctricas) a partir del conocido Acuerdo Energético Perú-Brasil, que finalmente no fue ratificado por el Estado peruano debido a los graves impactos que hubiera tenido de haberse llevado a cabo (CH Inambari y Pakitzapango).

13 Véase <http://www.comunidadandina.org/Seccion.aspx?tipo=QU>

14 Véase <https://www.regulacionelectricagob.ec/wp-content/uploads/downloads/2016/01/D536.pdf>

Figura 5: Interconexión eléctrica del Perú con la región



Fuente: Plan de Transmisión 2019-2028

3. Políticas energéticas bilaterales: Perú y los demás países

3.1. Interconexión con Brasil

En 2010 la situación diplomática entre ambos países dio nacimiento, en Manaus, al Acuerdo entre Perú y Brasil para el Suministro de Electricidad al Perú y la Exportación de Excedentes al Brasil (Acuerdo Energético Perú-Brasil), cuyo objetivo era lograr un marco jurídico que promueva la infraestructura para la generación de electricidad destinada al mercado interno peruano y a la exportación de los excedentes al Brasil. En otras palabras, la armonización del ordenamiento jurídico peruano en materia de inversiones eléctricas (DAR, 2011). El Acuerdo Energético Perú-Brasil proponía una serie de proyectos hidroeléctricos con una potencia acumulada de 6700 MW, que generarían energía eléctrica sustentable y en beneficio de todos (ver tabla 5). Asimismo, el acuerdo contenía el siguiente orden de prioridades: en primer lugar, el mercado regulado del Perú; en segundo lugar, el mercado libre del Perú; y, finalmente, el mercado brasileño.

Tabla 5: Principales proyectos hidroeléctricos del Acuerdo Energético Perú-Brasil

Nº	Nombre	Ubicación	Potencia (MW)	Estado actual
1	Inambari	Madre de Dios, Cusco y Puno	2000	Sin concesión, pero en revisión ²
2	Pakitzapango	Junín	2200	Sin concesión ³
3	Mainique I	Cusco	607	Sin concesión
4	Tambo 40	Junín	1287	Sin concesión ⁴
5	Tambo 60	Junín	597	Sin concesión
Total			6730	

Fuente: DAR (2011), elaboración propia

Diversos especialistas señalaron, entonces, que los impactos relacionados con la construcción de centrales hidroeléctricas traerían consecuencias negativas irreparables sobre los derechos de los pueblos indígenas. Los casos de Inambari (figura 6) y Pakitzapango (figura 7) fueron los más notables, pues hallaron

tenaz resistencia por parte de la sociedad civil y de frentes de lucha integrados y activados por pueblos indígenas de las zonas donde se desarrollarían los proyectos.

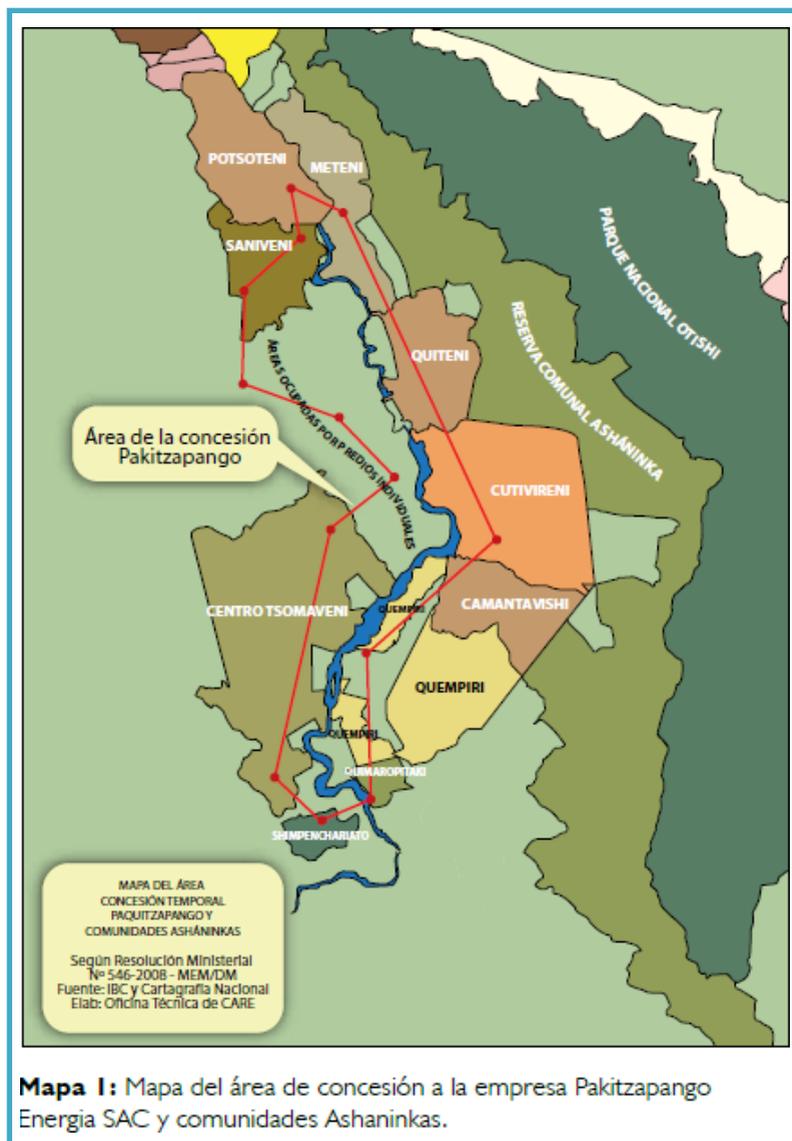
Figura 6: Ubicación de la Central Hidroeléctrica Inambari



Fuente: DAR (2011)

15 Véase <https://proactivo.com.pe/central-hidroelectrica-de-inambari-ingresa-a-la-agenda-del-gobierno/>
 16 Véase http://dar.org.pe/archivos/publicacion/1_buscando_gobernanza.pdf
 17 Véase <https://puntoedu.pucp.edu.pe/noticias/ruth-buendia-primer-a-parte/>

Figura 7: Ubicación de la Central Hidroeléctrica Pakitzapango



Mapa I: Mapa del área de concesión a la empresa Pakitzapango Energía SAC y comunidades Ashaninkas.

Respecto de la CH Inambari, las principales críticas surgieron a partir de la magnitud que tendría la influencia del proyecto, pues varias comunidades se verían obligadas a reasentarse, con la consiguiente gran carga emocional que implicaba abandonar sus actividades, propiedades y estilos de vida. Además, las repercusiones ambientales de la construcción de la CH Inambari habría desencadenado la producción de más de 25 millones de toneladas de CO₂ en 30 años de concesión, entre otros problemas más¹⁸.

En cuanto a la CH Pakitzapango, las principales críticas estaban dirigidas hacia la afectación de los territorios del pueblo asháninka, y de sus formas y estilos de vida, así como la fragmentación social y política de sus instituciones ancestrales, protegidas por el convenio 169 de la OIT¹⁹.

El proyecto planteaba la necesidad de desplazar de manera forzosa a las comunidades indígenas originarias, la alteración del estilo de vida de más de 3500 pobladores y la afectación de la agricultura y de los procesos biológicos de la pesca. Como parte del testimonio de los afectados, Ruth Buendía, presidenta de la Central Asháninka del Río Ene (CARE), manifestó: **“En nombre del futuro nos desplazaron los terroristas de Sendero, en nombre del ‘desarrollo’ nos quiere desplazar nuestro propio Gobierno. ¿En qué se parecen? Ninguno de los dos nos ha preguntado...”**²⁰. [La negrita es nuestra]

Asimismo, no existía información suficiente, clara y transparente sobre la magnitud de los compromisos a los que se sometía el Perú para la exportación de excedentes a Brasil, lo que al final hubiera perjudicado la seguridad energética nacional:

Es un riesgo comprometernos a exportar los excedentes de electricidad a Brasil sin saber primero cuánta electricidad necesitaremos para cubrir la demanda interna del país y si realmente tendremos estos excedentes. No debemos repetir la experiencia del gas de Camisea que priorizó la exportación. (DAR, 2013, p. 5)

La Comisión de Relaciones Exteriores del Congreso de la República recomendó no aprobar el dictamen²¹ inicial del acuerdo, debido a que los costos económicos, sociales, ambientales y fiscales excederían la propia capacidad técnica y política del Estado peruano; además, según la misma comisión, los marcos normativos no soportarían la presión de la magnitud de las inversiones propuestas (centrales hidroeléctricas), especialmente en lo que correspondía a la regulación del ambiente y los derechos de los pueblos indígenas.

18 Ibidem.

19 Véase <https://www.servindi.org/actualidad/46556>

20 Ibidem.

21 Dictamen recaído en el Proyecto de Resolución Legislativa 391/2011-PE.

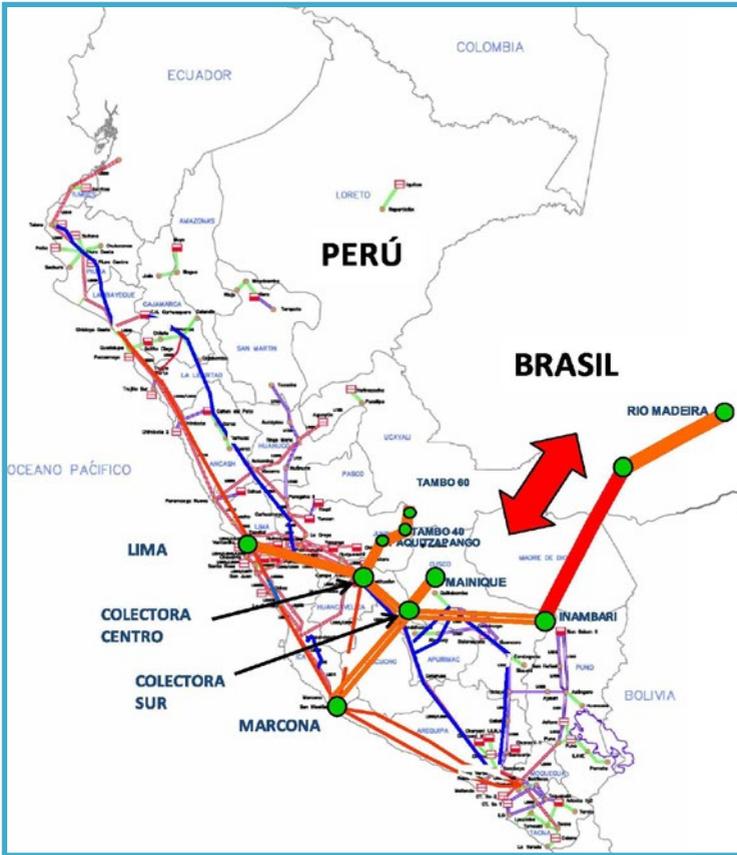
A pesar del archivamiento del Acuerdo Energético Perú-Brasil y de la falta de una política integral de energía eléctrica, los esfuerzos por buscar una salida política para la construcción de centrales hidroeléctricas trajeron consigo que durante el segundo gobierno de Alan García se emitiera el Decreto Supremo 020-2011-EM, que declaraba de interés general una serie de represas hidroeléctricas (20) con la finalidad de aprovechar el potencial energético del río Marañón, cuestión que será abordada detenidamente en el capítulo 3.

Por otro lado, se planteó la creación de un sistema de transmisión de 500 kV condicionado a la construcción de los proyectos de centrales hidroeléctricas contenidos en el Acuerdo Energético Perú-Brasil, según el Primer Plan de Transmisión, aprobado mediante Resolución Ministerial 213-2011-MEM/DM. Sin embargo, el acuerdo no fue ratificado por el Congreso peruano, pero todo indicaría que el potencial previsto por una posible interconexión de los sistemas eléctricos entre el Perú y Brasil haría más fácil el impulso de la construcción de las centrales hidroeléctricas. En el 2016, el Congreso de la República intentó revivir el Acuerdo Energético Perú-Brasil mediante el Proyecto de Ley 00296/2016-PE, pero este no llegó a concretarse²².

Es más, en el actual Plan de Transmisión 2019-2028 (PT 2019-2028) del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (PT 2019-2028 COES SINAC) se mantiene la iniciativa a través de la construcción de un enlace de 500 kV con la Colectora Sur-Independencia-Marcona, adaptado a la posible implementación, en un futuro, de las centrales hidroeléctricas del Acuerdo Energético Perú-Brasil (ver figura 8).

22 Véase http://www.leyes.congreso.gob.pe/Documentos/2016_2021/Proyectos_de_Ley_y_de_Resoluciones_Legislativas/PL0029620160926.pdf

Figura 8: Interconexión eléctrica internacional Perú-Brasil



Fuente: Plan de Transmisión 2019-2028 COES SINAC

3.2. Interconexión con Ecuador

La complementariedad hidrológica del Perú y del Ecuador hace que las iniciativas relacionadas con la interconexión de los sistemas eléctricos, gracias a las cuencas de dichos países, sean promisorias. Por ello, el Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad (2002), a través de la Decisión 536 de la CAN, posibilitó la implementación de un

En tal sentido, el Gobierno peruano se encuentra en un proceso de fortalecimiento de los sistemas eléctricos y evalúa los posibles beneficios de la interconexión eléctrica con el Ecuador. Actualmente, Proinversión realiza procesos de licitación en el marco del proyecto Interconexión Eléctrica 500 kV Perú-Ecuador²³, que comprende la mejora de diversas subestaciones eléctricas²⁴, especialmente la SE Piura Nueva-Frontera²⁵ (ver tabla 6 y figura 10). Proinversión²⁶ anunció, en marzo de 2018, la convocatoria a licitación del proyecto por USD 500 millones.

Tabla 6: Interconexión eléctrica 500 kV Perú-Ecuador

Tramos	País	Extensión (km)	Potencia (MVA)
SE Chorrillos-SE Pasaje	Ecuador	211	1500
SE Pasaje-Frontera		73,6	1500
Subtotal		284,6	3000
SE Piura Nueva-Frontera	Perú	263,7	1500
SE Piura-SE La Niña		87	1400
Subtotal		350,7	2900
Total		635,3	5900

Fuente: Proinversión (2019), elaboración propia

23 Véase proyectosapp.pe/RepositorioAPS/0/2/JER/LT_500KV_PIUURA/PP_al_29-03-19_-_EL_11__rc_29-03-19_.pdf

24 Las subestaciones eléctricas son instalaciones encargadas de realizar transformaciones de la tensión, frecuencia y número de fases o la conexión de dos o más circuitos. Pueden estar ubicadas cerca de las centrales generadoras y son de dos tipos: 1) subestaciones de transformación encargadas de transformar la energía eléctrica; y 2) subestaciones de maniobra encargadas de conectar dos o más circuitos.

25 El Plan de Transmisión 2013-2022 (Resolución 538-2012-MEM/DM) identificó la posibilidad de interconectar las fronteras del Ecuador y del Perú mediante líneas de transmisión eléctrica. Véase <https://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/PlanTransmision/ActualizacionPTP>

26 Resolución Ministerial 076-2018-MEM/DM del 3 de marzo de 2018.

Figura 10: Esquema de interconexión Ecuador-Perú



Fuente: Anteproyecto Interconexión Perú-Ecuador 500 kV

Finalmente, la generación de energía mediante centrales hidroeléctricas ha tenido un gran avance en territorio ecuatoriano. La capacidad instalada ha sobrepasado durante los años 2016 y 2017 los 2750 MW y se han identificado beneficios con otros proyectos de centrales hidroeléctricas en el territorio peruano, entre ellas las CH Veracruz, CH Chadín II y CH Río Grande, que juntas suman 2000 MW, según el Plan de Transmisión 2019-2028 COES SINAC.

3.3. Interconexión con Colombia

La posibilidad de interconectar los sistemas eléctricos del Perú y Colombia resulta complicada, a menos que se cuente con el apoyo directo del Ecuador. Es decir, la interconexión física directa entre el Perú y Colombia depende íntimamente de las redes de transmisión de Ecuador y de la capacidad de energía que estas puedan transmitir. Actualmente, se prevé que el sistema troncal de 500 kV en Ecuador podría otorgar ciertas facilidades, según el PT 2019-2028 COES SINAC.

En 2019 se celebró el V Gabinete Binacional Perú-Colombia²⁷ con el objetivo de resolver la problemática de interconexión de sus sistemas eléctricos o, por lo menos, de abastecer la demanda eléctrica de las localidades de Puerto Leguizamo (Putumayo, Colombia) y Soplín Vargas (San Martín, Perú) que se encuentran en la zona fronteriza, además de otros compromisos delimitados en la Declaración de Pucallpa²⁸.

3.4. Interconexión con Bolivia

La generación de electricidad en territorio peruano se caracteriza por utilizar fuentes de producción hidrotérmica, mientras que en Bolivia predomina el uso del gas natural. A causa de esto, se presentan diversas contingencias y una baja complementariedad entre los sistemas eléctricos de ambos países. Sus gobiernos, no obstante, han sostenido diversas reuniones bilaterales con la finalidad de identificar y desarrollar proyectos en común, de modo que se pueda lograr la interconexión eléctrica entre sus sistemas²⁹. Por esta razón, dentro del ámbito del Sistema de Interconexión Eléctrico Andino (Sinea), se planea lograr una interconexión indirecta Bolivia-Chile y Chile-Perú.

Los avances iniciales orientados a lograr dicha interconexión tienen como base el Convenio Bilateral de Integración Eléctrica³⁰ (2015) y se concretaron con la elaboración de estudios relativos a la generación, transmisión y demanda eléctrica, además de la planificación sectorial (Plan de Trabajo para el Primer Trimestre 2019, seguimiento del Estudio de Interconexión Eléctrica Bolivia-Perú para el Segundo Trimestre 2019 y del Acuerdo de Cooperación Técnica para la Mejora de Conocimientos). Cabe agregar que la interconexión entre el Perú y Bolivia tendría algunas dificultades a causa de la diferencia de frecuencia entre ambos sistemas (Perú: 60 Hz; Bolivia: 50 Hz),

27 Véase <https://andina.pe/agencia/noticia-mem-peru-y-colombia-acodaron-impulsar-interconexion-electrica-764959.aspx>

28 Véase <https://www.gob.pe/institucion/rree/noticias/50233-declaracion-de-pucallpa>

29 Véase <https://www.elperuano.pe/noticia-se-afianza-integracion-entre-peru-y-bolivia-80896.aspx>

30 Véase http://www.la-razon.com/economia/Acuerdo-Bolivia-Peru-integracion-energetica-gasifera_0_2282771749.html

lo cual obligaría a utilizar convertidores asincrónicos *back-to-back*³¹ (ver figura 11) o un enlace de corriente continua.

Figura 11: Interconexión eléctrica internacional Perú-Bolivia



Fuente: Plan de Transmisión 2019-2028 COES SINAC

3.5. Interconexión con Chile

Los esfuerzos por interconectar los sistemas eléctricos del Perú y Chile han tenido avances lentos pero efectivos, lo que haría pensar que es factible la interconexión eléctrica entre ambos países. En ese sentido, la Declaración Conjunta Presidencial (2016) estableció las bases para que Chile pueda interconectar dos de sus sistemas

31 El convertidor de potencia *back-to-back* (BTB) es un método para procesar eficazmente el flujo de potencia en sistemas interconectados, ya que permite controlar de manera independiente el flujo de dos direcciones (bidireccional) de potencia activa como de potencia reactiva sistemas de generación distribuida. Véase https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-07642014000600014

eléctricos (Centro y Norte Grande), en el 2017, lo cual fue una condición necesaria para la viabilidad con el sistema eléctrico andino Sur del Perú, según el Plan de Transmisión 2019-2028 COES SINAC.

En cuanto a la oferta de generación eléctrica, el Perú posee un polo energético con más de 1000 MW de generación eléctrica en la zona Sur, que cambiaría su matriz de consumo por gas natural proveniente del Gasoducto Andino del Sur. Por parte de Chile, existe una capacidad instalada de 2400 MW (29 % hidroeléctricas, 22 % carbón y 20 % gas natural). No se debe dejar de lado, sin embargo, el respaldo político, que mediante convenios bilaterales promuevan marcos jurídicos comunes en un beneficio compartido, de modo que se logre la interconexión eléctrica.

El Sinea plantea dos posibles interconexiones: una de 150 MW en 220 kV entre el Perú y el norte de Chile; y otra de 500 kV, que debe tener en cuenta las diferentes frecuencias entre ambos países (Perú: 60 Hz; Chile: 50 Hz). Igualmente, el COES SINAC (Perú) y el Centro de Despacho de Carga del Sistema Norte Grande de Chile (CEDC-SING) identificaron la posibilidad de convocar a licitación para una concesión cuya longitud sería de 55 km, con una capacidad de transferencia entre 100 y 200 MW (figura 12), que entraría en servicio en 2020.

