

EL SECTOR ELÉCTRICO BOLIVIANO PASADO, PRESENTE Y PERSPECTIVAS

Ing. Angel Zannier Claros

Gerente General: Hidroeléctrica Boliviana S.A.

Presidente: Cámara Boliviana de Electricidad

Vicepresidente: Comité Boliviano de la CIER

Profesor Invitado: Maestría de Ingeniería Eléctrica de la UMSA



Estudió en la Universidad Nacional de La Plata en la República Argentina, donde se graduó como Ingeniero Electricista.

Realizó estudios de Post Grado en Londres Inglaterra, donde obtuvo un Diploma en Ingeniería Eléctrica en el Queen Mary College y el título de Master of Science de la Universidad de Londres.

Ha ejercido la Cátedra Universitaria en varias universidades habiendo sido recientemente docente en la "Maestría en Ingeniería Eléctrica" de la UMSA.

Fue Ministro de Energía e Hidrocarburos y ha sido Embajador Extraordinario y Plenipotenciario de Bolivia ante la República Federativa del Brasil.

En 1996, fundó y desde entonces es el principal ejecutivo de Hidroeléctrica Boliviana S.A. (HB), donde desarrolló el aprovechamiento hidroeléctrico del Río Taquesi. Dicho aprovechamiento está en operación desde junio de 2002 y con sus 90 MW aporta 320 GWh anuales al Sistema Interconectado Nacional de Bolivia.

En Perú fundó la empresa Andean Power S.A.C. para desarrollar los proyectos hidroeléctricos de Carhuac y Pallca. El proyecto de Carhuac entró en operación en noviembre de 2018, planta que con sus 20 MW aporta aproximadamente 110 GWh anuales al Sistema Eléctrico Nacional de dicho país.

1.- INTRODUCCION.

En el presente artículo se hace una breve revisión de la historia de la industria eléctrica boliviana, definiendo períodos que a criterio del autor tienen determinadas características marcantes del sector y que han definido su evolución en cada uno de dichos períodos. Posteriormente se analiza lo que la industria eléctrica representa hoy día en la economía boliviana.

Finalmente se hacen algunas sugerencias de manera que el sector pueda cumplir con el papel que debe jugar, cual es el suministrar energía eléctrica en las condiciones más adecuadas para la economía y la población boliviana como primera y prioritaria obligación, teniendo en segundo lugar, de ser posible, el papel de generar excedentes económicos para el resto de los sectores económicos.

Los criterios vertidos en el presente artículo son de entera responsabilidad del autor y no comprometen ni necesariamente representan aquellos de las instituciones donde trabaja o a las cuales representa o preside.

2. BREVE CATEGORIZACION DE LAS ETAPAS DE LA INDUSTRIA ELECTRICA BOLIVINA

La historia de la industria eléctrica nacional comienza a principios del siglo pasado. Puede definirse una primera etapa denominada "Etapa Inicial" que abarca desde principios del siglo XX hasta el año 1967 en la cual el actor principal es el sector privado. La industria fundamentalmente va acomodando su oferta al desarrollo de la industria minera y en menor medida a la provisión del servicio para el sector domiciliario o comercial.

En una segunda etapa denominada "Etapa Estructural" que abarca aproximadamente el período de 1976 a 1996 se crea la Empresa Nacional de Electricidad, a partir de la Corporación Boliviana de Fomento, en la que destaca la integración de los principales mercados eléctricos del país. Se realizan importantes obras de infraestructura tanto públicas como privadas. Destacan por ejemplo las obras públicas de Corani y Santa Isabel o privadas como el desarrollo del valle de Zongo y Miguillas. Es de destacar la importancia asignada al desarrollo eléctrico y se realizan obras, incluso privadas, con el aval del Estado ante la banca multilateral. Tal el caso de determinadas obras de generación de propiedad privada en el valle de Zongo avaladas por el Estado ante el Banco Mundial y el Banco Interamericano de Desarrollo. Es interesante destacar que en esta etapa la demanda se estructura de diversas formas adoptando el modelo privado, público y cooperativo.

Una tercera etapa que puede definirse como "Etapa Liberal" que se inicia el año 1996 y cuya duración se extiende hasta 2006 tiene como actor principal al sector privado, quedando el Estado como facilitador de las inversiones y como regulador en última instancia del desempeño del sector y del entonces creado "Mercado Eléctrico Mayorista".

En esta etapa se des - verticalizó la actividad en la industria eléctrica y se emulo un mercado competitivo en la fase de generación. En esta etapa se produjeron inversiones privadas importantes, el servicio público de suministro de electricidad se adecuó a señales de precios y surgieron los sistemas de regulación sectorial. En esta etapa comenzó una nueva avenida de financiación de proyectos a través del incipiente mercado de capitales nacional. Por primera vez en la historia nacional se financiaron exitosamente proyectos de infraestructura eléctrica vía emisiones de instrumentos bursátiles garantizados con los flujos proyectados de los propios proyectos.

