Ciencia Latina
Revista Multidisciplinar

DOI: https://doi.org/10.37811/cl_rcm.v6i4.2756

Mirada al 2050 de Bolivia con 100% de oferta hidroeléctrica hacia la integración eléctrica sudamericana

Samuel Nin Zabala
senin@umsa.bo
https://orcid.org/0000-0001-7800-4851
Universidad Mayor de San Andrés La Paz – Bolivia

RESUMEN

Este trabajo de investigación académica delinea una estrategia energética hacia el 2050 y demuestra que Bolivia puede atender el 100% de su futura demanda eléctrica y con probabilidad de exportar excedentes a otros países sudamericanos, prioritariamente a Brasil. Los principales megaproyectos de generación hidroeléctrica son "Cachuela Esperanza" (900 MW), "El Bala" (1680 MW) y "Rositas" (680 MW) y otros de menor magnitud, incluyendo las actuales centrales hidroeléctricas en operación, y asociadas con un megaproyecto de la red transmisión trifásica de más de 3mil km en extra alta tensión (de 500 kV). En esta oportunidad el presente artículo se orienta exclusivamente al flujo eléctrico de potencia activa (MW), sin que ello signifique que la energía eléctrica asociada (GWh) no sería totalmente cubierta.

Palabras clave: *planificación a largo plazo; integración eléctrica sudamericana; potencial hidroeléctrico de Bolivia; flujos de potencia activa; líneas de transmisión en extra alta tensión.*

Correspondencia: senin@umsa.bo
Artículo recibido: 10 julio 2022. Aceptado para publicación: 28 julio 2022.
Conflictos de Interés: Ninguna que declarar
Todo el contenido de **Ciencia Latina Revista Científica Multidisciplinar**, publicados en este sitio están disponibles bajo Licencia Creative Commons (cc) BY.
Como citar: Nin Zabala, S. (2022) Mirada al 2050 de Bolivia con 100% de oferta hidroeléctrica hacia la integración eléctrica sudamericana. Ciencia Latina Revista Científica Multidisciplinar, 6(4) 2288-2301. DOI: https://doi.org/10.37811/cl_rcm.v6i4.2756

Bolivia's look at 2050 with 100% hydroelectric supply towards South American electrical integration

ABSTRACT

This academic research work outlines an energy strategy towards 2050 and shows that Bolivia can meet 100% of its future electricity demand and with the probability of exporting surpluses to other South American countries, primarily to Brazil. The main hydroelectric generation megaprojects are “Cachuela Esperanza” (900 MW), “El Bala” (1680 MW) and “Rositas” (680 MW) and others of smaller magnitude, including the current hydroelectric plants in operation, and associated with a megaproject of the three-phase transmission network of more than 3,000 km in extra high voltage (500 kV). On this occasion, this article is oriented exclusively to the electrical active power flow (MW), without this meaning that the associated electrical energy (GWh) would not be fully covered.

Keywords*: long-term planning; South American electrical integration; hydroelectric potential of Bolivia; active power flows; extra high voltage (EHV) transmission lines.*

1. INTRODUCCIÓN

En marzo de 2021, según el CNDC, el MEM boliviano tuvo una capacidad máxima de generación de 3188,27 MW, siendo que la máxima demanda registrada el año 2020 fue de 1545,92 MW. Se observa que el excedente de oferta de generación, prácticamente duplica a la demanda debido a que ENDE-ANDINA invirtió a nombre del Estado Plurinacional de Bolivia, más de 1770 millones de dólares norteamericanos, para incrementar la capacidad de generación en 1440 MW mediante centrales de ciclo combinado, con GN como fuente térmica primaria. La intención fue la exportación a Argentina y Brasil que infortunadamente aún no se concretó.

Se estima que el potencial hidroeléctrico, técnicamente aprovechable, alcanza a 173.000 GWh por año en el territorio nacional de acuerdo a estudios realizados, por ENDE, en cooperación con el PNUD y OLADE entre 1975 y 1982, y estudios posteriores. La potencia instalable estimada es de 39.857 MW de los cuales el actual parque hidroeléctrico instalado es de 476 MW que representa el 1,2% del potencial total para generación aprovechable, debido a la falta de inversiones en estudios de preinversión e inversión de proyectos hidroeléctricos [3].