Figura 12: Interconexión Perú-Chile



Fuente: Plan de Transmisión 2019-2028 COES SINAC

Durante el III Gabinete Binacional de Ministros de Energía y Minas se firmó la Declaración de Paracas³², que priorizó la interconexión, en el mediano plazo, de los sistemas de transmisión a 500 kV en puntos cercanos a la frontera (Montalvo, Moquegua) en el sur del Perú. Si a esto se agrega que está previsto, por el lado peruano, la construcción de un nodo energético dual (diésel/gas natural) de 1000 MW, aprovechando el potencial de las centrales hidroeléctricas del sur, vuelve más que atractivo el negocio del abastecimiento energético mediante los sistemas interconectados, una de las prioridades para ambos países durante los últimos años.

3.6. Proyectos de interconexión eléctrica al 2020

En resumen, existen proyectos de interconexión eléctrica priorizados (ver tabla 7) entre el Perú y otros países (Brasil, Ecuador, Colombia, Bolivia), en vista de los marcos jurídicos por aprobarse en los próximos años y las políticas de inversión en materia energética que harían posible dicho objetivo de manera bilateral.

Tabla 7: Proyectos priorizados al 2020

País	Proyecto identificado	Marco jurídico o político priorizado
Brasil	Enlace de 500 kV con la Colectora Sur-Independencia-Marcona	Plan de Transmisión 2019-2028 del COES SINAC y Acuerdo Energético Perú-Brasil
Ecuador	Interconexión Eléctrica 200 kV Perú-Ecuador	Decisión 536 de la CAN, Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad
Colombia	Sistema Troncal de 500 kV	Plan de Transmisión 2019-2028 del COES SINAC
Bolivia	Interconexión Eléctrica con Convertidores Asíncronos back-to-back (Perú: 60 Hz; Bolivia: 50 Hz)	Convenio Bilateral de Integración Eléctrica (2015)
Chile	Interconexión Eléctrica (líneas de transmisión) de 220 kV y 500 kV	Plan de Transmisión 2019-2028 del COES SINAC

Elaboración propia

En el próximo capítulo se reflexionará con mayor detalle acerca del planeamiento del sector hidroeléctrico en todo el territorio nacional y se hará un breve análisis del marco normativo ambiental-eléctrico para verificar si el contexto actual es propicio para la promoción de centrales hidroeléctricas en el Perú.

32 Véase <https://www.gob.pe/institucion/rree/noticias/52353-declaracion-de-paracas-con-ocasion-del-encuentro-presidencial-y-iii-gabinete-binacional-de-ministros-peru-chile>

CAPÍTULO 2:

CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN EL PERÚ

1. Planificación hidroeléctrica

En los años setenta se hizo una evaluación integral del potencial hidroeléctrico nacional. Se revisaron alrededor de 800 proyectos con una potencia mínima de 30 MW, según el Programa de Cooperación Energética Peruano-Alemana³³. Se seleccionaron, finalmente, 328 proyectos que cumplían los criterios de viabilidad definidos. Desde entonces, la industria de la generación eléctrica no se detuvo y ha contribuido de manera sostenida al desarrollo del país, al responder a la demanda energética, promovida como alternativa desde niveles regionales (Brasil), específicamente por la Unasur y el cambio de matriz energética hacia una más sostenible y que protege al ambiente.

En dicho contexto, el proceso de planeamiento estratégico energético es una herramienta esencial para formular objetivos a mediano y largo plazo a través de una política estatal. La Política Energética Nacional 2010-2040³⁴ (PEN 2010-2040) ha establecido como prioridad contar con una matriz energética diversificada basada en fuentes renovables, eficiencia y la promoción de infraestructura relacionada con centrales hidroeléctricas. Para alcanzar este objetivo, se creó la Dirección General de Eficiencia Energética (DGEE) dentro del Minem (Decreto Supremo 026-2010-EM); esta no tuvo, sin embargo, el apoyo institucional necesario ni los recursos para conducir una planificación energética nacional y desarrollar los planes subsectoriales y balances energéticos que viren hacia el cambio de matriz energética sostenible. Como se ha visibilizado en varias ocasiones, dentro de la planificación y las políticas nacionales se ha priorizado la construcción de hidroeléctricas que generarían riesgosos impactos sociales y ambientales.

El Plan Estratégico de Desarrollo Nacional Actualizado³⁵ remitido por el Ceplan (2021) incorporó un capítulo específico: “Desarrollo regional e infraestructura”. En su apartado sobre la infraestructura eléctrica, se señala el aumento de la potencia

33 Rafael Escobar, Pedro Gamio, Ana I. Moreno, Urphy Vásquez: *Energización rural mediante el uso de energías renovables para fomentar un desarrollo integral y sostenible*. Pág. 26. Lima, noviembre 2016.

34 Véase <http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/docrev/DS-064-2010-EM-CONCORDADO.pdf>

35 Véase <https://www.ceplan.gob.pe/sinaplan/plan-bicentenario-2/>

efectiva del mercado total en el periodo que va de 2000 (5554,8 MW) a 2008 (6432,1 MW) y el consumo total anual de energía eléctrica (de 17 140,4 a 28 967,1 GWh) en el mismo tiempo. En lo que respecta a la producción de energía eléctrica, solo durante 2008 se generaron 32 443 GWh: 19 332,2 GWh de origen hidráulico (59 %), 13 293,7 de origen térmico (gas natural) y 1,2 GWh de origen eólico³⁶.

En ese sentido, la construcción de centrales hidroeléctricas ha recibido incentivos a la par que otras fuentes alternativas no contaminantes, como las energías eólicas (costa), solar, geotérmica (sierra sur) y biomásica. Por eso existen fuertes predicciones que acercan al Perú a convertirse en uno de los países con mayor capacidad de infraestructura hidroeléctrica³⁷. En ese sentido, el Plan Energético Nacional 2014-2025³⁸ (PEN 2014-2025), con miras a los años 2020 y 2021, precisó que la oferta de energías renovables constará principalmente de la subasta de 1200 MW de centrales hidroeléctricas para dicho periodo. Asimismo, presenta dos escenarios posibles para el desarrollo de la demanda y de la oferta energéticas, con un crecimiento del PIB promedio de 4,5 % y 6,5 % para el 2025.

Como parte del proyecto Planificación ante el Cambio Climático (PlanCC), los equipos de investigación identificaron inicialmente más de 100 opciones de mitigación, las cuales fueron analizadas y discutidas por grupos de expertos (GTC) y por el Equipo Nacional de Prospectiva ante el Cambio Climático (ENPCC). Para una evaluación cuantitativa, se seleccionaron 77 opciones, que aparecen en el *Catálogo 77 opciones de mitigación*; este incluye la interconexión energética con Brasil y las grandes hidroeléctricas, como Inambari, Pakitzapango, Mainique IV y Mainique V, ideadas para exportar energía a Brasil (ver medida 12 del sector Energía en el catálogo)³⁹. Posteriormente, en el PlanCC se analizaron tres escenarios (rápido, ahorro y sostenible) de acuerdo con criterios de costo, viabilidad y reducción de emisiones; en consenso, el ENPCC identificó el “escenario sostenible” como el más idóneo para asegurar la calidad de vida de las futuras generaciones en el Perú. Dicho escenario comprende 33 opciones, entre las que no figura la medida 12 del sector Energía. Esta información sobre escenarios se encuentra en el documento *Escenarios de mitigación del cambio climático en el Perú al 2050. Análisis de resultados*⁴⁰.

Lo importante en este punto es que tales opciones fueron recogidas de un trabajo previo realizado por el Ministerio de Energía y Minas (Minem) para el Programa para el Desarrollo de una Nueva Matriz Energética Sostenible (Numes), préstamo financiero a la estrategia energética del Perú que el BID dio al Perú durante cuatro años desde 2009. Por esta razón, las contribuciones desde el sector energético para la construcción del PlanCC se basaron en el trabajo previo del sector. Esto es un punto más de un panorama que se muestra favorable para la promoción

36 Véase https://www.ceplan.gob.pe/wp-content/uploads/files/plan_bicentenario/181-eje_estrategico_5.pdf

37 Ibidem.

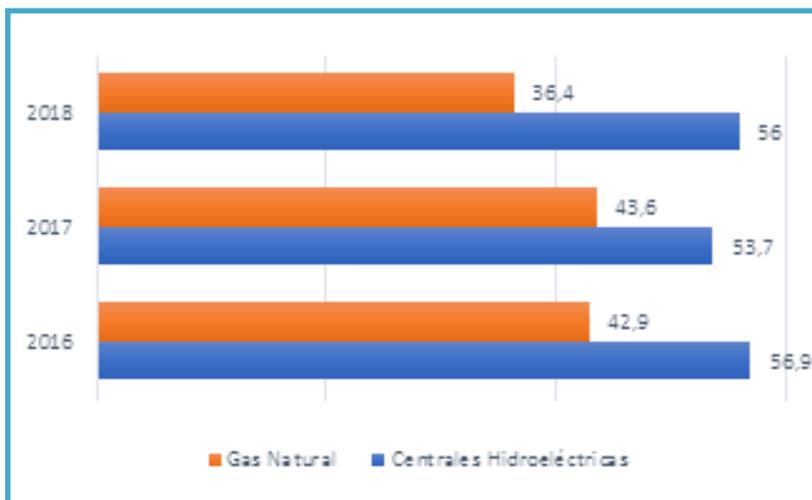
38 Véase <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/institucional/publicaciones/InformePlanEnerg%C3%ADa2025-%20281114.pdf>

39 Véase <https://drive.google.com/file/d/0B-YU2tbv724ySHRNaldnZXVzaGc/edit>

40 Véase http://www.planccperu.org/IMG/pdf/analisis_de_resultados_vf2.pdf.

y construcción de centrales hidroeléctricas. Asimismo, la Estadística Preliminar del Subsector Energético del Minem⁴¹ indicó que, para los meses de diciembre de 2016, 2017 y 2018 el abastecimiento de la demanda energética provino de la generación hidroeléctrica (42,9 %, 53,7 % y 56 %, respectivamente), seguida por la generación geotérmica (42,9 %, 43,6 % y 36,4 %, respectivamente) (ver figura 13).

Figura 13: Porcentaje de demanda de potencia eléctrica por los periodos anuales 2016, 2017 y 2018



Fuente: Minem (2019), elaboración propia

El panorama planteado se alinea con el Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (Informe Diagnóstico del SEIN), periodo 2019-2028, que formula una lista de proyectos de generación hidroeléctrica con mayor posibilidad de ser implementados en el largo plazo, y se incluyen como prioritarios los proyectos que tienen o tuvieron concesiones definitivas, concesiones temporales o proyectos que cuentan con algún nivel de estudios vigente. En el caso de los proyectos hidroeléctricos ubicados en la zona oriental del país, el informe indica que se asocian a un posible convenio con Brasil y Ecuador⁴²; por lo tanto, su implementación obedecería a una decisión política.

41 Véase http://www.minem.gob.pe/_detalle.php?idSector=6&idTitular=644&idMenu=sub115&idCateg=355

42 Informe Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN, periodo 2019-2028.

Tabla 8: Centrales hidroeléctricas evaluadas según orden de certidumbre de implementación en la Amazonía y selva central, según SEIN

Central hidroeléctrica	Potencia (MW)	Área	Concesión	Posición socioambiental	Año
Veracruz	639	Norte	Definitiva	Oposición mediana	2022-2024
Chadín II	650	Norte	Definitiva	Oposición mediana	
Río Grande I	600	Norte	Temporal	Oposición mediana	
Río Grande II	150	Norte	Temporal	Oposición mediana	
Lorena	304	Norte	Temporal	Oposición mediana	
Tambo 40	1286	Oriente	Sin concesión	Mayor oposición	2028 en adelante
Tambo 60	580	Oriente	Sin concesión	Mayor oposición	
Mainique 1	607	Oriente	Sin concesión	Mayor oposición	
Pakitzapango	1379	Oriente	Sin concesión	Mayor oposición	
Inambari	2200	Oriente	Sin concesión	Mayor oposición	

Fuente: Informe Diagnóstico del SEIN 2019-2028, DAR (2019)

Finalmente, la Comisión de Energía y Minas del Congreso de la República propuso la aprobación del Plan Energético 2018-2040⁴³, cuyos pilares estratégicos eran el acceso universal a la electricidad, un sistema competitivo y moderno, un sector con bajo impacto ambiental y la integración eléctrica regional. Ante esta situación, para lograr la diversificación de la matriz energética en el Perú, es necesario llevar a cabo proyectos de infraestructura hidroeléctrica que permitan mejorar las condiciones de interconexión e integración, primero dentro del territorio nacional y luego con los demás países de la región –como pretendían la CAN y el Cosiplan– bajo los marcos de armonización normativa impulsados hasta la actualidad.

43 Véase http://www.congreso.gob.pe/Docs/comisiones2018/EnergiaMinas/files/ppt_minem_12.09.18.pdf

2. Marco normativo del subsector eléctrico relacionado con centrales hidroeléctricas

En las siguientes líneas presentaremos la situación actual del marco normativo eléctrico relacionada con la promoción de concesiones hidroeléctricas y la protección del ambiente. Asimismo, nos detendremos en efectuar un análisis crítico de la normativa específica para la regulación de los derechos de los pueblos indígenas en el sector y haremos énfasis en la única experiencia parcialmente exitosa de consulta previa a comunidades indígenas.

2.1. Marco jurídico ambiental y de pueblos indígenas

El actual marco normativo para la promoción de las inversiones en el sector eléctrico se encuentra conformado principalmente por la Ley de Concesiones Eléctricas⁴⁴ (Ley 25844) y su reglamento⁴⁵ (Decreto Supremo 009-93-EM). Estas normas, si bien establecieron las reglas para el otorgamiento de derechos de explotación de recursos naturales con miras a la generación, producción y abastecimiento de la demanda energética, respondían a un contexto en el que el único objetivo era privatizar los sectores productivos estatizados; de ahí que no se incorporaba efectivamente la integridad del análisis de los impactos —directos e indirectos— sobre el ambiente y los pueblos indígenas. Esto se evidenciaba en el anterior Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas (Decreto Supremo 024-94-EM), por lo que en el 2019 se actualizó mediante Decreto Supremo 014-2019-EM⁴⁶.

Con respecto al marco jurídico en materia de pueblos indígenas, el Gobierno peruano ratificó el Convenio 169 de la OIT en 1994, con lo cual pasó a formar parte de nuestro sistema jurídico nacional; lo mismo sucedió con la Declaración de la ONU sobre Pueblos Indígenas, cuyo contenido y desarrollo, a pesar de no ser un instrumento vinculante, forma parte de las directrices de protección para los pueblos y comunidades indígenas.

44 Véase https://www.osinergmin.gob.pe/cartas/documentos/electricidad/normativa/LEY_CONCESIONES_ELECTRICAS.pdf

45 Véase <https://www.osinergmin.gob.pe/cartas/documentos/electricidad/normativa/DS-009-93-EM-REGLAMENTO-LCE.pdf>

46 Véase <https://busquedas.elperuano.pe/normaslegales/reglamento-para-la-proteccion-ambiental-en-las-actividades-e-decreto-supremo-n-014-2019-em-1786183-1/>

En el 2011 se aprobó la Ley del Derecho a la Consulta Previa a los Pueblos Indígenas u Originarios⁴⁷ (Ley 29785) y en 2012 su reglamento⁴⁸ (Decreto Supremo 001-2012-MC). Este determina los contenidos mínimos para realizar la consulta previa a los pueblos indígenas afectados por medidas administrativas o legislativas concretas y específicas.

Sin embargo, el cumplimiento de los estándares internacionales ha encontrado cierta resistencia entre los grupos de poder que han promovido intereses económicos en desmedro de los derechos básicos de los pueblos indígenas, lo cual ha terminado por generar conflictos sociales y la limitación del acceso a los recursos naturales. El caso de Bagua ha sido el más emblemático, con la falta de consulta previa a las comunidades indígenas amazónicas acerca de una serie de medidas legislativas que promovían el despojo de sus territorios ancestrales y la promoción de proyectos a pesar de sus graves consecuencias. Además, las experiencias de Tambo Grande o Yanacocha con comunidades campesinas han puesto énfasis en los procesos de movilización de los actores sociales y políticas para la obtención de réditos subnacionales y nacionales para frenar su avance (Arce, 2015). En el sector eléctrico, el Minem estableció, mediante Resolución 350-2012-MEM/DM —actualizada por Resolución Ministerial 209-2015-MEM/DM—, cuáles serían las entidades encargadas de llevar a cabo los procesos de consulta previa; el sector, sin embargo, aún no cuenta con las capacidades institucionales necesarias para efectuar estos procesos de manera eficiente en conjunto con las poblaciones indígenas.

2.1.1. La Central Hidroeléctrica Araza: una experiencia parcialmente exitosa

La única experiencia de consulta previa⁴⁹ (ver tabla 9) vinculada a un proyecto hidroeléctrico (construcción de central hidroeléctrica) tuvo lugar en el 2016. La medida consultada fue el otorgamiento de la concesión a la Empresa Electro Araza S. A. C., que pretendía desarrollar la actividad de generación eléctrica a través de las CH Limacpunco, Ttio y Capiri, con una capacidad instalada de 35, 80 y 80 MW, respectivamente, en el río Araza. Durante el proceso de consulta previa, fueron identificadas como pueblos indígenas las comunidades campesinas

47 Véase [https://www.presidencia.gob.pe/documentos/LEY%20DEL%20DERECHO%20A%20LA%20CONSULTA%20PREVIA%20A%20LOS%20PUEBLOS%20IND%C3%8DGENAS%20U%20ORIGINARIOS,%20RECONOCIDO%20EN%20EL%20CONVENIO%20169%20DE%20LA%20ORGANIZACI%C3%93N%20INTERNACIONAL%20DEL%20TRABAJO%20\(OIT\)%20.pdf](https://www.presidencia.gob.pe/documentos/LEY%20DEL%20DERECHO%20A%20LA%20CONSULTA%20PREVIA%20A%20LOS%20PUEBLOS%20IND%C3%8DGENAS%20U%20ORIGINARIOS,%20RECONOCIDO%20EN%20EL%20CONVENIO%20169%20DE%20LA%20ORGANIZACI%C3%93N%20INTERNACIONAL%20DEL%20TRABAJO%20(OIT)%20.pdf)

48 Véase https://www.perupetro.com.pe/wps/wcm/connect/corporativo/ac7b1abb-295f-4f82-a86b-2ef4de786ba9/9_Decreto_Supremo_001_2012_MC.pdf?MOD=AJPERES

49 Míncul: Ministerio de Cultura apoya inicio de proceso para la primera consulta previa en el subsector electricidad. Lima, 2 de enero de 2017.

Véase <http://www.cultura.gob.pe/es/comunicacion/noticia/ministerio-de-cultura-apoya-inicio-de-proceso-para-la-primer-consulta-previa>

de Marcapata, Collana, Sahuancay, Unión Araza y Socopata (pueblos quechuas), ubicadas en el distrito de Marcapata, provincia de Quispicanchi, región Cusco.

El Minem fue el órgano encargado de detallar el proceso de consulta previa, los momentos oportunos para realizarla y, en ese sentido, designó a la Dirección de Asuntos Ambientales Energéticos (DGAAE) como órgano encargado de llevar a cabo todo el proceso, mediante las resoluciones ministeriales 350-2012-MEM/DM⁵⁰ (20-07-2012) y 209-2015-MEM/DM⁵¹ (04-05-2015).