A partir de 2006 se inicia una cuarta etapa que podría denominarse la "Etapa Estadista" y que se extiende, aproximadamente, hasta el año 2020. En ella el actor fundamental es el sector público. Esta etapa se caracteriza por una importante expansión de la infraestructura eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional. En la porción de generación se ejecutan importantes obras de expansión.

Desde el punto de vista de las fuentes de generación, se cambia la tradicional preminencia de la hidroelectricidad versus la termoelectricidad pasando desde un histórico 60% - 40%, a aproximadamente 30% - 70% de participación respectivamente. Se construyen importantes obras de transmisión y aumenta la cobertura del servicio de electricidad en áreas rurales y urbano marginales. Así por ejemplo la cobertura del servicio que en 1995 alcanzaba al 56% a nivel nacional (87% a nivel urbano y 16% a nivel rural) en 2018 alcanzó un 93% a nivel nacional (99% a nivel urbano y 80% a nivel rural). El financiamiento estatal de las expansiones en la mayoría de los casos se realiza con préstamos del Banco Central de Bolivia utilizando para el efecto parte de las reservas internacionales.

Si bien no existe claramente una fecha para definir una quinta etapa de la industria eléctrica, ni tampoco las características definidas de que se estuviera transitando por un nuevo ciclo del sector, podría hablarse, con cargo a posterior inventario, de una quinta etapa a partir de 2021.

Es más, puede que la categorización de esta quinta etapa responda más a los deseos del autor y su materialización, necesariamente deberá estar acompañada por las decisiones y acciones de los hacedores de política energética. Hecha la aclaración, la quinta etapa podría llamarse la "Etapa en Curso" o "Etapa Futura" cuya característica marcante debiera ser la descarbonización del sector eléctrico y debería caracterizarse por la incorporación eficiente de las energías renovables no convencionales. En esta etapa deberá establecerse una hoja de ruta nacional para incorporar redes inteligentes, la generación distribuida y la transformación digital del sector.

La siguiente Figura 1 resume las cinco etapas descritas y sus características más salientes.

ETAPA	ÉPOCA	ACTORES	CARACTERÍSTICA SALIENTE
Inicial	Principios del Siglo XX - 1967	Sector Privado	Industria Eléctrica acomodándose a la industria minera
Estructural	1967 - 1996	Sector Privado y Público	Integración de las principales mercados del País. Obras de generación públicas y privadas con avales del Estado.
Liberal	1996 - 2006	Sector Privado	Desverticalización. Emulación de mercado competitivo en la fase de generación. Inversiones privadas importantes. Cambio del sentido de servicio público por el de industria abierta basado en señales de precios
Estatista	2006 - 2020	Predominancia del Sector Público	Expansión del servicio eléctrico en áreas rurales. Tarifa dignidad. Importante expansión del SIN basado en préstamos del BCB utilizando los RIN
Futura	2021 - Adelante	Alianza Público Privada. Los sectores Privado y Público actúan en igualdad de condiciones	Incorporación eficiente de ERNC y el Hoja de Ruta Nacional para incorporar Redes Inteligentes y generación distribuida. Exportación de excedentes en forma pactada con los grandes mercados y en forma imaginativa en los mercados menores.

Figura 1 Etapas de la industria eléctrica boliviana

3. EL SECTOR ELECTRICO BOLIVIANO ACTUAL

Es importante poder dimensionar adecuadamente lo que el sector eléctrico significa en la economía nacional, tanto desde el punto de vista de las transacciones económicas que en el se realizan, como desde el punto de vista de los flujos energéticos que se practican y que alimentan el normal desarrollo de la economía y la sociedad.

La siguiente Figura 2 grafica por un lado el flujo energético, a nivel del Sistema Interconectado Nacional SIN, desde la producción de electricidad hacia los distintos estamentos de consumo divididos para el efecto en consumidores regulados y consumidores no regulados, pasando por todas las partes de la cadena de la industria eléctrica. Por otro lado, grafica el flujo de erogaciones monetarias desde los consumidores tanto regulados como no regulados hacia los distintos estamentos de la industria, distribución, transmisión y generación, así como los aportes al Fisco en forma del Impuesto al Valor Agregado (IVA), como el impuesto a las transacciones (IT). Todos los valores corresponden al año 2022 y los flujos de energía están valorados en giga watios hora (GWh) en tanto que los flujos monetarios en millones de dólares de los Estados Unidos de América (MM US\$).

Durante 2022 las transacciones en la industria eléctrica en el SIN fueron de US\$ 1,074.2 millones de los cuales los consumidores regulados aportaron US\$ 1,042.7 millones (97.1%) en tanto que los consumidores no regulados US\$ 31.5 millones (2.9%). Esos flujos monetarios remuneraron a los generadores con US\$ 336.4 millones (31%), a los distribuidores con US\$ 352.0 millones (33%), a la transmisión con US\$ 194.5 millones (18%) y los aportes al fisco se dividieron en US\$ 139.6 millones (13%) de IVA y US\$ 51.6 millones (5%) de IT.