El potencial hidroeléctrico con que cuenta el país sin lugar a dudas debe ser explotado no solo para satisfacer los propios requerimientos sino para generar excedentes exportables, fortalecer nuestra economía y a su vez modificar la actual matriz energética hacia el uso de las fuentes primarias renovables, incluyendo la fotovoltaica, la eólica y la biomasa. Actualmente ya existen muchas centrales eléctricas con estas fuentes primarias conectadas directamente a la red de alta tensión (SIN).

2. VISIÓN

Se pretende mostrar un futuro energético promisorio para Bolivia, a través de la adopción de un plan estratégico para el sector eléctrico, considerando que, se tiene que encarar en forma simultánea los siguientes tres desafíos:

a) la integración energética de los Sistemas Aislados principalmente de todo el oriente boliviano, mediante su incorporación al SIN. También debe procurarse la integración con los países vecinos, principalmente con Brasil, pues con este país se tiene la mayor longitud de límites territoriales.
b) el cumplimiento de los compromisos asumidos por el país, en el contexto internacional en cuanto al uso de fuentes de energías renovables se refiere, para

mitigar la contaminación atmosférica. Se recuerda al lector que el autor también hizo una sugerencia para comenzar el uso de energía eólica y fotovoltaica en los sistemas aislados, véase la referencia [2],

c) la urgente necesidad de descarbonización de la energía fue ampliamente explicada por Angel Zannier en la referencia [1] para dar cumplimiento a los compromisos asumidos por Bolivia en el concierto internacional (protocolo de Kioto, y el acuerdo de Paris).

Antes de exponer ideas de la estrategia a sugerir, es necesario verificar las predicciones importantes sobre oferta y demanda de potencia eléctrica desde el 2025 hasta el 2050.

3. OFERTA: 100% DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA

Los megaproyectos contundentes sobre la cuenca amazónica boliviana son las centrales Cachuela Esperanza de 990 MW, y El Bala de 3676 MW. Se debe señalar que existen varias tecnologías de generación, sin embargo, las que producen menos impacto ecológico son las que emplean turbinas tipo bulbo (y no así tipo francis), pues solo requieren de altura de caída algo mayor a la docena de metros, compensada en parte con un inmenso caudal medio anual, de esta manera, aunque disminuyendo la potencia a generar, se mitigaría el impacto ambiental.

Las otras futuras centrales hidroeléctricas (suman más de 7mil MW) cada una son de menor magnitud que las citadas, y pertenecientes a otras cuencas y que tienen que realizarse son: el complejo hidroeléctrico Rositas con más de 600 MW ubicado en el departamento de Santa Cruz, las centrales de Miguillas 196 MW en La Paz, la central Ivirizu 164 MW en Cochabamba, central Carrizal 347 MW entre Chuquisaca y Tarija [3].

4. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Considerando datos históricos y estimaciones de la referencia [3], se procedió a realizar una estimación conservadora y otra optimista de la demanda futura de potencia (Tabla 1) partiendo de la máxima demanda registrada el año 2020 (hora 20:00 del 24 de noviembre), se obtuvo:

Tabla N°1 *Pronóstico máxima demanda total, Pd (MW)*

Año	Conservador	Optimista
2025	1903	1903
2030	2206	2259
2035	2543	2669
2040	2921	3150
2045	3348	3726
2050	3835	4429

La estimación fue realizada considerando una tasa de crecimiento de la potencia demandada de 4% (escenario conservador) y 6% (escenario optimista) respectivamente para los consumidores Residenciales, Generales y Alumbrado Público de las poblaciones urbanas y rurales. Así mismo, se previó quinquenalmente la demanda de grandes Industrias, Minería y Transporte, además de la interconexión de Sistemas Aislados, de 150 MW (escenario conservador) y 200 MW (escenario optimista) respectivamente.

Se debe tomar en cuenta que la oferta actual es de 3188 MW, la misma que alcanzaría hasta el año 2040 en ambos escenarios, siempre y cuando antes, no se otorgue otro destino a los excedentes.

Una primera conclusión acerca de la Oferta y Demanda futuras, es que solo con centrales hidroeléctricas (las que operan actualmente más las previstas), el país sería enteramente atendido, e inclusive habría excedentes que se pueden exportar, cumpliendo cómodamente los desafíos de descarbonizar el sector eléctrico, reducir drásticamente la contaminación atmosférica, quedando por resolver la red de alta tensión (líneas de transmisión) que permitiría no solo el crecimiento del SIN sino también las interconexiones internacionales con los países vecinos (Brasil, Perú, Argentina, Chile)

5. ESTRATEGIA DE PLANIFICACIÓN SUGERIDA

Muchas veces al conducir un vehículo en la noche por la carretera, nos hemos dado cuenta que cuanto más elevado el enfoque y más potente la luz de los faroles altos, mejor certeza tenemos de los obstáculos a evadir más adelante a través de maniobras bien pensadas. En cambio, la luz baja, aunque es necesaria, solo nos permite ver con claridad lo que está muy cercano en frente del vehículo, y escasamente nos da tiempo para pensar las maniobras. Ésta es una buena analogía y es fundamental para las futuras decisiones, es decir son estrategias para la planificación a largo plazo, lo cual también permitirá planear las acciones futuras que requiere el sector eléctrico boliviano.