Tabla 9: Proceso de consulta previa-CH Araza

Etapa	Contenido	Fecha	Acuerdo
Identificación de la medida	Otorgamiento de concesión definitiva para generación de energía eléctrica.	24 de julio de 2012	https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/RM%20350%20VM%20Energ%C3%83%C2%ADa%20Consulta%20Previa.pdf
Identificación de los pueblos indígenas	Las comunidades campesinas de Marcapata Collana, Sahuancay, Socopata y Unión Araza eran las interesadas.	No indica	http://consultaprevia.cultura.gob.pe/wp-content/uploads/2016/11/Acta-Final-de-Consulta-Previa-CH-del-R-o-Araza-con-anexos.pdf (p. 3)
Reuniones preparatorias y publicidad	Se realizó la reunión preparatoria con representantes del Minem y de las comunidades campesinas identificadas. Se elaboró el plan de consulta, que estableció las fechas, lugares y la metodología por seguir.	28 de octubre de 2016	http://consultaprevia.cultura.gob.pe/wp-content/uploads/2016/11/Acta-de-RP-y-Plan-de-Consulta-Rio-Araza-28-10-16.pdf

50 Véase: <https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/RM%20350%20VM%20Energ%C3%83%C2%ADa%20Consulta%20Previa.pdf>

51 Véase: <http://www.perupetro.com.pe/wps/wcm/connect/corporativo/557f3770-9aeb-4cca-8f1e-0dd754db574/RM+209-2015-MEM-DM.pdf?MOD=AJPERES>

Etapa	Contenido	Fecha	Acuerdo
Información	Se realizaron talleres informativos, de acuerdo con el plan de consulta, en cada comunidad campesina	14, 15, 16 y 17 de diciembre de 2016	http://consultaprevia.cultura.gob.pe/wp-content/uploads/2016/11/Acta-Final-de-Consulta-Previa-CH-del-R-o-Araza-con-anexos.pdf
Evaluación interna	Las comunidades campesinas (Marcapata Collana, Sahuancay, Unión Araza y Socopata) llevaron a cabo el proceso de evaluación interna respecto de la medida identificada.	9, 11, 12 de febrero de 2017	Actas de evaluación interna: Comunidad Campesina Sahuancay5. Comunidad Campesina Unión Araza6. Comunidad Campesina Marcapata Ccollana7.
Diálogo	Se realizó el proceso de diálogo entre los funcionarios del DGAAE, Mincul y representantes de las comunidades campesinas para establecer mayores compromisos.	5 y 6 de abril, y 3, 4 y 26 de mayo de 2017	http://consultaprevia.cultura.gob.pe/wp-content/uploads/2016/11/Acta-Final-de-Consulta-Previa-CH-del-R-o-Araza-con-anexos.pdf
Decisión	Se otorga la concesión definitiva para la actividad de generación de energía eléctrica en las CH Limacpunco, Ttio y Capiri a favor de Electro Araza S. A. C. (Resolución Ministerial 100-2018-MEM/DM)	28 de marzo de 2018	https://busquedas.elperuano.pe/download/url/otorgan-a-favor-de-electro-araza-sac-la-concesion-definit-resolucion-ministerial-no-100-2018-memdm-1627892-1

Fuente: Minem⁵⁵, elaboración propia

- 52 Véase <http://consultaprevia.cultura.gob.pe/wp-content/uploads/2016/11/Acta-de-Evaluacion-interna-de-la-comunidad-campesina-Sahuancay.pdf>
- 53 Véase <http://consultaprevia.cultura.gob.pe/wp-content/uploads/2016/11/Acta-de-Evaluacion-interna-de-la-comunidad-campesina-Union-Araza.pdf>
- 54 Véase <http://consultaprevia.cultura.gob.pe/wp-content/uploads/2016/11/Acta-de-Evaluacion-interna-de-las-comunidad-campesina-Marcapata-Ccollana.pdf>
- 55 Véase <http://consultaprevia.cultura.gob.pe/proceso/consulta-previa-para-el-proyecto-centrales-hidroelectricas-del-rio-araza/>

Los compromisos y obligaciones asumidos por el Estado peruano aparecen en el Acta de Consulta Previa⁵⁶, que, entre otros aspectos, detalla que los pedidos son el resarcimiento a los afectados por la Línea de Transmisión de la Comunidad Campesina de Sahuancay, mantener el caudal ecológico de las aguas del río establecido por la Autoridad Nacional del Agua (ANA), etc. Finalmente, mediante Resolución Ministerial 100-2018-MEM/DM⁵⁷ se otorgó a favor de Electro Araza S. A. C. la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica en las centrales hidroeléctricas de Limacpunco, Ttio y Capiri, en la región Cusco, además de aprobarse el contrato de concesión correspondiente.

Si bien es importante resaltar la experiencia del caso de la CH Araza, debe recordarse que el derecho a la consulta previa está relacionado con una serie de derechos, como el reconocimiento de la propia identidad de los pueblos indígenas, sus capacidades de organización, la libre elección de representantes y la toma de decisiones sobre todas aquellas medidas que pudieran afectarlos (derecho a la libre autodeterminación). Luego, los pueblos indígenas deberían estar involucrados en los procesos de diseño y construcción de políticas públicas, para así poder participar de manera efectiva en las medidas económicas (derecho de explotación, etc.), como su derecho a participar en asuntos nacionales.

En ese sentido, el concepto de consulta previa no debe vincularse solamente a la consulta de la medida administrativa o legislativa en concreto, sino que es necesario que el proceso sea más amplio y participativo, de modo que los pueblos indígenas puedan incidir de manera efectiva en las políticas nacionales y no una vez que el derecho a terceros (empresas) ha sido otorgado. Es decir, el caso de la CH Araza no debe ser visto únicamente como un proceso aislado, sino uno político para que los pueblos indígenas tengan la posibilidad de reivindicar sus derechos.

2.1.2. Revisión del marco político del subsector hidroeléctrico

En el 2019, mediante Resolución Suprema 006-2019-EM⁵⁸, se creó el Grupo de Trabajo Multisectorial Temporal como parte de la implementación del Plan Nacional de Competitividad⁵⁹. Su finalidad es la de reformar el sector eléctrico para alcanzar el éxito de la política energética y una mejor regulación del mercado en particular; con esto se debe facilitar el cierre de la brecha correspondiente a las grandes obras de infraestructura hidroeléctrica y satisfacer la demanda

56 Minem: Acta de consulta previa del proyecto Centrales Hidroeléctricas del Río Aza. <http://consultaprevia.cultura.gob.pe/wp-content/uploads/2016/11/Acta-Final-de-Consulta-Previa-CH-del-R--o-Araza-con-anexos.pdf>

57 Véase <https://busquedas.elperuano.pe/download/url/otorgan-a-favor-de-electro-araza-sac-la-concesion-definit-resolucion-ministerial-no-100-2018-memdm-1627892-1>

58 Véase https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/322224/RS_N_006-2019-EM.pdf

59 Véase https://www.mef.gob.pe/contenidos/archivos-descarga/PNCP_2019.pdf

energética actual⁶⁰. Entre sus principales funciones se encuentran la elaboración de medidas que aseguren el cumplimiento por parte del subsector eléctrico de estándares y buenas prácticas internacionales, así como plantear propuestas y mejoras con la finalidad de lograr una operación sostenible bajo los principios de predictibilidad, seguridad jurídica e igualdad.

La creación de grupos o comisiones especiales de trabajo para determinados sectores productivos responde a una lógica que apunta a mejorar el plano operacional de las actuales medidas de política de inversión y a agilizar el desarrollo de dicho sector; se busca, igualmente, generar marcos normativos útiles para la ejecución de las políticas económicas. Sin embargo, las labores realizadas por anteriores grupos o mesas de trabajo (minería, energía, etc.) no han terminado de diseñar medidas que respondan a las necesidades o demandas de las poblaciones afectadas, como es el caso de los pueblos indígenas. Por ejemplo, a raíz del conflicto de Bagua se ordenó la instalación de una mesa de trabajo para el diálogo con diversos actores políticos y las comunidades indígenas afectadas; con la finalidad de llegar a acuerdos comunes en beneficio de los territorios amazónicos, pero que no obtuvo resultados alentadores.

En ese sentido, es importante que el subsector eléctrico pueda replantear el marco normativo existente mediante la incorporación de las demandas reales de la población en lo concerniente a sus derechos fundamentales, como el acceso a la información, participación, justicia ambiental, transparencia, rendición de cuentas y una planificación en la que las decisiones se tomen en conjunto con la población afectada. Actualmente, el Acuerdo de Escazú es objeto de un largo e intenso debate en el Congreso de la República. De ser ratificado, mejoraría los estándares nacionales e internacionales en cuanto al acceso, participación y justicia ambiental. Asimismo, es importante la integralidad de las medidas que viene adoptando el Gobierno, de manera que se incluya la sostenibilidad ambiental, así como el respeto de los derechos humanos.

60 Véase <https://andina.pe/agencia/noticia-minem-presenta-grupo-trabajo-para-reforma-del-subsector-electricidad-763938.aspx>

CAPÍTULO 3:

SITUACIÓN ACTUAL DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN LA CUENCA DEL RÍO MARAÑÓN

Este capítulo tiene como objetivo presentar las capacidades y oportunidades que existen en la cuenca del río Marañón para la generación y el suministro de energía en grandes cantidades a partir de la construcción de centrales hidroeléctricas. Se expone la situación actual de los proyectos hidroeléctricos, así como las distintas cuestiones relacionadas con su viabilidad teniendo en cuenta la vasta diversidad biológica y la presencia de pueblos indígenas en la zona. Muchas de estas centrales hidroeléctricas han despertado mayor resistencia y oposición por parte de los pueblos indígenas y la de sociedad civil a causa de sus graves impactos. Hemos revisado fuentes escritas (documentos públicos, investigaciones científicas, etc.), páginas virtuales oficiales y, específicamente, solicitudes de acceso a la información cursadas a diversas entidades competentes en materia hidroeléctrica.

1. El potencial hidroeléctrico de la cuenca del río Marañón

La cuenca del río Marañón (ver figura 14) tiene una extensión de 347 525,36 km² y es la segunda más grande del Perú (85,47 % en territorio peruano y 14,52 % en territorio ecuatoriano). Estudios realizados por el Minem y Electroperú S. A. analizaron el potencial y la capacidad hidroeléctricos del río Marañón (así como también los de otras cuencas hidrográficas, como las de los ríos Huallaga y Alto Ucayali) y evaluaron, además, la magnitud de los recursos naturales existentes. Investigaciones adicionales, en 1980, se orientaron a verificar el potencial hidroenergético nacional y sirvieron para la elaboración de resúmenes ejecutivos y fichas de estudio de las centrales hidroeléctricas que podrían exportar electricidad hacia Brasil⁶¹, bajo el argumento de que las cuencas mencionadas presentan un potencial de aproximadamente 12 430 MW.

61 Minem: Informe Final de elaboración de Resúmenes Ejecutivos y Fichas de Estudios de las Centrales Hidroeléctricas con potencial para la exportación a Brasil-2007. <file:///F:/MINEM/INVERSIONES/Centrales%20hidroel%C3%83%C2%A9ctricas%20con%20potencial%20para%20la%20exportacion%20a%20brasil2007.pdf>

Figura 14: Caracterización de la cuenca del Marañón



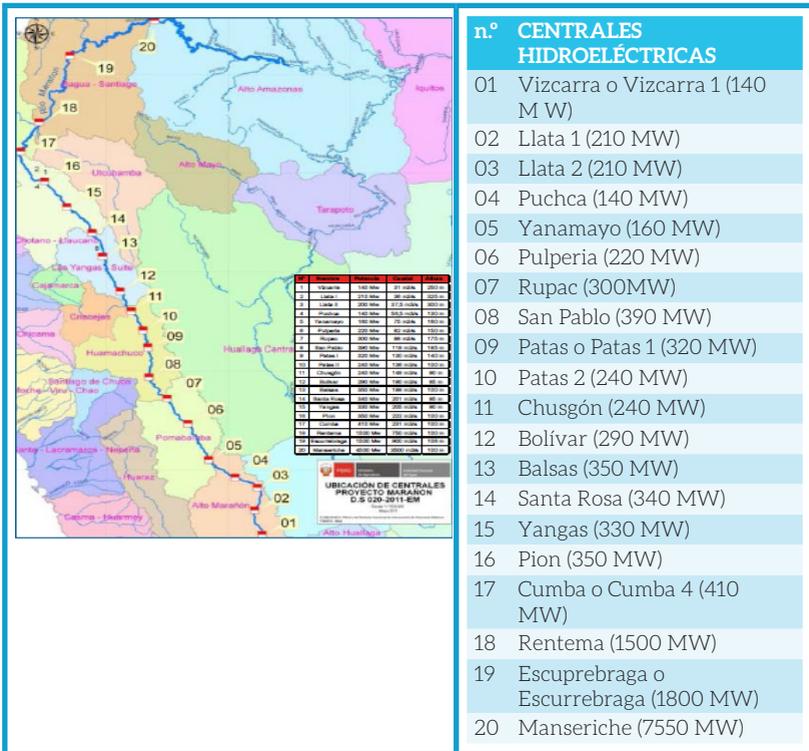
Fuente: DAR (2015)

El objetivo del Gobierno peruano de 2006 a 2011, de acuerdo con el contexto ya presentado, se dirigió a la creación e implementación de programas o políticas públicas relacionadas con el sector eléctrico y las oportunidades que representaban para la población. Por ello, los partidos de gobierno que se han sucedido en los cargos con mayor representatividad han contemplado la construcción de centrales hidroeléctricas situadas en la cuenca del río Marañón, guiados por la gran oportunidad que constituyen para el desarrollo económico de nuestro país. En ese sentido, el Decreto Supremo 020-2011-EM⁶², emitido durante los últimos días del segundo gobierno de Alan García, declaró de interés nacional y social la construcción de 20 centrales hidroeléctricas en la cuenca del río Marañón, considerando los beneficios de la sobreproducción energética que pueda ser exportada a otros países de Sudamérica y el uso alternativo de fuentes sostenibles (ver figura 15 y tabla 10).

62 Véase http://www.minem.gob.pe/archivos/legislacion-n47b81u0zwf06-D_S_N%C2%BA_020-2011-EM.pdf

El discurso político que sustentaba la promoción de las centrales hidroeléctricas tenía como objetivo lograr el desarrollo productivo desde un enfoque temporal con miras al 2050, sobre la base de la Revolución Energética Nacional de largo plazo que, a su vez, se fundamentaba en el Acuerdo Energético Perú-Brasil mencionado líneas arriba. Para ello, el Minem, en coordinación con Proinversión y la Comisión para el Desarrollo Energético y Agrario del Río Marañón (R. S. 342-2010-PCM), realizó estudios técnico-económicos que permitirían la implementación de tales proyectos y se enmarcarían en la anterior Ley Marco de Asociaciones Público-Privadas (APP) para la Generación de Empleo Productivo⁶³ (D. L. 1092) y el cumplimiento de la normativa ambiental y social.

Figura 15 y Tabla 10: Proyectos hidroeléctricos propuestos en el río Marañón



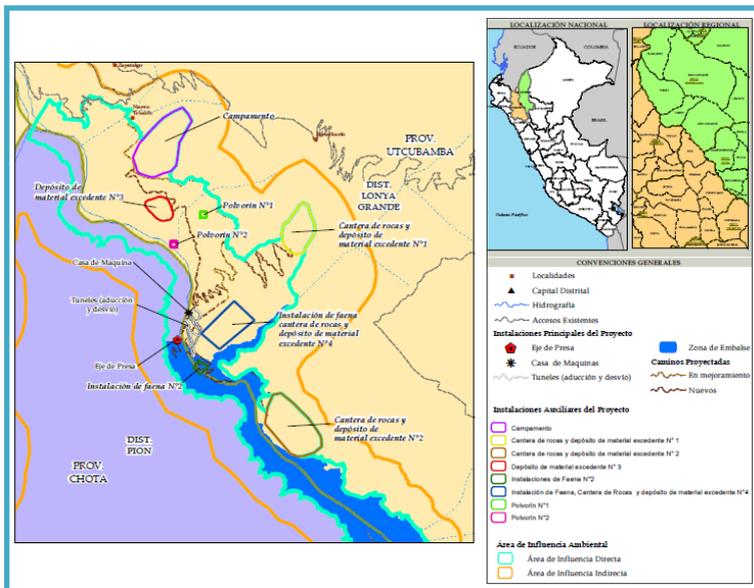
Fuente: DAR (2015)

63 Ley Marco de Asociaciones Público Privadas para la Generación de Empleo Productivo, Decreto Legislativo 1012.

La información actual nos permite verificar que la CH Vizcarra o Vizcarra 1 tenía una autorización para la ejecución de estudios de disponibilidad hídrica de agua superficial con fines energéticos en favor de la empresa Perú Renovables, aprobado mediante Resolución Directoral 540-2016-ANA-AAA.M⁶⁴ (5 de mayo de 2016) y que ahora ha sido identificada como la CH Marañón⁶⁵, que opera con una concesión definitiva y una capacidad de 18,4 MW desde el 2017.

Asimismo, de acuerdo con el portafolio de proyectos de generación y transmisión del SEIN, la CH las Balsas tiene una gran interdependencia con la CH Chadín II⁶⁶. Es decir, el estudio de la CH Chadín II nos podrá dar algunos alcances de la situación real en ese espacio geográfico, dada la complementariedad de dichos proyectos. Mientras que las CH Yangas, Pion, y Cumba o Cumba 4 tienen como zona de influencia (ver figura 16) la misma del proyecto de CH Veracruz, que ha tenido más avances y que luego será analizada con mayor detenimiento.

Figura 16: Zona de influencia de la CH Veracruz



Fuente: DAR (2017)

64 Véase https://www.ana.gov.pe/sites/default/files/normatividad/files/rd-0540-2016-02_0.pdf

65 Véase https://www.osinergmin.gov.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/PROYECTOS%20GFE/Acorde%C3%B3n/Generaci%C3%B3n/1.2.4.pdf

66 Véase <http://www.minem.gov.pe/minem/archivos/file/Electricidad/promocion%20electrica/Portafolio.pdf>

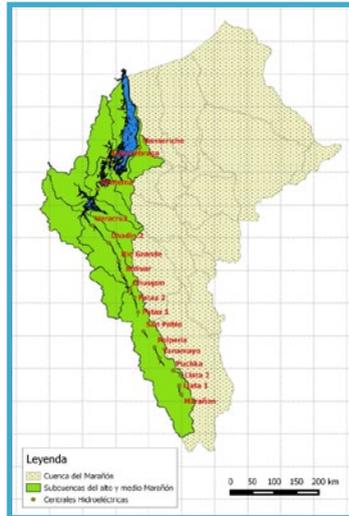
Por otro lado, respecto de las CH Llata 1, Llata 2⁶⁷, Puchca, Yanamayo, Pulperia, Rupac, San Pablo, Patas 1, Patas 2, Chusgón, Bolívar, Santa Rosa, Escurrebraga, Rentema y Manseriche se verificó que no tienen concesión temporal o definitiva. Sin embargo, a pesar de ello, conforman una latente oportunidad para el desarrollo de megaproyectos hidroeléctricos, específicamente las últimas tres (CH Escurrebraga, Rentema y Manseriche), ya que juntas suman más de 10 000 MW de capacidad eléctrica (ver tabla 11) y se encuentran en situación de estudios de perfil técnico⁶⁸.

Tabla 11: Situación de las CH Rentema, Escurrebraga y Manseriche

Nombre	Ubicación	Estado	Potencia (MW)
CH Rentema	Amazonas	Perfil técnico	1500
CH Escurrebraga	Amazonas	Perfil técnico	1800
CH Manseriche	Amazonas/Loreto	Perfil técnico	4500/7500

Fuente: Barandiarán y otros (2009), elaboración propia

Figura 17: Proyectos actuales en la cuenca del río Marañón



Fuente: CSF (2017)

67 Véase <https://sitefiespstorage.blob.core.windows.net/uploads/2016/10/12-.ppt-huanuco1.pdf>

68 Véase <https://www.servindi.org/actualidad/139776>

Según la información consignada y visualizada en la plataforma del Minem y COES SINAC, se verificó que a lo largo de la cuenca del río Marañón se han implementado actividades adicionales relacionadas con las centrales hidroeléctricas que buscaban viabilizar su construcción, pero que tuvieron una fuerte resistencia por parte de los pueblos indígenas y comunidades afectadas.

Tabla 12: Centrales hidroeléctricas de alto impacto en el río Marañón

Central hidroeléctrica	Concesionario	Potencia (MW)	Norma	Tipo de concesión
CH Veracruz	Compañía Energética Veracruz	730	R. S. 076-2014-EM (5 de noviembre de 2014)	Concesión definitiva
CH Chadín II	AC Energía S. A.	600	R. S. N 73-2014-EM (28 de octubre de 2014)	
CH Lorena	Amazonas Energía S. A. C.	650	R. M. 247-2015-MEM/DM (22 de mayo de 2014)	Concesión temporal
CH Río Grande I y II	Odebrecht Energía del Perú S. A. C.	750	R. M. 502-2014-EM (18 de noviembre de 2014)	

Fuente: Elaboración propia

Con la finalidad de verificar la situación real de los proyectos de centrales hidroeléctricas, se cursaron solicitudes de acceso a la información pública a la Dirección General de Electricidad (DGE) del Minem⁶⁹, la Dirección Regional de Energía, Minas e Hidrocarburos (DREMH) de Huánuco⁷⁰, Cajamarca⁷¹, San Martín⁷² y Loreto⁷³ y al Gobierno Regional de Amazonas (Gorea)⁷⁴. A la fecha del presente informe, las respuestas a las solicitudes indicaban que no existía información alguna acerca de nuestro pedido, lo cual sorprende si tenemos en cuenta que los proyectos de centrales hidroeléctricas promovidos por el D. S. 020-2011-EM responden a una lógica de planeamiento estratégico en el sector con miras a favorecer la integración y a los departamentos involucrados. El área responsable de acceso a la información pública del Senace, en cambio, respondió, mediante Carta 0004-2020-SENACE-AIP⁷⁵, de manera afirmativa el pedido de

69 Solicitud recibida el 04/10/2019 por la Oficina de Administración Documentaria y Archivo Central (Registro 2982937)

70 Solicitud recibida el 05/11/2019 por la Dirección Regional de Energía, Minas e Hidrocarburos (Registro 1717263)

71 Carta 312-2019-DAR/DE enviada el 28 de octubre de 2019 por correo electrónico.

72 Carta 312-2019-DAR/DE enviada el 28 de octubre de 2019 por correo electrónico.

73 Carta 312-2019-DAR/DE enviada el 28 de octubre de 2019 por correo electrónico.

74 Carta 312-2019-DAR/DE enviada el 28 de octubre de 2019 por correo electrónico.

75 En respuesta a la Carta 011-2020-DAR/PA (Expediente 00358-2019).

información sobre las centrales hidroeléctricas que operan en la cuenca del río Marañón y las últimas modificaciones, además de otros proyectos hidroeléctricos que operan en todo el Perú.