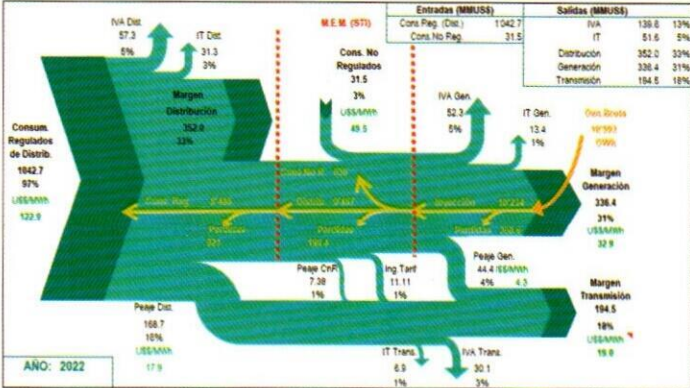


Figura 2 Flujos energéticos y monetarios en el SIN durante la gestión 2022

Para lograr el anteriormente descrito flujo monetario, los generadores produjeron 10,593 GWh brutos, inyectaron al Sistema Troncal de Interconexión (STI) 10,234 GWh de los cuales 636 GWh fueron retirados por los consumidores no regulados y 8,486 GWh por los consumidores regulados. Las diferencias se explican por las inevitables pérdidas en cada una de las fases de la industria.

En términos de las tarifas promedio, las pagadas por los consumidores regulados fueron de 122.9 US\$/MWh en tanto que las correspondientes a los consumidores no regulados fueron de 49.5 US\$/MWh. Los márgenes retribuidos a las distintas porciones de la industria fueron de 41.48 US\$/MWh como margen de distribución, 19.0 US\$/MWh como margen de transmisión y 32.90 US\$/MWh como margen de generación.

Todo lo anterior fue logrado con una potencia instalada a nivel de generación de aproximadamente 3,400 MW de acuerdo con el detalle de la tabla 1 siguiente:

TABLA 1 POTENCIA INSTALADA (Fines de Abril 2023)		
Tipo	MW	%
Hidroeléctricas	734.85	22%
Termoeléctricas	2,325.25	68%
Eólicas	131.40	4%
Excedentes de autoprodutores	45.00	1%
Solar fotovoltaicas	165.08	5%
TOTAL	3,401.58	100%

Pese a la capacidad instalada suficiente para cubrir los requerimientos de la demanda, actualmente del orden de 1,800 MW, los agentes públicos del mercado han declarado adiciones de generación cercanas a 600 MW. Sin duda desde el punto de vista técnico económico en la actualidad se está enfrentando un fenómeno de “desadaptación económica entre la oferta y la demanda”. En efecto, la siguiente tabla 2 de evolución proyectada de la demanda, muestra que con la capacidad instalada existente más los proyectos en curso hay capacidad suficiente (alrededor de 4,000 MW) para enfrentar los requerimientos hasta el año 2027 (1,968 MW) teniendo para entonces un margen de reserva (capacidad instalada, menos la máxima demanda de punta esperada) superior a la propia demanda. Eso sin duda habla de una desadaptación económica entre la oferta y la demanda.

EVOLUCION DE LA DEMANDA ANUAL DEL SISTEMA					
AÑO	Energía (GWh)	Potencia (MW)	Tasa de Crecimiento		
			F.Carga	Energía (%)	Potencia (%)
2020	8,725	1,565.8	0.636	-3.89	3.54
2021	9,455	1,574.1	0.686	8.36	0.53
2022	10,044	1,658.1	0.691	6.22	5.34
2023	10,609	1,715.9	0.706	5.63	3.48
2024	11,098	1,782.1	0.711	4.61	3.86
2025	11,553	1,856.5	0.710	4.10	4.18
2026	11,974	1,908.6	0.716	3.64	2.80
2027	12,364	1,967.5	0.717	3.25	3.09

TABLA 2 PRONOSTICO DE EVOLUCION DE LA DEMANDA EN EL SIN

Más aún, si la demanda a partir del año 2027 creciese al 4% anual el año 2040 esta sería de 3,275 MW pudiendo entonces ser abastecida con la capacidad instalada

existente actualmente más los proyectos hoy en construcción.

Es interesante ver a partir de la tabla 2 que el factor de carga de la demanda, históricamente alrededor del 60% ha ido incrementándose y hoy se habla de valores superiores al 70%. Lo anterior significa una mejor utilización de la capacidad instalada, aunque la misma sea super abundante para las necesidades del mercado interno.

Otro fenómeno de reciente ocurrencia tiene que ver con la aparición de un segundo pico de demanda en la curva de carga diaria del SIN.