La “Programación de Mediano Plazo” que se hace semestralmente en el CNDC, se realiza mirando ocho semestres delante, siendo que solo los resultados para el próximo semestre serán los importantes y directamente aplicables. Pues bien, esta idea también puede aplicarse a la Planificación de largo plazo. Nos proyectaremos hasta el año 2050 para ver las acciones necesarias para los próximos lustros inmediatos al presente. Esto nos permitirá tomar decisiones, para lograr el futuro equilibrio entre oferta y demanda.

Consideraciones necesarias para las simulaciones para el año 2050:

1) Al verificar en los acápites 3 y 4 que solo las centrales hidroeléctricas actuales más las futuras pueden atender la totalidad de la demanda del país para el año 2050, se descarta el aporte de centrales termoeléctricas existentes, y se sugiere que no se instale ninguna más a futuro.
2) La vida útil de las centrales termoeléctricas es de unos 30 años, al cabo del cual, en el peor de los casos, hay que reemplazar las estrictamente necesarias por razones de confiabilidad, no por razones económicas y menos por razones ambientales.
3) La gran extensión geográfica de Bolivia, y la ubicación de los mega proyectos hidroeléctricos, obligan a pensar en una red de alta tensión de por lo menos 500 kV para llegar a los grandes centros de consumo. Por ejemplo, la distancia de Cachuela Esperanza a Santa Cruz de la Sierra a través de la ciudad de Trinidad (Beni) supera los 900 km. Una tensión de 230 kV ya no satisface aspectos de calidad ni de estabilidad eléctrica.
4) Así como las grandes centrales hidroeléctricas tienen su ubicación geográfica, también los grandes centros de consumo lo tienen, y el modelo matemático abstracto a proponer debe ser lo más simple posible. Aquí lo importante son las distancias para panificar las líneas de transmisión.
5) La precisión del modelo no tiene que ser exigente pues solo se trata de estimaciones. Por tal motivo, no se resolverá el flujo de potencia reactiva. En tal sentido hay que simular el Estado de la red en régimen permanente a través del "Flujo Aproximado de Potencia Activa" que ya es un modelo sencillo.
6) Por otra parte, al tratarse de longitudes de líneas de transmisión muy extensas, no se puede ignorar las pérdidas. En tal sentido el modelo matemático tiene que permitir estimar dichas pérdidas. Tras de obtener la potencia de flujo en por unidad (que es igual a la corriente en por unidad), y conociendo la resistencia de los conductores de cada línea de transmisión, el cálculo del efecto Joule es inmediato.
7) Al repetir el ejercicio de simular con diferentes conexiones de la futura red, se adopta aquella configuración o topología en que las líneas de transmisión de simple o doble terna, son bien empleadas, es decir logran cargarse de manera aceptable. Se contempla el uso conductor ACSR "Ibis" y "drake", y la cantidad de ellos por fase (haz) a fin de determinar la resistencia y reactancia total.

8) Se puede verificar que no es preciso incluir la red actual del SIN en 69, 115, y 230 kV. En el modelo simplificado, se vio por conveniente concentrar la demanda de los sistemas norte, central y sur, y oriental en 3 nodos: Palca, Santivañez, y Warnes respectivamente. También es necesario mencionar que la demanda total mostrada en la Tabla N°1 se ha distribuido en los 3 nodos mencionados, manteniendo las proporciones de la demanda por áreas de la referencia [3].