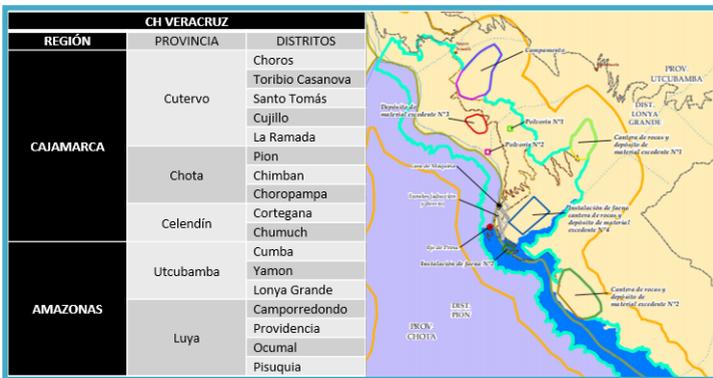
A continuación, presentaremos los factores que llevaron a que dichos proyectos no fueran apoyados por las comunidades indígenas y la población en general, además de otras centrales hidroeléctricas que se vienen desarrollando con normalidad y que utilizan, directa o indirectamente, la fuerza del río Marañón.

2. Centrales hidroeléctricas con concesión definitiva

2.1. CH Veracruz

La Central Hidroeléctrica Veracruz se ubica en el límite de las regiones Cajamarca (provincias de Cutervo, Chota y Celendín) y Amazonas (provincia de Utcubamba y Luya), específicamente sobre el río Marañón, a unos dos kilómetros aguas abajo del caserío de Chiñuña, distrito de Yamón, provincia de Utcubamba (ver figura 18). Tendría una potencia instalada de 730 MW, un embalse de entre 160 m y 147 m de altura, un caudal nominal de 568 m³/s y 29 kilómetros de extensión de espejo de agua⁷⁶.

Figura 18: Ubicación de la CH Veracruz



Fuente: DAR (2017)

76 Véase http://www.dar.org.pe/archivos/publicacion/177_veracruz_vf.pdf

De acuerdo con la parte considerativa de la Resolución Directoral 006-2012-ANA-AAA VI MARAÑÓN (12 de enero de 2012), que obra en el expediente de concesión del proyecto, la Compañía Energética Veracruz S. A. C. (Compañía Veracruz) realizó el estudio de factibilidad titulado “Estudio de aprovechamiento hídrico de la cuenca del río Marañón”. En este se demostró la existencia de recursos hídricos en condición de potencialmente aprovechables para la CH Veracruz, cuya disponibilidad hídrica al 75 % de persistencia asciende a un volumen anual de 13 004,82 MMC, aprobado por la Autoridad Nacional del Agua (ANA).

En la memoria descriptiva del proyecto se estimó que el volumen total de almacenamiento sería de 3000 hm³ con un volumen útil de 2000 hm³ donde el arrastre de sedimentos sería de 20 millones de m³/año, lo cual garantiza una vida útil de cincuenta años de acuerdo con el uso de los caudales naturales del río Marañón (DAR, 2017). Asimismo, se precisó que el área de influencia directa (AID) comprendía no solo la del embalse, cabecera o localidades, sino también las zonas aledañas (aguas arriba y aguas abajo), que asciende a 51,14 km², donde los impactos serían de mayor gravedad. Por otro lado, el área de influencia indirecta (AII) se encontraría establecida por las zonas límites de las cuencas hidrográficas en estrecha relación con áreas elevadas, potencialmente productivas y territorios de comunidades campesinas.

Conforme a los antecedentes del estudio de impacto ambiental (EIA) de la CH Veracruz, elaborado por la empresa OY Ingeniería E. I. R. Ltda., se pudo verificar que, en la etapa inicial de revisión, la DGAAE, mediante Resolución Directoral 346-2011-MEM/AEE, rechazó la solicitud preliminar. Sin embargo, luego de la subsanación de las observaciones, se aprobó dicho instrumento. Finalmente, con fecha 4 de noviembre de 2014, mediante R. S. 076-2014-EM⁷⁷ se otorgó la concesión definitiva a la empresa. El 18 de septiembre de 2015, la compañía Veracruz presentó la actualización del Plan de Participación Ciudadana (PPC) de la modificación del EIA ante el Minem, aprobado mediante el oficio 2318-2015-MEM-DGAAE (31 de diciembre de 2015)⁷⁸.

En el 2016, la compañía Veracruz solicitó que se amplíe la vigencia de la certificación ambiental ante el Senace por dos años; este pedido fue aprobado mediante Resolución Directoral 041-2016-SENACE/DCA. Es decir, la empresa Veracruz tuvo plazo hasta 2018 para iniciar las actividades de construcción de la CH Veracruz; de no ser esto posible, el EIA perdería vigencia irremediablemente, según lo estipulado por el artículo 57 del reglamento del SEIA⁷⁹. De acuerdo con la

77 Véase http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Electricidad/concesiones%20electricas/Derechos/publicaciones/Resoluciones/RS_076-2014-EM.pdf

78 Transparencia en la central hidroeléctrica Veracruz: DAR, 2017: Véase www.dar.org.pe/archivos/publicacion/177_veracruz_vf.pdf

79 Reglamento de la Ley del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental
Artículo 57.- Inicio de actividades y pérdida de la Certificación Ambiental
(...) La Certificación Ambiental pierde vigencia si dentro del plazo máximo de tres (3) años posteriores a su emisión, el titular no inicia las obras para la ejecución del proyecto. Este plazo podrá ser ampliado por la autoridad competente, por única vez y a pedido sustentado del titular, hasta por dos (2) años adicionales.

ficha del proyecto elaborada por Osinergmin, se pudo verificar por la supervisión del contrato que el proyecto solo ha avanzado 1,6 % del total previsto sin siquiera haber iniciado las actividades de construcción; se indicó que el EIA ya no se encuentra vigente y que necesita ser actualizado⁸⁰ (ver figura 19).

Figura 19: Estado de la CH Veracruz

INFORMACIÓN RELEVANTE
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Con Resolución Suprema N° 076-2014-EM del 05.11.2014 el MINEM otorgó a favor de Compañía Energética Veracruz S.A.C. la Concesión Definitiva de Generación, con contrato N° 456-2014. ▪ El 21.03.2013, el COES otorgó la conformidad al Estudio de Pre Operatividad del Proyecto. ▪ El SENACE, con fecha 30.06.2016, otorgó una ampliación de la vigencia del EIA por dos años, hasta el 01.04.2018, por lo tanto a la fecha el EIA ya no está vigente, debe ser actualizado. ▪ Se continúa desarrollando el proceso de optimización del proyecto con el objetivo de minimizar los riesgos geológicos del mismo y el posible impacto ambiental, en razón de ello se ha planteado la reubicación de la Presa a 13 km aguas arriba de la ubicación actual, reduciéndose la potencia instalada a 635 MW. ▪ La Concesionaria mediante Carta AL-002-2018 del 22.02.2018, solicitó calificación de fuerza mayor a la DGE del MINEM, al encontrar tres zonas (Distrito de Yamón) con pinturas rupestres que serán impactadas por las aguas de almacenamiento de la presa del proyecto, así mismo la suspensión temporal del Contrato de Concesión. ▪ El presupuesto ejecutado informado por la Concesionaria al 31.12.2019 es de 23 MM US\$. ▪ No hay avances en el proyecto, están a la espera de la evaluación por parte de la DGE del MINEM sobre la solicitud de modificación del cronograma y suspensión temporal de la Concesión Definitiva. ▪ El monto de inversión aproximado será de 1 443,7 MM US\$, según lo informado por la Concesionaria.

Fuente: Osinergmin (2020)

Finalmente, la compañía Veracruz solicitó calificación de fuerza mayor a la DGE del Minem al encontrar tres zonas con restos de pinturas rupestres que serán dañadas por las aguas de almacenamiento, así como la modificación del cronograma y la suspensión temporal de la concesión definitiva, lo que se encuentra a la espera de ser resuelto por la DGE del Minem. Es decir, debido al tiempo transcurrido, el EIA perdió vigencia, aunque la empresa mantiene el derecho de concesión sobre el proyecto. Sin embargo, a pesar de dicho panorama, aún se mantiene la expectativa de la puesta en operación comercial para inicios del 2022, a pesar de las contingencias encontradas al proyecto y la falta de impulso⁸¹ (ver tabla 13).

80 Osinergmin (2020). Recuperado de https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/Publicaciones/Compendio-Proyectos-GTE-Construccion-abril-2020.pdf

81 Véase https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/PROYECTOS%20GFE/Acorde%3CB3n/Generaci%C3%B3n/3.2.7.pdf

Tabla 13: Estado actual de la CH Veracruz

Expediente	Titular	Potencia	Concesión definitiva	Estado
11340614	Compañía Energética Veracruz S. A. C.	730 MW	04/11/2014	2017: Suspensión de vigencia de la Certificación Ambiental 2018: Pérdida de la vigencia de la Certificación Ambiental.

Fuente: Osinergmin (2020), elaboración propia

Impactos y conflictos socioambientales

La CH Veracruz ha presentado una gran resistencia debido a los impactos del embalse y la retención de los sedimentos. Por ejemplo, la retención de sedimentos suspendidos reduce el transporte de nutrientes en la cuenca del río, afectando los procesos naturales que dependen de la disponibilidad y calidad de los nutrientes. Asimismo, la construcción del proyecto alteraría la ruta migratoria de los peces. Los peces y su gran variedad forman parte de la principal dieta de los pueblos indígenas que habitan la Amazonía peruana y la construcción de la CH Veracruz afectaría la sincronización y frecuencia de los caudales donde se movilizan las especies migratorias de peces (CSF, 2017).

Por otro lado, el costo de emisiones (CO_2) sería algo difícil de asumir y remediar. En varios casos, las centrales hidroeléctricas emiten grandes cantidades de gases de efecto invernadero, producto de la materia orgánica que se inunda durante su instalación. Asimismo, influye la construcción de obras adicionales con la central hidroeléctrica. La interrelación produce la emisión de dióxido de carbono (CO_2), óxido nitroso (N_2O) y metano (CH_4), y la inundación de diversas zonas agrícolas en la cuenca media-baja donde operaría la CH Veracruz.

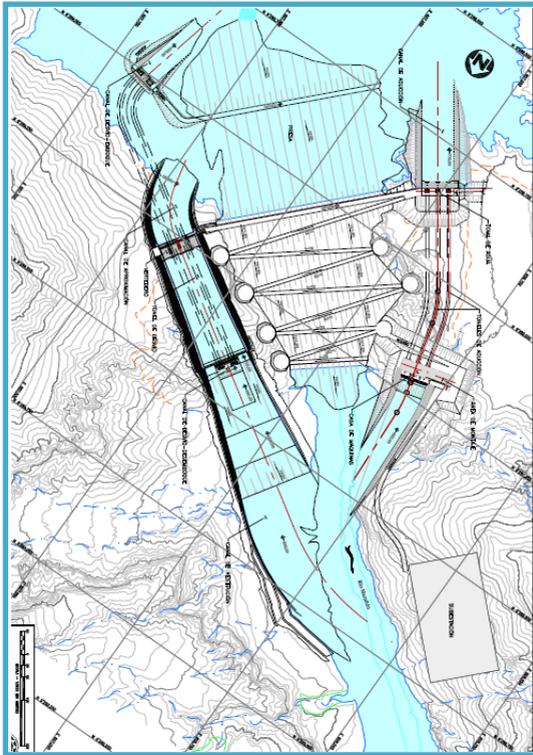
En síntesis, el proyecto actual de la CH Veracruz contaría con diversos problemas relacionados con el impacto directo e indirecto sobre los territorios de las poblaciones indígenas, la alteración de los sistemas biológicos y naturales de las especies (peces) y la inundación de zonas agrícolas y grandes porciones de bosques, lo que significaría la pérdida de medios de subsistencia para los pobladores y la producción de mayores cantidades de gases contaminantes, respectivamente. A manera de ejemplo, la distancia del desplazamiento de las comunidades indígenas y demás centros poblados que se verían afectados por las inundaciones sería de 32 km^2 ; es decir 10 veces la zona del Central Park de Nueva York⁸². Existe gran oposición de las comunidades indígenas al proyecto por su cuestionada sostenibilidad ambiental; es necesario, por lo tanto, reconsiderar su viabilidad, al igual que se hizo con la CH Inambari o la CH Pakitzapango.

82 Véase <https://ojo-publico.com/86/ChadinII-la-hidroelectrica-de-odebrecht-que-inundara-el-maranon>

2.2. CH Chadín II

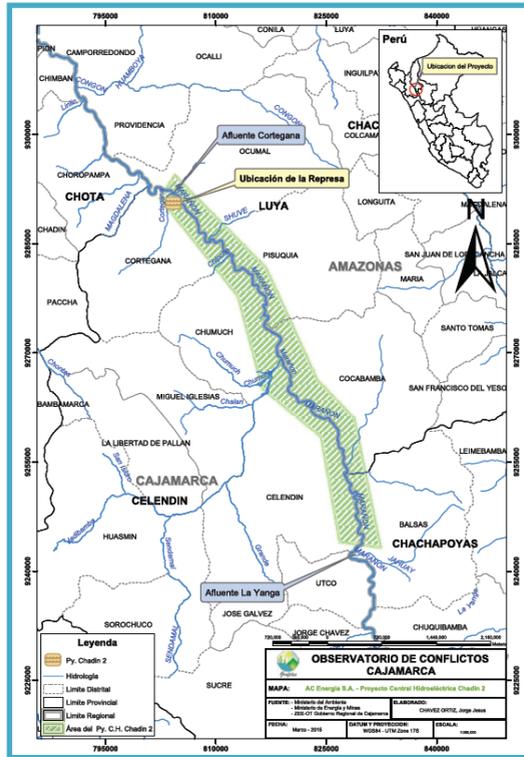
La Central Hidroeléctrica Chadín II tiene una capacidad de 600 MW gracias al aprovechamiento del río Marañón, con una altura neta de 163 m y caudal nominal de $385 \text{ m}^3/\text{s}$, está ubicada a 510 km aguas arriba de la confluencia de los ríos Marañón y Amazonas, en un área geográfica en el límite de las regiones Amazonas y Cajamarca⁸³, que comprende los distritos de Ocumal, Pisuquia y Cocabamba de la provincia de Luya, el distrito de las Balsas y la provincia de Chachapoyas en Amazonas, así como los distritos de Chumuch, Celendín y Cortegana en la provincia de Celendín en Cajamarca (ver figuras 20 y 21).

Figura 20: Ubicación del proyecto hidroeléctrico Chadín II



Fuente: Grufides (2019)

Figura 21: Disposición final del proyecto hidroeléctrico Chadín II



Fuente: EIA (2011)

En el 2010, la empresa brasileña Odebrecht obtuvo la concesión temporal de la CH Chadín II mediante Resolución Ministerial 219-2010-MEM/DM. Al año siguiente, mediante la Resolución Ministerial 055-2011-MEM/DM, la empresa Odebrecht transfirió la concesión temporal en favor de su empresa filial AC Energía S. A. (AC Energía). En 2014, AC Energía⁸⁴ elaboró el EIA de la CH Chadín II, el cual fue aprobado mediante Resolución Directoral 058-2014-MEM/AAE⁸⁵, por la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (DGAAE) del

84 Véase <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/DGGAE/ARCHIVOS/estudios/EIAS%20-%20electricidad/EIA/EIA%20C.H.%20CHADIN%202/Resumen%20Ejecutivo%20Final.pdf>

85 Véase <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/DGGAE/DGGAE/ARCHIVOS/RD%202014/058-2014.pdf>

Minem. Asimismo, a través de la Resolución Suprema 076-2014-EM⁸⁶ se otorgó la concesión definitiva de la CH Chadín II a favor de AC Energía.

Mediante documento con Registro 2724628, AC Energía presentó al Minem la solicitud de primera modificación del cronograma de ejecución de obra de la CH Chadín II, en la cual se indica que el inicio de obras sería el 1 de octubre de 2019 y la puesta de operación comercial se efectuaría a más tardar el 12 de septiembre de 2025. Con Resolución Directoral 231-2017-MEM/DGE, la Dirección General de Electricidad (DGE) del Minem resuelve declarar inadmisibles la solicitud de la modificación de la CH Chadín II debido a que la construcción del proyecto y sus consecuencias negativas habrían originado el desplazamiento (excavación y rellenos) de 44,6 millones cúbicos de materiales (roca y suelos). El mismo año, AC Energía presentó un recurso de apelación que el Minem declaró infundado mediante Resolución Viceministerial 006-2018-MEM/VME en julio de 2018. No obstante, en la Resolución Directoral 051-2017-SENACE/DGA se dispuso la ampliación del plazo de la vigencia de la certificación ambiental por dos años más, es decir hasta el 2019.

Hasta ahora, sin embargo, no ha comenzado la construcción de la CH Chadín II. La ficha de Osinergmin corrobora que aún se encuentran realizando los estudios de ingeniería (0,0 %) ⁸⁷. No obstante, se tiene planeada la puesta en operación del proyecto para fines del año 2023 según el contrato de concesión ⁸⁸ (ver tabla 14 y figura 22). Finalmente, de la información solicitada al Senace, no se ha podido verificar documentos o información alguna que indique que la certificación ambiental tenga modificaciones o ampliaciones.

Figura 22: Estado de la CH Chadín II

INFORMACIÓN RELEVANTE
<ul style="list-style-type: none"> La Concesión Definitiva de Generación para desarrollar la actividad de generación eléctrica en la futura central de 600 MW, fue otorgada por el MINEM mediante R.S. N° 073-2014-EM. Contrato de Concesión N° 458-2014. Mediante la R.D. N°058-2014-MEM/AE, de fecha 29.08.2018 se aprobó el EIA de la mencionada central. La Concesionaria AC Energía S.A. el 20.01.2017 presentó al MINEM la solicitud de 1ª Modificación del Cronograma de Ejecución de Obra de la C.H. Chadín II, en la cual se indica que el inicio de ejecución de obras sería el 01.10.2019 y la POC se efectuará a más tardar el 12.09.2025. Con Resolución Directoral N° 0231-2017-MEM/DGE de fecha 29.08.2017, la DGE resuelve declarar inadmisibles la solicitud de la primera modificación de la concesión definitiva. La Concesionaria, con carta ACE-005-2017 del 08.11.2017 presentó al MINEM recurso de Apelación contra esa Resolución. El 13.11.2017, la DGE comunicó a OSINERGMIN que no ha resuelto el mencionado Contrato de Concesión. Mediante Resolución Vice-Ministerial N° 006-2018-MEM/VME del 16.07.2018 el Ministerio de Energía y Minas declara infundado el Recurso de Apelación interpuesto por AC Energía S.A. referente a la postergación de la POC. El monto total de inversión asciende a 2 023 MM US\$, habiéndose invertido hasta la fecha 12,1 MM US\$.
ESQUEMA DE LA CENTRAL DE GENERACIÓN

Fuente: Osinergmin (2020)

86 Véase http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Electricidad/concesiones%20electricas/Derechos/publicaciones/Resoluciones/RS_073-2014-EM.pdf

87 Véase https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/Publicaciones/Compendio-Proyectos-GTE-Construccion-abril-2020.pdf

88 Véase https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/PROYECTOS%20GFE/Acorde%C3%B3n/Generaci%C3%B3n/3.2.6.pdf

Tabla 14: Estado actual de la CH Chadín II

Titular	Potencia	Concesión definitiva	Estado
AC Energía S. A.	600 MW	4/11/2014	2017: Suspensión de vigencia de la Certificación Ambiental 2019: Pérdida de vigencia de la Certificación Ambiental.

Fuente: Osinergmin (2020), elaboración propia

Impactos y conflictos socioambientales

Los impactos negativos relacionados con la construcción de la CH Chadín podrían afectar principalmente a las comunidades que viven alrededor de la zona de influencia del proyecto, así como a los ecosistemas naturales y especies biológicas que habitan dicho territorio, ya que implicaría la interrupción de los ciclos naturales debido a la inundación de grandes porciones de bosques amazónicos. En efecto, la construcción de la CH Chadín II tendría como consecuencia la inundación de 32 km² de territorio amazónico, el equivalente a tres veces la extensión del distrito limeño de San Isidro. Esto obligaría al desplazamiento de las comunidades campesinas, especialmente de los centros poblados de Chumch, Cortegana, Celendín, Pisuquia, Ocumal y Cocabamba, ubicadas en las provincias de Celendín, Luya y Chachapoyas, en las regiones Cajamarca y Amazonas. Además, se identificaron posibles daños en 19 sitios arqueológicos en la zona.

Por otro lado, las principales críticas al proyecto de la CH Chadín II refieren al momento de la evaluación del EIA por parte del Minem. En el 2013, el Minem hizo más de 161 observaciones al EIA⁸⁹, específicamente en relación con la ausencia de medidas que pudieran prevenir o remediar los impactos de un posible reasentamiento de las comunidades campesinas que habitan la zona de influencia, y a pesar de no contar con ellas, el Minem, finalmente, decidió aprobar el EIA del proyecto⁹⁰.