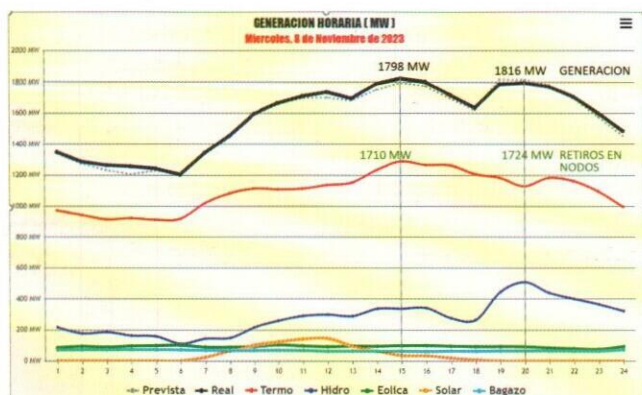


FIGURA 3 CURVA DE GENERACION HORARIA DEL SIN

En efecto, la anterior figura 3 muestra la ocurrencia de dos picos de demanda similares en magnitud ocurridos a horas 15 y a horas 20 el día 8 de Noviembre de 2023. A nivel de la demanda los picos, medidos por la sumatoria de los retiros en el STI, totalizaron 1,710 MW a las 15 en tanto que 1,724 MW a las 20 de ese día. En forma concordante los picos de generación medidos como la sumatoria de las inyecciones de generación fueron de 1,798 MW y 1,816 MW respectivamente. Tal fenómeno se explica fundamentalmente por los inusuales brotes de calor y la utilización masiva de aires acondicionados en la ciudad de Santa Cruz, hecho que generó una demanda del sistema oriental superior a los 800 MW a horas 15.

Un factor adicional marcante en la industria eléctrica nacional tiene que ver con el subsidio del gas natural para la generación de electricidad, hecho que sin duda influye en el comportamiento del balance entre oferta y demanda del sector.

TABLA 3
PRECIO DEL GAS NATURAL PARA LA GENERACION DE ELECTRICIDAD
COMPARACION CON EL PRECIO DE OPORTUNIDAD

	Precio Actual US\$/ kPC	Precio de equilibrio US\$/ kPC	Precio de oportunidad US\$/ kPC
Precio de Venta	1.30	3.94	8.00
Tarifa de Transporte	(0.41)	(0.41)	(0.41)
Precio en boca de pozo	0.89	3.53	7.59
Regalías y participaciones (18%)	(0.16)	(0.64)	(1.37)
IDH (32%)	(0.28)	(1.13)	(2.43)
Márgen Bruto	0.45	1.77	3.80
Opex	(0.66)	(0.66)	(0.66)
Amortización de Inversiones	(1.10)	(1.10)	(1.10)
Márgen disponible	(1.32)	0.00	2.04

La tabla 3 anterior muestra el precio del gas natural para la generación de electricidad imperante en el país hace ya dos décadas. El mismo está fijado en términos volumétricos y no energéticos y es de 1.3 US\$ por millar de pies cúbicos al margen de cual sea el contenido calórico (energético) del mismo. Dicho precio, descontando la tarifa de transporte (fija denominada del tipo "postage stamp"), las regalías y participaciones y el impuesto directo a los hidrocarburos, dan un margen bruto de 0.45 US\$/kPC. Descontando los costos de operación y descontando las amortizaciones por las inversiones realizadas en infraestructura gasífera el margen disponible es negativo, es decir hay un subsidio de 1.32 US\$ /kPC destinado a los consumidores de electricidad por parte del sector hidrocarburos.

La misma tabla 3 anterior muestra que, para eliminar ese subsidio, el precio del gas natural para la generación de electricidad debería ser de 3.94 US\$/kPC. Así mismo se muestra como cambiaría el margen disponible si se utilizara el costo de oportunidad como precio de oportunidad. Es decir, el supuesto es calcular el margen asumiendo que el gas para la generación de electricidad se cobrase exactamente igual a lo que se obtendría si ese gas en lugar de ser utilizado en el mercado interno sería exportado a un valor de 8.00 US\$/kPC.

Es indiscutible que la subvención del gas natural para la generación de electricidad, al margen de crear problemas económicos en el sector de hidrocarburos genera distorsiones en las decisiones que atañen a la oferta incentivando la inclusión de centrales a gas natural en desmedro de las fuentes renovables, así como en la demanda, promoviendo el uso no medido de electricidad en base a fuente termoeléctrica.

Otro rasgo importante de la industria eléctrica nacional lo constituye el mecanismo de la denominada "Tarifa Dignidad", establecida en 2006 por un período de 4 años y renovada varias veces por períodos iguales, siendo la última renovación la correspondiente a la realizada en Marzo de 2022 con validez hasta marzo de 2026.

Dicha tarifa dignidad surge de un convenio estratégico entre el gobierno de Bolivia y las empresas eléctricas operando en el SIN, que en el año 2006 eran todas privadas. La tarifa dignidad consistió en el financiamiento, por parte de las Empresas Eléctricas operando en el SIN del 25% del consumo de electricidad para aquellos consumidores del Mercado Eléctrico Mayorista que consumiesen 70 KWh por mes o menos y para los consumidores atendidos por otros operadores en todo el territorio nacional que consumiesen 30 KWh o menos. Posteriormente, se modificó y actualmente la tarifa dignidad consiste en el financiamiento del 25% del consumo de electricidad para aquellos consumidores de las empresas distribuidoras o los consumidores atendidos por otros operadores en todo el territorio nacional que consuman 70 KWh por mes o menos, otorgado por las empresas eléctricas firmantes del convenio estratégico.