6. OFERTA DE RED DE TRANSMISIÓN DE 500 kV TRIFÁSICA PARA EL AÑO 2050

Después de varias simulaciones con un software de "flujo aproximado de potencia activa", se adoptó la topología de red mostrada en la Figura Nº1, cuyos datos de elementos pasivos y activos se muestran en las Tablas 2 y 3 respectivamente. Los perfiles topográficos de las líneas de transmisión se muestran en la Figura N°4, obtenida de la página web de Google Earth:

Tabla N°2: *Elementos pasivos de la red*

Nodos		longitud	número de		AWG
i	j	(km)	ternas	cond (haz)	código
1	2	483.4	2	4	drake
1	3	492,1	1	2	ibis
2	5	351,8	2	4	ibis
3	4	229,2	2	4	drake
3	5	568,9	2	4	drake
4	7	211,7	1	4	ibis
5	8	160,7	1	2	ibis
6	8	592,3	1	2	ibis
7	8	326,3	1	2	ibis

Tabla N°3: *Elementos activos de la red*

Nodo	Nombre	Pg(MW)	Pd(MW)
1	CAE	990	120
2	TRI	0	110
3	BAL	1680	40
4	PAL	372	729
5	WAR	0	1679
6	MUT	0	200
7	SAN	756	1507
8	ROS	(Slack)	25

Tabla N°4: Variables de Estado halladas:

Nodo	Nombre	(°)
1	CAE	7.70
2	TRI	8.05
3	BAL	20.79
4	PAL	8.79
5	WAR	-4.27
6	MUT	-13.27
7	SAN	-5.47
8	ROS (Slack)	0.00

Aclaraciones: sobre el nombre de nodos, en orden mencionado en las Tablas 3 y 4, Cachuela Esperanza, Trinidad, Bala, Palca, Warnes, Mutún Santivañez, y Rositas. Respecto a la columna denominada "haz" en la Tabla 2, el término se refiere a la cantidad de conductores por fase, y el código se refiere a los conductores ACSR de galga norteamericana AWG

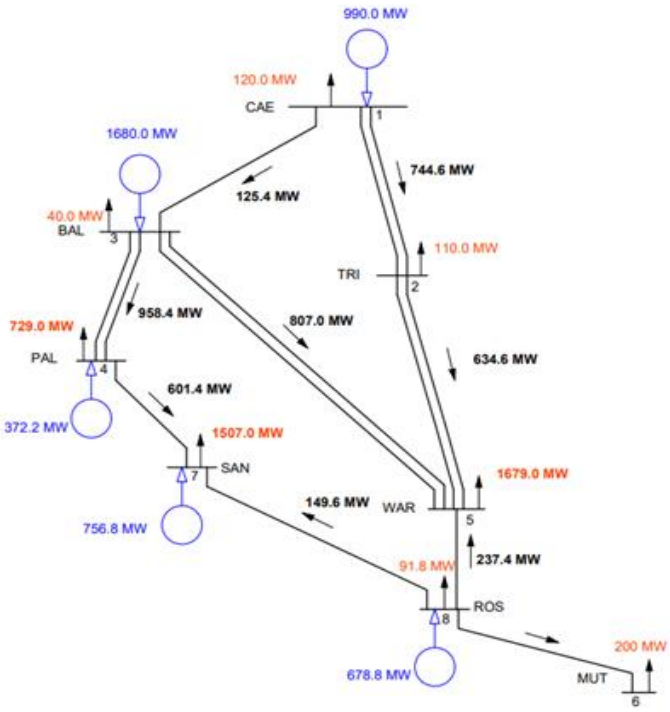
Tabla N°5 Flujos y pérdidas en MW

Nodos	Flujo	Pérdidas
De 1 a 2	744.6	9.9
De 1 a 3	125.4	2.4
De 2 a 5	634.6	10.3
De 3 a 4	958.4	7.8
De 3 a 5	807.0	13.7
De 4 a 7	601.4	11.1
De 5 a 8	-237.4	2.6
De 6 a 8	-200.0	6.9
De 7 a 8	-149.6	2.1
	total	66.8

Potencia total (MW):

Generada:	4476.8	
Demandada:	4410.0	
Pérdidas:	66.8	1.49%
Generación Slack	678.8	(ROS)