El desplazamiento de las comunidades campesinas implicaría, también, la pérdida de sus cultivos y la alteración de sus estilos de vida, además de que se perdería la garantía de condiciones mínimas para el ejercicio de sus derechos humanos. Por otro lado, el EIA tuvo observaciones sobre la deficiencia en los indicadores de los planes y programas de licencia social y las acciones para la sostenibilidad ambiental como la captura de peces confinados en remanentes de río y la necesidad de trasladarlos a otras áreas con hábitats adecuados, ausentes al momento de la elaboración del proyecto.

89 Véase <https://gestion.pe/economia/mem-realiza-161-observaciones-hidroelectrica-chadin-48855-noticia/?ref=gesr>

90 Ibidem.

Los conflictos sociales en el marco del proyecto de la CH Chadín II han tenido varias consecuencias negativas en la vida de las comunidades campesinas. Por ejemplo, en agosto del 2013, las rondas campesinas de Celendín presentaron ante la DGAAE del Minem un documento en el que se denunciaban las malas prácticas sociales de la empresa; una de ellas era el impedimento de participar de manera efectiva en los talleres y audiencias públicas⁹¹; otra era la negativa de otorgar garantías suficientes para llevar a cabo un proceso de consulta previa⁹².

En el 2015, de acuerdo con el reporte de la Defensoría del Pueblo⁹³ se identificó a seis personas heridas como consecuencia del conflicto socioambiental derivado del proyecto. A la fecha, según información del Observatorio para la Protección de los Defensores de Derechos Humanos (OPDDH), se pudo constatar que Elmer Saldaña, Wilson Rojas Díaz, Absalón Martos Velásquez y Segundo Chávez Tirado son perseguidos judicialmente por medio de procesos penales, en vista de que se opusieron a la construcción de las 20 centrales hidroeléctricas, que causarían la destrucción de más de 7000 km² de territorios indígenas. En las protestas resultaron detenidos 13 defensores bajo la acusación de secuestro durante la intervención de las rondas campesinas contra un grupo de trabajadores de la empresa brasileña Odebrecht. Asimismo, se registró la muerte de Hitler Rojas (2015) a manos de cuatro agresores; solamente uno de ellos fue condenado, mientras que los demás permanecen impunes⁹⁴.

La zona de influencia de la CH Chadín II está localizada en la cuenca media-baja del río Marañón, que tiene una gran variedad de ecosistemas (presencia de bosques secos de alto valor de conservación y sujeto a un elevado grado de amenaza) y biodiversidad conservada en áreas naturales protegidas, como el Parque Nacional Cutervo y el Área de Conservación Privada San Pedro Chuquiabamba. Por lo tanto, el gran impacto que los proyectos hidroeléctricos generarían sobre los recursos naturales debe ser integrado a través de medidas de conservación o mitigación dadas las posibles consecuencias negativas⁹⁵.

Ante la inminente construcción de la CH Chadín II, las comunidades campesinas presentaron, con apoyo de organizaciones aliadas, una acción constitucional de amparo⁹⁶ para tutelar su derecho a un ambiente sano y equilibrado; esto indicaría que los derechos de las comunidades campesinas y la protección del ambiente se verían comprometidos en corto tiempo. En ese sentido, el proyecto de la CH Chadín II cuenta con elementos que cuestionan su viabilidad social y ambiental, y tendrían impactos negativos en las comunidades indígenas que habitan las zonas periféricas.

91 Presidencia del Consejo de Ministros: *Willaqniki. Informe de diferencias, controversias y conflictos sociales*, de diciembre de 2013

92 Defensoría del Pueblo: *Reporte de conflictos sociales* 136, de junio de 2015

93 Defensoría del Pueblo: Informe de Adjuntía 001-2015-DP/APCSG

Véase <https://www.defensoria.gob.pe/wp-content/uploads/2018/05/IA-Conflictos-por-Recursos-Hidricos.pdf>

94 Véase: <https://www.omct.org/es/human-rights-defenders/urgent-interventions/peru/2016/11/d24035/>

95 Véase https://www.conservation-strategy.org/sites/default/files/field-file/Maranon_Costo_Social_0.pdf

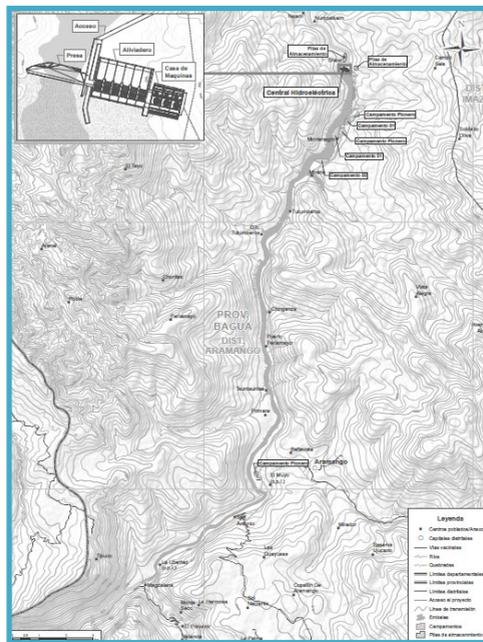
96 Véase <https://idl.org.pe/peligra-ecosistema-del-rio-maranon-por-proyecto-chadin-2/>

3. Centrales hidroeléctricas con concesión temporal

3.1. CH Lorena

El proyecto de la Central Hidroeléctrica (CH) Lorena lograría una potencia de 300 MW gracias al aprovechamiento de la cuenca del río Marañón. La CH Lorena utilizaría una caída bruta de agua de 32 metros con una altura máxima de embalse a 342 m s. n. m. y un área de 460 ha. El volumen del embalse sería de 65 m³ y generaría energía eléctrica de 1,9 TWh anuales. El costo de inversión estimado sería de USD 725 millones y se prevé un tiempo de vida útil cercano a los 100 años. Se situaría entre los distritos de Imaza y Aramango en Bagua, departamento de Amazonas⁹⁷ (ver figura 23).

Figura 23: Ubicación del proyecto CH Lorena



Fuente: EVAP (2015)

97 Véase <https://busquedas.elperuano.pe/normaslegales/otorgan-concesion-temporal-a-favor-de-amazonas-energia-sac-resolucion-ministerial-n-247-2015-memdm-1240083-1/>

En 2015 se otorgó la concesión temporal mediante Resolución Ministerial 247-2015-MEM/DM por un periodo de 24 meses. En ese marco, la empresa Amazonas Energía S. A. C. (Amazonas Energía) desarrolló la evaluación preliminar (EVAP) con el propósito de determinar la categoría del proyecto según su caracterización inicial. En enero de 2017, Amazonas Energía presentó ante la Dirección de Certificación Ambiental (DCA) de Senace la solicitud de clasificación del proyecto hidroeléctrico. En respuesta, Senace emitió el Auto Directoral 012-2017-SENACE/DCA, que otorgaba el plazo de 10 días hábiles para subsanar la información presentada, debido a que esta no se enmarcaba dentro del **“contenido mínimo para la elaboración del EIA-d en el marco de IntegrAmbiente para el sector energía y minas”** (Resolución Ministerial 184-2016-MINAM).

El Informe Sustentatorio del proyecto tenía fuentes referenciales sobre el área de intervención del proyecto; puesto que las características geológicas señaladas se basaron en mapas geológicos elaborados por INGEMMET. Situación distinta se advirtió con los estudios geológicos y geotécnicos realizados en campo, donde se determinó que el área directa de intervención del proyecto no está alineada y no permite la construcción de la central hidroeléctrica de un lado al otro lado del río⁹⁸. Por ello, a solicitud de parte se solicitó la ampliación del plazo para culminar los estudios de factibilidad del proyecto. (Senace, 2016)

Durante el proceso de calificación del proyecto, se requirió a las entidades competentes (ANA, Serfor, Mincul y Produce) la emisión de sus opiniones técnicas respecto de la solicitud de clasificación del proyecto. La Dirección de Consulta Previa del Mincul⁹⁹ formuló dos observaciones vinculadas a la protección de los derechos colectivos de los pueblos indígenas:

- a. Analizar la pertinencia y oportunidad de implementar un procedimiento para obtener el consentimiento del pueblo indígena que sería reasentado como parte de las actividades del proyecto.
- b. Analizar en el marco de la Ley 29785 y su reglamento la pertinencia o no de realizar un proceso de consulta previa respecto de las medidas que tienen que ser aprobadas en el marco del proyecto.

Al respecto, en marzo de 2017, Amazonas Energía solicitó a la Dirección de Certificación Ambiental del Senace la ampliación del plazo de subsanación, siendo otorgada por la autoridad. En ese sentido, se procedió con la emisión del Informe 092-2017-SENACE-J-DCA/UPAS-UGS (19 de abril de 2017), que da por subsanada la solicitud de clasificación del proyecto, precisando los siguientes puntos:

- i. La ratificación de la clasificación del proyecto CH Lorena en un EIA-d debido al reasentamiento poblacional que implica su instalación y puesta en operación.

98 Egemsa: Boletín Semanal 543, junio del 2017.

99 Anexo 1 del Informe 042-2016-SENACE-J-DCA/UPAS-UGS, de fecha 21 de febrero de 2017.

- ii. Aprobación de los Términos de Referencia específicos para el EIA del proyecto CH Lorena, considerando los aportes y recomendaciones de la ANA y del Mincul.
- iii. Aprobación del Plan de Participación Ciudadana en el marco de los Lineamientos de Participación Ciudadana en las Actividades Eléctricas aprobados por Resolución Ministerial 223-2010-MEM/DM.
- iv. Que durante el EIA se solicite la opinión técnica de ANA, Mincul y Minagri.

En el escrito de subsanación presentado por Amazonas Energía (observación 58, p. 35) se precisa textualmente:

... que la participación y consulta de la población indígena para informar sobre el proyecto, los impactos positivos y negativos, así como de las medidas para prevenir, mitigar o reducir los impactos, el reasentamiento e indemnizaciones se desarrollarán como parte del proceso de participación para implementar el plan de reasentamiento para los beneficiarios.

De ello se deduce que el titular desconoce los derechos de los pueblos indígenas, especialmente el derecho a la consulta previa, libre e informada. Además, Senace, a través de la resolución que determina la clasificación del proyecto en un EIA-d, no precisa la posibilidad de que se garantice el proceso de consulta previa para los pueblos indígenas, pese a que se identifican los impactos directos sobre sus derechos colectivos reconocidos por el Convenio 169 de la OIT (forma de vida y derecho al territorio). Finalmente, mediante Resolución Directoral 237-2017-SENACE/DCA, se aprobó el Plan de Participación Ciudadana (PPC) en el marco de elaboración del EIA del proyecto (ver tabla 15).

Tabla 15: Estado actual de la CH Lorena

Titular	Potencia (MW)	Concesión temporal	Estado
Amazonas Energía S. A. C.	3000	4/11/2015	2017: Ampliación del plazo para los estudios de factibilidad ¹⁰⁰

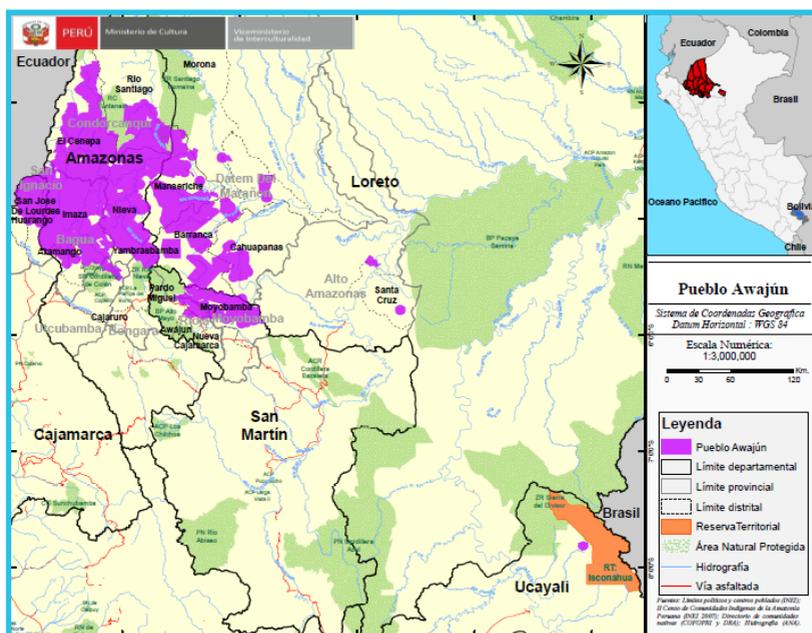
Fuente: Minem (2019), elaboración propia

¹⁰⁰ Véase <https://busquedas.elperuano.pe/download/url/aprueban-renovacion-de-concesion-temporal-otorgada-a-favor-d-resolucion-ministerial-n-209-2017-memdm-1526507-1>

Impactos y conflictos socioambientales

Entre los posibles daños ambientales y sociales que ocasionaría la construcción de la CH Lorena esta la destrucción de los territorios indígenas que ocupan las poblaciones awajún y wampis, ubicadas en las cuencas del Nieva, Alto y Bajo Marañón, Tuyankuas, Imaza y Aramango. Las obligaría, además, a desplazarse hacia otras zonas territoriales que pueden no ser aptas para la convivencia. Se encontraron, además restos de valor arqueológico y paleontológico (figura 24).

Figura 24: Ubicación de los awajún y wampis



Fuente: Mincul (2020)

Igualmente, se precisa que pese a las posibles afectaciones a los derechos colectivos de los pueblos indígenas (derecho al territorio y posible reasentamiento) no se ha contemplado efectivizar el derecho a la consulta previa, libre e informada sobre el EIA-d del proyecto en cuestión; debido a ello, en el 2016, se constituyó un comité de lucha frente a las amenazas de proyectos hidroeléctricos del Marañón en

territorio del pueblo awajún¹⁰¹, con el propósito de proteger y defender el sistema hídrico de la Amazonia y el ecosistema del bosque, ya que la CH Lorena afectaría el libre tránsito de las especies de fauna acuática y el ciclo de reproducción de especies migratorias (el zungaro, el boquichico, la gamitana y otros) que aportan con una parte de su biomasa rica en alimentos proteicos de elevado valor biológico (ver tabla 16).

Tabla 16: Afectaciones contra los pueblos awajún y wampis

Efectos identificados	Impactos reconocidos
Desplazamiento de comunidades indígenas y de poblados de zonas inundables	Pérdida de territorio y la afectación de las tradiciones culturales y materiales.
Pérdida de tierras de cultivo y las crianzas	Afecta la alimentación básica, especialmente las proteínas provenientes del pescado (mijano) que es consumido por casi todas las comunidades indígenas en la zona.
Pérdida de negocios: cacao, madera, oro, plátano, comercio en Nieva	Afecta los ingresos monetarios (dinero) para los gastos de educación, salud y transporte.
Creación de laguna artificial (embalse)	Se incrementan los gases de efecto invernadero (CO ₂), que tienen una relación proporcional con la deforestación y el deterioro de la capa de ozono.
Interrumpe el flujo de agua del río Marañón con la CH Lorena	Se interrumpe la navegación fluvial. Se altera la vida y reproducción de los peces.

Fuente: Servindi (2016), elaboración propia

En marzo de 2017, la Asamblea de los Jefes Líderes y Lideresas del Pueblo Awajún y Wampis emitieron un pronunciamiento en el que visibilizaban las amenazas a sus derechos colectivos por la intervención de proyectos de inversión de gran envergadura, y uno de ellos era la CH Lorena. Al respecto, precisaron que el proyecto impactaría sobre la fuente básica de alimentación (por la migración de peces hacia las cabeceras de cuenca), la pérdida de bosques y de tierras de cultivo, además de generar su desplazamiento forzado¹⁰².

101 Servindi: Comunidades awajún defenderán Marañón de hidroeléctricas. Febrero de 2016. Véase <https://www.servindi.org/actualidad-noticias/22/02/2016/comunidades-awajun-defenderan-maranon-de-hidroelectricas>

102 Véase <http://vigilanteamazonico.pe/2017/03/10/pronunciamiento-de-la-asamblea-de-jefes-lideres-lideresas-visionarios-y-jovenes-de-los-pueblos-awajun-y-wampis/>

En ese sentido, y en vista de que aún se vienen realizando los estudios iniciales del proyecto, resulta más que necesaria la efectiva participación de las comunidades indígenas afectadas para que así puedan identificarse medidas específicas y evitar consecuencias negativas, como el desplazamiento de sus territorios o limitaciones al acceso a los recursos naturales.

3.2. CH Río Grande I y II

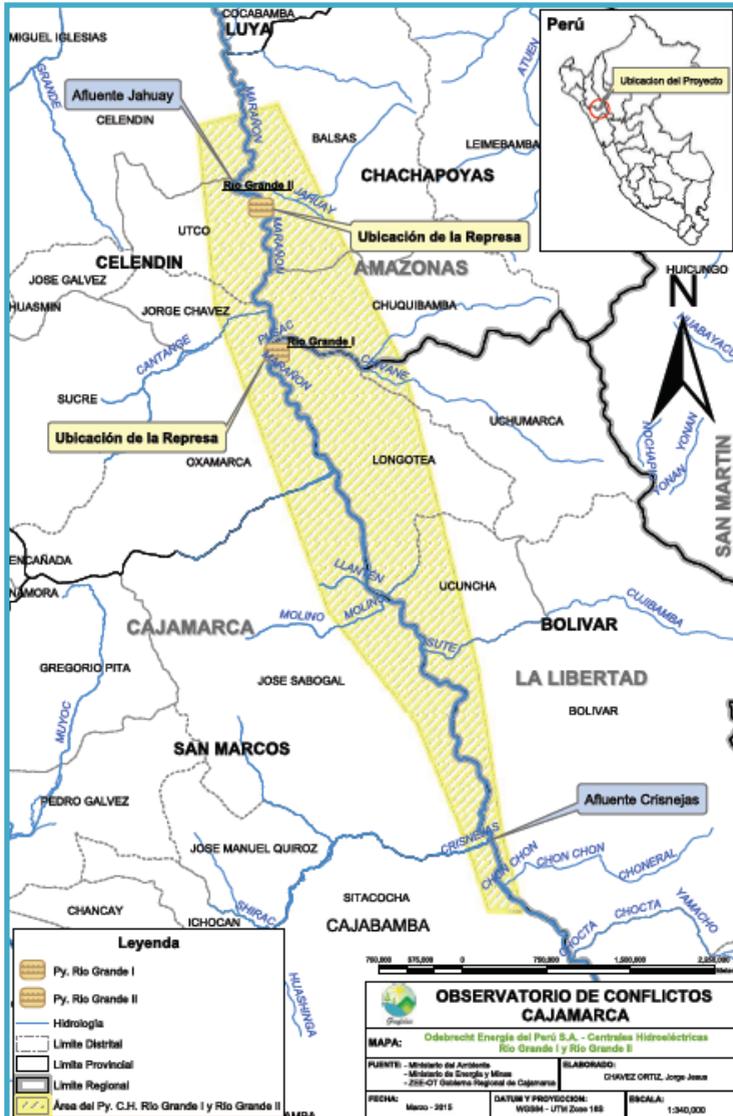
Las dos centrales hidroeléctricas, en cascado, sobre el río Marañón, tienen una capacidad instalada en conjunto de 750 MW (CH Río Grande I con 600 MW y CH Río Grande II con 150 MW). Las dos presas en cascada estarán ubicadas entre 8 y 20 km aguas arriba de la posición definida en un estudio realizado por Electroperú en los años 80. El proyecto se ubica en la zona norte del país entre las regiones La Libertad, Amazonas y Cajamarca (ver tabla 17 y figura 25).

**Tabla 17: Ubicación del proyecto hidroeléctrico
Río Grande I y II (departamentos)**

Región	Provincia	Distritos
Cajamarca	Celendín	Celendín
		Utco
		Jorge Chávez
		Oxamarca
		San Marcos
Amazonas	Cajabamba	Siticocha
	Chachapoyas	Balsas
		Chuquibamba
La Libertad	Bolívar	Longotea
		Uchuncha
		Bolívar
		Uchumarca

Elaborado por DAR (2019)

Figura 25: Ubicación de las centrales hidroeléctricas Río Grande I y II (localización)



Fuente: Grufides (2019)

En el 2014, la empresa Odebrecht Energía del Perú S. A. (Odebrecht Energía) obtuvo la concesión temporal de las CH Río Grande I y II, las cuales serán emplazadas en el río Marañón, aproximadamente a 30 km aguas arriba del centro poblado Balsas. El embalse de la CH Río Grande I fue establecido con una elevación de 1020 m s. n. m., de lo que resultaba una caída bruta de 33 m y una potencia instalada de 600 MW. Por otro lado, el embalse de la central hidroeléctrica Río Grande II fue establecido en una elevación de 887 m s. n. m., de lo cual resultaba una caída bruta de 40 m y potencia instalada de 150 MW.