En contrapartida a dicho financiamiento, el Gobierno nacional se comprometió a respetar las concesiones y/o licencias otorgadas a las empresas generadoras, trasmisoras y distribuidoras que a la fecha de suscripción contasen con los contratos suscritos de conformidad a la legislación

de entonces. Actualmente el convenio de tarifa dignidad establece que el Órgano Ejecutivo del Estado respetará los derechos adquiridos contenidos en los títulos habilitantes y licencias y que dicho Órgano Ejecutivo se compromete a agotar esfuerzos para mantener el sistema de precios vigente en las actividades de generación y transmisión, mientras que en las actividades de distribución se tomará en cuenta el criterio de tarifas equitativas dispuesto en la Constitución Política del Estado.

Por otro lado, y como parte integrante de los compromisos que hacen al convenio, el Órgano Ejecutivo del Estado se compromete a que los cambios en la normativa vigente se realizaran en consulta con las empresas del sector, precautelando que los ingresos les permitan asegurar la sostenibilidad de las empresas y confiabilidad del suministro.

Este acuerdo, único en su tipo entre las empresas eléctricas y Estados en los países de América Latina, ha permitido una evolución sin sobresaltos a nivel nacional, pese a incrementos tarifarios realizados en las tarifas al consumidor final, fruto de importantes inversiones realizadas en materia de infraestructura por ejemplo en el área de transmisión donde el margen de transmisión se ha incrementado de US\$ 6/MWh de por ejemplo el año 2006 cuando se estableció la tarifa dignidad a los actuales 19 US\$/MWh.

Para poder analizar lo que significó la tarifa dignidad durante todos los años de vigencia de esta, se ha realizado un diagrama similar al de la figura 1, pero correspondiente a las transacciones del mercado eléctrico mayorista de 2005, año previo a la implantación de la tarifa dignidad

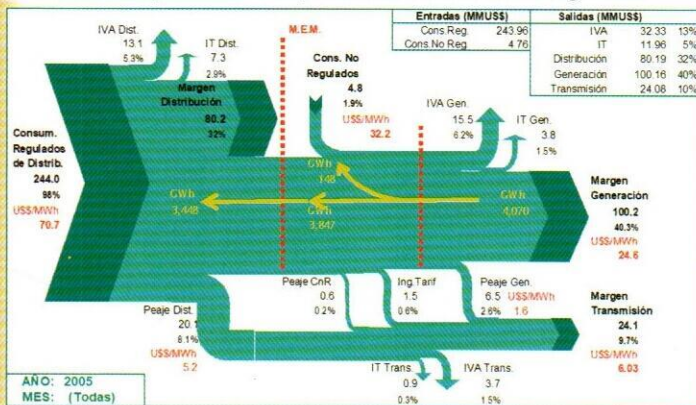


Figura 4 Flujos energéticos y monetarios en el SIN durante la gestión 2005

A partir de la comparación de las figuras 1 y 4 se ha realizado la tabla 4 que muestra las variables mas importantes de la evolución de la industria eléctrica en términos económicos durante la vigencia de la tarifa dignidad.

Tabla 4 EVOLUCION DEL MEM DURANTE LA VIGENCIA DE LA TARIFA DIGNIDAD

	2005	2022	Cambio 2005 a 2022	Cambio 2005 a 2022	2005	2022	Cambio 2005 a 2022	Cambio 2005 a 2022
	MM US\$	MM US\$	MM US\$	%	(US\$/MWh)	(US\$/MWh)	(US\$/MWh)	(%)
Margen de Generación	100.16	336.40	236.24	236%	24.30	32.90	8.60	35%
Margen de Transmisión	24.08	194.50	170.42	708%	6.03	19.00	12.97	215%
Margen de Distribución	80.19	352.00	271.81	339%	23.26	41.48	18.22	78%
IVA	32.33	139.60	107.27	332%				
IT	11.96	51.60	39.64	331%				
Consumidor regulado	243.96	1,042.70	798.74	327%	70.70	122.90	52.20	74%
Consumidor no regulado	4.76	31.50	26.74	562%	32.20	49.50	17.30	54%
Total MEM	248.72	1,074.20	825.48	332%				

La industria cuyas transacciones a fines del 2005 representaban US\$ 248.72 millones, a fines de 2022 representaban US\$ 1,074.20 millones con un crecimiento

del 332%. Para satisfacer las necesidades de crecimiento del mercado, los márgenes de las distintas fases de la industria, medidos en términos monetarios por unidad de energía generada, transmitida y distribuida crecieron en 35%, 215% y 75% respectivamente, calculados en dólares corrientes.

Pese a lo anterior, la tarifa promedio al consumidor final no regulado se incrementó en 74% en tanto que al consumidor no regulado en 54%. Es en ese marco que la tarifa dignidad fue una herramienta muy valiosa para la estabilidad social, financiada por los agentes de la industria.