Figura N°1: Red de 500 kV resultante

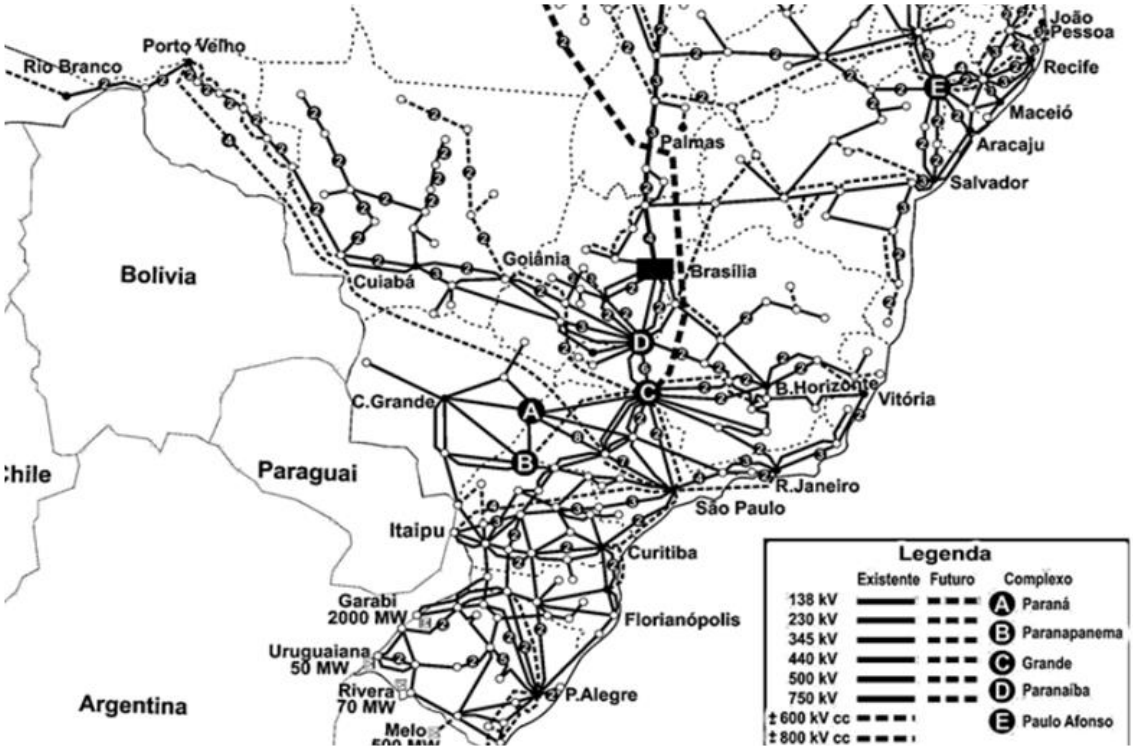


Considerando la potencia reactiva, se espera que las pérdidas sean alrededor de 3%. En este modelo, al nodo 8 (ROS) se agregó a su demanda de 25.0 MW, las pérdidas totales 66.8 MW.

7. JUSTIFICANDO LA RED ELÉCTRICA TRIFÁSICA DE 500 kV

Sobre la probable exportación de energía eléctrica a Brasil, se puede observar en la Figura N°2 que existe infraestructura de transmisión cercana al territorio boliviano, también existen proyectos de reforzamiento. Específicamente nos referimos a los alrededores de las ciudades de Porto Velho, Rio Branco y Cuiabá, las dos primeras al Norte y la última al Este de Bolivia. Por lo que la exportación de excedentes de las centrales hidroeléctricas Cachuela Esperanza y El Bala podrá ser factibles en cuanto respecta a la red brasileña. Aunque Brasil tiene muchas alternativas para la generación de electricidad a partir de recursos naturales y un modelo que le permite la ejecución de proyectos a bajo costo, la necesidad de energía firme y la relativa escasez local de gas pueden crear oportunidades de integración energética. Véase la página 17 de la Ref. [4]. No hay que perder de vista el hecho de que Brasil actualmente tiene un crecimiento anual de la demanda de potencia eléctrica superior a 2000 MW. A manera de tener idea del perfil topográfico por el cual atravesarían las líneas de transmisión de 500 kV propuestas, se muestra la Figura N° 2.