De conformidad con el estudio de preoperatividad, el aprovechamiento hidroeléctrico comprende la construcción de dos centrales en cascada: Río Grande I y Río Grande II. Por sus características, ambas serán importantes para abastecer energía eléctrica en la zona norte del SEIN, con proyección a afianzar los intercambios por la interconexión Perú-Ecuador (tabla 18).

Tabla 18: Abastecimiento de energía eléctrica por Río Grande I y II

CH Río Grande I	CH Río Grande II
600 MW	150 MW
Estará conformada por tres unidades de generación de 200 MW cada una y tres transformadores trifásicos 13,8/500 kV, 225 MVA (ONAN) y, se conectará a la barra 500 kV de la nueva subestación Celendín. Se incluye dentro del Plan de Transmisión 2015-2024.	Estará conformada por tres unidades de generación de 50 MW cada una y tres transformadores trifásicos 13,8/220 kV 55.5.MVA (ONAN), y se conectará a las barras de 500 kV de la subestación Río Grande I mediante una línea de transmisión de 220 kV. Se incluye dentro del Plan de Transmisión 2015-2024.

Elaboración propia

El ingreso de las centrales del proyecto aportará beneficios en la operación del SEIN, en especial en el área norte, ya que la potencia generada por estas centrales se inyectará en una subestación ubicada en las inmediaciones de importantes proyectos mineros, a la vez que atenderá el suministro de energía eléctrica a una zona geográfica del país que muestra un importante crecimiento económico y productivo.

Por otro lado, en el marco del proceso del otorgamiento de certificación ambiental por parte del Ministerio de Energía y Minas, mediante Escrito 2493799 de fecha 30 de abril de 2014, Odebrecht Energía presentó el estudio de impacto ambiental detallado (EIA-d) del Proyecto Complejo Hidroeléctrico Río Grande y línea de Transmisión Asociada.

En el 2014, Odebrecht Energía presentó las propuestas de Planes de Participación Ciudadana (PPC) y Términos de Referencia (TdR) para las actividades de hidrocarburos y electricidad ante la DGAAE del Minem del mencionado proyecto. Luego de obtener mediante Oficio 1956-2014-MEM-DGAAE la aprobación del PPC, solicitó a la DGAAE la convocatoria de los talleres participativos antes de la elaboración del EIA-d, adjuntando las cartas de autorización de uso de local y la lista de los grupos de interés. En 2015, Odebrecht Energía presentó ante la DGAAE el reporte correspondiente al desarrollo de los siete talleres participativos durante la elaboración del EIA-d. Culminado dicho proceso, y luego del presentar el EIA-d del proyecto, la DGAAE hizo serias observaciones de carácter ambiental y social. Entre las más importantes, tenemos las siguientes:

- ▶ **Respecto de la desactualización de normas citadas.** La consideración de normas derogadas y dejadas sin efecto, tales como el D. S. 102-2001-PCM (folio 0079), Estrategia Nacional de Diversidad Biológica; R. J. 579-2010-ANA, Reglamento para el Otorgamiento de Derechos de Uso de Agua.
- ▶ **Respecto de la caracterización de poblaciones.** Omitieron caracterizar a las poblaciones cercanas o vecinas a las áreas del embalse y que verían afectadas sus relaciones económicas, sociales o de parentesco, además del detalle de las posibles afectaciones a su calidad de vida y las medidas que se tomarían frente a estas.
- ▶ **Respecto de la dinámica social.** No se consideraron ni el escenario ni la dinámica social, así como tampoco las posibles oportunidades y amenazas de los diferentes actores sociales presentes en el AID.
- ▶ **Respecto de las tradiciones, cultura y costumbres en el AID y AII del proyecto.** Se observó la falta de detalle de las tradiciones, cultura y costumbres por cada una de las poblaciones del AID y AII del proyecto, toda vez que podrían estar en riesgo de desaparecer algunas tradiciones, expresiones culturales, como lenguas, mitos, simbolismo por el desarrollo de las actividades del proyecto, ya que implicaría el reasentamiento de poblacionales por efecto del embalse.

Ante las observaciones, en junio de 2017, el titular presentó un escrito en el que solicitaba un plazo de veinte días hábiles adicionales para subsanar las observaciones formuladas al EIA-d del proyecto. Al mes siguiente, se solicitó mediante carta OEP-006-2017 el desistimiento del proceso de evaluación. En respuesta, el Minem emitió la Resolución Directoral 262-2017-MEM/DGAAE, por la cual aceptó el pedido en aplicación supletoria del artículo 198 del Texto Único Ordenado de la Ley 274443, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado mediante Decreto Supremo 006-2017-JUS (en adelante, TUO de la Ley 27444) que regula la figura del Desistimiento del Procedimiento o Pretensión, el cual tiene como consecuencia la culminación del procedimiento iniciado, con lo que se deja la posibilidad de presentar una nueva solicitud en el futuro (ver tabla 19).

Tabla 19: Estado actual de la CH Río Grande I y II

Titular	Potencia (MW)	Concesión temporal	Estado
Odebrecht Energía S. A.	750	19/11/2014	2017: Se aceptó el pedido de desistimiento del titular al procedimiento de evaluación ambiental (Resolución Directoral 262-2017-MEM/DGAAE105).

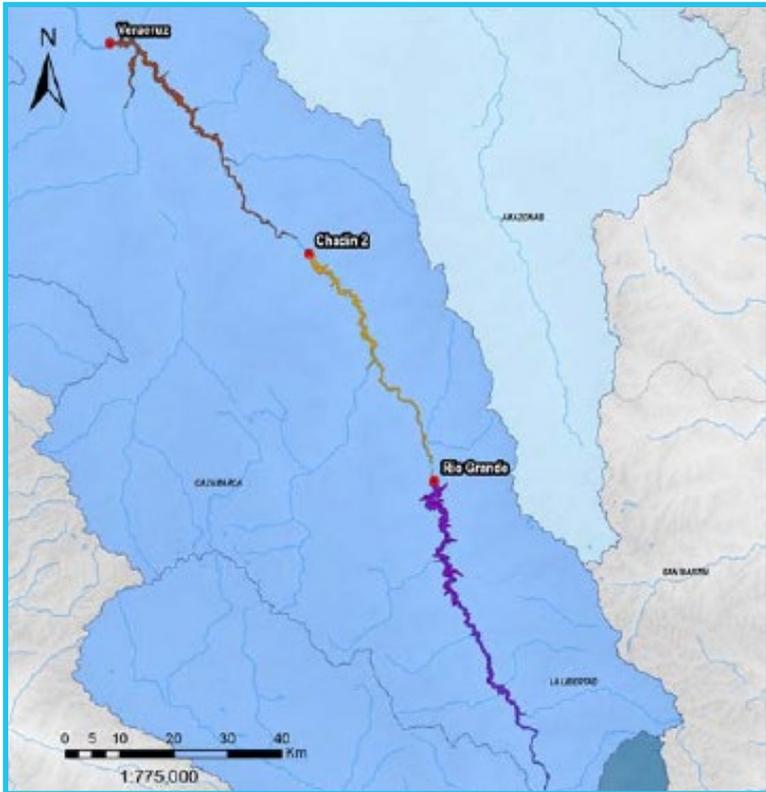
Fuente: Minem (2019), elaboración propia¹⁰³

Impactos y conflictos socioambientales

Los impactos ambientales que ocasionaría la construcción de las CH Río Grande I y Río Grande II estarían relacionados con el caudal natural de la cuenca del río Marañón y los sistemas biológicos de los peces, cuya migración estacional se vería afectada. En la cuenca media-baja del río Marañón se ubican tres proyectos de centrales hidroeléctricas (Veracruz, Chadín II y Río Grande I y II) que tienen una relación interdependiente respecto de los niveles de agua que van dejando sus embalses respectivos (ver figura 26).

103 Véase <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/438336/RD-262-2017.pdf>

Figura 26: Ubicación de la cuenca media-baja del río Marañón



Fuente: CSF (2017)

La construcción conjunta de las centrales hidroeléctricas mencionadas implicaría una modificación importante en los caudales de ingreso en los embalses de las centrales Veracruz y Chadín II, por ejemplo, lo cual alteraría el caudal natural¹⁰⁴ o ecológico que utilizan las especies biológicas durante la migración de los peces o el traslado natural de los sedimentos, que, al ser modificados, producirían un mayor volumen de gases contaminantes que el uso de combustibles fósiles (ver tabla 20).

¹⁰⁴ El caudal natural es por donde circula el curso de agua natural; en este no hay derivación originada por el ser humano para almacenamiento, exportación o empleos consuntivos, lo que hace muy difícil su existencia.

Tabla 20: Valores de caudal de ingreso de los proyectos Chadín II y Veracruz en un año (en m3/s)

Meses	Caudal natural		Caudal modificado		Modificación %	
	Chadín II	Veracruz	Chadín II	Veracruz	Chadín II	Veracruz
Enero	610,67	672,15	518,37	561,49	-15,12	-16,46
Febrero	846,54	931,78	544,77	585,24	-35,65	-37,19
Marzo	986,12	1085,42	844,22	699,29	-14,39	-35,57
Abril	795,29	875,37	795,29	780,08	0	-10,89
Mayo	366,50	403,41	491,03	527,93	33,98	30,87
Junio	213,76	235,28	323,93	421,52	51,54	79,16
Julio	154,91	170,51	267,34	365,60	72,58	114,42
Agosto	132,00	145,30	164,78	263,29	24,83	81,21
Septiembre	137,14	150,95	165,35	263,81	20,57	74,77
Octubre	253,16	278,65	278,34	325,49	9,95	16,81
Noviembre	395,62	435,45	494,29	539,83	24,94	23,97
Diciembre	530,44	583,85	509,38	553,41	-3,97	-5,21

Fuente: CSF (2017), elaboración propia

Asimismo, el área agrícola inundada por el proyecto de las CH Río Grande I y II sería la más extensa, en comparación con las centrales Chadín II y Veracruz. La agricultura de las regiones de La Libertad, Cajamarca y Amazonas serían las más afectadas, especialmente la última, con más de 400 ha en todo el lugar (ver tabla 21).

Tabla 21: Extensión de áreas agrícolas inundadas por proyecto

Proyecto	Área agrícola inundada (ha)	Acumulado (ha)
Río Grande I y II	556,15	556,15
Chadín II	244,88	801,03
Veracruz	73,37	874,40

Fuente: CSF (2017), elaboración propia

Durante la elaboración del EIA de la CH Chadín II, por ejemplo, se pudo verificar –de acuerdo con los estudios del Colectivo Amazonía e Hidroeléctricas– la falta

de un análisis riguroso respecto de las medidas necesarias para la prevención o compensación de los posibles impactos en los territorios indígenas. En ese sentido, comuneros de las localidades Tupén Grande y Mendán rechazaron la construcción de la CH Chadín, ya que inundaría los territorios que utilizan para sobrevivir y habitar, lo que, además, generaría un desplazamiento forzoso hacia otros lugares no aptos para ellos¹⁰⁵. El mismo resultado se obtuvo en el caso de las centrales Río Grande I y II.

La situación actual de las centrales Río Grande I y II nos muestra que existe una clara interdependencia con los demás proyectos identificados en la cuenca media-baja del río Marañón (Chadín II y Veracruz), ya que dependen de los caudales que cada uno de los embalses va dejando. Sin embargo, la falta de una identificación integral de los posibles impactos sociales y ambientales entre dichos proyectos nos deja como síntesis que no existe una evaluación estratégica, por lo menos en cuanto a la cuenca media-baja. Esta situación agravaría aún más la problemática de los derechos de pueblos indígenas y comunidades campesinas ubicadas allí.

4. Otras centrales hidroeléctricas

En el capítulo anterior se estudiaron los principales proyectos de centrales hidroeléctricas ubicados en la cuenca del río Marañón y que tendrían un gran impacto económico, social y cultural para la población en general y los pueblos indígenas en específico. Sin embargo, de acuerdo con las investigaciones realizadas en los distintos portales de información pública y cartas de acceso a la información, se pudo verificar que existen otras centrales hidroeléctricas que, si bien no tienen una influencia directa sobre la cuenca hidrográfica en torno al río Marañón, sí tienen, en cambio, un impacto directo sobre sus afluentes. En las siguientes páginas daremos a conocer el estado actual de estas centrales hidroeléctricas y las diversas modificaciones realizadas durante los últimos años, lo que, finalmente, demostrará que, a la fecha, la promoción y el financiamiento de este tipo de proyectos sigue mas vigente que años anteriores.

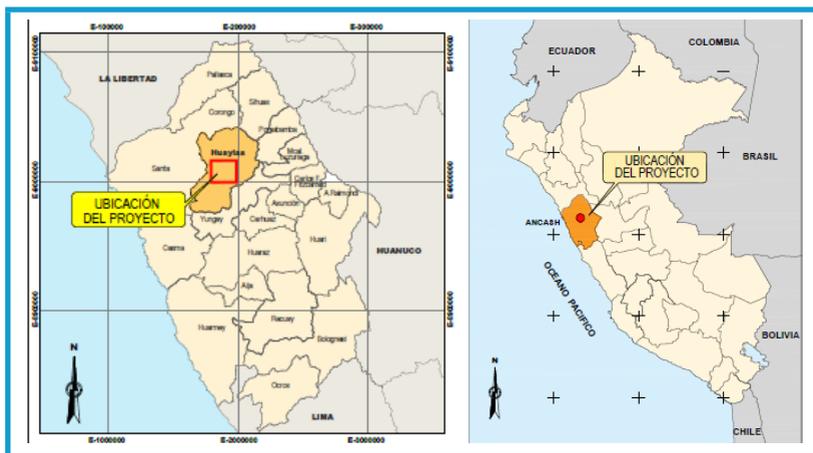
4.1. CH Quitaracsa I

La CH Quitaracsa se ubica aproximadamente a 500 km al noreste de Lima, distrito de Yuracmarca, provincia de Huaylas, región Áncash, y aprovecha las aguas del río Quitaracsa —afluente del río Santa— y la quebrada San Mateo (2374 m s. n. m.) (ver figura 26). Tiene una capacidad de 115 MW y actualmente la concesión es

¹⁰⁵ Véase <https://www.actualidadambiental.pe/pobladores-de-cajamarca-y-amazonas-se-oponen-a-la-construccion-de-hidroelectrica-chadin-ii/>

operada por Engie Energía Perú S. A. (Engie Energía); cuenta con la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) mediante Resolución Directoral 128-2004-MEM/AAE¹⁰⁶, Plan de Manejo Ambiental (PMA) Optimización del Proyecto Central Hidroeléctrica Quitarasca, aprobado por Resolución Directoral 324-2010-MEM/AAE¹⁰⁷, y el PMA Modificación de Componentes del Proyecto Central Hidroeléctrica Quitarasca I, aprobado con Oficio 2199-2013-MEM/AAE.

Figura 27: Ubicación de la CH Quitarasca I



Fuente: EIA CH Quitarasca

En el 2017, Engie Energía solicitó la aprobación de su Informe Técnico Sustentatorio (ITS) (Trámite 1053-2017), que consistía en la construcción de un campamento de caverna con la instalación de viviendas, almacenamiento temporal de residuos sólidos, entre otros; y la modificación del sistema de tratamiento de residuos domésticos de la casa de máquinas. Para ello, la Dirección de Certificación Ambiental del Senace (DCA Senace) solicitó las opiniones técnicas vinculantes de la Autoridad Nacional del Agua (ANA) y del Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas (Sernanp).

Mediante Informe Técnico 337-2017-ANA-DGCRH/EEIGA, la ANA emitió opinión favorable a las modificaciones solicitadas por Engie Energía, debido a que no significarían una grave afectación al ambiente. Sin embargo, el Sernanp, mediante Opinión Técnica 357-2017-SERNANP-DGANP, declaró no favorables

¹⁰⁶ Véase https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/375832/RD_128-2004-MEM-AAE.pdf

¹⁰⁷ Véase <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/433821/324-2010-MEM-AAE.pdf>

las modificaciones de Engie Energía, debido a que no cumplía con subsanar las observaciones planteadas sobre el adecuado manejo de los residuos sólidos y la ubicación de lugar de disposición temporal, la ubicación de lugar de disposición final de los lodos generados en el tanque séptico, los compromisos actuales relacionados con las medidas ambientales para minimizar el impacto del proyecto y la falta de especificación en los IGA aprobados para la utilización de otras herramientas (puente, túnel de ventilación, acceso a caída de agua, etc.) que inciden en la zona de amortiguamiento del Parque Nacional Huascarán. Entonces, la Dirección de Certificación Ambiental del Senace (ver figura 27), mediante Resolución Directoral 110-2017-SENACE/DCA, declaró la no conformidad del ITS presentado por Engie Energía.

Figura 28: Conclusión de la DCA Senace

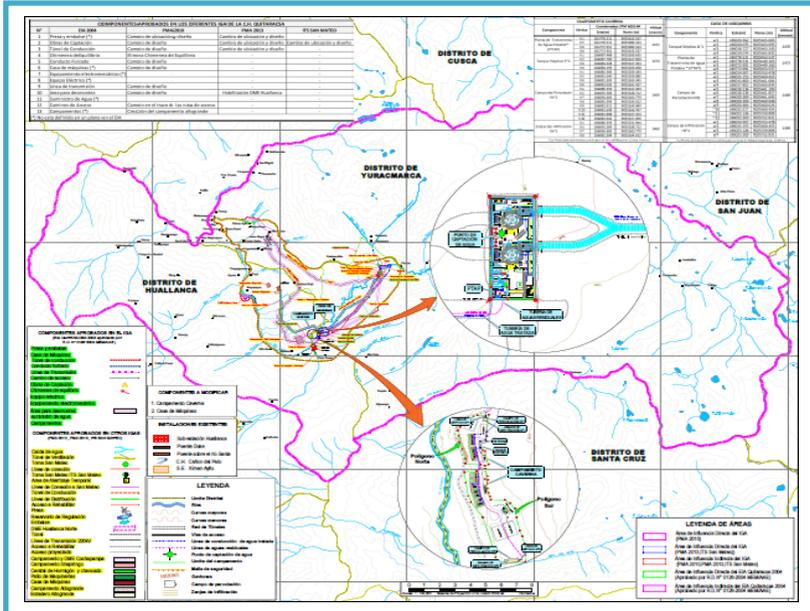
III. CONCLUSION

Luego de la evaluación técnica y legal realizada al Informe Técnico Sustentatorio para la *"Modificación de componentes auxiliares de la Central Hidroeléctrica Quitaracsa I, por la Inclusión del Campamento Caverna y Sistemas de Tratamiento en Casa de Máquinas"*, presentado por Engie Energía Perú S.A., y habiendo finalizado el procedimiento regular se concluye que el Titular no ha absuelto las observaciones del SERNANP; por lo que, corresponde declarar la no conformidad del ITS presentado, dejando a salvo el derecho del citado Titular de presentar una nueva solicitud.

Fuente: Informe 100-2017-SENACE-J-DCA/UPAS-UGS

Engie Energía presentó una nueva solicitud (Trámite 3475-2017) para la aprobación del ITS, la modificación del campamento caverna y de la casa de máquinas (ver figura 29) de la CH Quitaracsa I. La Dirección de Certificación Ambiental del Senace solicitó a las autoridades sectoriales competentes emitir nuevamente sus opiniones técnicas vinculantes respecto de la nueva solicitud. Mediante Informe Técnico 675-2017-ANA-DGCRH-EEIGA, la Dirección de Gestión de Calidad de los Recursos Hídricos de la ANA (DGCRH ANA), recomendó emitir opinión favorable al proyecto debido a que el administrado (Engie Energía) había establecido compromisos claros respecto de la utilización del agua correspondiente al uso doméstico y la minimización de los impactos, que no serían significativos, según la autoridad.

Figura 29: Ubicación del campamento caverna y la casa de máquinas de la CH Quitaracsa



Fuente: EIA CH Quitaracsa

La Dirección de Gestión de Áreas Naturales Protegidas del Sernanp (DGANP Sernanp) remitió la Opinión Técnica 665-2017-SERNANP-DGANP a Engie Energía, en la que solicita información complementaria respecto de la modificación de los componentes auxiliares que habían sido declarados no favorables con anterioridad. El administrado, con fecha 16 de agosto de 2017, remitió la información solicitada por la autoridad.

Finalmente, la DGANP Sernanp, mediante Opinión Técnica 738-2017-SERNANP-DGANP, evaluó dicha información y concluyó que el administrado había subsanado todas las observaciones formuladas, pero que estaría sujeto a la implementación de posteriores compromisos. La Dirección de Certificación Ambiental Senace, mediante Informe 237-2017-SENACE-J-DCA/UPAS-UGS, declaró su conformidad con la modificación planteada por Engie Energía, ya que no generaría impactos ambientales significativos y que contaría con las medidas de manejo ambiental para la prevención, control, mitigación y corrección de aquellos (ver figura 30), reconocida en la Resolución Directoral 270-2017-SENACE/DCA.