Así por ejemplo en la gestión 2022 el consumidor regulado pagó en promedio el 75% de su tarifa final de 122.90 US\$/MWh. Es decir, el consumidor pagó 92.18 US\$/MWh y por él todas las empresas signatarias del convenio de tarifa dignidad pagaron 30.73 US\$/MWh.

La tabla 5 siguiente resume la cantidad de consumidores domiciliarios por mes y por año que se beneficiaron de la tarifa dignidad hasta mediados de la gestión 2022.

Beneficiarios de la Tarifa Dignidad

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Enero	489,151	525,459	627,142	843,137	715,911	818,124	865,523	920,463	958,104	952,089	1,014,722	1,159,853	1,295,417	1,440,202	1,284,173	1,353,949	
Febrero	529,387	593,138	693,987	908,720	780,157	762,646	864,247	940,281	1,011,651	1,042,273	1,170,014	1,319,234	1,433,174	1,280,553	1,362,852	1,403,885	
Marzo	559,401	540,549	652,090	702,253	788,737	804,942	846,238	901,889	1,040,887	1,059,853	1,129,944	1,233,404	1,246,829	1,333,441	1,270,284	1,370,284	
Abril	464,872	570,722	544,242	654,528	686,452	85,983	801,000	925,443	940,323	985,746	936,740	925,221	1,026,392	1,282,443	1,222,212	1,453,321	
Mayo	486,011	505,455	571,383	655,646	734,048	82,577	943,615	919,633	977,228	1,077,271	1,035,355	1,245,874	1,246,086	1,233,612	1,381,118	1,429,534	
Junio	476,749	538,035	602,130	670,803	752,407	798,315	808,742	861,782	985,350	943,491	1,137,245	1,227,868	1,233,784	1,310,753	1,383,382		
Julio	495,280	529,034	612,694	659,077	669,804	844,933	927,650	959,944	1,002,581	988,831	1,061,804	1,112,052	1,253,700	1,019,039	1,290,834	1,407,469	
Agosto	480,023	510,889	579,728	642,242	717,354	81,019	81,019	931,643	931,793	987,381	1,037,700	1,120,438	1,168,740	1,240,843	1,282,648	1,282,611	
Septiembre	483,278	527,599	613,861	654,569	773,821	80,123	80,123	972,799	969,424	1,015,841	1,116,146	1,174,771	1,227,598	1,245,119	1,324,021	1,340,763	
Octubre	503,848	525,789	609,273	646,540	773,001	82,732	82,732	889,872	905,548	1,013,119	1,037,789	1,096,243	1,212,794	1,282,402	1,278,382	1,341,348	
Noviembre	492,132	525,192	602,482	650,157	775,582	746,746	792,828	912,574	944,583	957,711	1,044,438	1,084,689	1,244,313	1,287,740	1,245,383	1,342,829	
Diciembre	533,762	530,339	637,258	670,640	777,873	821,315	802,296	933,235	940,094	992,831	1,131,550	1,194,524	1,244,607	1,294,521	1,228,024	1,377,859	
TOTAL	4,434,678	6,211,686	6,983,728	7,867,147	8,753,728	9,401,083	10,204,882	11,043,960	11,494,819	11,949,947	12,744,952	13,284,881	14,558,609	14,787,126	11,434,701	13,550,462	17,618,318
ACUMULATIVO	4,434,678	10,626,365	17,620,093	25,487,241	34,220,970	43,622,053	54,826,935	65,870,895	76,947,448	88,917,391	101,762,343	114,547,226	129,085,835	143,873,961	155,304,363	171,618,875	6,996,443

Tabla 5

De acuerdo con declaraciones de autoridades del sector, el 60% de los consumidores de la categoría domiciliaria a nivel nacional son beneficiarios de la tarifa dignidad.

4.- VALORACION DEL SECTOR ELECTRICO NACIONAL

Dado que en la sección 2 del presente artículo se plantea la necesidad de transitar a una quinta etapa caracterizada por la descarbonización del sector eléctrico y que debería caracterizarse por la incorporación eficiente de las energías renovables no convencionales, parece pertinente realizar una valoración actual del sector eléctrico nacional. Para el efecto es importante preguntarse cual debe ser el papel del sector eléctrico en la economía y la sociedad boliviana. Desde ese punto de vista, a criterio del autor, destacan las siguientes obligaciones del sector con la economía y sociedad:

- Abastecer adecuadamente, en cantidades y precios la demanda eléctrica nacional
- En la medida de lo posible, generar excedentes económicos para el resto de los sectores
- Alinearse con los objetivos nacionales y ayudar a su concreción (P. ej. Ayudar a los objetivos macroeconómicos, o a los objetivos más generales de política energética, o a los objetivos de lucha contra el calentamiento global)

Con relación al abastecimiento de la demanda eléctrica nacional es importante destacar el incremento de

cobertura que se ha producido en el país. La figura 5 ilustra tal incremento en la cobertura del servicio

Cobertura Eléctrica

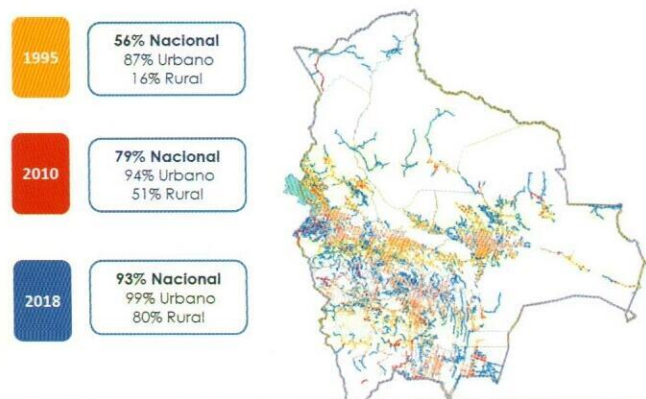


Figura 5. Variación de la cobertura del servicio eléctrico en Bolivia

La valoración de las cantidades y precios adecuados es una tarea que va mucho más allá de los objetivos del presente artículo. Baste decir que a futuro tendrá que producirse una mayor participación de fuentes renovables con los consecuentes impactos que tal decisión conlleva.

La generación de excedentes económicos para el resto de la economía no es un objetivo principal del sector eléctrico y constituye un objetivo secundario que debería obtenerse en la medida de lo posible. Sin embargo, es interesante destacar que un sector de infraestructura, en términos impositivos en la actualidad genera casi US\$ 200 millones entre IVA e IT.

Por el contrario, la utilización de un precio subsidiado de gas natural para la generación de electricidad significa un aporte negativo del sector eléctrico al resto de la economía. Así por ejemplo de acuerdo con datos del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), la cantidad de gas natural utilizado en la generación de electricidad en la gestión 2022 fue de 51,135 millones de PC. De acuerdo con la tabla 3 el subsidio por millar de PC fue de 1.32 US\$/kPC y por tanto el subsidio anual fue de US\$ 67.5 millones. Si esa cantidad de gas natural se hubiera exportado a un precio de 8.0 US\$/kPC, Bolivia hubiera recibido US\$ 409.08 millones por dicho concepto, generándose un excedente de US\$ 104.32 millones.

Otro impacto directo del sector eléctrico nacional con la economía significa la otorgación de préstamos concesionales del Banco Nacional de Bolivia (BCB) a la Empresa Nacional de Electricidad utilizando para el efecto las reservas internacionales. La figura 6 muestra un comunicado oficial de prensa del BCB donde se detallan los préstamos de la autoridad monetaria a las denominadas Empresas Públicas Nacionales Estratégicas (EPNE) al año 2021, entre las que figura la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE).

CRÉDITOS OTORGADOS A LAS EPNE POR EL BCB

El Banco Central de Bolivia (BCB) comunica a la opinión pública que, al 13 de septiembre de 2021, el saldo de la deuda pública de las Empresas Públicas Nacionales Estratégicas (EPNE) es de Bs36.703.34 millones. El detalle de los saldos adeudados es el siguiente:

Créditos del BCB a las EPNE (En millones de bolivianos)	
Empresas	Saldo de la deuda al 13 de septiembre 2021
YPFB	10.109
EBIH	101
ENDE	19.530
YLB	5.145
EASBA	1.812
TOTAL	36.703

Fuente: Banco Central de Bolivia

Figura 6. Créditos otorgados por el BCB a las EPNE

Es importante destacar que el saldo de la deuda concesional otorgada a ENDE a dicha fecha era de US\$ 2,800 millones.

Se puede decir que el objetivo secundario de la generación de excedentes económicos para el resto de la economía no fue cumplido hasta el momento y por el contrario ha existido un aporte del resto de la economía para el normal funcionamiento del sector.

Se ha sostenido en varios momentos de la historia de la electricidad nacional que una de las formas de generar excedentes desde el sector eléctrico sería la exportación de electricidad a países vecinos aprovechando las ventajas comparativas de recursos energéticos abundantes con los que Bolivia cuenta.

Así por ejemplo durante la segunda etapa o etapa estructural de la industria eléctrica nacional, año 1990, se negoció con el Brasil la construcción de una central termoeléctrica de 500 MW de capacidad en la localidad fronteriza de Puerto Suarez, que utilizando gas natural boliviano iría a proveer 3,000 GWh de electricidad al vecino país por un plazo de 20 años con precios pactados entonces de 60 US\$/MWh y con fórmulas de escalación. La figura 7 muestra la carátula de la memoria anual de ENDE de 1990 donde se informa a los accionistas de la empresa las acciones emprendidas a partir de los acuerdos binacionales sobre la materia. Así mismo dicha figura muestra lo que iba a ser el área de influencia de dicha central cuyo objetivo era la generación de excedentes económicos para la economía boliviana.

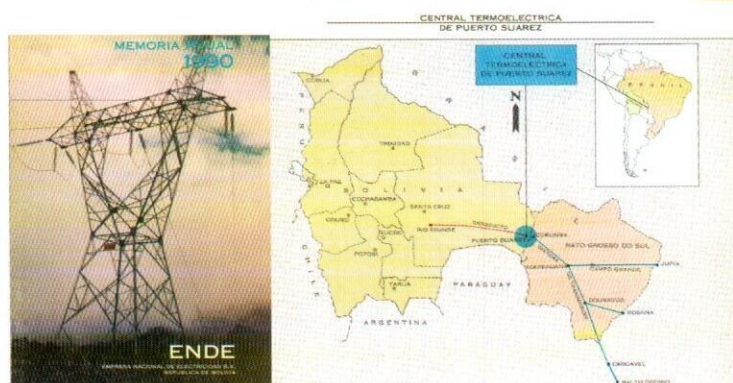


Figura 6. Tapa de la Memoria ENDE 1990 donde se informa sobre las acciones emprendidas a partir de los acuerdos binacionales Bolivia Brasil

Una serie de decisiones en Brasil y Bolivia inviabilizaron la ejecución de dicho proyecto de integración energética que hubiese representado un claro mecanismo para la generación de excedentes económicos desde el sector eléctrico hacia el resto de la economía.

En la actualidad es muy difícil encontrar situaciones claras de posible exportación que podrían generar excedentes económicos para el resto de la economía. Hoy la mayoría de nuestros vecinos cuentan con excedentes de generación en sus propios sistemas eléctricos y es muy difícil vender a alguien algo que no lo necesita, salvo a precios de ocasión.

En Junio de 2023 se inauguró el proyecto de interconexión entre Bolivia y Argentina con la inauguración de una línea de transmisión de 132 V para proveer energía de la planta termoeléctrica del Sur, de propiedad de la empresa ENDE Andina a la república Argentina. El autor desconoce los detalles de dicho enlace binacional como para juzgar si se trata de un proyecto de generación de excedentes económicos netos para el resto de la economía.

5.- SUGERENCIAS PARA EL INICIO DE LA ETAPA DE DESCARBONIZACION DEL SECTOR ELECTRICO NACIONAL

A partir de las descripciones anteriores - y en el marco de lo que representa un artículo de divulgación y no un estudio especializado específico- se puede colegir como conclusiones de la valoración realizada lo siguiente:

- 1) Existe una importante sobreoferta para cubrir la demanda interna gracias a grandes inversiones públicas realizadas vía importantes préstamos de la autoridad monetaria a la empresa estatal ENDE
- 2) La importante sobreoferta ha generado una "desadaptación económica entre oferta y demanda". Por otra parte, la gran inversión en obras de infraestructura por ejemplo de transporte se traduce, entre otros, en un incremento tarifario a los consumidores finales, pese al importante subsidio del precio del gas natural para la generación de electricidad. Esto último ha sido paliado gracias a la tarifa dignidad.
- 3) La exportación de excedentes eléctricos ha sido muy difícil, entre otros, por la sobreoferta en los países

vecinos y por la limitación a que agentes privados puedan aprovechar eventuales nichos existentes en algunos países vecinos.

- 4) La incorporación de energías renovables no convencionales (ERNC) ha estado limitada a los agentes públicos salvo alguna honrosa excepción, pese a los compromisos internacionales emergentes del Acuerdo de París para el control del cambio climático

A nivel de recomendaciones se puede concluir con las siguientes:

- 1) Es imperioso ampliar la demanda interna de electricidad.

- 2) Debe hacerse un plan para eliminar en el tiempo el subsidio del gas natural para la generación de electricidad.

- 3) D e b e apoyarse los esfuerzos por introducir combustibles no fósiles como el hidrógeno verde para la generación de

electricidad y liberar excedentes exportables de gas natural. En esa perspectiva las centrales de generación de ciclo combinado de tecnología de avanzada como las de la empresa ENDE Andina son grandes candidatas para la sustitución de gas natural.

- 4) Los mecanismos que se adopten y perfeccionen en materia de generación distribuida no deben atentar contra la solidez financiera de las empresas distribuidoras.
- 5) Deben adoptarse mecanismos más ágiles para la promoción de ERNC, por ejemplo, subastas para determinados bloques de energía anuales a abastecerse con dichas fuentes. Dichos bloques anuales a subastar deberían estar determinados por la autoridad regulatoria.
- 6) Los acuerdos de interconexión e intercambio de grandes bloques de electricidad deben negociarse entre estados, lo mismo que los aprovechamientos binacionales. Ahí es indiscutible el rol de ENDE y sus subsidiarias, donde el sector privado puede jugar un papel complementario y subsidiario. Sin embargo, nichos existentes de capacidad más reducida deberían ser liberados a la iniciativa privada que muy bien puede aportar en este importante objetivo nacional.

OTRO IMPACTO DIRECTO DEL SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL CON LA ECONOMÍA SIGNIFICA LA OTORGACIÓN DE PRÉSTAMOS CONCESIONALES DEL BANCO NACIONAL DE BOLIVIA (BCB) A LA EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD UTILIZANDO PARA EL EFECTO LAS RESERVAS INTERNACIONALES.