Figura N°2: Sistema Interconectado de Brasil

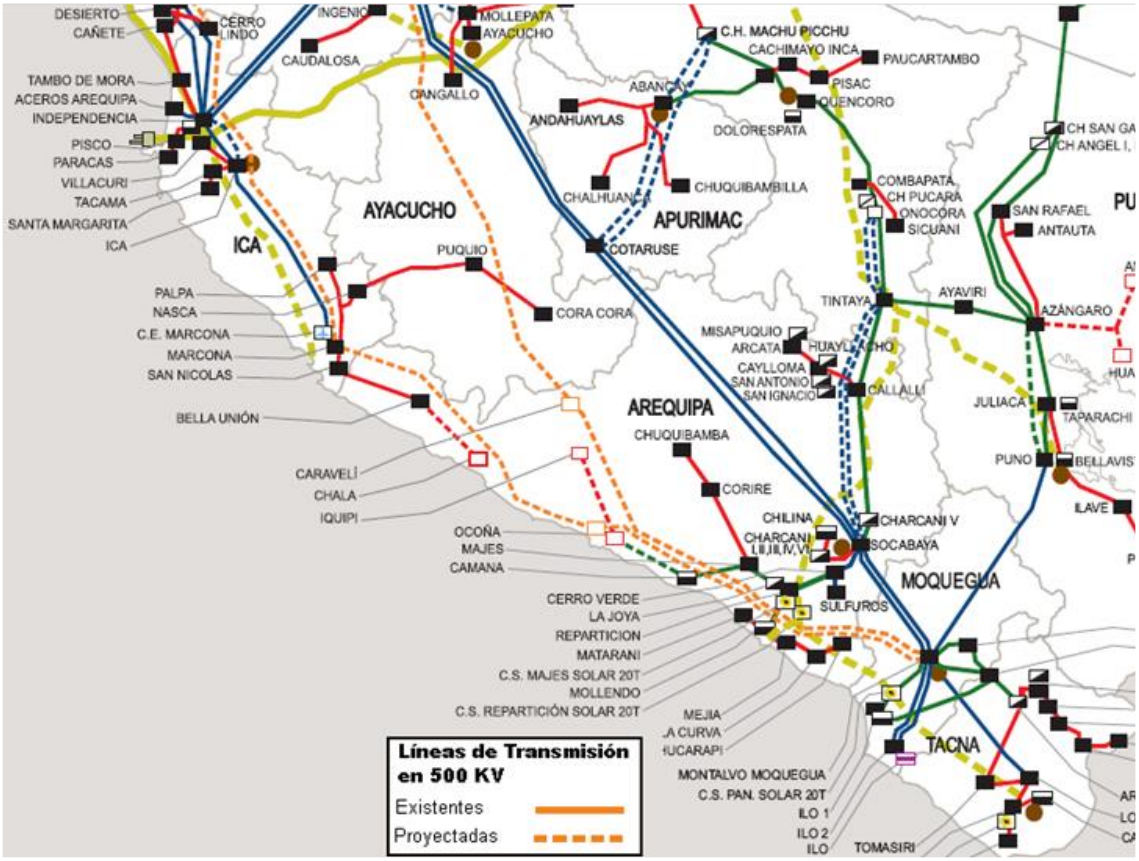


No está demás mencionar que la región oriental de Bolivia, comprendida entre los departamentos de Pando, Beni y Santa Cruz (todos con límites con Brasil), abarca 2/3 del territorio y ecológicamente contiene las zonas de reserva para la producción agropecuaria que dará gran parte de su futuro sustento económico. El insumo más importante para el desarrollo de esta región es sin duda la energía eléctrica, y cuando ésta llegue en gran escala, el progreso regional será acelerado y prometedor.

Por todo lo mencionado, el lay-out del sistema de transmisión boliviano para el año 2050 sería el mostrado en la Figura N°5 (líneas en 500 kV se muestran en color naranja).

Con respecto al Perú, se observa su futura red costanera de 500 kV (Figura N°3) a la cual nuestro país podría conectarse si se construye una línea de transmisión desde la región de Palca en Bolivia, hasta la región de Moquegua en Perú, lo cual permitiría la integración con los otros países andinos para intercambios temporales de excedentes a través del Perú. Una vez construida la red de 500 kV, será posible extenderla hacia otras direcciones, pues a priori no se debe descartar la futura interconexión con los otros países limítrofes como son Chile, Argentina y Paraguay.

Figura N°3: Sistema Interconectado de Perú



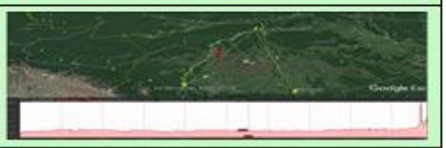
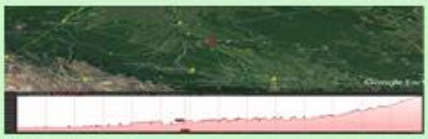
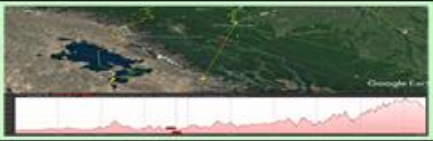
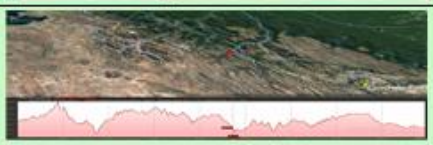
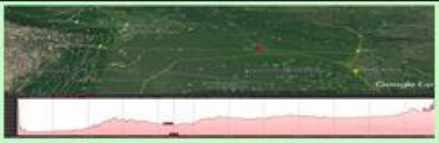
8. ¿Que ocurrirá antes del 2050?

Una vez hecha las simulaciones para el año 2050, podrán obtenerse algunas conclusiones que ayudarán a planificar las décadas anteriores, es decir 2040 y 2030, considerando la duración estimada de la construcción de los megaproyectos de centrales hidroeléctricas, y las líneas de transmisión.

Lo ideal sería construir primero la central Cachuela Esperanza (900 MW) antes del año 2030 y a través de las líneas de 500 kV integrarla al SIN, y también al Sistema Brasileño (distante no más de 100 km), porque habrá sobre oferta en el lado boliviano, y más aún cuando se concluya la central El Bala (1680 MW). Algo similar puede preverse con el complejo hidroeléctrico Rio Grande (con su principal central Rositas de más de 650 MW) que a través de una subestación de interconexión eléctrica en la región fronteriza de Puerto Suarez (Bolivia) podría atender durante algunos lustros o décadas la demanda de la región de Cuiabá (Brasil).

La estrategia energética boliviana con Brasil debe contemplar la disminución gradual de la exportación de GN a este país, y reemplazarla con la exportación de energía eléctrica a través de la red de 500 kV. Otro aspecto que no hay que perder de vista, es que una vez que se consolide la exportación, ésta no puede prolongarse indefinidamente, pues, conforme vaya creciendo las propias necesidades energéticas de Bolivia, la magnitud de potencia de exportación debe ir disminuyendo, hasta anularse en algún año futuro cercano al 2050. En definitiva, será necesario que ambos países formalicen un serio acuerdo diplomático con beneficios mutuos que incluya aspectos económicos desde la construcción de las centrales Cachuela Esperanza, El Bala, y Rositas, y las respectivas líneas de transmisión, seguida por la compra de energía eléctrica a Bolivia por un largo periodo por definirse, hasta el cese de exportación en función del crecimiento de la demanda boliviana.

Figura N°4: Perfil *topográfico de las líneas de transmisión trifásicas de 500 kV propuestas*

Nodos		RUTA	Longitud [Km] (trazo directo)	Perfil topográfico
CAE	TRI	Cachuela - Trinidad	481	
CAE	BAL	Cachuela - Bala	490	
TRI	WAR	Trinidad - Warnes	351	
BAL	PAL	Bala - Palca	228	
BAL	WAR	Bala - Warnes	568	
PAL	SAN	Palca - Santivañez	212	
WAR	SAN	Warnes - Santivañ	327	
WAR	ROS	Warnes - Rositas	160	
MUT	ROS	Mutun - Rositas	593	
SAN	ROS	Santivañez - Rosita	326	

9. REFERENCIAS

El rol del hidrógeno verde en la descarbonización del sector eléctrico en la economía de Bolivia. Autor Angel Zannier C. Electromundo N°91, Año 2021

Estrategia para la incursión de parques eólicos y fotovoltaicos en los sistemas aislados de Bolivia. Autor Ing. Samuel Nin Zabala. Electromundo N°84, Año 2018

Electricidad y Energías Alternativas. Año 2014

Integración eléctrica internacional de Brasil: Antecedentes, situación actual y perspectivas. "Grupo de estudos do setor eletrico UFRJ". Año 2015

Sistemas Eléctricos de Potencia – problemas y ejercicios resueltos. Antonio Gómez Expósito, Prentice Hall. Madrid, España, Año 2003

Diagrama unifilar del Sistema Interconectado Nacional. https://www.cndc.bo

Mapa del sistema eléctrico brasileño: https://engetower.com.br

Sistema eléctrico interconectado nacional de Perú: https://site.ieee.org/peru-pes/files/2015/01/Situación-SEIN-2016.pdf

The design, construction, and operation of long-distance High-voltage electricity transmission technologies, Molburg, Kavicky and Picel / Chicago, USA 2007

El acuerdo de Paris y sus implicaciones para américa latina y el caribe / PNUMA, Año 2017

La planificación de sistemas eléctricos de potencia / Angel Zannier La Paz, Bolivia Año 1986

Power generation, operation, and control / Wood & Wollenberg/ NY USA 1996

Computer aided power system operation and analysis / RN Dhar / ND India 1983

Decreto Supremo 28218 / importancia nacional del protocolo de Kioto / Bolivia 2005

Table de conductors AWG ACSR: https://www.nehringwire.com/aluminum/acsr-aluminum-conductor-steel-reinforced/

ANEXOS

Abreviaciones:

CNDC: Comité Nacional de Despacho de Carga, entidad coordinadora del Mercado Mayorista

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista

ENDE: Empresa Nacional de Electricidad, es estatal

PNUD: Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo

OLADE: Organización Latinoamericana de Energía

GN: Gas Natural

SIN: Sistema Interconectado Nacional

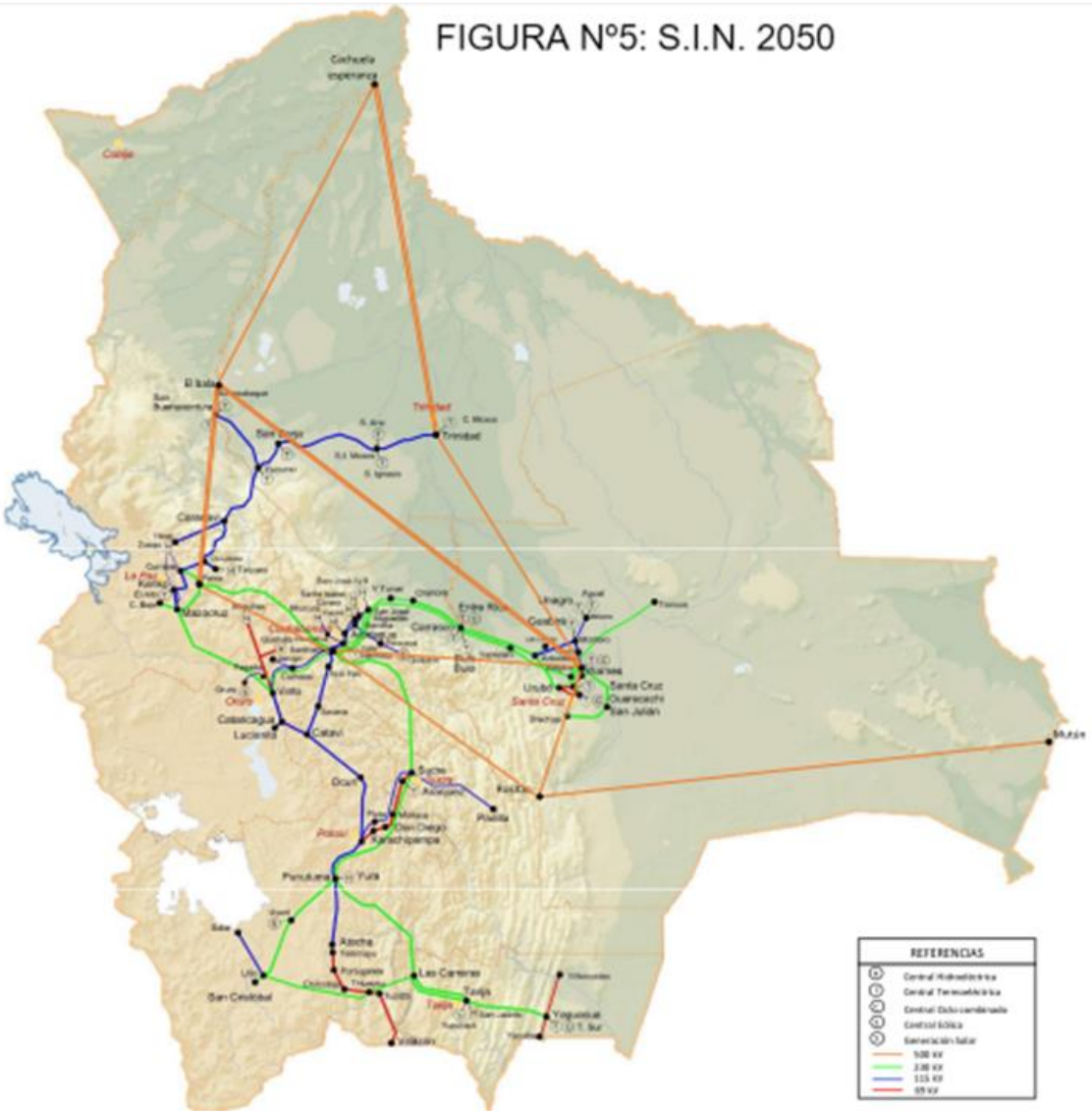



FIGURA N°5: S.I.N. 2050