Figura 30: Conformidad a la modificación planteada por Engie Energía

III. CONCLUSIÓN

Luego de la evaluación técnica y legal realizada al Informe Técnico Sustentatorio del proyecto *"Modificación de componentes auxiliares de la Central Hidroeléctrica Quitaraca I, por la Inclusión del Campamento Caverna y Sistemas de Tratamiento en Casa de Máquinas"*, presentado por Engie Energía Perú S.A., se concluye lo siguiente:

- 3.1. Se prevé que la realización de la modificación de componentes consignada en el presente Informe Técnico Sustentatorio no implican la generación de impactos ambientales negativos significativos, contando además con las medidas de manejo ambiental correspondientes para la prevención, control, mitigación y corrección de los ya identificados y evaluados.
- 3.2. Por tanto, las actividades previstas en el Informe Técnico Sustentatorio evaluado mediante el presente informe, se encuentran bajo los alcances del artículo 4 del Decreto Supremo N° 054-2013-PCM; por lo que, corresponde otorgar la conformidad al mismo.

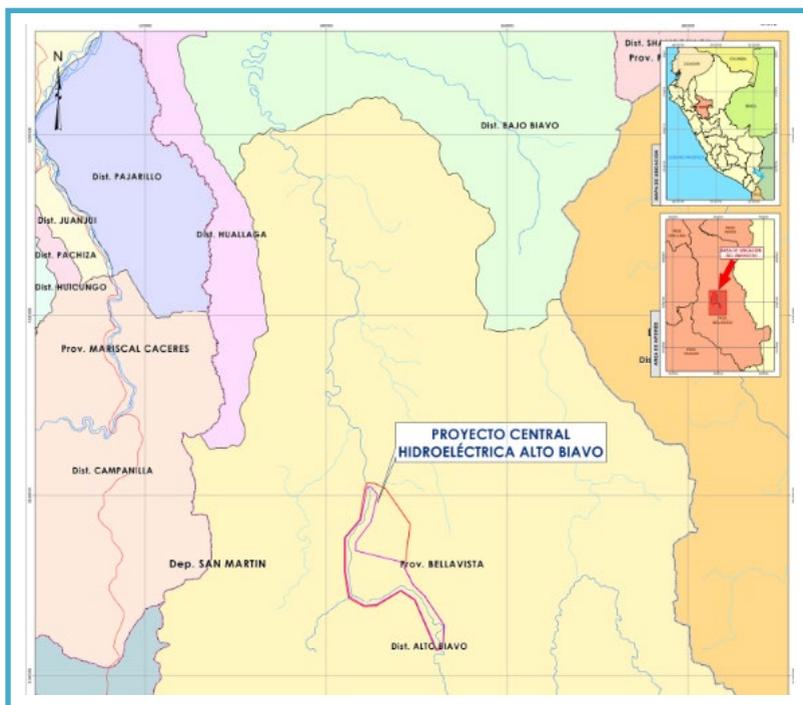
Fuente: Informe 237-2017-SENACE-J-DCA/UPAS-UGS

4.2. Proyecto de CH Alto Biavo

El proyecto de CH Alto Biavo es una central hidroeléctrica de pasada, con una regulación diaria del caudal para garantizar energía durante el año. Tiene como titular a la empresa Generación Eléctrica Río Biavo S. A. C. (Empresa Río Biavo). Se ubicaría en el distrito de Alto Biavo, provincia Bella Vista, región San Martín (ver figura 31), utilizaría un caudal de diseño de 100 m³/s, una caída de 365,60 m, una capacidad instalada de 302 MW y significaría una inversión de USD 617 millones¹⁰⁸. El proyecto utilizará la fuerza de las aguas provenientes del río Biavo, afluente del Huallaga, que, a su vez, forma parte de la cuenca hidrográfica del Marañón.

¹⁰⁸ Véase <https://www.rumbominero.com/noticias/energia/rio-biavo-alista-central-hidroelectrica-en-san-martin/>

Figura 31: Ubicación del proyecto CH Alto Biavo

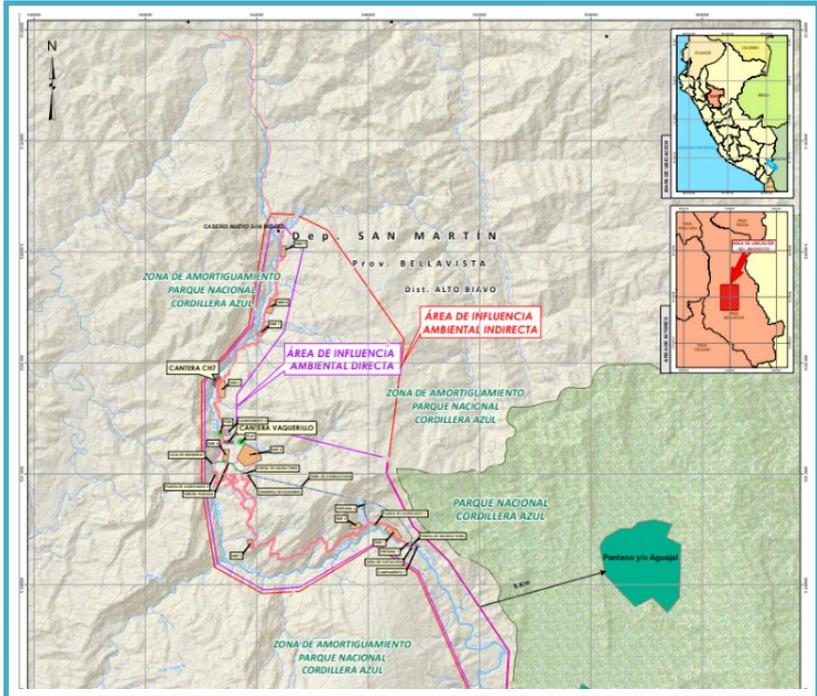


Fuente: EIA-sd CH Alto Biavo

En el 2017, la Dirección General de Electricidad del Minem solicitó a la DGANP Sernanp que verificase la compatibilidad del proyecto CH Alto Biavo, ya que tenía como ubicación la zona de amortiguamiento del Parque Nacional Cordillera Azul (figura 32).

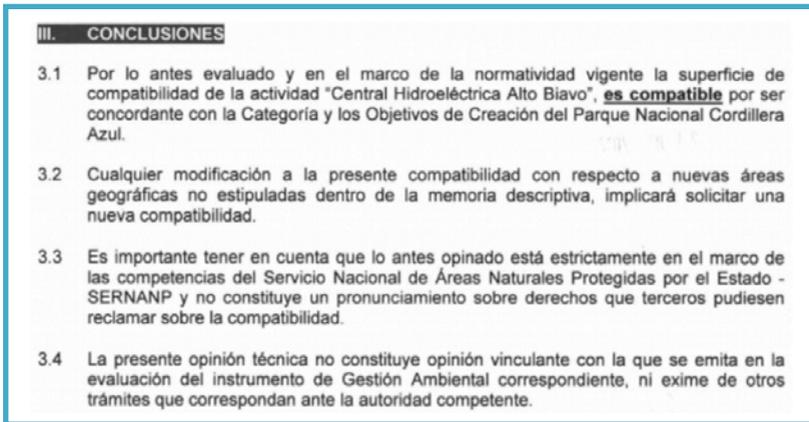
Mediante Opinión Técnica 628-2017-SERNANP-DGANP, se concluyó que el proyecto no afectaría el interior del Área Natural Protegida, ya que se desarrollaría en la zona de amortiguamiento y no dentro, y tampoco supondría afectación a los objetos de conservación dispuestos en el Plan Maestro 2017-2021 del ANP (ver figura 33).

Figura 32: Superposición en la zona de amortiguamiento del ANP Cordillera Azul



Fuente: EIA-sd CH Alto Biavo

Figura 33: Conclusión del Sernanp



Fuente: Opinión Técnica 628-2017-SERNANP-DGANP

Sin embargo, de la revisión del Plan Maestro 2017-2021 del Parque Nacional Cordillera Azul, aprobado mediante Resolución de Presidencia 032-2017-SERNANP, y de la Base de Datos de Pueblos Indígenas (BDPI) del Ministerio de Cultura (Mincul) se pudo verificar la existencia de varias poblaciones indígenas pertenecientes a la etnia kichwa, ubicadas en el distrito Alto Biavo (ver tabla 22).

Tabla 22: Comunidades indígenas

Nombre	Etnia indígena	Distrito	Provincia	Departamento	Reconocimiento
Incaico					Sí
José Olaya					Sí
Los Ángeles					Sí
Muralla del Alto Biavo					R. D. 226-2016-GR-SM/DRASAM
Nuevo San Lorenzo					Sí
Nuevo Trujillo	Kichwa	Alto Biavo	Bellavista	San Martín	Sí
Puerto Franco Valle Pikiyacu del Alto Biavo					R. D. 228-2016-GR-SM/DRASAM
Ramón Castilla					Sí
San Miguel					Sí
Vista Alegre					Sí

Fuente: BDPI del Mincul (2020), elaboración propia

Sin embargo, ninguna de las comunidades indígenas identificadas cuenta con la titulación de sus territorios¹⁰⁹, situación que podría originar un determinado conflicto social y político al momento de iniciar el proceso de consulta previa para la aprobación del proyecto. A inicios de enero del presente año¹¹⁰, la Empresa Río Biavo presentó su solicitud de evaluación el estudio de impacto ambiental semidetallado (EIA-sd) al Senace. Entonces, corresponde identificar la evolución posterior en el procedimiento mismo, ya que la experiencia ha demostrado que en esta clase de procesos los pueblos indígenas no tienen una participación efectiva, debido a que los canales de involucramiento no responden a las necesidades desde los propios pueblos.

¹⁰⁹ Véase <https://bdpi.cultura.gob.pe/busqueda-de-localidades-de-pueblos-indigenas>

¹¹⁰ Todas las empresas que deseen realizar alguna actividad de medio impacto sobre el medioambiente deberán, además de solicitar el derecho correspondiente, contar con la aprobación del estudio de impacto ambiental semidetallado ante el Senace.

Cabe agregar que, como ha quedado demostrado a lo largo de la investigación, las obras de infraestructura relacionadas con centrales hidroeléctricas han suscitado una gran oposición por parte de los pueblos indígenas que, organizados, han logrado en algunos casos que dichos proyectos no se realicen sin tener las condiciones necesarias ni incorporar las medidas necesarias ante los graves impactos que podrían ocasionar en el ambiente y en los recursos naturales utilizados para su subsistencia.

CONCLUSIONES

Capítulo 1

- ▶ El abastecimiento de la demanda energética es una prioridad para los países más desarrollados (Estados Unidos y China). En este panorama, los países de América del Sur, dados los recursos naturales que poseen, buscaron, en general, líneas de trabajo y diseñaron propuestas, con el fin de fortalecer los espacios de cooperación regional en iniciativas relacionadas con infraestructura e industrias extractivas. Sin embargo, los esfuerzos para consolidar iniciativas como la Unasur no tuvieron los resultados esperados: sirvieron, en cambio, para consolidar los intereses políticos y económicos de Brasil —o de sus empresas— en materia de proyectos hidroeléctricos, dadas las capacidades de interconexión entre los países de la región. Los problemas al interior de la Unasur permitieron, finalmente, que Brasil expandiera sus empresas públicas y privadas y fortaleciese al Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social en el financiamiento de los proyectos de infraestructura; por otro lado, terminaron con la alianza regional¹¹¹. No obstante, los proyectos identificados por el Cosisplan siguen en marcha.
- ▶ A pesar de que la Unasur no cumplió su propósito, el Estado peruano analizó otras alternativas de alcance bilateral con otros países. En ese sentido, los marcos jurídicos regionales para la promoción de las inversiones eléctricas (Decisión 536), acuerdos bilaterales vinculantes (Acuerdo Energético Perú-Brasil) o las propias políticas nacionales de planeamiento eléctrico (Plan de Transmisión 2019-2028 COES SINAC) lograron identificar ciertos beneficios en un sistema basado en la interconexión eléctrica de forma paralela a las centrales hidroeléctricas¹¹²:

111 En el 2019 se creó el Foro para el Progreso de América del Sur (Prosur). Entre sus miembros están Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Paraguay, Perú y Guyana, que excluyeron a Venezuela de participar a causa del régimen antidemocrático que rige en dicha nación. Véase <https://www.lostiempos.com/actualidad/mundo/20190323/ocho-paises-crean-foro-progreso-america-del-sur>

112 Actualmente existen diversas investigaciones que demuestran la no viabilidad de las centrales hidroeléctricas debido a las grandes cantidades de emisiones (gases de efecto invernadero) que produciría su construcción. En ese sentido, la mirada hacia otras alternativas, como las fuentes eólicas o térmicas, podrían ofrecer un mejor panorama, más aún con los niveles crecientes de expansión de las obras de infraestructura en la cuenca del Amazonas.

- ▶ En los casos de Brasil y Ecuador se identificó que existen grandes oportunidades para interconectar sus sistemas eléctricos con el del Perú, adicionalmente a los intereses por promover la construcción de centrales hidroeléctricas. El caso de la actualización de los sistemas de transmisión eléctrica 500 kV entre la Colecta Sur-Independencia-Marcona en Brasil y el proyecto Interconexión Eléctrica 500 kV Perú-Ecuador que prevé la mejora de diversas subestaciones eléctricas (SE Piura Nueva-Frontera) son una muestra del avance con ambos países.
- ▶ En el caso de Colombia, la interconexión eléctrica depende mucho de la participación directa entre Ecuador y el Perú. Es decir, para que los sistemas eléctricos de Perú y Colombia puedan complementarse, se debe recurrir necesariamente al apoyo del sistema eléctrico ecuatoriano.
- ▶ En los casos de Bolivia y Chile existen dificultades asociadas con las diferencias territoriales que presentan ambos países con el Perú. Mientras que la matriz energética de Bolivia se basa en el consumo de gas, Chile tiene mayores alcances para la producción de energía eólica. Por lo tanto, hoy en día, resultaría difícil interconectar dichos espacios con el Perú, aunque existen avances institucionales (reuniones bilaterales o grupos de trabajo).

A continuación, un resumen de las principales iniciativas:

País	Proyecto identificado	Marco jurídico o político priorizado	Estado actual
Brasil	Enlace de 500 kV con la Colectora Sur-Independencia-Marcona	Plan de Transmisión 2019-2028 del COES SINAC y Acuerdo Energético Perú-Brasil	No ha habido mayores avances desde la modificación de la SE Independencia (220 kV) y SE Marcona (200 kV), según el COES SINAC.
Ecuador	Interconexión Eléctrica 200 kV Perú-Ecuador	Decisión 536 y 816 de la CAN, Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad	En preparación ¹¹³ , según el financiamiento del BID.
	Línea de transmisión 500 kV Piura Nueva-Frontera		Proceso de licitación a cargo de Proinversión desde el 2018.
Colombia	Sistema troncal de 500 kV	Plan de Transmisión 2019-2028 del COES SINAC	Condicionado a los proyectos con Ecuador.
Bolivia	Interconexión eléctrica con convertidores asincrónicos back-to-back (Perú: 60 Hz y Bolivia: 50Hz)	Convenio Bilateral de Integración Eléctrica (2015)	Según estudios realizados por el BID, se verificó que la interconexión no es rentable ¹¹⁴ .
Chile	Interconexión eléctrica (líneas de transmisión) de 220 kV y 500 kV	Plan de Transmisión 2019-2028 del COES SINAC	En 2019 concluyeron los estudios técnicos que indicaron la viabilidad económica y de rentabilidad en vista del uso para ambos países en relación con el proyecto de LT de 220 kV, solamente ¹¹⁵ .

Elaboración propia

Capítulo 2

- ▶ A nivel político, la planificación del sector eléctrico en el territorio peruano tiene como principal pilar el aprovechamiento de los recursos naturales hidroeléctricos de la cuenca del río Marañón. En ese sentido, el Plan Energético Nacional 2014-2025 identificó que la necesidad de energía eléctrica ha ido en aumento durante los años 2016, 2017 y 2018, por lo que sería factible la construcción de centrales hidroeléctricas de acuerdo con los índices de demanda actuales. Ello, sin embargo, exige un análisis integral de los factores de los impactos ambientales y sociales que ocasionarían dichos proyectos.
- ▶ A nivel jurídico, existe una grave deficiencia en la Ley de Concesiones Eléctricas y su reglamento, así como en las normas conexas relacionadas con la participación ciudadana, ya que se encuentran desactualizadas; por lo tanto, ni la implementación de los estándares ambientales y sociales, ni los derechos de los pueblos indígenas se encuentran dentro de las prioridades del Estado peruano al momento de promover las actividades eléctricas. Esto agrava aún más la situación de los grupos vulnerables en las circunstancias actuales, por lo que se generarían mayores riesgos para su salud y para el ambiente. De ahí que es necesario plantear condiciones mínimas ambientales y sociales; de lo contrario, estos proyectos seguirían el mismo camino de la CH Pakitzapango y la CH Inambari.
- ▶ Es importante resaltar que solo se ha realizado un **proceso de consulta previa** en el sector hidroeléctrico (CH Araza y las comunidades campesinas de Marcapata, Collana, Sahuancay, Socopata y Unión Araza), que podría ser replicado en otros proyectos con las mismas características del proceso; sin embargo, los procesos de consulta previa dirigidos por el sector Energía aún necesitan atender el carácter particular de los pueblos indígenas, incluir metodologías interculturales adecuadas, incorporar adecuadamente el acceso a la información y la transparencia dentro de los procesos, así como a otros sectores del Estado involucrados. Los conflictos sociales originados principalmente por la falta de información y de la participación oportuna de las poblaciones afectadas pueden evitarse si se llevan adelante procesos de diálogo participativos con instancias de representación que integren beneficios y demandas.

113 Véase <https://www.iadb.org/es/project/EC-T1438>

114 Véase [https://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/PlanTransmision/ActualizacionPTG?ath=Planificaci%C3%B3n%2FPlan%20de%20Transmision%2FActualizaci%C3%B3n%20Plan%20de%20Transmisi%C3%B3n%202021%20-%202030%2F06.%20PT%202021-2030%20\(Propuesta\)%2F](https://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/PlanTransmision/ActualizacionPTG?ath=Planificaci%C3%B3n%2FPlan%20de%20Transmision%2FActualizaci%C3%B3n%20Plan%20de%20Transmisi%C3%B3n%202021%20-%202030%2F06.%20PT%202021-2030%20(Propuesta)%2F)

115 *Ibidem*

Capítulo 3

- En el 2011 se identificaron veinte proyectos de centrales hidroeléctricas en la cuenca del río Marañón (D. S. 020-2011-EM) que sufrieron varias modificaciones y críticas adicionales desde la elaboración de los estudios previos hasta el otorgamiento del derecho de concesión por parte del Estado. Entre ellos, solamente cuatro proyectos tuvieron mayor avance; su nivel se graficará mediante determinados colores (rojo: inactivo; verde: activo; amarillo: activo sin EIA; y azul: en preparación):

Nombre del proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tipo de concesión	EIA	Estado actual	Semáforo
CH Veracruz	Compañía Energética Veracruz	730	Definitiva	R. S. 076-2014-EM	Pérdida de la vigencia de la certificación ambiental.	Activo, pero sin EIA
CH Chadín II	AC Energía S. A.	600	Definitiva	R. S. 073-2014-EM	Pérdida de la vigencia de la certificación ambiental.	Activo, pero sin EIA
CH Lorena	Amazonas Energía S. A. C.	650	Temporal	R. M. 247-2015-MEM/DM	Ampliación de los estudios de factibilidad	En preparación
CH Río Grande I y II	Odebrecht Energía del Perú S. A. C.	600 y 150	Temporal	R. M. 502-2014-EM	Aprobado el pedido de desistimiento del administrado (R. D. 262-2017-MEM/DGAEE)	Inactivo

Elaboración propia

- Cabe agregar que en cada uno de los proyectos analizados se identificaron graves problemas de conflictos sociales y ambientales, por lo que suscitaron una gran resistencia de las comunidades indígenas amazónicas y los centros poblados, además de representar una amenaza latente por el aumento de CO₂, la deforestación, la alteración de los procesos biológicos y el desplazamiento territorial.

- ▶ En relación con las otras centrales hidroeléctricas, la información obtenida de las autoridades indica que se han realizado diversas modificaciones relacionadas con la construcción de nueva infraestructura para la gestión del proyecto, como es el caso de la CH Quitaracsa I, mientras que otros proyectos, como la CH Alto Biavo —según la revisión de la BDPI del Mincul—, suscitan una gran resistencia de los pueblos indígenas (kichwa) en el distrito de Alto Biavo, donde se pretende construir.
- ▶ Cabe agregar que los proyectos de infraestructura han recibido bastantes críticas porque su planeamiento inicial no considera los impactos directos e indirectos en el marco de una evaluación ambiental y social completa que identifique, por lo menos, a los principales actores políticos que deben participar y ser consultados para la ejecución de dichas estrategias, así como impactos acumulativos de las diversas actividades en los territorios¹¹⁶.

116 Véase <https://www.dar.org.pe/noticias/una-infraestructura-para-la-vida-compromisos-del-sector-publico-privado-y-sociedad-civil>

RECOMENDACIONES FINALES

Sobre mejoras normativas e institucionales:

- ▶ En lo que corresponde al Gobierno central, es necesario actualizar de manera urgente la normativa del sector y los reglamentos de participación ciudadana bajo el SEIA, de modo que este cambio implique la participación de la sociedad civil, pueblos indígenas y otros actores interesados en mejorar dichos procesos. Se requiere, sobre todo, incorporar variables de análisis de sostenibilidad con enfoque de género y de interculturalidad, así como atender la situación actual del COVID-19 implementando mejores medidas en seguridad sanitaria, e indicadores claros de atención e impactos en la salud.
- ▶ Es necesaria una reforma que implique incorporar, en los procesos de aprobación de concesión definitiva, opiniones y coordinaciones con otros sectores, así como mecanismos complementarios de coordinación con los gobiernos regionales y locales, y la sociedad civil; esto, con el fin de mejorar el desarrollo de los proyectos, pues los actores solo mediante la emisión de opiniones sobre el proceso de evaluación ambiental expresan sus demandas a las autoridades. Asimismo, hasta el momento, la única coordinación con los gobiernos regionales y locales se genera para la realización de los talleres y audiencias públicas, por lo que es necesario implementar otros mecanismos que integren de manera eficiente a los gobiernos subnacionales. La articulación con los gobiernos locales y regionales en la planificación de los proyectos, así como para la publicación y difusión de información importante para la ciudadanía, son fundamentales para una adecuada gobernanza de los recursos naturales.
- ▶ Al Minem se le recomienda publicar en su web información sobre los expedientes de concesión; y al Minem y al Senace, dar a conocer los expedientes de los estudios ambientales en el marco de sus competencias (TdR, Plan de Participación Ciudadana, EIA, MEIA, DIA, ITS, opiniones técnicas, oficios, subsanaciones de empresas, etc.), de manera desagregada por proyecto y región, y con información sobre el estado del proceso administrativo, así como todas las resoluciones finales de cada proceso de participación ciudadana e información actualizada generada durante

los talleres, audiencias públicas y otros mecanismos complementarios participativos.

- ▶ A las autoridades competentes, se les sugiere implementar planes de capacitación en derechos humanos, derechos indígenas y gobernanza para los funcionarios públicos responsables de llevar a cabo los procesos de participación ciudadana y consulta previa en el sector minero-energético, así como a los encargados de evaluar los planes de participación ciudadana de los proyectos para mejorar estos procesos e incorporar otras variables importantes, como el enfoque de género, en la identificación de impactos en la evaluación ambiental.

Sobre los procesos de planificación de los recursos naturales:

- ▶ Efectuar las modificaciones necesarias dentro de la planificación y formulación de proyectos, con la finalidad de introducir criterios que reduzcan los múltiples impactos sociales y ambientales que contribuyan al bienestar de las personas: mejores condiciones de vida, de salud, económicas, el disfrute de una vida en comunidad, la libertad y la armonía con el ambiente. Igualmente, incorporar un enfoque preventivo eficaz, de modo que los ecosistemas y las especies se alteren lo menos posible, no solo porque pueden ser esenciales para el sostenimiento de la vida humana, sino porque tienen valor en sí mismos, así como para afrontar los retos frente al cambio climático y la pandemia del COVID-19. En este último punto, sobre todo con indicadores y metodologías para la atención en la salud, además de la identificación de impactos que podrían incrementarse a raíz de la acción de dicho virus.
- ▶ Realizar un análisis ambiental y social integral de la cuenca del río Marañón, dada la complementariedad existente entre los proyectos de centrales hidroeléctricas, por lo que un proceso de evaluación ambiental estratégica en la cuenca sería pertinente. Por ejemplo, en la cuenca baja se encuentran las CH Rentema (1500 MW), CH Escurrebraga (1800 MW) y CH Manseriche (7550 MW), que poseen un gran potencial en vista de que sus embalses producirían más de 10 000 MW de electricidad, y sus consecuencias, de no ser estudiadas con detenimiento, tendrían graves consecuencias sobre el ambiente y los pueblos indígenas de las zonas de influencia. De la misma manera, las centrales eléctricas estudiadas en el presente informe, a pesar que no haber tenido mayor avance, se mantienen como perfiles para una posterior construcción y, en todos los casos, suscitan una gran resistencia de los pueblos indígenas que habitan las zonas de impacto.

Sobre los actuales procesos de participación ciudadana:

- ▶ A las autoridades competentes, desarrollar el enfoque de interculturalidad y de género en los procesos de participación ciudadana, bajo directrices y metodologías basadas en estándares internacionales sobre derechos humanos para que los titulares y las consultoras ambientales los respeten de manera irrestricta. Además, para que los tiempos cortos asignados para exponer el EIA a la población puedan usarse de manera eficiente, de modo que se logre entender toda la información de los proyectos y sus impactos, así como modificar el lenguaje técnico utilizado en uno sencillo que sirva a la población en su incidencia en estos procesos.
- ▶ Elaborar una estrategia y planes de información adaptados contextual e interculturalmente a las zonas donde existen pueblos indígenas, población rural y conflictos socioambientales, con el fin de que las poblaciones puedan acceder a mayor información sobre los actuales proyectos de inversión, y coadyuven a reducir la conflictividad social; dichas estrategia deben incorporar las necesidades y demandas de la poblaciones afectadas, así como beneficios para mejorar sus condiciones de vida, más aún con la actual pandemia de COVID-19, que se ha extendido a las regiones amazónicas y afecta gravemente a los pueblos indígenas.
- ▶ Es necesario promover la participación de las poblaciones afectadas desde las etapas iniciales de elaboración de proyectos, con mecanismos de transparencia y acceso a la información antes, durante y después de estos. Por ello, recomendamos que se implementen mecanismos de participación ciudadana para la presentación y evaluación de los ITS, pues las modificaciones a los proyectos deben ser conocidas por la población con el fin de evitar conflictos sociales. Es esta una de las principales falencias en la presentación de estos instrumentos.
- ▶ Incorporar mecanismos de transparencia y acceso a la información de manera eficiente y oportuna para que las autoridades públicas competentes publiquen las opiniones emitidas por las poblaciones locales, así como la información generada para los talleres, audiencias y otros mecanismos complementarios. Contar con esta información sistematizada y actualizada será importante también para que las mismas autoridades puedan analizarla mejor y elaborar estrategias que puedan mejorar los proyectos al abordar adecuadamente las necesidades de las poblaciones, así como dar respuestas a las preguntas que planteen los ciudadanos que habitan en las zonas de influencia directa e indirecta de los proyectos.

Sobre los procesos de consulta previa:

- ▶ Si bien se ha realizado un solo proceso de consulta previa para el subsector Energía, es necesario implementar los instrumentos y procedimientos para mejorarlos, con vista a futuros procesos; que aborden todo tipo de contrataciones, la organización de todas las etapas de la consulta previa, así como la participación de otros sectores, como el Mincul, para validar el recojo de información sobre pueblos indígenas y comunidades. Además, es importante que se publique en la página web del Minem la información generada en los procesos de consulta que se llevarán a cabo, con la finalidad de garantizar su transparencia. La ausencia de esta información en la web dificulta que otros actores conozcan sobre la idoneidad del proceso.

A las empresas y actores interesados:

- ▶ A las empresas hidroeléctricas, es necesario que promuevan espacios, dentro de sus actividades económicas, para la integración de los derechos humanos como parte de un proceso de debida diligencia empresarial. Es decir, buscar la participación y análisis con las poblaciones indígenas más afectadas por sus operaciones. Cabe agregar que la deficiencia de los proyectos de inversión se enmarca en una falta de acceso oportuno para la participación e información necesaria a la hora de tomas de decisiones, asunto que indicamos en otro momento.
- ▶ A la sociedad civil, organizaciones indígenas y otros actores interesados, es necesario que confluyan en espacios de intereses comunes para elaborar estrategias de incidencia que permitan contribuir a una mejor gobernanza de los recursos energéticos e identificar logros concretos para fortalecer el respeto de los derechos humanos, la supervivencia de los pueblos indígenas y la protección del ambiente, ya que la construcción de centrales hidroeléctricas sin adecuados candados de sostenibilidad social, ambiental y protección a la salud pueden generar graves consecuencias.

BIBLIOGRAFÍA

- Ahcar, Sharon, Galofre Oriana y González Roberto (2013). *Procesos de integración regional en América Latina: un enfoque político*. Revista de Economía del Caribe, n.º 11, 77-99.
- Agencia Internacional de Energía-IEA (2018a). World Energy Outlook 2018, *Scenarios*. Recuperado de <https://cutt.ly/gf7fDQk>
- Agencia Internacional de Energía-IEA. (2018b). World Energy Outlook 2018, *Electricity*. Recuperado de <https://cutt.ly/3f7fKJh>
- Alarcón, Arturo (18 de junio de 2019). Las hidroeléctricas en Latinoamérica, ¿dónde estamos? y ¿hacia dónde vamos? *Energía* [blog del BID]. Recuperado de <https://cutt.ly/Ef7fXj4>
- Arce, Moisés (2015). *La extracción de recursos naturales y la protesta social en el Perú*. Lima: Fondo Editorial PUCP.
- Ávila, Daniel (2016). Crisis en la Defensoría del Pueblo por despidos y contrataciones sin concurso. *La Mula*. Recuperado de <https://goo.gl/p6EXwH>
- Banco Interamericano de Desarrollo-BID (2017). *Eficiencia energética en América Latina y el Caribe: avances y oportunidades*. Washington, DC: BID.
- Banco Mundial (s. f.). *Datos, acceso a la electricidad (% de población)*. Recuperado de <https://datos.bancomundial.org/>
- Banco Mundial (2017). *La energía que necesita la América Latina del futuro*. Recuperado de <https://www.bancomundial.org/es/news/feature/2017/11/23/energias-renovables-america-latina-futuro>
- Barandiarán, Alberto; Dourojeanni Marc y Dourojeanni, Diego (2009). *Amazonía peruana en 2021. Explotación de recursos naturales e infraestructura: ¿Qué está pasando? ¿Qué es lo que significan para el futuro?* ProNaturaleza, DAR, SPDA e ICCA: Lima.
- BBC (26 de marzo de 2018). *¿Por qué China realiza enormes inversiones en el sector eléctrico de Sudamérica y cuáles son los beneficios (y el riesgo) para la región?* BBC News. Recuperado de <https://cutt.ly/3f7fY1F>
- BBC (6 de agosto de 2018). *Hydropower dams: What's behind the global boom?* BBC News. Recuperado de <https://cutt.ly/If7fP1J>

- Bebbington, Denise H.; Verдум, Ricardo; Gamboa, César y Bebbington, Anthony (2019). *Evaluación y alcance de las industrias extractivas y la infraestructura en relación con la deforestación: Amazonía*. DAR: Lima. Recuperado de http://www.dar.org.pe/archivos/publicacion/192_infra_esp.pdf
- Coalición Regional por la Transparencia y Participación-Coalición Regional (2019). *Ambiente fragmentado: Deterioro de los marcos ambientales en América Latina 2013-2018*. Recuperado de <https://cutt.ly/5f7fR3k>
- Colectivo de Investigación y Acción Psicosocial Ecuador (2017). *La herida abierta del cóndor*. Quito: El Chasqui Ediciones. Recuperado de <https://goo.gl/MGvhFE>
- Comisión Económica para América Latina y el Caribe-Cepal (2012). Programa Fomento del desarrollo sostenible y de la cohesión social: inversiones en bienes públicos regionales Memoria Final 2010-2012. Recuperado de https://www.cepal.org/sites/default/files/memoria_final_2010_2012.pdf
- Comisión Económica para América Latina y el Caribe-Cepal (2016). *Horizonte 2030: La igualdad en el centro del desarrollo sostenible*. México. Recuperado de <https://goo.gl/hk1KLG>
- Connaissance des Énergies (2018). *L'énergie dans le monde et en France: ¿que retiendrez-vous de 2018?* París. Recuperado de <https://www.connaissancedesenergies.org/lenergie-dans-le-monde-et-en-france-que-retiendrez-vous-de-2018-181221>
- Connaissance des Énergies (2018). *Perspectives Énergies 2050: Visions du paysage énergétique mundial en 2050*. París: CDE. Recuperado de <https://cutt.ly/cgnj1GF>
- Consejo Suramericano de Infraestructura y Planeamiento (2008). Cosiplan. Recuperado de <http://www.iirsa.org/Page/Detail?menuItem=28>
- Consejo Suramericano de Infraestructura y Planeamiento (2017). *Informe de la Cartera de Proyecto del Cosiplan*. Recuperado de <https://www.flipsnack.com/IIRSA/informe-de-la-cartera-de-proyectos-del-cosiplan-2017.html>
- Conservación Estratégica-CSF y Corbidi (2016). *Marañón: Costo social de los impactos acumulativos de cinco proyectos hidroeléctricos*. CSF y Corbidi: Lima. Recuperado de <https://cutt.ly/mgnj2zE>
- Cuartero, Antonio (23 de abril de 2019). Un "green new deal" para América Latina. *Gestión*. Recuperado de <https://cutt.ly/5f7fEsG>
- DAR, ANC, Cepes, Muqui, CooperAcción, Conades y Forum Solidaridad (2014). *Impactos, intereses y beneficiarios de la Ley n.º 30230*. Recuperado de <https://goo.gl/e5PpRc>
- DAR, SER y CARE (2011). *El Acuerdo Energético Perú-Brasil*. Recuperado de <https://goo.gl/AaW9zA>
- Derecho, Ambiente y Recursos Naturales-DAR (2019). *Hidrocarburos y Amazonía peruana: ¿Superposición de derechos u oportunidades para el desarrollo sostenible?* Recuperado de <https://cutt.ly/Wf7fm76>

- Derecho, Ambiente y Recursos Naturales-DAR (2017). Transparencia en la central hidroeléctrica Veracruz. Recuperado de <https://cutt.ly/af7fnC0>
- Derecho, Ambiente y Recursos Naturales-DAR (2011). *Estudio de caso resalta buenas prácticas de la consulta previa de la Hidrovía Amazónica*. Recuperado de <https://goo.gl/CzQuBL>
- De La Vega, Beatriz (ed.). (2019a). Peru's oil & gas investment guide 2019/2020. Ernst & Young. Recuperado de <https://cutt.ly/4f7fbwu>
- De La Vega, Beatriz (ed.). (2019b). Sector energético: Lo que trae el 2019. *Perspectivas EY Perú* [blog de Ernst & Young]. Recuperado de <https://cutt.ly/lf7fcNV>
- Dourojeanni, Marc (2013). *Loreto sostenible al 2021*. Lima: DAR. Recuperado de <https://goo.gl/WHR9zY>
- España, Sara (14 de marzo de 2019). Ecuador se retira de Unasur y abre la puerta a nuevas iniciativas de integración. *El País*. Recuperado de <https://cutt.ly/lf7fxI2>
- FGV Energía (s. f.). Un análisis comparativo de la transición energética en América Latina y Europa. Río de Janeiro: Centro de Estudos de Energia da Fundação Getulio Vargas. Recuperado de <https://cutt.ly/Uf7fl4e>
- Fundar (2017). *Marco Ambiental y Social del Banco Mundial sacrifica estándares sobre derechos humanos en aras de mayor competitividad*. México. Recuperado de <https://goo.gl/C2seMt>
- Gazprom Energy (21 de agosto de 2018). Quel paysage énergétique mondial en 2050? *Le Magazine*. Recuperado de <https://cutt.ly/6f7fjCv>
- Gestión (8 de octubre de 2014). *FMI anticipa caída en precio internacional de materias primas hasta el 2015*. Recuperado de <https://cutt.ly/sf7fhBf>
- Ghitis, Frida (18 de abril de 2019). South America Attempts to Unite, Again-This Time Led by a Resurgent Right. *World Politics Review*. Recuperado de <https://cutt.ly/Lf7fhyG>
- Global Witnnes (17 de noviembre de 2014). *El ambiente mortal de Perú*. Recuperado de <https://cutt.ly/3f7fgnD>
- Greenpeace (2006). *Devorando la Amazonía*. Recuperado de <https://goo.gl/CA4Tm2>
- Grupo Regional sobre Financiamiento e Infraestructura-GREFI (2017). *Panorama general de las inversiones chinas en América Latina: Los casos de Argentina, Colombia, México y Perú*. Lima: DAR. Recuperado de <https://cutt.ly/Wf7fieg>
- International Finance Corporation-IFC (2012). *Performance Standards on Environmental and Social Sustainability*. Recuperado de <https://goo.gl/fuj3Sz>

- International Hydropower Association-IHA. (2020). Hydropower Status Report. Recuperado de <https://www.hydropower.org/statusreport>
- International Renewable Energy Agency-IRENA (2019). *Global energy transformation: A roadmap to 2050*. Abu Dhabi: IRENA.
- Killeen, Timothy (2007). *A perfect storm in the Amazon Wilderness: Development and Conservation in the context of the Initiative for the Integration of the Regional Infrastructure of South America (IIRSA)*. Arlington: Center for Applied Biodiversity Science (CABS).
- La República (2015). Contraloría detectó irregularidades en vía Interoceánica. Recuperado de <https://larepublica.pe/politica/199856-contraloria-detecto-irregularidades-en-via-interoceanica/>
- Malamud, Carlos (2007). *Los actores extrarregionales en América Latina (I): China*. En Real Instituto Elcano, Documento de Trabajo n.º 50/2007. Recuperado de <https://goo.gl/538Ar6>
- McElhinny, Vince (2012). *Análisis de las oportunidades de participación en las políticas y programas de Unasur*. En: Unasur: opciones de participación de la sociedad civil. Bogotá: Instituto para una Sociedad y un Derecho Alternativo (ILSA). Recuperado de http://biblioteca.clacso.edu.ar/Colombia/ilsa/20170809031140/pdf_995.pdf
- New Energy Outlook-NEO (2017). *Bloomberg New Energy Finance's annual long-term economic forecast of the world's power sector*. Recuperado de <https://cutt.ly/Kgnh04c>
- Perroti, Daniel y Sánchez, Ricardo (2011). *La brecha de infraestructura en América Latina y el Caribe*. Cepal. Serie Recursos Naturales e Infraestructura, Santiago de Chile, n.º 153, pp. 1-86. Recuperado de: http://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/6357/1/S110095_es.pdf
- Prado, Manuel (19 de enero de 2017). Cuando la corrupción salpica a la economía: el Gasoducto del Sur le saldría muy caro al Perú. *La Mula*. Recuperado de <https://cutt.ly/7f7aXi5>
- Quintanilla, Edwin (13 de marzo de 2018). El futuro del sector energético peruano. *Conexión ESAN*. Recuperado de <https://cutt.ly/Of7sIRp>
- Quispe, Luciano; Loncharich, Iván; Espinoza, Lidia y Mormontoy, Erick (2013). "La integración en infraestructura sudamericana: un análisis a partir del liderazgo regional brasileño". *Revista Andina de Estudios Políticos*. vol. III, n.º 1, 166-185. Recuperado de <http://iepa.org.pe/raep/index.php/ojs/article/view/113>
- Scialabba, Eliana (14 de octubre de 2015). *América Latina y los efectos de la caída de los precios de los metales*. Recuperado de <https://goo.gl/VVgvH4>
- Senace (2016). Informe 042-2016-SENACE-J-DCA/UPAS-UGS. Lima: 21 de febrero de 2017.

- Servindi (8 de octubre de 2015). Titulación: *La gran deuda del Estado frente a las comunidades*. Recuperado de <https://cutt.ly/xf7fVff>
- Servindi (24 de noviembre de 2016). *Rechazan nuevo EIA para Línea de Transmisión Moyobamba-Iquitos*. Recuperado de <https://goo.gl/8m41yd>
- The Economist (21 de marzo de 2019). Why Prosur is not the way to unite South America. *The Americas*. Recuperado de <https://cutt.ly/Af7fBLJ>
- Torres, Vanessa (12 de mayo de 2016). *Odebrecht se despidió del Río Magdalena*. Asociación Ambiente y Sociedad. Recuperado de <https://goo.gl/2qxX2c>
- Unasur y Olade (2012). *Unasur: Un espacio que consolida la integración energética*. Quito. Recuperado de <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0235.pdf>
- Vidal, John (23 de mayo de 2017). Why is Latin America so obsessed with mega dams? *The Guardian*. Recuperado de <https://cutt.ly/8f7dBbO>
- Viscidi, Lisa y Yépez, Ariel (2 de febrero de 2018). La solución energética que América Latina necesita. *New York Times*. Recuperado de <https://cutt.ly/cf5bXWw>
- World Energy Council-WEC (2019). *World Energy Issues Monitor | 2019*. Londres: WEC. Recuperado de <https://cutt.ly/mf7d5mY>

HIDROELÉCTRICAS EN SUDAMÉRICA Y EN EL PERÚ:
SITUACIÓN ACTUAL EN LA CUENCA DEL RÍO MARAÑÓN

Se terminó de imprimir en los talleres de
Sonimágenes del Perú S.C.R.L.
Marzo 2021



Foto: Cliff Hellis / Flickr

Con el apoyo de:

