ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA
MINISTERIO DE HIDROCARBUROS Y ENERGÍA
VICEMINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍAS ALTERNATIVAS

PLAN ELÉCTRICO DEL ESTADO PLURINACIONAL DE Bolivia 2025

Bolivia 2025

Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025

Ministerio de HIDROCARBUROS & ENERGÍA

LA PAZ - BOLIVIA 2014

© Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas
Diseño Gráfico: Xpresión Visual
Impresión:
Primera Edición
La Paz, enero 2014

"La electrificación del país es un mandato de la Constitución y una de las metas más importantes de nuestra Revolución Democrática y Cultural, pero no solo como un tema social, sino principalmente como una forma de garantizar la soberanía energética y el desarrollo industrial de Bolivia".

Evo Morales Ayma

Evo Morales Ayma

EXCMO. PRESIDENTE DEL ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA

ÍNDICE

PRESENTACIÓN

1. INTRODUCCIÓN 11

2. ANTECEDENTES 14

3. LA AGENDA PATRIÓTICA Y EL SECTOR ELÉCTRICO 24

3.1. Contextualización 24

3.2. Aplicación de la Agenda Patriótica 2025 25

3.3. Medidas aplicadas como sustento del desarrollo actual 29

3.4. Condicionantes de sostenibilidad 32

3.4.1 Condicionantes legales 32

3.4.2 Condicionantes económicas 33

3.4.3 Condicionantes institucionales 34

4. DEMANDA Y COBERTURA DE ELECTRICIDAD 36

4.1. Cobertura del servicio básico de electricidad 36

4.1.1 Acceso universal en hogares 36

4.1.2 Infraestructura social 43

4.1.3 Presupuesto requerido para el acceso al servicio básico de electricidad en hogares e infraestructura social 45

4.2. Integración eléctrica nacional 49

4.3. Demandas del aparato productivo 62

4.3.1 Sector agropecuario 62

4.3.2 Sector industrial manufacturero 65

4.3.3 Sector minería 68

4.3.4 Sector hidrocarburos 71

4.3.5 Sector de transporte 73

4.3.6 Demanda consolidada de energía eléctrica por sector productivo 75

4.4. Proyección de la demanda del crecimiento vegetativo del SIN 77

4.5. Demanda total de energía y potencia 80

4.6. Demanda total por área geográfica 82

5.	**EXPANSIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA**	84
5.1.	Requerimiento de infraestructura en generación	84
5.2.	Balance de oferta-demanda	88
5.3.	Requerimiento de infraestructura en transmisión	90
5.4.	Confiabilidad de la infraestructura eléctrica	92
5.5.	Proyectos de interconexión de sistemas aislados	93
5.6.	Proyecto de transmisión-Tren Eléctrico	93
5.7.	Proyectos de transmisión en extra alta tensión	93
6.	**GENERACIÓN DE EXCEDENTES – EXPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**	96
6.1.	Procesos de integración regional en el sector eléctrico y sus implicancias en Bolivia	96
6.2.	Panorama regional sobre intercambios de energía eléctrica	100
6.3.	Generación de excedentes de energía eléctrica	108
6.3.1	Escenario I: Cachuela Esperanza y Complejo Hidroeléctrico Río Grande	112
6.3.2	Escenario II: Cachuela Esperanza y El Bala	113
6.3.3	Escenario III: Cachuela Esperanza - El Bala – Jatun Pampa y Seripona (Complejo Río Grande)	113
6.3.4	Escenario IV: Complejo Hidroeléctrico Río Grande	115
7.	**PLAN DE ACCIÓN**	119
7.1.	Cobertura en el acceso del servicio eléctrico	119
7.2.	Expansión de la infraestructura eléctrica para garantizar el suministro eléctrico.	123
7.3.	Exportación de excedentes de energía eléctrica.	130
7.4.	Otros mecanismos de acción de largo plazo.	132
7.4.1	Programa Boliviano de Energía Nuclear (PBEN)	132
7.5.	Presupuesto estimado	133
ANEXOS		136
ANEXO 1:	**METODOLOGÍA DE PROYECCIÓN PLAN ELÉCTRICO**	136
ANEXO 2:	**METODOLOGÍA Y PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE LARGO PLAZO**	142
ANEXO 3:	**CRITERIO N-1 DE CONFIABILIDAD**	151
SIGLAS		152

PRESENTACIÓN

El "Plan del Sector Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025", es el resultado de un trabajo coordinado y proyectado hacia una visión de largo plazo, que se enmarca en los preceptos de la Constitución Política del Estado y en los 13 pilares de la Bolivia Digna y Soberana, presentada en la Agenda Patriótica del Bicentenario, como el fundamento de nuestro nuevo horizonte hacia el 2025 y la visión de desarrollo del "Vivir Bien".

A través de procesos de nacionalización, se recuperó el rol protagónico del Estado Plurinacional de Bolivia en la planificación del sector eléctrico, con criterios de equidad e inclusión social, haciéndolo estratégico y fundamental para el desarrollo del país, garantizando que todas las bolivianas y bolivianos podamos gozar del servicio básico de

electricidad, así como fomentar el desarrollo económico y social, para mejorar las condiciones de vida y el crecimiento del sector productivo.

Este cambio de timón no sólo se viene expresando en la ejecución de proyectos destinados al abastecimiento de la demanda de energía eléctrica y a la consolidación de la seguridad energética, sino también en medidas destinadas a promover el desarrollo integral del pueblo boliviano, a través de la socialización y universalización del servicio básico de electricidad como un derecho fundamental, asegurando el acceso en condiciones equitativas y en equilibrio y armonía con la Madre Tierra.

La expansión del sistema eléctrico tiene una incidencia directa en la erradicación de la extrema pobreza, con un impacto significativo en miles de familias especialmente en las zonas rurales y periurbanas en mejora de sus condiciones de vida, contribuyendo además a la soberanía productiva del país, así como su diversificación y desarrollo integral; asimismo, la expansión del sistema eléctrico promueve la integración de pueblos y comunidades, facilitando su complementariedad y apoyo mutuo.

En este sentido, para cumplir con las metas trazadas en la Agenda Patriótica 2025 y brindar el soporte energético para el desarrollo de nuestro país, se requiere contar con una planificación de corto, mediano y largo plazo, capaz de atender los requerimiento internos, aprovechando la potencialidad de las fuentes energéticas tanto en proyectos hidroeléctricos como a través de energías alternativas. Esta planificación nos marca el camino para ser productores y exportadores de energía eléctrica, generando mayores recursos económicos y consolidando a Bolivia como centro energético sudamericano.

Por tanto, el presente es un trabajo pionero que de manera sistemática cuantifica las demandas, proyectos, inversiones y requerimientos necesarios para sostener el crecimiento nacional hacia el 2025, sentando las bases para el desarrollo de la industria eléctrica a partir de la diversificación de la matriz energética para la exportación de excedentes, aportando de esta manera a la distribución de recursos económicos y mayores beneficios para el Vivir Bien.

Ing. Juan José Hernando Sosa Soruco
MINISTRO DE HIDROCARBUROS Y ENERGÍA

1. INTRODUCCIÓN

Durante los años 90 en Bolivia, al igual que en la mayoría de los países de nuestro continente, se dieron reformas estructurales de corte neoliberal que se materializaron en la privatización de las empresas públicas de carácter estratégico, delegando a los agentes del mercado la responsabilidad de la planificación del sector eléctrico y la decisión de la realización de inversiones, minimizando las funciones y la participación del Estado.

Como consecuencia de estas reformas neoliberales, el sector eléctrico del país quedó en manos de empresas trasnacionales cuyo objetivo principal fue incrementar sus ganancias, centrándose en una visión inmediatista, la que condujo al país al borde de una crisis de desabastecimiento,

al estancamiento del desarrollo del sector y ocasionó además la necesidad de transferir los costos de esta ineficiencia hacia los usuarios del servicio eléctrico. A partir del año 2006, con una nueva visión de Estado reflejada luego en el Plan Nacional de Desarrollo, se inicia un proceso de transformación estructural enfocado en la recuperación de los sectores estratégicos de la economía y la sociedad boliviana, sentando las bases para un nuevo modelo de gestión del sector eléctrico, donde el Estado recupera el papel central en la conducción del mismo.

En este contexto, es fundamental que el sector eléctrico cuente con una planificación con visión de largo plazo, que promueva el desarrollo del servicio eléctrico en función de los preceptos establecidos en la Constitución Política del Estado (CPE) y en armonía con los requerimientos de la sociedad en su conjunto, donde el Estado, a través de su participación mayoritaria en el sector, promueva la ejecución de los proyectos y la expansión de la industria eléctrica, con criterios de integración, inclusión social, universalidad y equidad, para el beneficio de todas y todos los bolivianos, asegurando de esta manera el suministro eléctrico y el cumplimiento de las metas planteadas en la Agenda 2025, constituyéndose en la principal directriz para el diseño y aplicación de las políticas públicas, permitiendo concretar la visión de desarrollo del país.

Esta planificación no sólo garantiza la expansión económica, eficiente, segura y confiable del sistema eléctrico, para poder servir al desarrollo previsto, sino que también permitirá atender las zonas del país que durante décadas fueron relegadas por las empresas privadas y por lo tanto condenadas al rezago de su desarrollo. Es así que el Ministerio de Hidrocarburos y Energía, a través del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, cumpliendo con su rol de planificador del sector, trabajó en la elaboración del "Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025", cuyo objetivo principal es establecer los lineamientos generales para el desarrollo de la infraestructura eléctrica que permitan satisfacer la demanda interna, impulsar el aparato productivo, lograr la integración eléctrica nacional y el acceso universal al servicio eléctrico con miras a la exportación de excedentes.

En este documento se realiza una análisis de cada sector de la sociedad y de la economía, considerando su dinámica de crecimiento y sus proyectos estratégicos hasta el año 2025, siendo de esta manera un instrumento articulador entre los planes de desarrollo sectorial

de corto, mediano y largo plazo, estableciendo aspectos técnicos y lineamientos para la planificación quinquenal de la infraestructura eléctrica en el plan de expansión del sector eléctrico y de su programación operativa trienal, así mismo los diferentes aspectos de la industria eléctrica reflejados en este documento se constituyen en el centro de proyección y línea base para la elaboración del plan a largo plazo en un horizonte de 30 años.

El "Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025", fue elaborado gracias al apoyo de las instituciones que conforman el sector eléctrico como la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE Corporación) y la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE). Asimismo, un reconocimiento especial al Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) y al equipo técnico del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA), por su dedicación y apoyo decidido en la elaboración de este documento.

Ing. Hortensia Jiménez Rivera
VICEMINISTRA DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍAS ALTERNATIVAS

2. ANTECEDENTES

A partir del 2006 se impulsó en el país una reforma política y económica, dirigida al fortalecimiento de las empresas estatales y a la aplicación de diversos programas sociales orientados hacia la población más vulnerable. En consecuencia con la aplicación de estas políticas sociales se logró una importante reducción de la pobreza moderada pasando del 63,5% en 1999 al 45% en 2011 (aproximadamente un millón de bolivianos fueron incorporados a la clase media) y la pobreza extrema se redujo del 40,7% al 20,9%. La tasa de desempleo urbano bajó al 3,8% y la capacidad adquisitiva del salario mínimo nacional se incrementó en un 58%[1].

La acertada política macroeconómica aplicada en nuestro país y los elevados precios de los productos de exportación permitieron un crecimiento económico acumulado de 4,69% al tercer trimestre de 2012 y niveles controlados de inflación, que junto al incremento del ingreso nacional disponible y a las políticas de redistribución del ingreso implantadas por el Órgano Ejecutivo ha permitido que en el periodo 2006-2012 (7 años) el país registrará un crecimiento promedio de 4,8%, superior al crecimiento de 3% alcanzado en el periodo 1985-2005 (21 años). Así mismo las reservas internacionales llegaron a 12.253 millones de dólares al 31 de diciembre de 2012[2] y la inversión estatal pasó de un promedio de 581 millones de dólares (en el periodo 1999-2005) a 2.064 millones de dólares (en el periodo 2006-2012), donde la participación del Estado alcanzo al 30,6% del PIB, frente al 18,5% en el anterior periodo[1]. A pesar de estos significativos avances, todavía se tienen grandes desafíos de desarrollo que afrontar, donde el sector eléctrico tiene un rol protagónico.

El sistema eléctrico boliviano está conformado por el Sistema Interconectado Nacional (SIN), que provee de energía eléctrica a las

1 Informe de Gestión 2012- Evo Morales Ayma, Presidente del Estado Plurinacional de Bolivia a la Asamblea Legislativa Plurinacional. La Paz, 22 de enero 2013.

2 Informe de Estabilidad Financiera, Banco Central de Bolivia, 04 de abril de 2013.

principales ciudades del país y los Sistemas Aislados que abastecen a las ciudades menores y distantes del eje troncal. El SIN fue constituido por la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) a finales de la década de los 70 y se compone de instalaciones de generación, transmisión y distribución que operan en forma coordinada para abastecer el consumo eléctrico de los departamentos de La Paz, Oruro, Cochabamba, Santa Cruz, Beni, Potosí y Chuquisaca, lo que representa aproximadamente el 90% de la demanda nacional.

Asimismo, el SIN está conformado por cuatro áreas bien definidas: Norte (La Paz y Beni), Oriental (Santa Cruz), Central (Oruro y Cochabamba) y Sur (Potosí y Chuquisaca) y su operación, según la normativa vigente, está basada en el aprovechamiento integral y sostenible de los recursos energéticos, la competencia en generación y el acceso libre a la trasmisión.

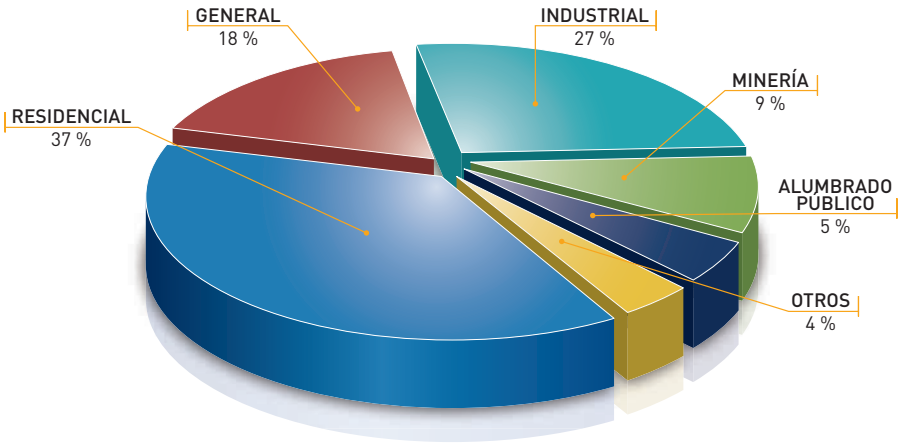
Hasta diciembre de 2012 el sistema eléctrico boliviano abastecía a un total de 2.303.144 hogares; para ello se dispone de 3.007,9 km de líneas del Sistema Troncal Interconectado (STI) y de 1.384,8 MW de capacidad de generación en el SIN y 179,4 MW en Sistemas Aislados. La demanda máxima histórica registrada en el SIN fue de 1.109 MW y la máxima prevista para la gestión 2013 es de 1.246 MW.

La demanda del SIN está compuesta por consumidores regulados, atendidos por las empresas de distribución y por consumidores no regulados (Empresa Metalúrgica Vinto, Coboce, Empresa Minera Inti Raymi y Empresa Minera San Cristóbal), quienes se abastecen a través de la compra de energía del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). El consumo de electricidad en el país se caracteriza por ser principalmente residencial, durante la gestión 2012 este segmento demandó el 37% de la energía requerida, seguido del industrial con una demanda del 27% y el general con el 18%.

Mapa 1
Sistema Interconectado Nacional – SIN

Fuente: Elaborado por el Comité Nacional de Despacho de Carga.

Gráfico 1
Participación del Consumo de Energía Eléctrica por Categoría en Bolivia (%) – 2012



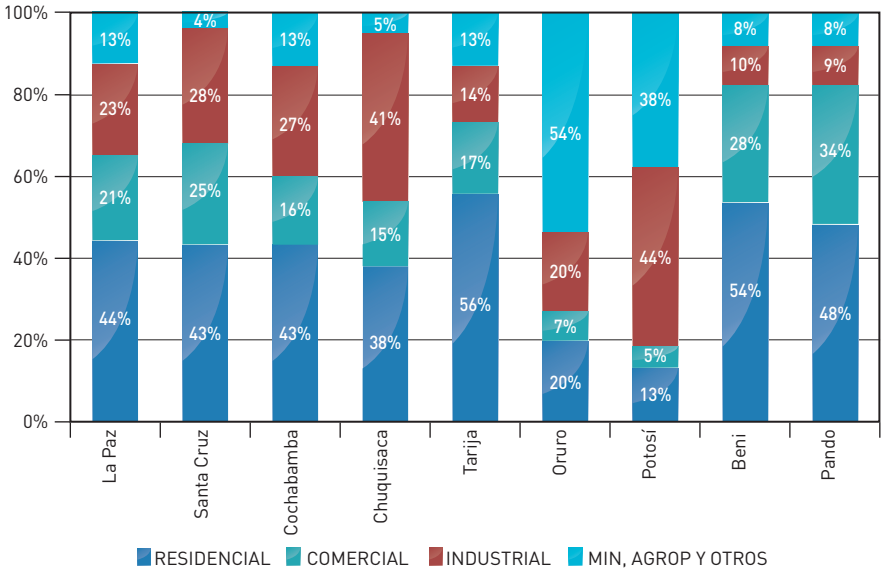
Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

Durante el 2012 la demanda de energía eléctrica en el SIN alcanzó los 6.604,3 GWh[3], estando distribuida principalmente en los departamentos del eje troncal (Santa Cruz, La Paz y Cochabamba) con el 76,5% y una participación del 7,01% de los consumidores no regulados. En el siguiente gráfico se muestra el porcentaje de participación sectorial en la demanda de electricidad por departamento:

3 Resultados de la Operación del SIN, Memoria Anual 2012, Comité Nacional de Despacho de Carga.

Gráfico 2

Participación departamental de la demanda de electricidad por sectores



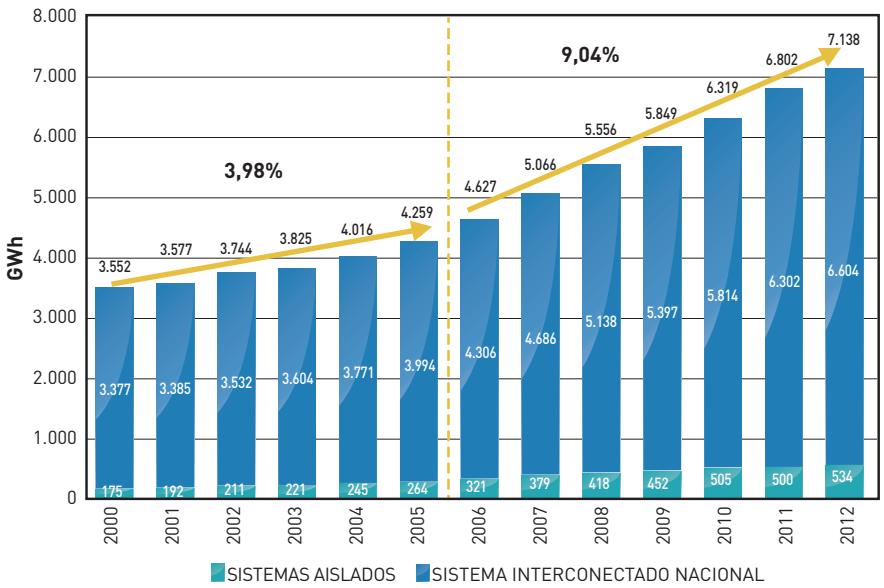
Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

Del gráfico anterior se puede apreciar la variabilidad de la demanda de energía eléctrica en los departamentos de Oruro y Potosí donde esta es predominantemente minera, lo cual incide sustancialmente en el comportamiento de la curva de carga.

Durante la última década la tendencia de crecimiento de la demanda de energía eléctrica en Bolivia pasó por dos periodos, el primero del 2000 al 2005, donde se tuvo un crecimiento promedio del orden del 3,98% anual, impulsado principalmente por el crecimiento vegetativo de la población y un segundo periodo del 2006 al 2012, donde el crecimiento promedio fue de 9,04%. Este acentuado incremento en la tasa de crecimiento anual se debe en gran medida a una política agresiva por parte del Estado, destinada a la expansión de la frontera y desarrollo de la infraestructura eléctrica para sostener el creciente aparato productivo del país e incrementar el acceso al servicio básico de electricidad. En cuanto a la potencia del SIN y de los Sistemas Aislados, durante el segundo periodo del 2006-2012 se ha tenido un crecimiento significativo del 6,4%. Este crecimiento ha sido menor al

de la energía debido a la implementación de la política de eficiencia energética impulsada por el Gobierno Nacional a través del Programa Nacional de Eficiencia Energética. La demanda histórica del SIN y los Sistemas Aislados, se muestra en el siguiente gráfico:

Gráfico 3
Evolución de la demanda de energía en Bolivia (GWh)



Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga y la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

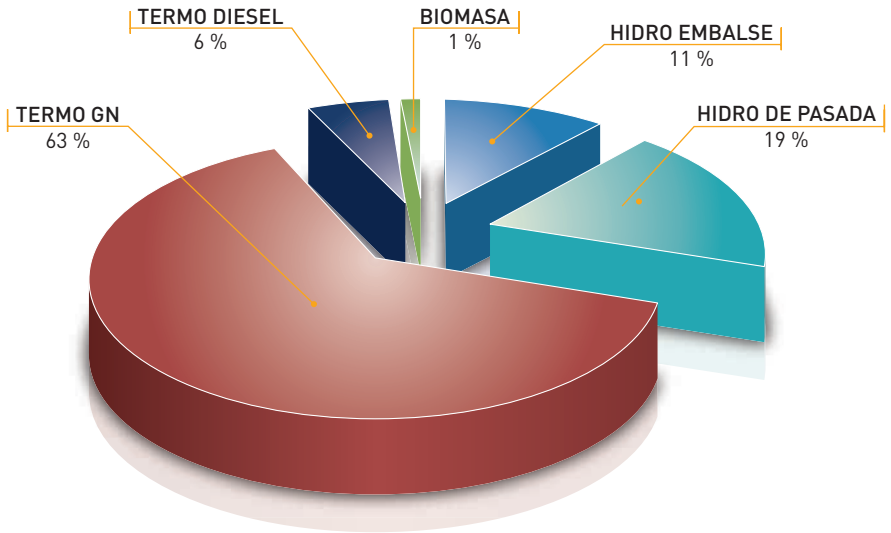
Para atender la demanda del SIN se cuenta con un parque de generación heredado del sistema neoliberal donde las inversiones se dieron predominantemente en centrales termoeléctricas, fomentadas principalmente por la conveniencia de la recuperación de las inversiones en este tipo de emprendimientos y los menores volúmenes de inversión frente a los proyectos hidráulicos.

Gracias a los procesos de nacionalización gestados a partir de la gestión 2010, el Estado Plurinacional a través de ENDE inició un proceso de recuperación de las empresas generadoras. Actualmente el 76,8% del parque de generación se encuentra en manos de las y los bolivianos y a partir de entonces, el Estado viene priorizando las inversiones en nuevos proyectos destinados a incrementar la generación disponible,

diversificar la matriz energética y otorgar mayor confiabilidad y seguridad en la provisión del servicio de energía eléctrica.

La matriz de energía eléctrica en Bolivia está constituida por el 68,6% en generación térmica (GN y diesel), el 30,1% generación hidroeléctrica y 1,3% generación con energías alternativas (biomasa). Durante el 2012 la capacidad térmica fue de 908,7 MW (a temperatura máxima probable), mientras que la capacidad hidroeléctrica alcanzó los 476,1 MW, haciendo un total de 1.384,8 MW.

Gráfico 4
Composición de la matriz energética de Bolivia (%) – 2012



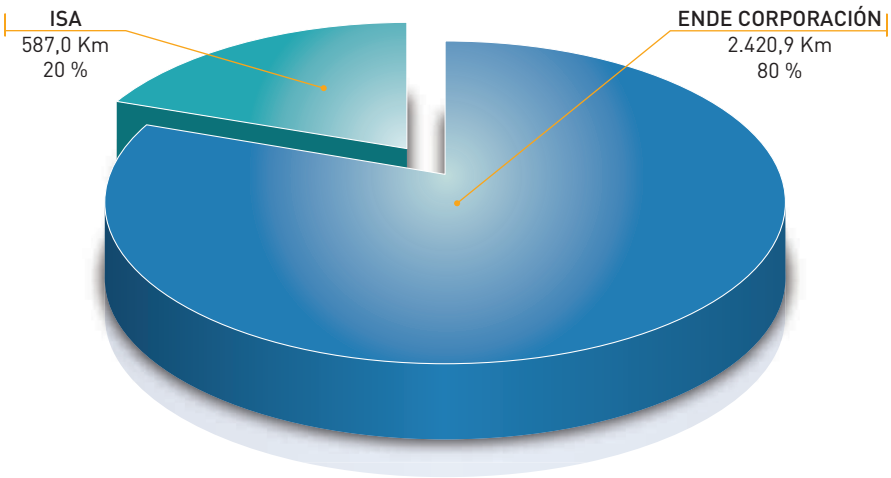
Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga y la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

El Sistema Troncal de Interconexión (STI) integra el SIN, llevando la energía eléctrica generada en las centrales eléctricas hasta los puntos de consumo; para ello el STI cuenta con 3.007,9 km de líneas de transmisión eléctrica (y 40 subestaciones asociadas), de las cuales 1.545,2 km de líneas operan en 230 kV, 1.350,6 km en 115 kV y 112,1 km de líneas en 69 kV, abasteciendo de energía eléctrica a siete de los nueve departamentos del país, La Paz, Cochabamba, Santa Cruz,

Oruro, Chuquisaca, Potosí y Beni. Para la gestión 2013 se ha previsto la interconexión del Sistema Tarija, integrando de esta manera al octavo departamento del país al SIN.

Actualmente el segmento de trasmisión está compuesto por ENDE Corporación y la empresa ISA Bolivia (ISA), donde el Estado es responsable de aproximadamente el 80% de la infraestructura existente.

Gráfico 5
Participación del Estado en el segmento de transmisión - 2012

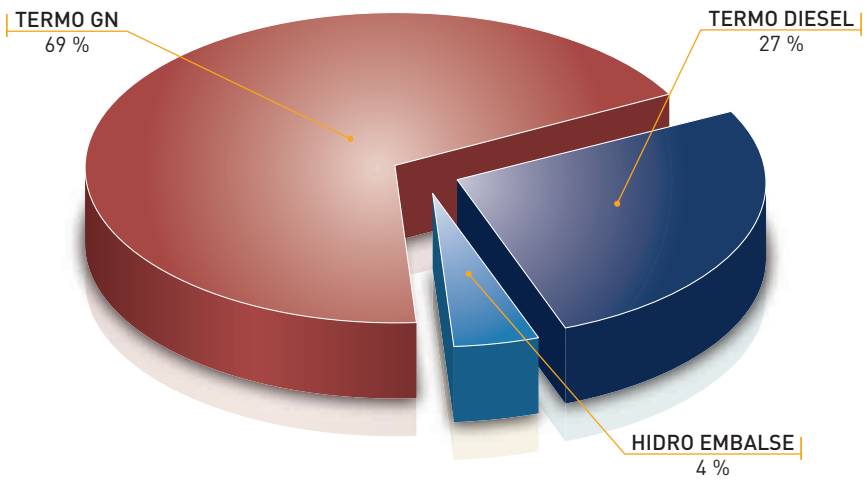


Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas con base en datos de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

En los departamentos de La Paz, Beni, Pando, Tarija y Santa Cruz existen Sistemas Aislados, que se autoabastecen de energía eléctrica a través de generación local, mayoritariamente termoeléctrica a gas natural o diesel, de los cuales se destacan los siguientes Sistemas Aislados: Cobija; Ituba; Yacuma; Iténez; Mamoré; San Matías; de la Cooperativa Rural de Electrificación-CRE (Valles Cruceños, Chiquitos, Germán Busch, Charagua, Misiones y Cordillera); de la empresa de Servicios Eléctricos Tarija-SETAR (Tarija, Bermejo, Entre Ríos, Yacuiba y Villamontes). Estos Sistemas, se encuentran atendidos por pequeñas empresas y/o cooperativas que para dotar del servicio básico generalmente se encuentran verticalmente integrados.

La capacidad instalada en los Sistemas Aislados durante el 2012, alcanzó los 179,4 MW, de los cuales el 96% corresponde a centrales termoeléctricas a gas natural o diesel, conforme se muestra en el siguiente gráfico:

Gráfico 6
Capacidad de generación de sistemas aislados por tipo de central
Diciembre 2012 – (MW)



HIDROELÉCTRICAS	TERMOELÉCTRICAS [1]		CAPACIDAD (MW)
	GAS NATURAL	DIESEL OÍL	
San Jacinto			8,0
		Cobija	10,5
	SETAR		41,8
	CRE Aislados	CRE Aislados[2]	46,9
	SECCO	SECCO[3]	36,2
		Cooperativas[4]	23,1
	G&E		6,8
	San Matías		2,4
	GENERGYS		3,7
Capacidad total (hidro +termo):			**179,4**

(1) Capacidad a temperatura media; (2) Sistema de San Ignacio de Velasco.
(3) Riberalta; (4) COSEGUA, COSEY, Coop. Rosario del Yata, COSERCA.
Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad,

En el segmento de distribución hasta el 2012 existían 49 empresas y/o cooperativas registradas ante la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), las mismas que atienden al 81% de la población boliviana. Las principales empresas de distribución en el SIN son las siguientes: CRE en Santa Cruz, CESSA en Chuquisaca, DELAPAZ en La Paz, ELFEC en Cochabamba, ELFEO en Oruro, ENDE en Beni y SEPSA en Potosí; de las cuales, DELAPAZ, ELFEC y CRE concentran el 75,6% de los usuarios y el 70% del consumo de energía eléctrica del SIN.

Como una medida para beneficiar a la población de bajos ingresos, el Estado a través de un acuerdo con las empresas eléctricas que operan en el Mercado Eléctrico Mayorista crea la Tarifa Dignidad, que consiste en un descuento del veinticinco por ciento (25%) respecto al importe total facturado por consumo mensual de electricidad, a los usuarios domiciliarios con un consumo de hasta 70 kWh/mes atendidos por empresas distribuidoras que operan en el Sistema Interconectado Nacional y en Sistemas Aislados.

La Tarifa Dignidad está vigente desde marzo del 2006, beneficiando hasta diciembre de 2012 a 902.296 usuarios, los cuales representan el 55% del total de los consumidores domiciliarios, logrando un ahorro total para esta categoría de consumo de 345 millones de bolivianos. Los departamentos con mayor número de beneficiarios son: La Paz con el 39% y Cochabamba con el 22%.

La participación del sector eléctrico durante el 2012 fue del 1,9% del PIB nacional, con un movimiento en las transacciones económicas del Mercado Eléctrico Mayorista de aproximadamente 283 millones de dólares, de los cuales 42% corresponde a empresas privadas y 58% a empresas estatales.

3. LA AGENDA PATRIÓTICA Y EL SECTOR ELÉCTRICO

3.1 Contextualización

El modelo de gestión desarrollado por el Gobierno del Presidente Evo Morales, ha marcado un tangible proceso evolutivo, de protagonismo estatal como dinamizador del desarrollo para el "Vivir Bien", acompañado de reformas estructurales, políticas, normas, planes, programas y proyectos, que sellaron el fin de una etapa caracterizada por la primacía de intereses privados ante el bien común.

Para comprender este proceso de cambio es necesario remitirse a la memoria histórica y social del país que, desde el siglo XVI, refleja el salvajismo colonial y avasallador contra los pueblos originarios y las clases populares, que resistieron al proceso genocida del imperialismo sentado desde aquella época; es así que, desde el 12 de octubre de 1492, los pueblos originarios sufrieron la usurpación y saqueo de sus riquezas naturales, para ser condenados a la imposición de una cultura diferente.

Con el incipiente desarrollo del Estado, se implementaron diferentes modelos económicos y sociales con inspiración liberal y neoliberal; el modelo privatista, iniciado en el año 1985, implementó políticas orientadas hacia un mercado de comercio y capitales sin reinversión, con una orientación de economía de enclave y exportación de materias primas. Este periodo fue sellado en los años 90 por las reformas neoliberales, cuya lógica era privatizar las empresas públicas y reducir al mínimo el rol del Estado, lo cual llevó a delegar la responsabilidad de planificación e inversión a los agentes del mercado de capital privado extranjero, que evidentemente no reinvirtieron en ningún sector estratégico del país.

En el caso del sector eléctrico, estas experiencias no contribuyeron con la infraestructura eléctrica, sumando la superficial inversión de empresas extranjeras que derivaron en la fuga de capitales a sus

respectivos países, dejando a un Estado débil para la planificación en la expansión del sistema eléctrico.

Sin embargo, gracias al legado de la resistencia de los pueblos originarios y la sublevación indígena anticolonial, Bolivia heredó la base de la lucha social y la búsqueda incesante de la convivencia armónica y la complementación entre los habitantes con la naturaleza, para construir el nuevo modelo de Estado Unitario Social de Derecho Plurinacional Comunitario, libre, independiente, soberano, democrático, intercultural, descentralizado y con autonomías. De esta manera y teniendo presente la memoria histórica, en el año 2006 se promulgó el Decreto Supremo Nº 29272 Plan Nacional de Desarrollo, como un instrumento de planificación, gestión y monitoreo para el desarrollo nacional, acorde al proceso de cambio; por lo cual, se concedió la prioridad al Estado, para tomar las riendas del sector eléctrico, considerándolo como sector estratégico de la economía y de la sociedad boliviana. Esto reorientó la visión sectorial, que se tradujo en el objetivo de controlar la industria eléctrica para lograr la universalización del acceso al servicio de electricidad con abastecimiento seguro, alcanzando un mayor desarrollo socioeconómico y bienestar común.

Con estos hechos se impulsó el fortalecimiento de la nueva Bolivia que, entre el 2006 y 2007, logró instaurar la Asamblea Constituyente con representación de todos los sectores de la población que vislumbraron conjuntamente una nueva realidad nacional. La Constitución Política del Estado sentó la base jurídica para el nuevo esquema del sector eléctrico nacional, considerando que los recursos naturales son propiedad del pueblo boliviano y tienen un carácter estratégico para el desarrollo del país, reconociendo por vez primera, a los servicios básicos como derechos fundamentales y garantizando que nunca más la cadena productiva quede sujeta a exclusivos intereses privados, como sucedió a lo largo de la historia.

3.2. Aplicación de la Agenda Patriótica 2025

Mediante Decreto Supremo N°1506 del 27 de febrero de 2013, se establece la Representación Presidencial de la Agenda Patriótica al Bicentenario 2025, como unidad desconcentrada del Ministerio

de la Presidencia, a cargo de un Representante Presidencial bajo dependencia directa del Presidente del Estado Plurinacional.

Posteriormente, en fecha 20 de agosto de 2013, el Ministerio de Planificación del Desarrollo emitió la Resolución Ministerial N°156, que aprueba las Directrices de mediano y largo plazo hacia la Agenda Patriótica 2025, así como las Directrices de formulación del presupuesto de inversión pública anual, las cuales tienen por objeto establecer los lineamientos generales para elaborar y articular los planes de mediano plazo con la estructura programática de los Planes de Desarrollo Económico y social, así como con los Pilares de la Agenda Patriótica 2025.

En este sentido, considerando el esquema evolutivo anteriormente indicado, la Agenda Patriótica es concebida como el instrumento idóneo para concretizar los principios consagrados en la Constitución Política del Estado, planteando una visión consistente y fortalecida para el año 2025, que permitirá celebrar el bicentenario consolidando la "Bolivia Digna y Soberana", con la ejecución de los trece pilares fundamentales para el desarrollo integral del país, los cuales son los siguientes:

Gráfico 7
Pilares fundamentales de la Agenda Patriótica

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Ministerio de Comunicaciones.

Esta visión es la continuidad de las políticas aplicadas desde el mandato constitucional del Presidente Evo Morales Ayma, que generaron una etapa de estabilidad económica y fortaleza política, con condiciones propicias para un desarrollo planificado de mediano y largo plazo.

En consecuencia, la proyección enmarcada en la Agenda Patriótica renueva la participación inclusiva de la sociedad, dado que responde a las necesidades convergentes de los bolivianos, otorgando legitimidad

al proyecto de país construido por todos y para todos, en base a la unidad y complementariedad.

Es por esta razón, que el proyecto de país al 2025 presta atención a los requerimientos económico - productivo, político - ideológico, cultural – social; con un sustento en los paradigmas actuales, tales como el socialismo comunitario, la revolución democrática cultural, economía plural comunitaria y descolonización; considerando como bases fundamentales para dinamizar este proyecto, la política, social y material.

De esta manera y bajo el umbral ideológico de principios y valores incluyentes, se construye una nueva sociedad con un Estado tangible, democrático y participativo, fortaleciendo el tejido social que refleja la participación de las distintas organizaciones sindicales y comunitarias, en procura de la atención prioritaria a sus necesidades y demandas, en el marco del bien común.

El proyecto de país considera una verdadera integración plurinacional que busca el equilibrio interno, en contraposición a las asimetrías geopolíticas regionales; es decir, se potencializa el aprovechamiento de los recursos naturales por área geográfica, sin descuidar a aquellas regiones con condiciones naturales desventajosas, traduciendo en un desarrollo homogéneo del país, sostenible y equilibrado.

Así también, se fortalece la administración del aparato estatal, gracias a la interacción de las diversas entidades públicas que promueven la gestión con políticas solventes, planificación proyectada, gestión del financiamiento y gestión empresarial; teniendo a su vez, un sistema de fiscalización y control social tanto interno como externo, que transparenta la gestión estatal y solventa la aplicación de las políticas públicas.

Con esta interacción se desarrolla la base material, que permite plasmar acciones concretas para erradicar la pobreza extrema del país; en particular mediante la dotación de servicios básicos como base para el "Vivir Bien", siendo el servicio eléctrico un factor transversal para alcanzar estos propósitos y la satisfacción plena de las necesidades de toda la población. De esta manera se genera la superación del modelo primario exportador, que dinamiza a todos los sectores del

país elevando su productividad; tal es el caso de la industria extractiva, industria liviana, comercio, servicios, agricultura e industrialización de los hidrocarburos.

Este escenario es optimizado bajo una economía plural, como motor para el desarrollo y convivencia armónica de las distintas formas de organización económica comunitaria, estatal, privada y social cooperativa; promoviendo el respeto y fomento de nuevas formas de emprendimientos económicos y productivos.

En este sentido, se presenta un ambiente propicio para construir participativamente un proyecto de largo plazo, con condiciones óptimas para el desarrollo de los pilares propuestos en la Agenda Patriótica, en la cual, la incidencia del sector eléctrico nacional se reviste de vital importancia en razón a su contribución para erradicar la pobreza extrema mediante la socialización y universalización de los servicios básicos con soberanía, logrando, de esta manera, que el 100% de bolivianas y bolivianos no sólo cuente con servicios de energía eléctrica, sino que los mismos sean de calidad y reflejen tarifas equitativas en consideración a la necesidad y realidad del pueblo boliviano, rompiendo los viejos esquemas de privatización y negocio a costa de la pobreza.

Si bien antes la lucha era por la refundación de las empresas, el presente y el futuro vislumbran la planificación sostenida, como misión vital para el crecimiento del país, avanzando rápidamente en procura de soluciones para el pueblo, garantizando la productividad con la participación de todas y todos como constructores de desarrollo, para posicionar a Bolivia como un país más fuerte a nivel mundial y que a su vez, pueda encarar desafíos mayores, como la verdadera revolución de la integración latinoamericana.

3.3. Medidas aplicadas como sustento del desarrollo actual

Durante 15 años de enajenación privada del sector eléctrico (1995-2009), en la actividad de generación se invirtió un total de 470,1 millones de dólares, incorporando una potencia promedio anual de 43,4 MW; sin embargo, en 3 años de nacionalización, (2010 – 2012) la inversión alcanzó un total de 329,8 millones de dólares, incrementando la potencia en 97 MW en promedio anual. Esto representa un incremento de 2,2 veces el promedio anual de potencia efectiva del anterior periodo

y en términos de inversión representa un crecimiento de 4,1 veces el promedio anual efectuado por la administración del Estado, lo cual refleja un pasado marcado de ausentismo de inversiones por parte del sector privado, frente a un presente representado por el aparato estatal dinámico e inversor.

El Gobierno Nacional ha ido acompañando el proceso de cambio con políticas que replantean el enfoque normativo y se alinean con la nueva concepción del sector. Entre las medidas desarrolladas de gran impacto se tiene la refundación de ENDE, la nacionalización de empresas eléctricas, Tarifa Dignidad, Programa de Electricidad para Vivir con Dignidad y el Programa de Eficiencia Energética, entre las más significativas.

La refundación de ENDE, sustentada en el Decreto Supremo N° 29644 del 16 de julio de 2008, fortalece a esta empresa pública de carácter corporativo para participar en toda la cadena productiva de la industria eléctrica, así como en actividades de importación y exportación de electricidad en forma sostenible, con criterios de promoción del desarrollo social y económico del país, basado en la equidad y la justicia social, primacía del interés nacional, eficiencia económica y administrativa, priorizando el uso de recursos naturales renovables y energías alternativas.

De la misma manera, el 1 de mayo de 2010 se efectuó la nacionalización de las empresas de generación eléctrica que fueron enajenadas y desmembradas por el neoliberalismo, logrando de esta forma profundizar la participación del Estado a través de ENDE en la generación de electricidad, mediante las empresas Guaracachi, Corani y Valle Hermoso, que juntamente con ENDE Andina, Bulo Bulo y Río Eléctrico, alcanzan actualmente el 75% del parque de generación, respondiendo al vacío que dejó el mercado liberal, para encaminar las inversiones que garanticen niveles de reserva adecuados en la generación.

Bajo el mismo lineamiento, en fecha 1 de mayo de 2012, se nacionalizó, mediante Decreto Supremo N° 1214, la totalidad de las acciones de la empresa Red Eléctrica Internacional SAU en la empresa Transportadora de Electricidad S.A., en favor del Estado Plurinacional de Bolivia bajo la titularidad de ENDE, como medida orientada a recuperar el control,

administración y dirección de las empresas estratégicas, como un avance significativo de las inversiones estatales, ante el estancamiento de la frontera eléctrica; con esta nacionalización el Estado boliviano recuperó el 67% del sistema de transmisión que administraban manos extranjeras.

Asimismo, el 29 de diciembre de 2012 se efectuó la nacionalización de las empresas de energía eléctrica que eran administradas por IberBolivia, filial de la española Iberdrola S.A.: Empresa de Electricidad de La Paz S.A. (ELECTROPAZ); Empresa Luz y Fuerza de Oruro S.A. (ELFEO); Compañía Administradora de Empresas de Bolivia S.A. (CADEB) y Empresa de Servicios Eléctricos S.A. (EDESER); medida justificada a raíz de cobros desiguales en los departamentos de La Paz y Oruro, en las tarifas del servicio eléctrico entre las áreas urbanas y rurales, lo que permitió nivelar las mismas, reduciéndolas hasta en un 50% en el área rural del departamento de La Paz, caracterizado históricamente por sus niveles elevados de pobreza.

En cuanto a la redistribución de la riqueza, se debe resaltar los avances para alcanzar tarifas equitativas, mediante la implementación de la Tarifa Dignidad, como una medida de alto impacto social, creada por el Decreto Supremo Nº 28653 de fecha 21 de marzo de 2006, ratificada mediante el Decreto Supremo Nº 465, de fecha 31 de marzo de 2010. Su alcance es para los consumidores domiciliarios que tengan un consumo menor o igual a 70 kWh/mes, correspondiendo un descuento de 25% en su factura; lo cual implica importantes beneficios económicos para el bolsillo de la población. Esta política permitió que los hogares de escasos recursos accedan al servicio de energía eléctrica y que realicen un gasto por consumo acorde con sus ingresos.

El Programa de Electricidad para Vivir con Dignidad es otra iniciativa altamente exitosa, creada mediante Decreto Supremo Nº 29635 de fecha 9 de julio de 2008, que tiene el objetivo de universalizar el servicio de energía eléctrica hasta el 2025, permitiendo incrementar la cobertura eléctrica. Este Programa contempla la implementación de proyectos con diferentes tecnologías de suministro y de gestión de financiamiento en coordinación con las distintas entidades territoriales, para mejorar la calidad de vida e ingresos económicos de la población rural.

Otra medida adoptada por el proceso de cambio fue el Programa Nacional de Eficiencia Energética, creado mediante el Decreto Supremo Nº 29466, de fecha 5 de marzo de 2008, con la finalidad de establecer políticas y ejecutar proyectos para optimizar el uso racional, eficiente y eficaz de la energía, siendo el marco para la campaña de focos ahorradores efectuada entre marzo del 2008 a abril del 2009, que sustituyó 8.509.691 focos incandescentes por lámparas fluorescentes compactas, implementada en todos los departamentos del país y reduciendo en 72 MW la demanda en el SIN. Asimismo, se desarrolló la segunda fase (2011-2012) orientada a dar sostenibilidad a la primera campaña, lo que permitió mantener los 72 MW iniciales y adicionalmente reducir 17,8 MW.

Con el objeto de fortalecer a ENDE, mediante Decreto Supremo N°1691 de fecha 14 de agosto de 2013, se define la nueva estructura corporativa de ENDE, de manera que las empresas se alineen a los objetivos estratégicos y sociales del país.

Las medidas señaladas anteriormente son una muestra del avance significativo para el actual desarrollo del sector eléctrico, que conjuntamente el crecimiento de la infraestructura y el incremento de la cobertura eléctrica, permitirán alcanzar las metas establecidas en la Agenda Patriótica para el Vivir Bien.

3.4. Condicionantes de sostenibilidad

A fin de viabilizar la ejecución del presente Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia, se establecen condiciones de carácter económico, legal e institucional necesarias para su implementación; en la medida en que se cumplan estos factores de sostenibilidad, se podrán viabilizar las actividades previstas en el plan de acción.

3.4.1. Condicionantes legales

Nueva Ley de Electricidad.- El cambio de la visión de Estado implica necesariamente una evolución en el marco normativo, reestructuración institucional en el sector y un nuevo modelo económico; en ese sentido, es importante la elaboración de una Ley de Electricidad y su correspondiente reglamentación, que considere la realidad económica, social y política de nuestro país, planteando directrices que deben ser

desarrolladas en forma paulatina y coordinada. Esta norma deberá incluir mecanismos de incentivo para la instalación de plantas de generación con fuentes de energía alternativa, así como su promoción en la investigación y producción compatible con la conservación del medio ambiente, desplazando la generación de combustibles fósiles por energía más limpia y económicamente más conveniente para el país.

Esta Ley debe asegurar el aprovechamiento de fuentes de energías renovables, a fin de cambiar la matriz energética, en consideración del gran potencial que tiene el país en recursos naturales y su uso sustentable en el marco del respeto a nuestra madre tierra a través de un acompañamiento de la normativa ambiental para el sector eléctrico. Esto implica una visión de país pensada a largo plazo, así como seguridad energética, soberanía e independencia.

De esta manera se permitirá consolidar la institucionalidad de las entidades del sector eléctrico, teniendo un órgano ejecutivo que dirige el desarrollo del sector, un centro planificador con alcance técnico científico, un operador que invierta en infraestructura eléctrica eficiente y una entidad fiscalizadora de todas las actividades técnicas financieras del sector, con un alcance normativo y de control en la ejecución de las inversiones programadas.

3.4.2. Condicionantes económicas

Remuneración y subsidios focalizados.- El mecanismo de remuneración de las inversiones y la determinación de precios y tarifas, debe permitir la distribución equilibrada de los riesgos de operación y mantenimiento de este tipo de servicio además de la focalización sostenible de subsidios, reconociendo una remuneración razonable a todos los actores de la cadena productiva del sector eléctrico, transparentando sus costos de energía eléctrica con tarifas que sigan criterios de equidad y accesibilidad.

En este sentido, los subsidios son importantes como mecanismos de redistribución de ingreso para la lograr la equidad en la sociedad y generar incentivos para la eficiencia en el consumo; sin embargo, éstos deben ser enfocados a los usuarios con menores posibilidades económicas. La aplicación de la política de subsidios debe permitir la sostenibilidad económica de la industria eléctrica, acompañada de una

estructura tarifaria con criterios de equidad entre segmentos de la población y categorías de consumidores.

Atracción de inversiones.- La atracción de inversiones constituye una condición necesaria para viabilizar la ejecución de los proyectos de infraestructura eléctrica de generación, para esto se deben efectuar gestiones que establezcan socios estratégicos que en el marco de la economía plural, como articulación de las diferentes formas de organización económica (comunitaria, estatal, privada y social cooperativa) participen en el desarrollo de proyectos, principalmente dedicados a la generación de excedentes. En este sentido, se reconoce y garantiza la participación privada y el aprovechamiento de los recursos naturales mediante prestación de servicios a ENDE Corporación, que será regulado conforme a ley específica.

Exportación de excedentes.- La generación de excedentes de electricidad con destino a la exportación, es importante para consolidar el desarrollo del país; por esta razón, es considerada como uno de los ejes del plan al 2025.

Los proyectos de generación en el mediano plazo ofrecen la posibilidad de contar con excedentes suficientes para iniciar con la exportación en menor magnitud; asimismo, los megaproyectos por su gran envergadura se justifican económica y técnicamente si son destinados a la exportación, en virtud a la inversión que se requiere para su ejecución.

Por tanto, resulta vital realizar gestiones con diversos países e identificar socios estratégicos que coadyuven a la realización de estos fines.

3.4.3. Condicionantes institucionales

Reestructuración de ENDE Corporación.- Siendo que a partir de la reestructuración de ENDE, se fortalece el proceso de recuperación, control y liderazgo del Estado en la planificación y ejecución de programas y proyectos de inversión, es necesario que ENDE Corporación consolide su carácter corporativo con sus filiales, para viabilizar efectivamente los planes y proyecciones del gobierno plurinacional.

Gestión de recursos humanos.- Conforme nuestro país va desarrollándose, se han ido reduciendo los elevados índices de desempleo para dar espacio en las áreas técnicas y nuevas especializaciones, vitales para la base productiva, reconociendo a las personas ya no como un instrumento sino como el capital principal, que posee habilidades que vitaliza a toda organización. No obstante, aún se requiere contar con mayores capacidades técnicas al interior de las instituciones y entidades públicas, que aporten con su talento para el desarrollo de emprendimientos, ejecución de actividades y planteamiento de nuevos desafíos.

Proyectos del sector productivo.- El sector productivo (minero, industrial, agropecuario, etc.) registra el mayor consumo de energía eléctrica, la cual es vital para la ejecución de sus proyectos a nivel nacional; es por esta razón, que la planificación de los proyectos del sector eléctrico están ligados al crecimiento productivo. En este sentido, conforme se vayan concretizando las demandas productivas, se irán desarrollando los proyectos eléctricos.

Es así que las condiciones anteriormente descritas son indispensables para alcanzar la sostenibilidad del Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025 y por tanto, sin el cumplimiento de las mismas no se podrá concretar la ejecución de las metas previstas. La mejor manera de asegurar el cumplimiento sostenible de este plan, dependerá de reconocer y dar continuidad al proceso dinámico que ha emprendido el Estado Plurinacional mediante la aplicación de la Constitución Política del Estado y las directrices de la Agenda Patriótica, que marcan la transición renovada para el sector eléctrico.

Por tanto, la planificación eléctrica requiere del compromiso proactivo de todos los actores, para romper con la mentalidad neoliberal y oligarca de viejas administraciones, que se reflejará en un crecimiento económico acelerado y una mejora significativa en la calidad de vida de la población boliviana.

4. DEMANDA Y COBERTURA DE ELECTRICIDAD

Con miras al cumplimiento de las metas de la Agenda Patriótica 2025, en este capítulo se analiza el crecimiento de las demandas de energía eléctrica a partir de las necesidades de cobertura del área urbana y rural del Sistema Interconectado Nacional, los Sistemas Aislados y la demanda del sector productivo.

La demanda es proyectada por quinquenios hasta el año 2025, a partir de la información declarada por los agentes del MEM y sectores productivos a objeto de cumplir las metas definidas en la Agenda Patriótica.

4.1. Cobertura del servicio básico de electricidad

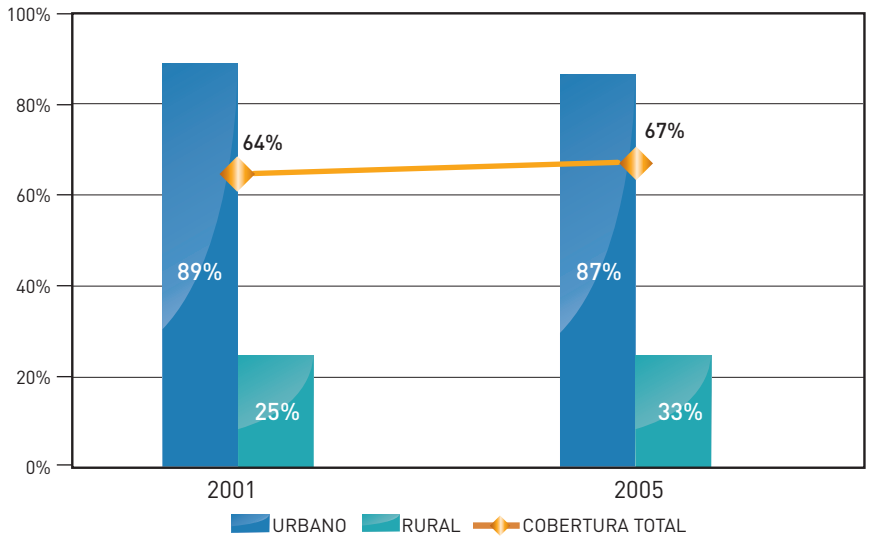
4.1.1. Acceso universal en hogares

De acuerdo a mandato constitucional, el Estado Plurinacional de Bolivia, a través de sus distintos niveles de gobierno, tiene bajo su responsabilidad la provisión de servicios básicos en condiciones de equidad social a toda la población boliviana, con la finalidad de erradicar la pobreza y promover el desarrollo productivo; en este marco, se vienen desarrollando diferentes acciones tendientes a cumplir con este mandato.

Asimismo, en concordancia con los pilares de la Agenda Patriótica, es objetivo primordial lograr la universalización del acceso al servicio básico de electricidad a todos los hogares bolivianos hasta el año 2025.

El 2001 la cobertura alcanzaba el 25% en el área rural y 89% en el área urbana, para el año 2005 la cobertura en el área urbana se redujo a 87% mientras que en el área rural subió un 8%. En general, la cobertura a nivel nacional alcanzó el 64% el 2001 y 67% el año 2005. Los datos antes señalados muestran la falta de una política pública de acceso al servicio eléctrico, en dicho quinquenio.

Gráfico 8
Cobertura de Electricidad (%) 2001-2005



Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas.

A partir del 2006, se da un cambio en la visión y concepto del acceso al servicio básico de electricidad, logrando importantes avances y definiéndose éste como un derecho fundamental de cada boliviana y boliviano.

El Programa de Electricidad para Vivir con Dignidad (PEVD); integra todos los proyectos orientados a contribuir al incremento de la cobertura eléctrica hasta lograr la universalización de este servicio, articulando las fuentes de financiamiento con los gobiernos territoriales autónomos y diferentes entidades relacionadas a esta actividad.

Estas políticas permitieron incrementar de manera efectiva y dinámica la cobertura en el quinquenio 2005 – 2010, especialmente en el área rural. De acuerdo a proyecciones del Instituto Nacional de Estadística (INE), el crecimiento poblacional fue de 796.786 habitantes y el incremento de hogares con electricidad llegó a 530.656, reflejando un aumento significativo en la cobertura nacional. En solo 5 años, se logró incrementar en 1,6 veces la cobertura en el área rural del 33% (año 2005) al 53% (año 2010) y en el área urbana se alcanzó una

cobertura del 90%. Queda aún el desafío de avanzar de forma mucho más dinámica hasta alcanzar la universalización.

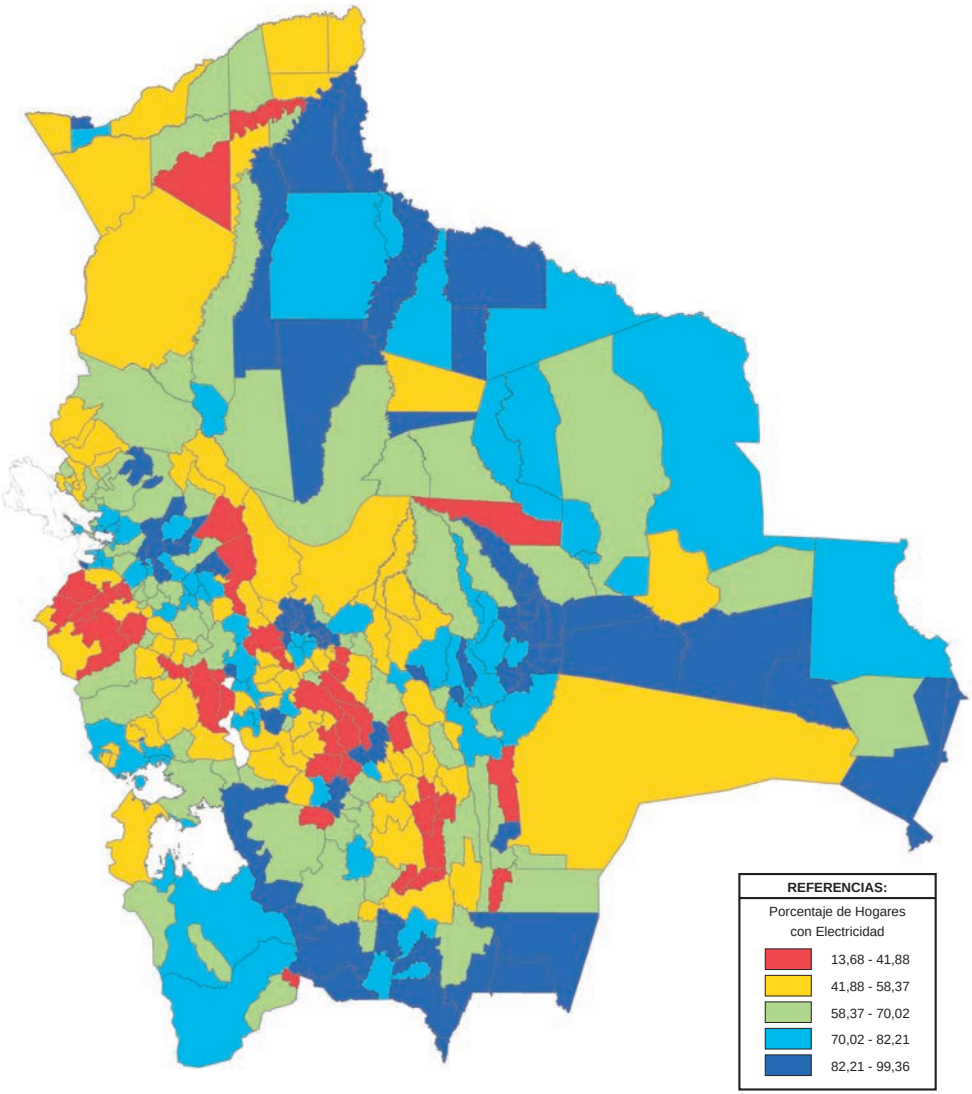
En el marco del "Plan de Universalización Bolivia con Energía", las proyecciones realizadas al 2015, con base en datos del Censo Nacional de Población y Vivienda del año 2001, muestran un incremento en la cobertura a nivel nacional del 81% (2012) y del 88% (2015).

En este contexto, la política del sector tiene como meta llegar al 2025 con una cobertura total, mediante una planificación nacional y departamental donde se refleje la demanda de energía eléctrica en el área urbana y rural, se identifique las necesidades energéticas de la población con base a su crecimiento y al incremento del número de hogares, tomando en cuenta las áreas geográficas más dispersas, despobladas y vulnerables de nuestro país, aprovechando los recursos energéticos, económicos, tecnologías disponibles y adecuadas que permitan cumplir con las metas fijadas. Por tanto resalta la necesidad de contar con la participación responsable de las entidades territoriales autónomas en términos técnicos, económicos y sociales, en el marco del cumplimiento de las competencias establecidas en la Constitución Política del Estado, en particular la electrificación rural, como exclusiva de los Gobiernos Autónomos Departamentales.

De acuerdo con la proyección, el año 2020 se logrará llegar a 3.239.085 hogares y al año 2025 se alcanzará a 3.788.097 hogares con acceso al servicio eléctrico. Esto representa el 96% y 100% de cobertura a nivel nacional respectivamente, logrando el acceso universal del servicio básico de electricidad.

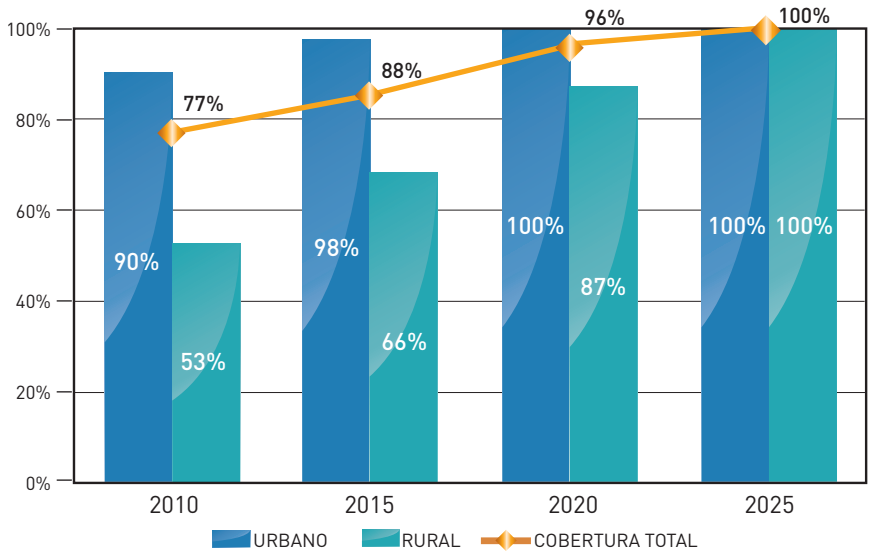
En el siguiente gráfico se muestra la proyección de la cobertura de acceso al servicio básico de electricidad por quinquenios desde el año 2010 al 2025, tanto en el área urbana como rural.

Mapa 2
Cobertura municipal de electricidad Bolivia – 2012



Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Instituto Nacional de Estadística.

Gráfico 9
Cobertura de Electricidad (%) 2010-2025



Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas.

Con base a las proyecciones realizadas, en el siguiente cuadro se muestra por quinquenios, desde el 2005 hasta el 2025, la variación de la población, el total de hogares existentes, así como los hogares con y sin acceso al servicio básico de electricidad y el grado de cobertura, reflejando el estado de situación.

Cuadro 1
Hogares con electricidad y cobertura, por quinquenios, 2005 - 2025

ÁREA	DESCRIPCIÓN	2005	2010	2015	2020	2025
Bolivia	Habitantes**	8.911.754	9.708.540	10.574.841	11.439.522	12.261.254
	Hogares***	2.211.953	2.613.798	3.017.396	3.374.047	3.788.097
	Hogares c/elec.****	1.485.105	2.015.761	2.642.588	3.239.085	3.788.097
	Hogares incorporados*			339.444	596.497	549.012
	Cobertura %	**67**	**77**	**88**	**96**	**100**
Urbano	Habitantes**	5.736.514	6.462.013	7.268.051	8.035.619	8.926.737
	Hogares***	1.408.351	1.693.609	2.060.639	2.319.102	2.658.446
	Hogares c/elec.****	1.220.238	1.531.097	2.009.123	2.319.102	2.658.446
	Hogares incorporados*			271.789	309.979	339.344
	Cobertura %	**87**	**90**	**98**	**100**	**100**
Rural	Habitantes**	3.175.240	3.246.527	3.306.790	3.403.903	3.334.517
	Hogares***	803.602	920.190	956.757	1.054.945	1.129.651
	Hogares c/elec.****	264.867	484.664	633.465	919.983	1.129.651
	Hogares incorporados*			67.655	286.518	209.668
	Cobertura %	**33**	**53**	**66**	**87**	**100**

*Hogares incorporados durante el quinquenio. (En el 2015 se considera el periodo 2013-2015) .
**Proyecciones Instituto Nacional de Estadística Censo 2001 datos Censo 2012.
***Estimación Tendencial.
*****Con base en niveles de consumo especifico e incremento de usuarios.
Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga, Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, Instituto Nacional de Estadística - Censo 2012 Población y Vivienda.

Es importante señalar que la universalización del acceso al servicio básico de electricidad en el país, ha sido proyectada hasta el 2025; sin embargo, en las zonas urbanas es posible alcanzarla en un menor tiempo, ya que su proceso de universalización es más dinámico, debido a que se encuentran en las zonas de intervención de las empresas distribuidoras, las que a partir del nuevo enfoque y rol social, otorgado por el Estado, podrán de manera más eficiente atender la demanda hasta lograr este objetivo en el menor tiempo posible.

Para integrar los hogares al servicio eléctrico, la demanda de energía y potencia eléctrica incremental requerida al año 2025, para la

categoría residencial alcanzará a un total de 1.039.367 MWh y 186 MW respectivamente. Esto implica que se deberá satisfacer esta demanda creciente a través de las empresas distribuidoras, considerándose ampliar la infraestructura y la frontera eléctrica con el fin de alcanzar la cobertura total del 100%. En el siguiente cuadro se muestra la cantidad de hogares a ser integrados, la demanda de energía y potencia eléctrica incremental de la categoría residencial proyectada por quinquenios al 2025.

Cuadro 2
Demanda de energía y potencia requerida para el incremento de la cobertura

PERIODO	HOGARES A SER INCORPORADOS	DEMANDA DE ENERGÍA PARA COBERTURA (MWh)	DEMANDA EN POTENCIA PARA COBERTURA (MW)	COBERTURA (%)
2013-2015	339.444	225.791	41	88
2016-2020	596.497	404.867	71	96
2021-2025	549.012	408.708	74	100
Total	**1. 484.953**	**1.039.367**	**186**	

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

Esta demanda incremental, tanto en energía como en potencia eléctrica, será atendida mediante la implementación de planes de electrificación departamentales, considerando los recursos energéticos existentes y las tecnologías disponibles.

Para la integración de los hogares con acceso a la energía eléctrica en el área urbana se ha previsto, la aplicabilidad del 100% de densificación de redes eléctricas (pequeñas extensiones), ya que es la tecnología más apropiada para lugares concentrados, con una alta densidad demográfica y distancias cercanas a las redes existentes, como lo son las áreas urbanas.

En cambio, en las áreas rurales los esfuerzos están enfocados al desarrollo de proyectos de integración, mediante la extensión de redes eléctricas en 70% para poblaciones cuya relación entre su

concentración de hogares y la distancia a las redes eléctricas posibilita la construcción de las mismas, un 20% por proyectos de densificación de redes eléctricas en poblaciones con hogares medianamente concentrados y distancias relativamente cortas a las redes eléctricas y un 10% con energías alternativas en poblaciones aisladas y con alta dispersión geográfica de hogares y grandes distancias a las redes existentes.

En el siguiente cuadro se muestra en términos porcentuales la cuantificación de hogares a ser integrados por tecnología en el área rural y urbana:

Cuadro 3
Cuantificación porcentual de los hogares a ser incorporados por tecnología y por área

TECNOLOGÍA	ÁREA URBANA	ÁREA RURAL
Extensiones de redes eléctricas	-	70%
Densificación de redes	100%	20%
Energías alternativas uso residencial (solar, hidroelectricidad, eólica, biomasa)	-	10%

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas.

4.1.2. Infraestructura social

El acceso al servicio eléctrico ejerce una influencia significativa sobre el avance social y económico de la población, disminuyendo la brecha de inequidad y desigualdad. La universalización de este servicio está siendo ejecutada mediante este enfoque social, que permite el desarrollo integral de las familias bolivianas. Asimismo, es importante considerar los requerimientos de suministro de energía eléctrica para infraestructura social especialmente en los sectores de salud, educación y telecomunicaciones, ya que la electrificación contribuye a reducir la migración de las familias del área rural, en especial de los jóvenes y niños en edad escolar, mejorando sus condiciones de vida.

En lo que respecta a la integración al servicio eléctrico mediante la extensión y densificación de redes eléctricas, consideramos que este

servicio es transversal a los distintos sectores que a su vez cuentan con infraestructura social. En este marco, la proyección de la demanda de energía eléctrica de hogares se realizó con base a la relación de largo plazo existente entre el PIB y el consumo de energía; ésta relación hace que la demanda incluya el crecimiento vegetativo del consumo de energía eléctrica de los servicios de salud, educación, alumbrado público y su respectiva proyección en el tiempo; consecuentemente no requieren de un presupuesto adicional.

En cambio la infraestructura social en las zonas aisladas que se encuentra fuera del alcance de la extensión y densificación de redes por su ubicación geográfica, lejanas a los centros poblados y con baja densidad poblacional, deberá acceder al servicio eléctrico mediante el aprovechamiento de fuentes de energías alternativas. Se ha considerado que la tecnología más adecuada son los sistemas fotovoltaicos, en razón a que, en su generalidad, todo el territorio boliviano cuenta con un buen potencial solar aprovechable para ser transformado en energía eléctrica. Para ello, se ha tomado en cuenta que aquellos establecimientos de salud, educación y telecentros, que se encuentran a una distancia mayor a 5 km, respecto a una red eléctrica existente, accederán al servicio eléctrico mediante energías alternativas.

Con la información proporcionada por el Ministerio de Educación, Ministerio de Salud y Deportes, así como el Ministerio de Obras Públicas, Servicios y Vivienda, se ha identificado la cantidad de establecimientos que no cuentan con acceso a la energía eléctrica y que se encuentran alejadas de las redes eléctricas. Estos necesariamente accederán al servicio básico de electricidad mediante sistemas fotovoltaicos, habiéndose realizado también una proyección hasta el año 2025.

Con relación a la capacidad de los sistemas fotovoltaicos, se ha establecido una potencia eléctrica de suministro de acuerdo a las necesidades energéticas mínimas requeridas por tipo de establecimiento y el manejo sostenible que requieren estos sistemas.

Bajo las consideraciones anteriores y a fin de incrementar la capacidad de los sistemas fotovoltaicos para las unidades educativas y los centros de salud (postas), se ha determinado una capacidad de 500 W y 750 W.

En el siguiente cuadro se muestra la cantidad de centros educativos, de salud y telecentros, que se encuentran en zonas aisladas y no cuentan con servicio eléctrico; ésta demanda está contemplada en la proyección hasta el 2025. La cantidad de sistemas fotovoltaicos requeridos es equivalente a la cantidad de establecimientos.

Cuadro 4
Infraestructura social a ser incorporada al servicio eléctrico

TIPO DE INFRAESTRUCTURA	CAPACIDAD PROMEDIO (W)	Nº. DE ESTABLECIMIENTOS			
		2013 - 2015	2016 -2020	2021-2025	TOTAL
Salud (Postas)	500	70	80	60	210
Educación (Unidades educativas)	500	500	800	100	1.400
Pequeños telecentros comunitarios	750	125	140	45	310
Total		**695**	**1.020**	**205**	**1.920**

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Ministerio de Salud, Educación y Obras Publicas Servicios y Vivienda.

En el mapa 3 se muestra la ubicación de los centros de salud y establecimientos educativos sin energía eléctrica ubicados a una distancia mayor a 5 km de una red o de infraestructura eléctrica existente, los mismos que se integrarán al servicio eléctrico mediante sistemas fotovoltaicos.

4.1.3. Presupuesto requerido para el acceso al servicio básico de electricidad en hogares e infraestructura social

De acuerdo a los costos de los diferentes proyectos ejecutados en los últimos 3 años y los que se tienen previstos ejecutar, se ha determinado que el costo promedio estimado de acceso al servicio eléctrico por hogar en el área rural con extensión de redes eléctricas asciende a 1.800 dólares; con densificación en el área urbana (considerándose como áreas urbanas las capitales de todos los municipios del país) es

de 730 dólares y en el área rural asciende a 900 dólares; asimismo, a través de energías alternativas el costo es de 1.500 dólares por hogar.

En el siguiente cuadro se muestra el costo promedio por quinquenios, según el tipo de tecnología:

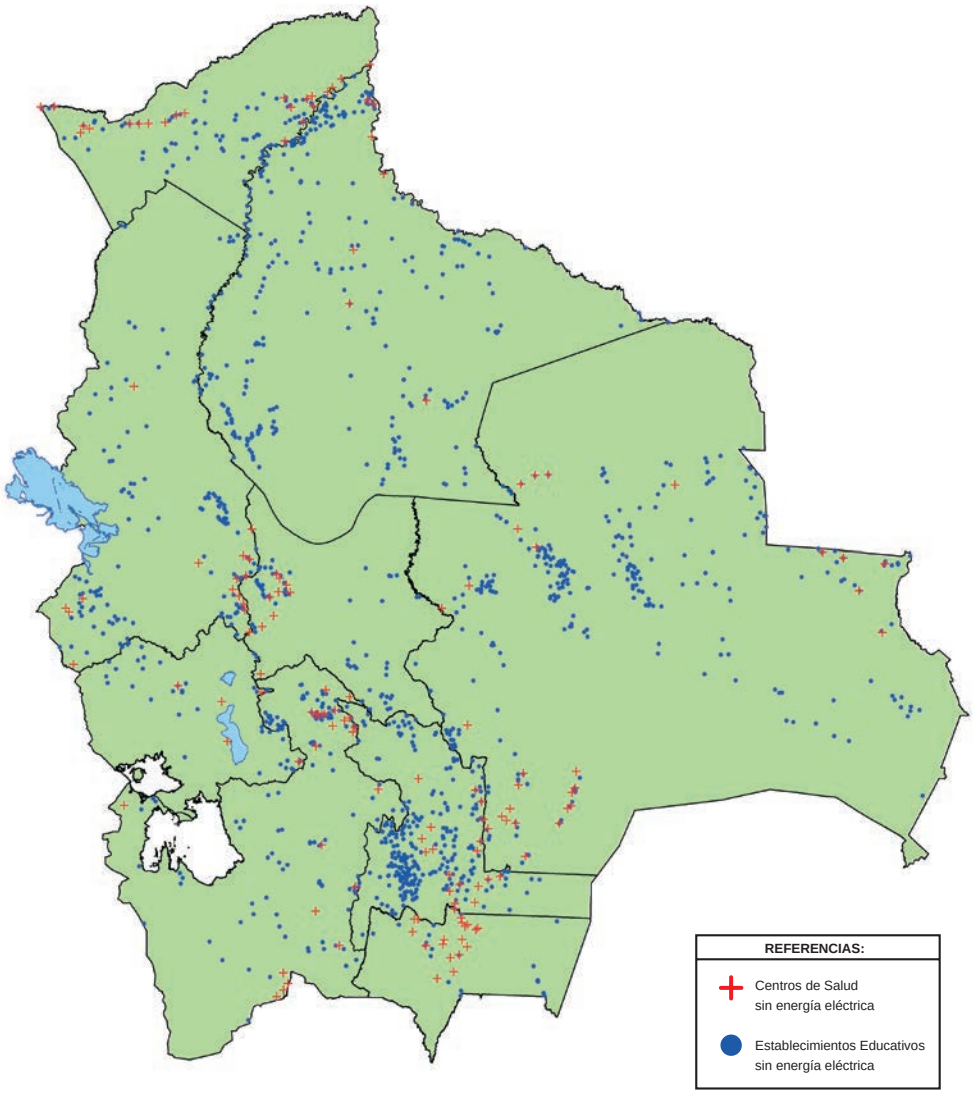
Cuadro 5
Costo unitario de acceso al servicio de electricidad por tecnología (dólares)

TECNOLOGÍA	PERIODO	ÁREA URBANA	ÁREA RURAL
Extensiones de redes eléctricas	2013-2015	-	1.800
	2016-2020		2.100
	2021-2025		2.500
Densificación de redes eléctricas	2013-2015	730	900
	2016-2020	780	1.000
	2021-2025	870	1.200
Energías alternativas	2013-2015	-	1.560
	2016-2020		1.630
	2021-2025		1.700

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas.

En lo referente a los costos de los sistemas fotovoltaicos para infraestructura social, la tendencia en los últimos años presenta una leve disminución; sin embargo, los costos de mano de obra, operación y mantenimiento tendrán un incremento que será compensado con la disminución en los costos del sistema. En el cuadro 6 se muestran los costos unitarios por sistema y por tipo de infraestructura.

Mapa 3
Centros de salud y establecimientos educativos – 2012



Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Ministerio de Salud y Deportes, Ministerio de Educación.

Cuadro 6
Costo unitario de acceso al servicio de electricidad por sistema fotovoltaico y por tipo de infraestructura social (dólares)

INFRAESTRUCTURA	PERIODO	COSTO UNITARIO
Salud (Postas)	2013-2015	4.500
	2016-2025	5.000
Unidades educativas	2013-2015	4.500
	2016-2025	5.000
Pequeños telecentros comunitarios	2013-2015	6.750
	2016-2025	7.500

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas.

Bajo las consideraciones anteriores, el presupuesto requerido para el periodo 2013 -2015 asciende a un monto de 295,4 millones de dólares y para los quinquenios 2016-2020 y 2021 -2025 se requieren 830,9 millones de dólares y 859,7 millones de dólares, respectivamente, totalizando un monto de 1.986,0 millones de dólares, hasta alcanzar la universalización del acceso al servicio eléctrico. En el siguiente cuadro se muestra el presupuesto requerido para lograr el acceso universal.

Cuadro 7
Presupuesto requerido para el acceso al servicio de electricidad (Millones de dólares)

PERIODO	PRESUPUESTO PARA EL ACCESO DE HOGARES	PRESUPUESTO PARA EL ACCESO DE INFRAESTRUCTURA SOCIAL	PRESUPUESTO TOTAL
2013 -2015	292	3,4	295,4
2016 -2020	825	5,4	830,9
2021 -2025	859	1,2	859,7
Total	**1.976**	**10,0**	**1.986,0**

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas.

Para lograr la universalización del acceso al servicio básico de electricidad en los hogares y de la infraestructura social de salud, educación y telecentros comunitarios, es preciso contar con el presupuesto requerido para cumplir con las metas anuales y quinquenales a través de la ejecución de los planes de electrificación departamental, que incluyen los proyectos de las gobernaciones, municipios y las distribuidoras de energía eléctrica, así como las solicitudes de los diferentes sectores sociales. Los diferentes actores involucrados del sector, asumirán su compromiso de cumplimiento del plan en el marco de sus competencias.

4.2. Integración eléctrica nacional

La integración eléctrica se dará con la interconexión gradual de los Sistemas Aislados al SIN, siendo de vital importancia para el desarrollo de las regiones alejadas. Mediante esta integración se logrará mejorar la calidad de vida, apoyar al desarrollo económico rural e incentivar la industrialización, comercio y turismo.

El Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia, plantea la integración eléctrica del país para el 2025, mediante la expansión de la infraestructura eléctrica y la incorporación de forma gradual de los Sistemas Aislados al SIN, permitiendo brindar el servicio eléctrico con estándares de calidad y confiabilidad adecuados, algo que en el transcurso de la historia no se ha cumplido en los Sistemas Aislados, debido a su ubicación y excesivo costo. Asimismo, se dará una nivelación tarifaria en estas regiones velando por la equidad e igualdad de los derechos de las y los bolivianos.

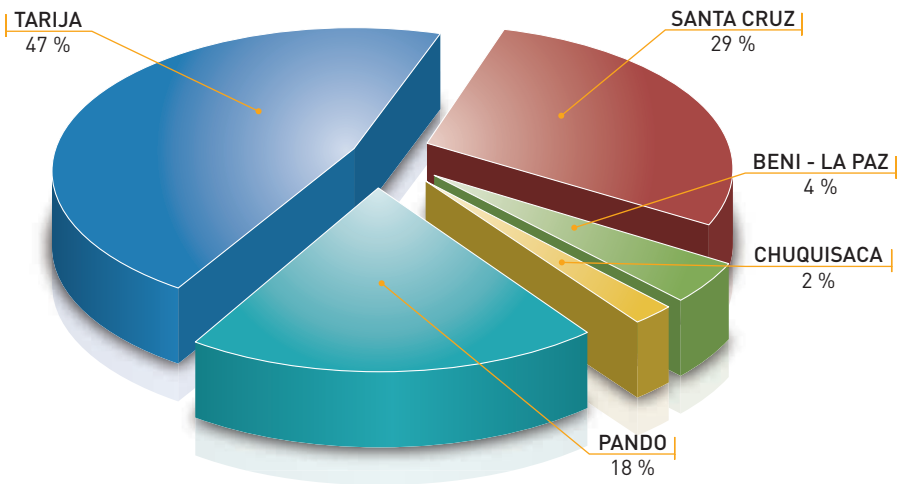
El suministro de energía eléctrica en los Sistemas Aislados, por lo general, es atendido por empresas o cooperativas que normalmente están integradas verticalmente (generación y distribución), contando en su totalidad con una generación hidroeléctrica del 4% y termoeléctrica del 96% de participación (gas natural y diesel oíl), tal como se describe en el Grafico 2.

La demanda de energía y potencia en los Sistemas Aislados el 2012 fue de 533,5 GWh y 116 MW respectivamente, consumida por

aproximadamente 211 mil usuarios. El consumo de esta demanda se dio principalmente: en los sistemas del sur del país (Tarija) con un consumo aproximado de 47%, los sistemas del área rural de Santa Cruz con 29%, los sistemas aislados del norte del país (La Paz, Beni y Pando) con el 22% y los sistemas rurales de Chuquisaca con el 2% de la energía total requerida.

Gráfico 10

Consumo de energía de sistemas aislados por departamento (%) - 2012



Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

Los Sistemas Aislados del país se agrupan en función al área de influencia como se muestra en el mapa 4 y se encuentran divididos en 18 sistemas, descritos a continuación:

En el sur del país, en el departamento de Tarija se tienen 4 sistemas los que brindan el suministro eléctrico a aproximadamente 102 mil usuarios. Estos sistemas son:

- Sistema Tarija: conformado por los sistemas aislados de la ciudad de Tarija, Iscayachi y El Puente. Este sistema suministra electricidad a las poblaciones de los municipios de Tarija, San Lorenzo, Padcaya, Uriondo, Yunchara y El Puente. El mismo cuenta con aproximadamente 59 mil usuarios.

- Sistema Entre Ríos: atiende aproximadamente a 3 mil usuarios de las poblaciones del municipio de Entre Ríos.

- Sistema Chaco: atiende aproximadamente a 31 mil usuarios de las poblaciones de los municipios de Villamontes, Yacuiba, Caraparí y Machareti (Chuquisaca).

- Sistema Bermejo: atiende aproximadamente a 9 mil usuarios de las poblaciones del municipio de Bermejo y el sur de Padcaya.

En el departamento de Santa Cruz encontramos 8 sistemas que brindan el suministro de electricidad principalmente a sus poblaciones e industrias agropecuarias de las zonas rurales, estos sistemas cuentan con aproximadamente 65 mil usuarios y son:

- Sistema Cordillera: brinda suministro eléctrico aproximadamente a 9 mil usuarios de las poblaciones de los municipios de Camiri, Lagunillas, Gutiérrez, Boyuibe y Cuevo.

- Sistema Charagua: brinda suministro eléctrico aproximadamente a 2 mil usuarios del municipio de Charagua y sus poblaciones como Saipuru, Machipo, Guirapucuti y Guasuiva, entre otros.

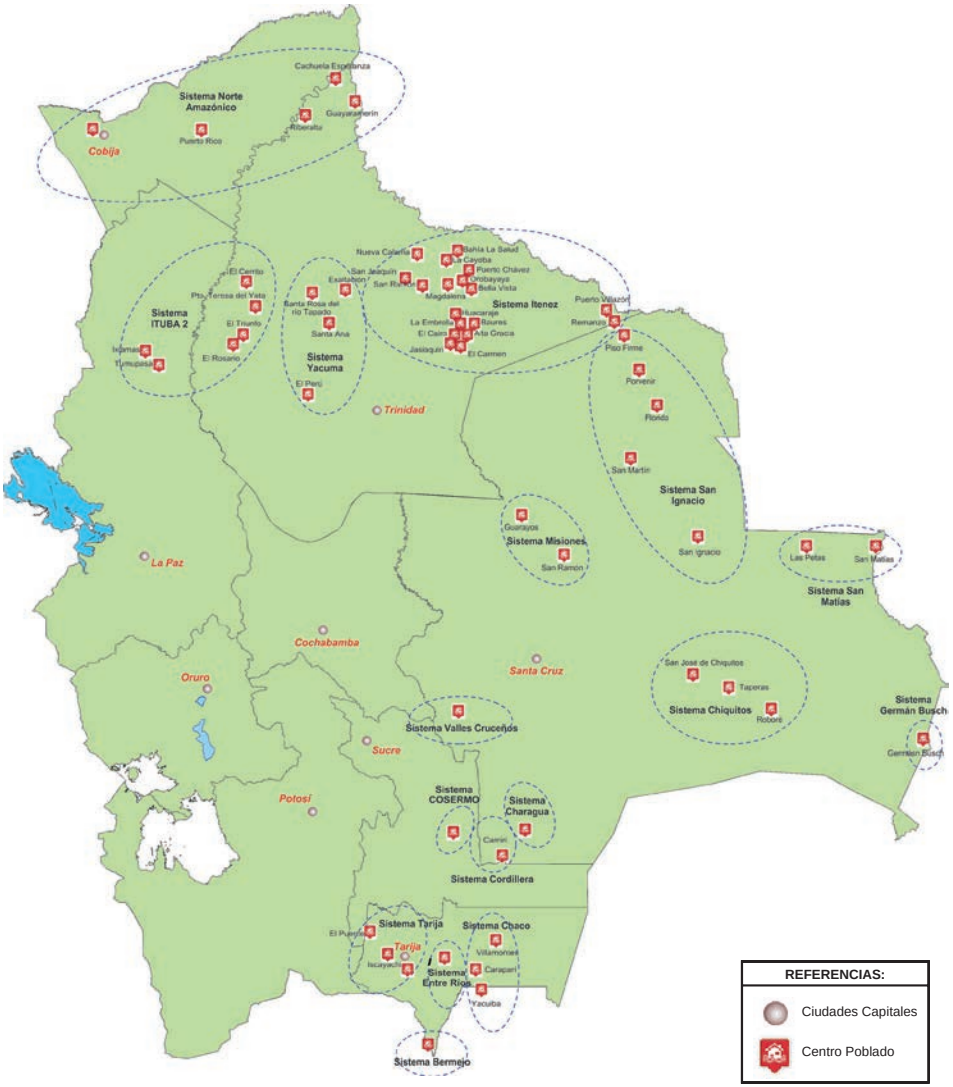
- Sistema Valles Cruceños: brinda suministro eléctrico aproximadamente a 16 mil usuarios de los municipios de Comarapa, Saipina, Moro Moro, Pampa Grande, Mairana, Samaipata, Quirusillas, Postrer Valle y algunas poblaciones de Vallegrande.

- Sistema Chiquitos: brinda suministro eléctrico aproximadamente a 6 mil usuarios de las poblaciones de los municipios de San José de Chiquitos y Roboré.

- Sistema Germán Busch: brinda suministro eléctrico aproximadamente a 8 mil usuarios de las poblaciones de los municipios de Puerto Suárez y Carmen Rivero Tórrez.

- Sistema San Matías: brinda suministro eléctrico aproximadamente a 2 mil usuarios de las poblaciones de San Matías, Santa Isabel, Santa Fe, Las Petas, entre otras.

Mapa 4
Sistemas Aislados en Bolivia



Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas.

- Sistema Misiones: brinda suministro eléctrico aproximadamente a 15 mil usuarios de los municipios de San Ramón, San Julián, Concepción, Ascensión de Guarayos y Urubichá.

- Sistema San Ignacio: se encuentra conformado por los sistemas San Ignacio, Espíritu, Colorado, Florida, Porvenir, San Martin, San Francisco, Santa Clara de las Estrellas, que brindan suministro eléctrico aproximadamente a 7 mil usuarios de las poblaciones de los municipios de San Ignacio, San Rafael, San Miguel de Velasco y Concepción.

En el departamento de Chuquisaca el Sistema de Camargo, atiende aproximadamente a 7 mil usuarios y el Sistema COSERMO de Monteagudo atiende alrededor de 4 mil usuarios.

En la región norte del país, entre los departamentos de La Paz, Beni y Pando, los Sistemas Aislados que brindan el suministro de electricidad a las poblaciones alejadas se han agrupado en 4 sistemas que cuentan con aproximadamente 41 mil usuarios los cuales son:

- Sistema Norte Amazónico: conformado por los sistemas de Cobija (Pando), Riberalta, Guayaramerín y Cachuela Esperanza (Beni), los que suministran electricidad a 34 mil usuarios de los municipios de Guayaramerín y Riberalta del Beni, y Filadelfia, Porvenir y Cobija de Pando.

- Sistema Ituba II: conformado por los sistemas Tumupasa, Ixiamas y San Buenaventura, los cuales brindan suministro eléctrico aproximadamente a 2 mil usuarios de las poblaciones de los municipios de San Buenaventura, Tumupasa, Ixiamas, El Cerrito, El Rosario y Puerto Teresa de Yata.

- Sistema Yacuma: conformado por los sistemas Santa Ana, Santa Teresa de Yata, El Triunfo y El Perú, los cuales brindan suministro eléctrico aproximadamente a 1 mil usuarios de las poblaciones de los municipios de Santa Ana de Yacuma, Exaltación y Santa Rosa.

- Sistema Iténez: conformado por los sistemas de Puerto Siles, San Joaquín, San Ramón, Magdalena, Puerto Chávez, Bella Vista, Orobayaya, El Carmen, Huacaraje, Baures, La Embrolla, Chaco San Francisco, Puerto Villazón, Remanso y Piso Firme,

los cuales brindan suministro eléctrico aproximadamente a 4 mil usuarios de las poblaciones de los municipios de Baures, Huacaraje, San Ramón, Magdalena, San Joaquín y Puerto Siles.

Del total de la demanda de energía consumida en los Sistemas Aislados el 2012, el 29% fue generado con centrales térmicas a gas oíl, con una potencia instalada de 32,3 MW, con un consumo de gas oíl de aproximadamente 35 millones de litros. Por otra parte, el 71% de la energía consumida fue generada por centrales hidroeléctricas (San Jacinto en el Sistema Tarija) y termoeléctricas a gas natural, con una potencia instalada de 83,6 MW y un consumo de gas natural de 6.130 MMPC.

El consumo máximo de gas oíl se registró en el Sistema Norte Amazónico que representa el 74% del total de los Sistemas Aislados. Por otra parte, el consumo máximo de gas natural se registró en el sur del país en los sistemas Tarija, Chaco, Bermejo y Entre Ríos, los cuales requirieron el 69% del total de gas natural, como se describe en el siguiente detalle:

Cuadro 8
Consumo de combustible por Sistemas Aislados – 2012

SISTEMAS	CANTIDAD DE COMBUSTIBLE	
	GAS OÍL (LITROS)	GAS NATURAL (MMPC)
Ituba II	621.138	
Iténez	2.091.246	
Yacuma	1.461.325	
San Ignacio	5.033.032	
Norte Amazónico	26.012.901	
COSERCA	157.224	
Tarija, Chaco y Bermejo (SETAR)		1.946
Misiones, Chiquitos, Camiri y Charagua, Valles Cruceños y Germán Busch (CRE)		1.805
San Matías (EGSA)		45
Tarija (G&E)		379
Tarija y Chaco (SECCO)		1.847
Total Combustible consumido	**35.376.866**	**6.022**

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

Los costos del combustible utilizado para la generación de energía eléctrica en los Sistemas Aislados, son de 1,30 dólares/MPC para gas natural y 1,10 bolivianos/litro (equivalente 0,16 dólares/litro) para de gas oíl; sin embargo, según datos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), el precio en el mercado internacional del gas oíl es 1,36 dólares/litro, por lo que el Estado eroga un costo de subvención de 1,20 dólares/litro (diferencia del precio de importación y el precio de venta a los Sistemas Aislados) para la generación de energía eléctrica en base a gas oíl. En la gestión 2012, el costo total del gas oíl utilizado la generación de electricidad fue de 13,48 millones de dólares. El Estado tuvo que erogar 42,45 millones de dólares en la subvención del gas oíl para cubrir el costo que hubiera sido 55,93 millones de dólares.

Debido al monto que el Estado debe erogar cada año para la subvención del gas oíl utilizado para la generación de energía eléctrica en los Sistemas Aislados, es conveniente reducir el consumo de este combustible. El año 2011, con el fin de cumplir este objetivo y brindar un servicio bajo estándares de calidad y confiabilidad, se realizó la construcción de la Línea de Transmisión Caranavi – Trinidad de alta tensión y el proyecto ITUBA Fase I en media tensión, con lo que las poblaciones del departamento del Beni (Trinidad, San Ignacio de Moxos, Reyes, Santa Rosa, Yucumo, San Borja) se interconectaron gradualmente al SIN; de esta manera, se redujo aproximadamente 9 millones de litros del consumo de gas oíl, en los siguientes gráficos:

Gráfico 11
Evolución del consumo de Gas Oil en Sistemas Aislados 2005 – 2012

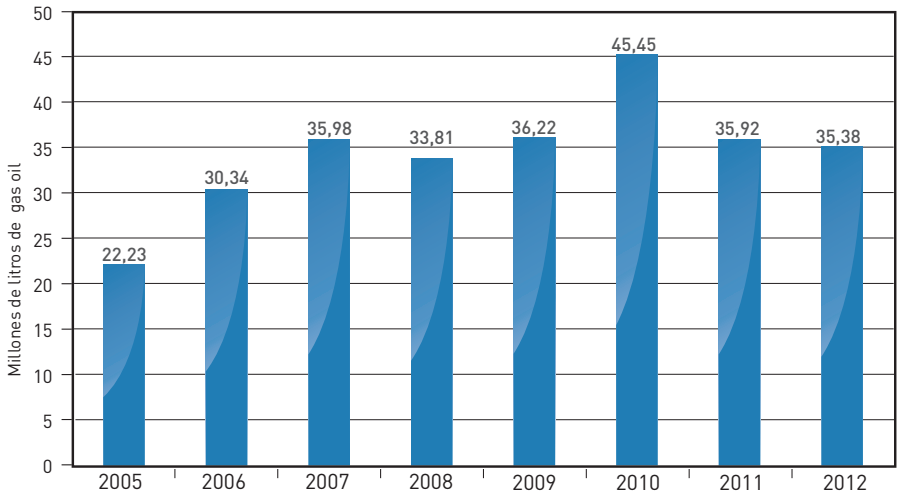
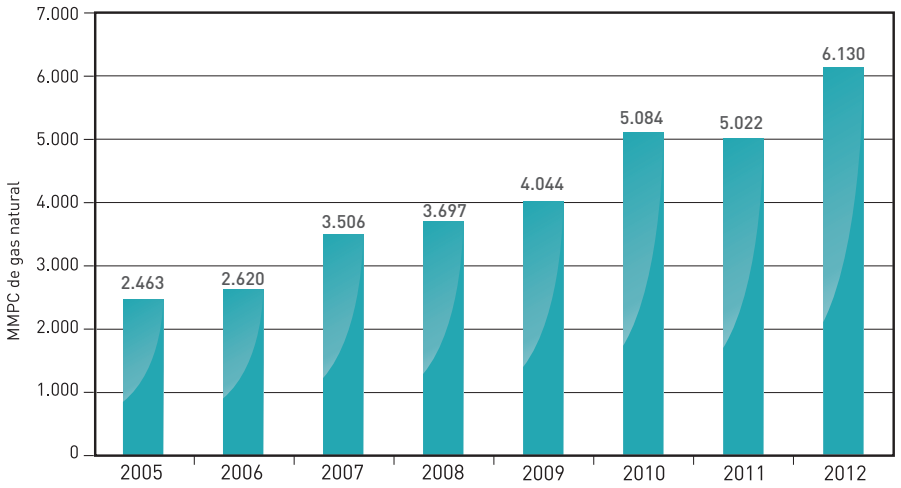


Gráfico 12
Evolución del consumo de Gas Natural en Sistemas Aislados 2005 – 2012

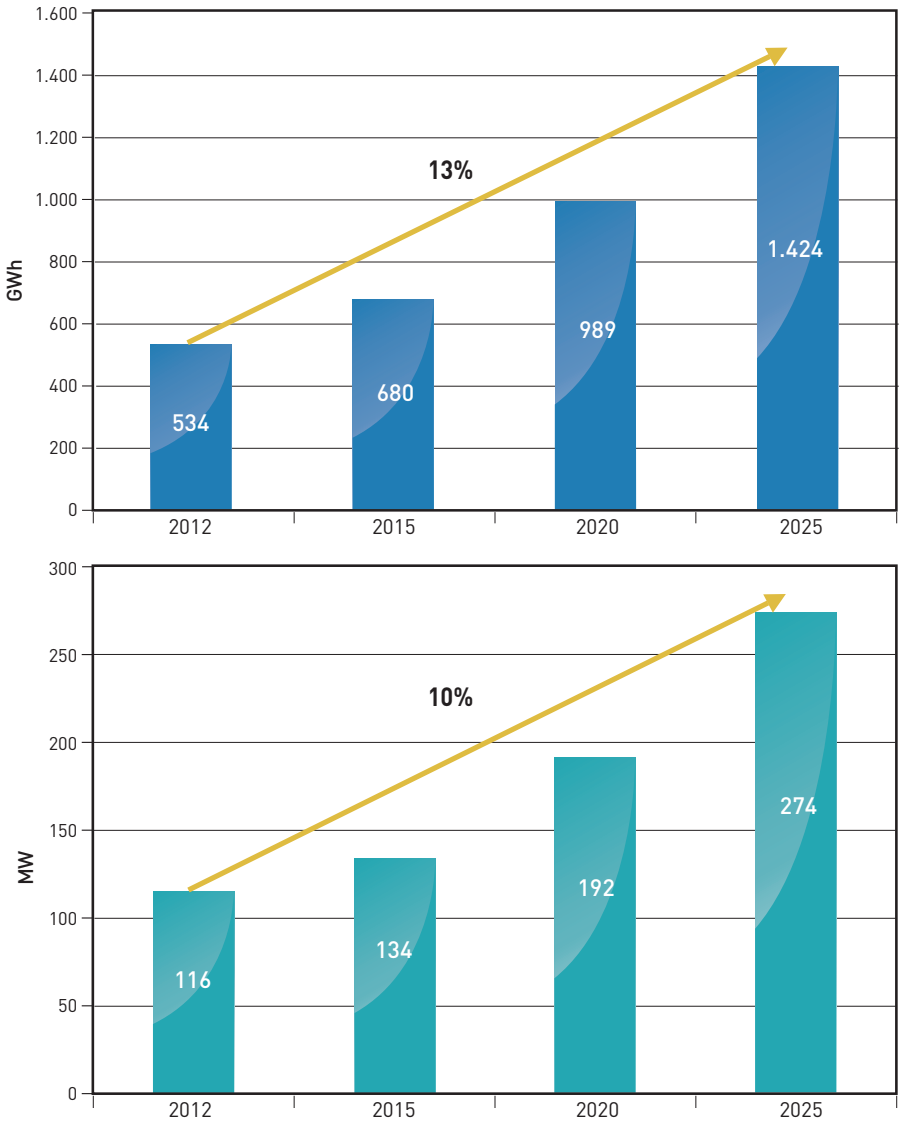


Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

Según la proyección de la demanda requerida en los Sistemas Aislados durante el periodo 2012-2025, el crecimiento de energía será del 13% en promedio anual. En comparación, el crecimiento que se dio en la gestión 2000-2012 en el SIN fue de 7% en promedio anual; ello se debe

a la migración poblacional hacia las regiones del oriente y norte del territorio nacional. Los siguientes gráficos muestran la proyección de la demanda de energía y potencia de los Sistemas Aislados por periodos hasta el año 2025.

Gráfico 13
Proyección de energía y potencia al 2025 de Sistemas Aislados



Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas - Comité Nacional de Despacho de Carga.

Esta proyección de demanda de energía y potencia al 2025 es detallada de forma incremental de acuerdo al requerimiento por quinquenio y por tipo de combustible:

Cuadro 9
Proyección demanda incremental de energía (GWh) y potencia (MW), en Sistemas Aislados

COMBUSTIBLE	2012		PERIODO						INCREMENTAL 2013 - 2025		TOTAL REQUERIDO AL 2025	
			2015		2020		2025					
	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)
Gas oíl	152,9	32,3	22,9	2,2	83,2	14,0	108,7	19,5	214,8	35,7	367,7	68,1
Gas natural	345,5	75,6	124,0	16,2	224,9	43,5	327,0	62,6	675,8	122,3	1.021,4	197,9
Hidroeléctrica	35,1	8,0	-	-	-	-	-	-	-	-	35,1	8,0
Total	**533,5**	**116,0**	**146,9**	**18,4**	**308,1**	**57,5**	**435,7**	**82,1**	**890,6**	**158,0**	**1.424,2**	**274,0**

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, en base con base en del Comité Nacional de Despacho de Carga.

Para cumplir los objetivos al 2025, se debe realizar la incorporación gradual de los Sistemas Aislados al SIN, en los diferentes quinquenios, los cuales incorporarán una demanda de energía de 1.424,2 GWh y una potencia requerida de 274,0 MW, según se muestra en el siguiente detalle:

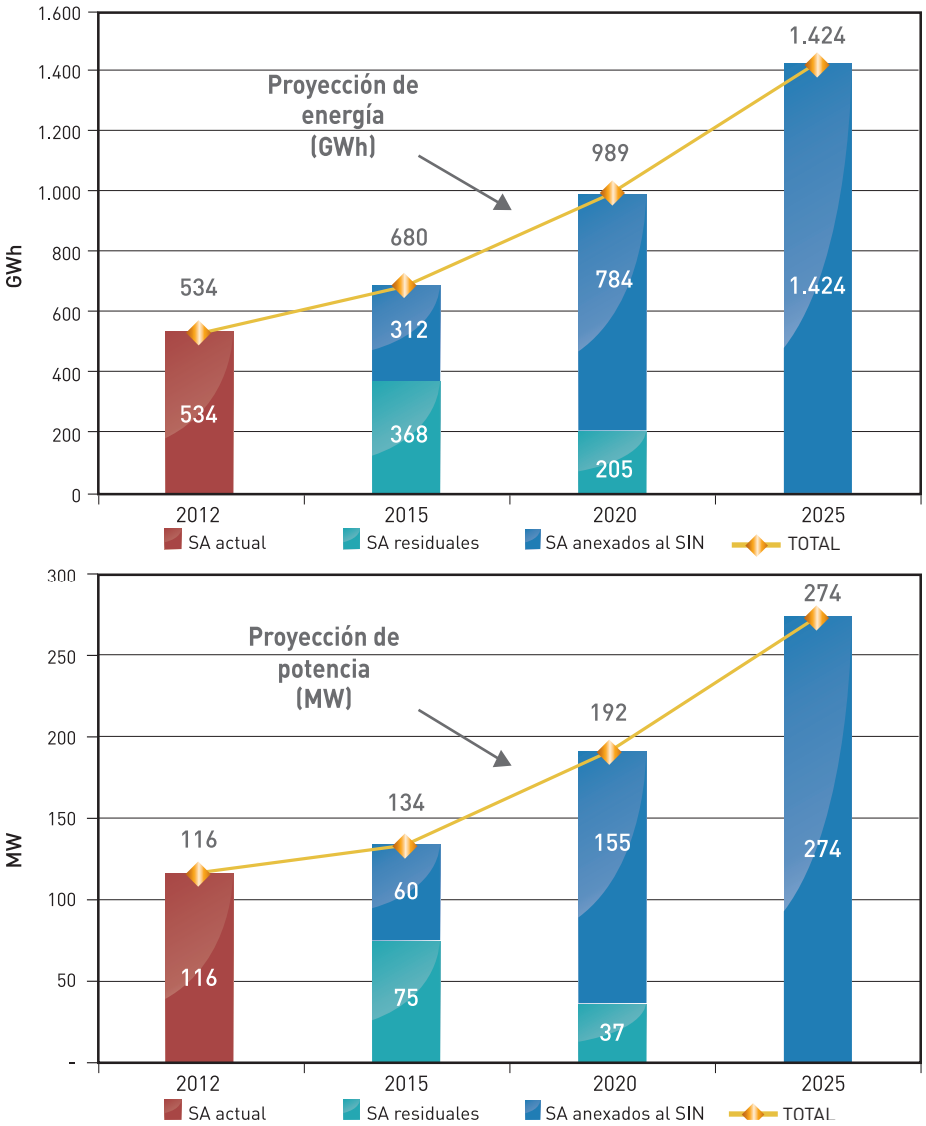
Cuadro 10
Energía y potencia incremental de Sistemas Aislados que se incorporarán al SIN al 2025

COMBUSTIBLE	SISTEMAS	PERIODO						TOTAL	
		2013-2015		2016-2020		2021-2025			
		(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)
Gas oíl	Sistema Iténez II	-	-	3,6	1,0	1,0	0,2	4,5	1,2
	Sistema Yacuma	-	-	8,4	2,0	3,4	0,8	11,8	2,8
	Sistema San Ignacio	-	-	29,2	5,4	11,8	2,1	41,0	7,5
	Sistema Norte Amazónico	-	-	-	-	292,2	52,3	292,2	52,3
	Sistema Ituba II	-	-	2,6	0,7	0,7	0,2	3,3	0,9
	Sistema COSERCA	7,2	1,7	3,1	0,7	4,5	1,0	14,8	3,3
Total gas oíl		**7,2**	**1,7**	**46,9**	**9,7**	**313,6**	**56,7**	**367,7**	**68,1**
Gas natural	Sistema Tarija	194,5	34,9	107,1	19,2	166,0	29,6	467,5	83,7
	Sistema Chaco	89,2	19,3	35,9	7,5	50,4	10,4	175,6	37,2
	Sistema Bermejo y Entre Ríos	-	-	34,7	7,8	14,0	3,0	48,7	10,8
	Sistema El Puente	21,5	3,8	-	-	-	-	21,5	3,8
	Sistema Misiones	-	-	70,5	13,4	26,4	4,9	96,9	18,3
	Sistema Chiquitos	-	-	24,0	5,9	9,6	2,4	33,6	8,3
	Sistema Camiri y Charagua	-	-	35,6	6,6	13,7	2,5	49,2	9,1
	Sistema Valles Cruceños	-	-	33,8	8,1	13,6	3,2	47,4	11,3
	Sistema Germán Busch	-	-	72,9	14,8	29,3	5,7	102,2	20,5
	Sistema COSERMO	-	-	9,9	2,1	4,0	0,8	13,8	2,9
Total gas natural		**305,2**	**58,0**	**424,3**	**85w,3**	**327,00**	**62,60**	**1.056,5**	**205,9**
Total		**312,4**	**59,6**	**471,2**	**95,0**	**640,5**	**119,3**	**1.424,2**	**274,0**

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

Durante el periodo 2013-2025 la evolución de la demanda de potencia y energía en los ingresos graduales de Sistemas Aislados al SIN, se muestra a continuación:

Gráfico 14
Evolución de la demanda de energía y potencia de Sistemas Aislados que se incorporarán al SIN

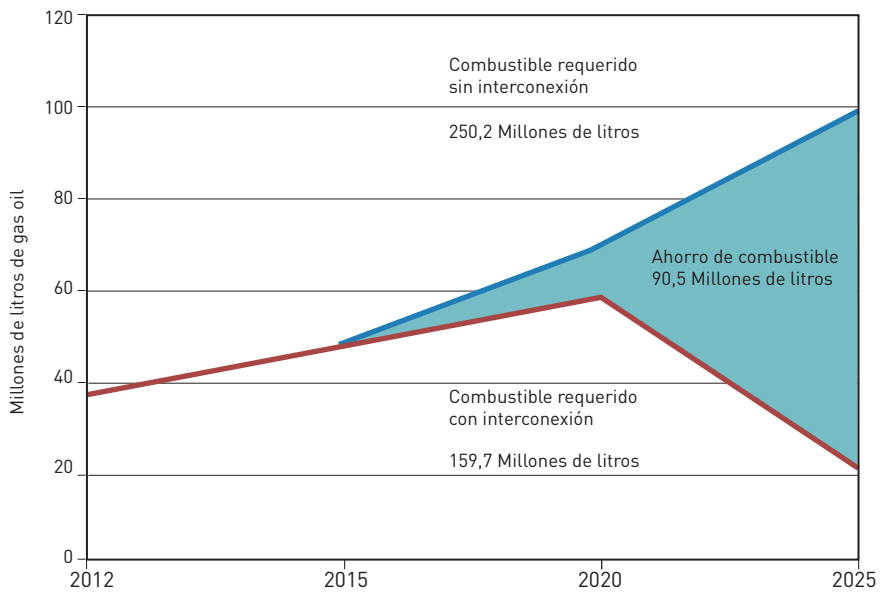


Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

A medida que los Sistemas Aislados vayan integrándose al SIN, las unidades de generación termoeléctrica a gas natural pasarán a formar parte del parque generador, asimismo, la generación termoeléctrica a gas oíl también podría utilizarse como generación de respaldo; por confiabilidad o sería retirada debido al elevado gasto que causa al Estado por la subvención.

El combustible total requerido en las generadoras termoeléctricas a gas oíl para el periodo 2013-2025 es aproximadamente 250 millones de litros. Mediante integración gradual de los Sistemas Aislados al SIN, se irán retirando este tipo de generadores, permitiendo un ahorro de aproximadamente 91 millones de litros de gas oíl, que representa el 36% del total de combustible gas oíl requerido en el periodo 2013-2025, tal como se puede ver en el siguiente gráfico:

Gráfico 15
Gas oíl requerido para la generación de energía eléctrica en Sistemas Aislados al 2025 (litros)



Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas.

Con la interconexión de los Sistemas Aislados se reduce la cantidad de gas oil requerido a un 21% de la cantidad requerida a finales del 2025, que alcanza aproximadamente a 20 millones de litros, destinados

para las unidades de generación del Sistema Norte Amazónico; esto debido al criterio de confiablidad y seguridad en el suministro. Asimismo, mientras se implementen los proyectos de interconexión de los sistemas aislados al SIN, se considerara alternativas para el desplazamiento de gas oíl a través de la generación en base a la utilización de gas natural licuado (GNL) y la incorporación de sistemas híbridos (Diesel - Fotovoltaico) a partir del primer quinquenio.

La integración eléctrica del país mejorará los estándares de calidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica en las áreas rurales, permitiendo además nivelar las tarifas eléctricas con las de los centros urbanos. La reducción de gas oíl, permitirá un ahorro de 108 millones de dólares, que podrán ser destinados para otras necesidades del país.

4.3. Demandas del aparato productivo

La perspectiva del desarrollo del sector eléctrico a partir de la Agenda Patriótica 2025, determina un nuevo marco de planificación para el corto, mediano y largo plazo, considerando como una variable preponderante los emprendimientos del sector productivo y la tendencia de crecimiento económico del país, quedando demostrado a lo largo de la historia que el sector eléctrico es uno de los principales impulsores del crecimiento y modernización tecnológica de los sectores productivos, tales como el minero y el industrial.

En base a la planificación del sector productivo en el período 2013-2025, a continuación se realiza una breve descripción de cada uno de los sectores, destacando su importancia en la economía del país y los requerimientos de demanda de energía eléctrica de los mismos para los próximos quinquenios.

4.3.1. Sector agropecuario

Bolivia se caracteriza por su diversidad en cuanto espacio y aptitud de suelos para el desarrollo de actividades agrícolas, pecuarias y forestales. De 1.098.581 km^2 de superficie, 89.029 km^2 corresponden a superficie agrícola disponible, que representa solo el 8,1%, respecto al total de la superficie del territorio nacional; siendo Cochabamba,

Oruro y Santa Cruz los departamentos que cuentan con una mayor superficie agrícola disponible.[4]

El rendimiento del sector agrícola en el país, en general es bajo comparativamente con países vecinos; esto debido al limitado desarrollo tecnológico que acompaña los requerimientos de producción del sector, obligando a una mayor explotación de la fuerza de trabajo y a practicar una explotación extensiva, que pone en riesgo la sostenibilidad de los recursos naturales. Otros factores que inciden en el rendimiento de la producción son los eventos naturales como sequías, inundaciones y heladas que históricamente han venido ocasionado pérdidas importantes para el sector agrícola.

A partir de una nueva visión de Estado en el sector agropecuario en Bolivia, se busca establecer una política productiva inclusiva y asociativa, favoreciendo la integración horizontal y vertical para transformar la estructura de la tenencia y acceso a la tierra, así como el desarrollo de la innovación tecnológica, aumentar la cobertura de riego, ampliar el acceso a los mercados y cambiar la matriz energética de la producción agroindustrial. Esta visión se orienta al desarrollo de estrategias productivas de impacto para el sector, que permitirán en un corto y mediano plazo una producción agropecuaria orientada a la seguridad y soberanía alimentarias y al desarrollo de las capacidades productivas de los actores rurales para interactuar con economías competitivas, priorizado a los pequeños y medianos productores, además de incrementar las áreas cultivables y mejorar la gestión del sistema de riego.

El Programa Nacional del Sector Agricultura del Ministerio de Desarrollo Rural y Tierras ha previsto, para el periodo 2013-2020, la implementación de cuatro importantes programas que tienen como metas: a) la siembra de 330.000 nuevas hectáreas de trigo con un incremento de 332% en la producción de este importante producto; b) la producción de maíz duro, con 58.386 hectáreas, fortaleciendo la producción de este grano, la estabilización de los precios en el mercado interno y la promoción de la exportación de excedentes; c) el potenciamiento y expansión de la producción de quinua en 50.000

4 Compendio Agropecuario 2012 – Ministerio de Desarrollo Rural y Tierras.

hectáreas y d) el incremento en la producción de papa en 8.600 hectáreas.

Según datos del Viceministerio de Tierras, para el 2018 se estima que los rendimientos de la actividad agrícola aumentarán de 10% a 20%, según el producto, la superficie sembrada subirá al menos en 34%, de 1,1 millones de hectáreas a 1,7 millones de hectáreas. Los volúmenes de alimentos producidos al año aumentarán en 41%, de 9,6 millones de toneladas a 13,6 millones de toneladas. Asimismo, hasta el 2025, se espera que la frontera agrícola de Bolivia aumente de 5,6 millones de hectáreas a 9 millones de hectáreas, con un incremento del 60%, con la implementación de políticas de reforestación y distribución de tierras fiscales.

La Política de Desarrollo Rural Integral del Estado ha previsto también la protección de la producción agropecuaria y agroindustrial ante desastres naturales, inclemencias climáticas, geológicas y siniestros; para lo cual ha establecido el Seguro Agropecuario "Pachamama", el mismo que incorporará paulatinamente a los municipios, dando acceso a mecanismos de transferencia del riesgo a productores agropecuarios y fomentando el desarrollo de conocimientos, modalidades y uso de los mismos.

Es importante mencionar que con estos programas se ha previsto incrementar la producción de productos agrícolas de 5,6 millones de hectáreas en la gestión 2012 a 10 millones de hectáreas, reducir las superficies afectadas por la degradación en aproximadamente 15%, incrementar las superficies cultivadas bajo sistemas sostenibles de producción en un 20%[5] y además, fortalecer la producción en las unidades comunitarias del altiplano occidental y los valles.

Estos programas agropecuarios estarán apoyados por nuevas tecnologías en maquinaria (tractores, sembradoras, cosechadoras), plantas acondicionadoras de semillas, silos y sistemas de riego. La tecnología aplicada por el sector agrícola, demandará del sector eléctrico una potencia estimada de 13,6 MW y una energía de 65,4 GWh, que representa el 0,02% de la energía demandada por el sector hasta el 2025.

5 Indicadores y metas del Plan del Sector Agropecuario – Ministerio de Desarrollo Rural y Tierras - 2010.

Cuadro 11
Demanda incremental de energía y potencia por quinquenios del sector agroindustrial

DEMANDA	UBICACIÓN	2013-2015		2016-2020		2021-2025		TOTAL	
		(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)
Planta de acopio arrocero Beni	Beni	4,3	1,0	-	-	-	-	4,3	1,0
Planta de acopio arrocero Bulo Bulo	Cochabamba	-	-	4,3	1,0	-	-	4,3	1,0
Ingenio San Buenaventura (*)	La Paz	2,8	1,6	3,0	0,8	1,5	0,6	7,3	3,0
Centro de Acopio de Alimentos Balanceados	Cochabamba	-	-	4,3	1,0	-	-	4,3	1,0
Complejo agroindustrial Portachuelo	Santa Cruz	28,7	4,0	-	-	-	-	28,7	4,0
Planta de acopio San Pedro	Santa Cruz	6,1	1,4	-	-	-	-	6,1	1,4
Planta de acopio Cuatro Cañadas	Santa Cruz	6,0	1,4	-	-	-	-	6,0	1,4
Planta de acopio granos	Santa Cruz-Tarija	-	-	4,3	1,0	-	-	4,3	1,0
Total		**48,0**	**9,3**	**15,9**	**3,7**	**1,5**	**0,6**	**65,4**	**13,6**

(*) Demanda del ingenio en periodo de no zafra

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Ministerio de Desarrollo Productivo y EMAPA.

4.3.2. Sector industrial manufacturero

A pesar del potencial en la producción de materias primas, el sector industrial manufacturero en el país se caracterizó históricamente por crear productos de bajo valor agregado con poca inversión en el mejoramiento de los procesos productivos. Datos de la matriz Insumo-Producto muestran que, en el año 2007, el 72,5% de la producción de las industrias se destinó al mercado nacional y el restante 27,5% a mercados externos. Bolivia no ha generado redes industriales entre países y empresas, debido a su dimensión, orientación al mercado interno y bajo nivel de desarrollo.[6]

En este contexto, el Plan Nacional de Desarrollo establece un cambio

6 Evia, Pablo; El Sector Industrial Manufacturero; UDAPE; 2009.

estructural para el sector industrial manufacturero en busca de la transformación tecnológica, el incremento de la productividad y la diversificación productiva, a través del reconocimiento y fortalecimiento de los pequeños productores, prestación de servicios financieros y de desarrollo productivo, la generación de condiciones para el desarrollo industrial y tecnológico sostenible, la generación de un patrón exportador diversificado con valor agregado y el fortalecimiento del mercado interno, así como la construcción de un marco institucional de un nuevo modelo productivo.

Como parte de la prestación de servicios financieros y de desarrollo productivo, durante el periodo 2007-2012, el Banco de Desarrollo Productivo otorgó al sector industrial manufacturero, créditos[7] por un valor, de 1.467 millones de bolivianos, para los rubros de alimentos, artesanías, cerámica, cueros, madera, materiales de construcción, metalmecánica, orfebrería, textiles y turismo. Asimismo, las ventas de las empresas públicas productivas en operación (Cartonbol, Lacteosbol y EBA) alcanzaron 138 millones de bolivianos, con un incremento en ventas del 118% con relación a la gestión 2011.[8]

En busca de alternativas para el productor local y dentro de los mecanismos de coordinación de programas y proyectos con entidades públicas y privadas, el sector ha previsto la construcción de parques industriales para promover la instalación ordenada de las unidades productivas, propiciar la integración y complementación de las actividades industriales y reducir los costos de inversión en infraestructura y servicios. Se destaca la construcción del Parque Estatal de Kallutaca, para la implementación de centros de tecnología e innovación en madera, metal mecánica y textil, además de empresas de transformación de fibra de camélidos y una planta ensambladora de equipos de computación. El Parque Industrial Ecológico de Oruro, que generará una importante colaboración entre empresas ecológicas y el Parque Industrial de Pulacayo en Potosí, para la concentración de diversas unidades productivas.[9]

7 Datos del Banco de Desarrollo Productivo 2007-2012.

8 Información Servicio de Desarrollo de las Empresas Públicas Productivas – Informe gestión 2012.

9 Información del Ministerio de Desarrollo Productivo y Economía Plural.

Asimismo, se dará un importante impulso a la industria cementera, a través de la construcción de las siguientes plantas: Caracollo en Oruro, Quiburi en Potosí, ampliación de Fancesa en Chuquisaca, Itacamba en Santa Cruz y el proyecto de ampliación CEMEB-Sayari en Cochabamba, que permitirán incrementar la producción de cemento de 42 mil a 100 mil bolsas/día. Es importante indicar que solo en la gestión 2011 se importaron 79.415 toneladas de cemento[10], para abastecer la demanda interna.

También se ha previsto la instalación de la planta de aluminio para la producción de estructuras de metal y perfiles de aluminio, estrictamente para el ámbito de la construcción, con una capacidad de producción anual de 4.125 toneladas de perfiles extruidos, 3.800 toneladas de perfiles anodizados y 325 toneladas de perfiles MillFinish[11].

Cuadro 12
Demanda incremental de energía y potencia eléctrica por quinquenios del sector industrial y manufacturero (MW)

DEMANDA	UBICACIÓN	2013-2015		2016-2020		2021-2025		TOTAL	
		(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)
Planta industrial Kallutaca	La Paz	6	1	99	14	-	-	105	15
Fábrica de cemento Quiburi	Potosí	36	5	24	3	12	2	71	10
Empresa de aluminio Bolivia	La Paz	2	1	16	1	-	-	18	2
Fábrica de cemento Caracollo	Oruro	36	5	24	3	12	2	71	10
Fábrica de cemento Itacamba	Santa Cruz	-	-	140	20	-	-	140	20
Parque industrial Oruro	Oruro	-	-	105	15	-	-	105	15
Otras cargas industriales		-	-	223	31	960	131	1.183	162
Total		**79**	**13**	**631**	**87**	**984**	**134**	**1.694**	**234**

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Ministerio de Desarrollo Productivo, Soboce.

10 Datos del Instituto Nacional de Estadística.

11 Datos de la Corporación Minera de Bolivia.

El sector industrial manufacturero requiere del sector eléctrico una potencia de energía de 234 MW y una energía de 1.694 GWh, que representa el 28% del total de demanda requerida por los sectores al 2025.

4.3.3. Sector minería

El enorme potencial minero de Bolivia, se encuentra en el Orógeno Andino (Cordillera Occidental y Oriental, Altiplano y Subandino), que cubre aproximadamente 42% del territorio nacional y aloja a más de 2.200 prospectos y minas de plata, estaño, wólfram, antimonio, plomo, zinc, cobre, bismuto, oro, etc. Asimismo, el Precámbrico, con una cobertura de un 18 % del territorio boliviano, es otra importante provincia metalífera con más de 100 prospectos de oro, platino, níquel, tantalio, cobre, hierro, etc. La llanura chaco - beniana, que ocupa el restante 40%, también hospeda depósitos de oro y estaño principalmente (así como wólfram, monacita, etc.). La extensión total de las áreas prospectivas para depósitos metalíferos en el territorio nacional es de aproximadamente 0,5 millones de kilómetros cuadrados, de los cuales más del 60%, se encuentra prácticamente inexplorado[12].

Este importante potencial, ha permitido que el sector minero se constituya en una de las principales actividades económicas del país, cuya producción históricamente se ha orientado a la exportación de materia prima, con un bajo nivel de industrialización, generando una fuerte dependencia de las cotizaciones internacionales.

La propuesta del gobierno nacional, a través del Plan Nacional de Desarrollo, establece la participación directa del Estado en el desarrollo de proyectos geológicos, mineros y metalúrgicos estratégicos, garantizando el desarrollo de la iniciativa privada, con atracción de inversión extranjera y un mejor uso y destino del excedente económico, promoviendo la actividad productiva de las organizaciones sociales y comunitarias, que se encuentran en el entorno de las operaciones mineras. En este marco, durante el periodo 2006-2012 la minería incrementó las exportaciones de minerales concentrados de la minería

12 Programa de Apoyo al Desarrollo Económico Sostenible en Áreas Mineras Empobrecidas del Occidente de Bolivia, Unión Europea; 2008.

chica y cooperativizada en 2.258 millones de dólares, registrando una participación similar la minería mediana[13].

La política de diversificación e incorporación de mayor valor agregado en el sector minero, determina nuevas condiciones para incrementar su producción e impulsar los proyectos de industrialización a través de la reactivación de las plantas metalúrgicas actualmente inactivas, el desarrollo de nuevas industrias en el sector minero, la reactivación minero metalúrgica y el aprovechamiento de colas y desmontes[14]. Para ello, el sector minero ha planificado el desarrollo de importantes emprendimientos orientados a modernizar las empresas mineras con nuevas tecnologías, permitiendo el incremento de la producción y la generación de valor agregado de la materia prima, entre los cuales se puede indicar:

- La Rehabilitación del Complejo Metalúrgico de Karachipampa, que a partir del 2013 permitirá la producción de 51.000 toneladas/año de concentrados de plomo-plata en el horno Kivcet y de 151.000 toneladas/año de concentrados de zinc-plata. Asimismo, la transferencia de tecnología en el marco del proyecto Ausmelt. En el proceso de modernización de la Empresa Metalúrgica Vinto, se incrementará la producción de estaño de 12.000 toneladas/año a más de 20.000 toneladas métricas/año[15], a partir de la gestión 2013.

- La Empresa Minera Huanuni ha previsto la ampliación y desarrollo de la mina, para cuantificar las reservas en niveles inferiores del cerro Posokoni y sector complejos (Pepitos, María Francisca, Omicron y Paco). Este proyecto busca el desarrollo del yacimiento de estaño, así como la comercialización de sus productos. La construcción del ingenio de Machacamarca permitirá el tratamiento de minerales complejos, con una capacidad de 200 toneladas/día y la construcción del nuevo ingenio de Huanuni para el tratamiento de minerales de estaño de 3.000 toneladas/día[16].

13 Datos del Ministerio de Minería y Metalurgia – Informe de gestión 2012.

14 Plan Nacional de Desarrollo – La transformación de los recursos naturales, base de los sectores estratégicos – minería.

15 Ibidem – Informe de gestión 2012, pág.67.

16 Ibidem– Informe de gestión 2012, pág.69.

- La explotación e industrialización de la mina de Corocoro, en la gestión 2012, alcanzó una producción de 904,41 toneladas/día finas de cobre catódico, teniendo previsto a partir del 2013 alcanzar una producción de 30 a 50 mil toneladas de cobre electrolítico por año, con un capacidad instalada de 600 toneladas métricas/día[17]. En cuanto al Yacimiento Minero de Mallku Khota, cuenta con un potencial de alrededor 255 millones de toneladas métricas de material mineralizado, con reservas de 230,3 millones de onzas de plata, 1.481 toneladas métricas de indio, 1.082 toneladas métricas de galio, además de una veta de oro[18].

- El proyecto siderúrgico del Mutún, el más importante del sector minero permitirá la explotación y beneficio de mineral de hierro con una producción aproximada de 100 millones de toneladas métricas /año a partir del 2016, con una superficie aproximada de 60 km^2 de área mineralizada y con una reserva estimada de 40 mil millones de toneladas métricas de hierro[19].

- El proyecto del Litio, se ha iniciado en la gestión 2012 con el proceso de desarrollo y producción de cátodos de ion de litio, con un importante requerimiento tecnológico para su desarrollo. Este proyecto en la primera fase piloto produciría 480 toneladas métricas/año de carbonato de litio y 12.000 toneladas por año de cloruro de potasio. Asimismo, en la parte de industrialización se ha previsto para la gestión 2016 la instalación de la planta piloto de baterías de litio y las plantas de industrialización de potasio y litio[20].

Otros proyectos son los de Colquiri con la producción de estaño y zinc, la planta de fundición de estaño de Catavi, la planta de azufre de Capuratas, la minería de Tupiza y Villazón, el Centro Minero Caracoles y la reactivación de la Planta de Pulacayo.

17 Ibidem – Informe de gestión 2012, pág.68.

18 Datos del Ministerio de Minería y Metalurgia – yacimiento minero de Mallku Khota.

19 Datos del Ministerio de Minería y Metalurgia – Proyecto Mutún

20 Datos del Ministerio de Minería y Metalurgia – Proyecto del Litio.

Cuadro 13
Demanda incremental de energía y potencia por quinquenios del sector minería

DEMANDA	UBICACIÓN	2013-2015		2016-2020		2021-2025		TOTAL	
		(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)
Minero Corocoro	La Paz	19	1	205	28	-	-	223	29
Planta de azufre Capuratas	Oruro	6	1	-	-	-	-	6	1
Minero Colquiri	La Paz	15	2	-	-	-	-	15	2
Empresa Minera Huanuni	Oruro	84	12	-	-	-	-	84	12
Minero Mallku Khota fase 1 y 2	Potosí	3	5	67	5	-	-	70	10
Minero Caracoles	Oruro	-	-	14	2	-	-	14	2
Minero Catavi	Potosí	-	-	28	4	-	-	28	4
Mutún fase I y II	Santa Cruz	-	-	701	98	701	98	1.402	196
Complejo Metalúrgico de Karachipampa	Potosí	55	8	0,5	0,1	-	-	55	8
Minería Tupiza-Villazón	Potosí	29	5	11	2	3	0,3	43	7
Reactivación de la Planta Pulacayo	Potosí	79	11	26	3	-	-	105	15
Proyecto Litio fase I y II	Potosí	-	-	298	39	-	-	298	39
Total		**290**	**45**	**1.350**	**181**	**704**	**98**	**2.343**	**323**

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Ministerio de Minería y Metalurgia; COMIBOL, Empresa Siderúrgica del Mutún.

A partir de la ejecución de estos proyectos, la minería estará más diversificada, permitiendo la exportación no sólo de minerales concentrados sino también la de productos metalúrgicos y siderúrgicos, como resultado del proceso de industrialización del hierro, litio y cobre. Para ello, el sector minero demanda del sector eléctrico una potencia estimada de 323 MW y una energía de 2.343 GWh, que representa el 39% del total de demanda de electricidad de los sectores productivos, hasta el 2025.

4.3.4. Sector hidrocarburos

El sector hidrocarburífero, como principal generador de ingresos fiscales, tanto para el gobierno nacional como para los gobiernos

departamentales y en el marco de la política de transformación productiva (industrialización), ha planificado el desarrollo de importantes proyectos, tales como la construcción de plantas de industrialización de etileno y polietileno, que permitirá el desarrollo de la petroquímica en nuestro país. Esta planta procesará aproximadamente 600 mil toneladas/año de polietilenos de diferentes calidades y características. El polietileno sirve como materia prima para la elaboración de una gran variedad de productos plásticos y, por tanto, abrirá la posibilidad de iniciar la generación de medianas y pequeñas empresas. Asimismo, se ha planificado la construcción de una planta de amoniaco y urea para la producción aproximada de 650 mil toneladas por año, que a partir de su utilización, permitirá ampliar la frontera agrícola en el país en 2,9 millones de hectáreas a 4 millones de hectáreas[21]. La urea permite mejorar los cultivos, el rendimiento de la tierra y recuperar tierras agotadas.

Se ha previsto la construcción de dos plantas de separación de líquidos del gas natural; la primera ubicada en Río Grande-Santa Cruz, que procesará a partir del 2013 alrededor de 5,6 millones de metros cúbicos día (MMmcd) de gas natural, para producir 361 toneladas métricas diarias (TMD) de gas licuado de petróleo (GLP), alrededor de 350 barriles por día (BPD) de gasolina natural y 195 BPD de isopentano, que es el insumo básico para el proceso de industrialización[22]. La segunda será la Planta Gran Chaco en Tarija que ingresará en operación a partir del 2014 y procesará 27,7 MMmcd de gas natural para producir 2.030 TMD de etano, 2.037 TMD de GLP, 1.054 barriles/día de isopentano y 2.087 BPD de gasolina natural[23].

21 Datos Instituto Boliviano de Comercio Exterior (IBCE).

22 Información Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

23 Ídem.

Cuadro 14
Demanda incremental de energía y potencia por quinquenios del sector hidrocarburos

DEMANDA	UBICACIÓN	2013-2015		2016-2020		2021-2025		TOTAL	
		(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)
Planta de separación de líquidos Río Grande	Santa Cruz	18	3	-	-	-	-	18	3
Planta de separación de líquidos Gran Chaco	Tarija	92	12	-	-	-	-	92	12
Amoniaco - Urea	Cochabamba	-	-	181	25	-	-	181	25
Etileno-Polietileno	Tarija	-	-	53	7	-	-	53	7
Total		**110**	**15**	**235**	**32**	**-**	**-**	**345**	**47**

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Viceministerio de Industrialización, Comercialización, Transporte y Almacenaje.

El sector hidrocarburos requerirá al 2025 una potencia de 47 MW para la implementación de sus proyectos de industrialización de etileno y polietileno; sin embargo, este sector ha proyectado la autogeneración de energía eléctrica y por lo tanto, esta demanda no se incluye en las proyecciones del sector eléctrico, previstas en este documento.

4.3.5. Sector de transporte

El transporte nacional cuenta con una red vial de 67.076 km, de la cual solo el 7% se encuentra pavimentado. La red vial está conformada por la red fundamental que une las ciudades de La Paz, Cochabamba y Santa Cruz, la red departamental que integra principales centros de producción y consumo del país y la red municipal que une las poblaciones rurales de mayor actividad[24]. En cuanto al sistema ferroviario, cuenta con aproximadamente 3.652 km de una vía de trocha métrica, que está dividida en dos redes; la oriental con aproximadamente 1.377 km y la andina con 2.275 km, que no se interconectan en territorio boliviano. En cuanto a la infraestructura aeroportuaria, está compuesta por 9 aeropuertos en las capitales de departamento y otros que se encuentran distribuidos en diferentes zonas, especialmente en las áreas norte y

24 Administradora Boliviana de Carreteras – Planificación Estratégica Institucional 2007-2011.

oriental del país, en los que en muchos de ellos el transporte aéreo constituye el único medio de acceso. La infraestructura vial y de comunicación de nuestro país, así como entre departamentos, zonas productoras, transformadoras y de acopio, se considera como uno de los problemas con mayor impacto para el sector productivo[25].

A partir de los lineamientos del Plan Nacional de Desarrollo, que establece como política la vertebración interna e integración externa del país y en atención a los requerimientos de los sectores productivos, el sector transporte ha planificado importantes proyectos orientados a apoyar el crecimiento económico de las regiones. Un proyecto significativo representa el Tren Eléctrico Interoceánico con una extensión aproximada de 1.500 km de línea, que permitirá conectar el Océano Atlántico con el Pacífico, pasando todo el territorio boliviano; asimismo, se tiene prevista la construcción del Teleférico entre la ciudad de La Paz y El Alto, que permitirá el traslado de 18 mil pasajeros/hora[26] y la construcción de metros urbanos en ciudades de Bolivia, como Cochabamba y Santa Cruz de la Sierra.

A objeto de lograr una mayor integración regional, también se tiene prevista la construcción del Corredor Bioceánico Oeste-Sur con 1.459 km, integrando el Desaguadero (La Paz) con Bermejo y Villazón (Tarija) en busca de nuevos mercados de exportación; así como la construcción de varios aeropuertos en el país tales como: Chimoré, Alcantarí, San Ignacio de Velasco, Copacabana, Rurrenabaque, Monteagudo, Camiri, Puerto Rico, Ramón Darío, Puerto Suárez[27].

25 Lazo Álvaro, El Sector Transporte – UDAPE, 2009.

26 Información proporcionada por el Ministerio de Obras Públicas, Servicios y Vivienda.

27 Información proporcionada por el Ministerio de Obras Públicas, Servicios y Vivienda.

Cuadro 15
Demanda incremental de energía y potencia por quinquenios del sector transporte

DEMANDA	UBICACIÓN	2013-2015		2016-2020		2021-2025		TOTAL	
		(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)
Teleférico	La Paz	21	3	-	-	-	-	21	3
Tren eléctrico	Multidepartamental	-	-	1.822	255	-	-	1.822	255
Total		**21**	**3**	**1.822**	**255**	**-**	**-**	**1.843**	**258**

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Ministerio de Obras Públicas, Servicios y Vivienda.

La ejecución de los proyectos, permitirá la integración del país y la apertura de nuevos mercados para los sectores agropecuario, industrial manufacturero y minero, requiriendo del sector eléctrico una potencia estimada de 258 MW y de energía 1.843 GWh, que representa el 31% del total de demanda de electricidad de los sectores productivos, al 2025.

4.3.6. Demanda consolidada de energía eléctrica por sector productivo

El sector eléctrico, como base del crecimiento económico del país, acompañará las propuestas de desarrollo tecnológico, industrial-manufacturero, minero, agrícola y de transporte para los próximos años; para ello, realiza la proyección de demanda de electricidad considerando los requerimientos de energía eléctrica de cada uno de los sectores. El sector minero, orientado a la industrialización de recursos minerales metálico y no metálico, demanda del sector eléctrico una potencia estimada de 323 MW y una energía de 2.343 GWh, el sector industrial manufacturero 234 MW y 1.694 GWh, el sector transporte 257,7 MW y una energía de 1.843 GWh y la agroindustria 13,6 MW y una energía de 65,4 GWh, haciendo un total estimado de 829 MW de potencia y 5.945 GWh de energía, demandados al sector eléctrico en el periodo 2013-2025.

Cuadro 16
Demanda Incremental de proyectos productivos 2013-2025

SECTOR	DEMANDA	UBICACIÓN	2013-2015		2016-2020		2021-2025		TOTAL SECTOR	
			(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)
Agro-industrial	Planta de acopio arrocero Beni	Beni	4	1	-	-	-	-	65	14
	Planta de acopio arrocero Bulo Bulo	Cochabamba	-	-	4	1	-	-		
	Ingenio San Buenaventura (*)	La Paz	3	2	3	1	1	1		
	C. Alimentos Balanceados	Cochabamba	-	-	4	1	-	-		
	Complejo agroindustrial Portachuelo	Santa Cruz	29	4	-	-	-	-		
	Planta de acopio San Pedro	Santa Cruz	6	1	-	-	-	-		
	Planta de acopio Cuatro Cañadas	Santa Cruz	6	1	-	-	-	-		
	Planta de acopio granos	Santa Cruz-Tarija	-	-	4	1	-	-		
Minería	Minero Corocoro	La Paz	19	1	205	28	-	-	2.343	323
	Planta de azufre Capuratas	Oruro	6	1	-	-	-	-		
	Minero Colquiri	La Paz	15	2	-	-	-	-		
	Empresa Minera Huanuni	Oruro	84	12	-	-	-	-		
	Minero Mallku Khota fase 1 y 2	Potosí	3	5	67	5	-	-		
	Minero Caracoles	Oruro	-	-	14	2	-	-		
	Minero Catavi	Potosí	-	-	28	4	-	-		
	Mutún fase I y II	Santa Cruz	-	-	701	98	701	98		
	CL Karachipampa	Potosí	55	8	0,5	0,1	-	-		
	Minería Tupiza-Villazón	Potosí	29	5	11	2	3	0,3		
	Planta Pulacayo	Potosí	79	11	26	3	-	-		
	Proyecto Litio fase I y II	Potosí	-	-	298	39	-	-		
Industrial	Planta Industrial Kallutaca	La Paz	6	1	99	14	-	-	1.694	234
	Fábrica de Cemento Quiburi	Potosí	36	5	24	3	12	2		
	Empresa de Aluminio Bolivia	La Paz	2	1	16	1	-	-		
	Fábrica de Cemento Caracollo	Oruro	36	5	24	3	12	2		
	Fábrica de Cemento Itacamba	Santa Cruz	-	-	140	20	-	-		
	Parque Industrial Oruro	Oruro	-	-	105	15	-	-		
	Otras cargas Industriales		-	-	223	31	960	131		
Transporte	Teleférico	La Paz	21	3	-	-	-	-	1.843	258
	Tren eléctrico	Multidepar-tamental	-	-	1.822	255	-	-		
Total			**437**	**69**	**3.819**	**526**	**1.689**	**233**	**5.945**	**829**

(*) Demanda en periodo de no zafra

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Información proporcionada por viceministerios sectoriales, empresas nacionales y COMIBOL.

Cuadro 17
Demanda incremental de energía y potencia por sector 2013-2025

PERIODO	SECTOR	ENERGÍA (GWh)	POTENCIA (MW)	TOTAL ENERGÍA P.P (GWh)	TOTAL POTENCIA P.P (MW)
2013 - 2015	Agroindustrial	48,0	9,3	437	69
	Minería	289,2	44,5		
	Industrial	78,8	12,8		
	Transporte	21,0	2,9		
2016 - 2020	Agroindustrial	15,9	3,7	3.819	526
	Minería	1.349,9	180,9		
	Industrial	630,9	86,9		
	Transporte	1.822,1	254,8		
2021 - 2025	Agroindustrial	1,5	0,6	1.689	233
	Minería	703,5	97,9		
	Industrial	983,9	134,2		
	Transporte	-	-		
Total				**5.945**	**829**

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos proporcionados por los sectores.

4.4. Proyección de la demanda del crecimiento vegetativo del SIN

Empresas Distribuidoras de Electricidad: CRE en Santa Cruz, DELAPAZ en La Paz, ELFEC en Cochabamba, ELFEO en Oruro, CESSA en Chuquisaca, SEPSA en Potosí y ENDE en Beni, prevén un incremento vegetativo de 798 MW de potencia y de 5.136 GWh de energía, como se muestra a continuación:

Cuadro 18
Demanda incremental de energía y potencia de distribuidoras

PERIODO	TOTAL ENERGÍA (GWh)	ENERGÍA INCREMENTAL (GWh)	TOTAL POTENCIA (MW)	POTENCIA INCREMENTAL (MW)
2013-2015	7.364	815	1.275	134
2016-2020	9.216	1.852	1.560	285
2021-2025	11.685	2.469	1.939	380
Totales		**5.136**		**798**

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

La demanda de las empresas distribuidoras considera para su proyección la demanda requerida para la interconexión de los Sistemas Aislados al SIN, así como la demanda de cobertura.

Cuadro 19
Demanda incremental de energía y potencia del crecimiento vegetativo por empresa distribuidora

DISTRIBUIDORAS	2013-2015		2016-2020		2021-2025		TOTAL	
	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)
CRE	554	98	1.192	198	1.549	252	3.295	548
DELAPAZ	210	37	404	63	488	74	1.102	174
ELFEC	205	39	360	55	450	65	1.014	159
SEPSA	47	9	109	18	127	21	284	48
SEPSA Lípez	0,3	0,1	0,3	0,1	0,4	0,1	1	0,3
SEPSA Sur	6	1	10	2	13	3	29	6
SEPSA Atocha	8	1	16	3	21	3	46	7
CESSA	60	12	111	20	140	26	311	58
ELFEO	77	13	163	26	218	34	457	72
Trinidad	25	3	43	7	60	10	128	20
ENDE - Beni	14	2	11	2	16	3	42	8
Demanda Incluyendo Cobertura	1.041	175	2.257	356	2.878	454	6.175	985
Sistemas Aislados	-166	-41	-163	-38	-205	-37	-534	-116
Cobertura	226	41	405	71	409	74	1,039	186
Total Distribuidoras *	**815**	**134**	**1.852**	**285**	**2.469**	**380**	**5.136**	**798**

* Demanda de distribuidoras no considera cobertura.
Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

Las empresas distribuidoras con mayor demanda de energía al 2025 son: CRE con un 62%, DELAPAZ con un 21% y ELFEC con un 19%, siendo estas empresas las principales distribuidoras del país a lo largo del eje troncal**.**

Consumidores No Regulados: Con el objeto de continuar sus operaciones en proyectos productivos, los Consumidores No Regulados

requieren una potencia de 27 MW y una energía de 193 GWh al 2025, como se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro 20
Demanda incremental de energía y potencia de consumidores no regulados

CONSUMIDORES NO REGULADOS	2013-2015		2016-2020		2021-2025		TOTAL	
	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)
San Vicente	5	1	-	-	-	-	5	1
San Bartolomé	19	2	-	-	-	-	19	2
Don Diego	2	0,2	2	0,2	2	0,2	6	1
COBOCE	57	9	65	10	-	-	122	18
EMVINTO	29	4	-	-	-	-	29	4
EMIRSA	-6	-1	-7	-1	-	-	-13	-2
San Cristóbal	25	3	-	-	-	-	25	3
Total CNR	**131**	**17**	**60**	**9**	**2**	**0,2**	**193**	**27**

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

El crecimiento vegetativo de la demanda de Empresas Distribuidoras Y Consumidores No Regulados, alcanza a un total de 825 MW de potencia y 5.329 GWh, de acuerdo al siguiente detalle:

Cuadro 21
Demanda incremental de energía y potencia del SIN

CRECIMIENTO VEGETATIVO	2013-2015		2016-2020		2021-2025		TOTAL	
	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)
Distribuidoras	815	134	1.852	285	2.469	380	5.136	798
No regulados	131	17	60	9	2	-	193	27
Total	**946**	**151**	**1.912**	**294**	**2.471**	**380**	**5.329**	**825**

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

4.5. Demanda total de energía y potencia

La demanda total de energía y potencia considera la proyección de la demanda requerida para la cobertura del servicio, el requerimiento del sector productivo y sistemas aislados, así como la proyección del crecimiento vegetativo de las empresas distribuidoras y consumidores no regulados.

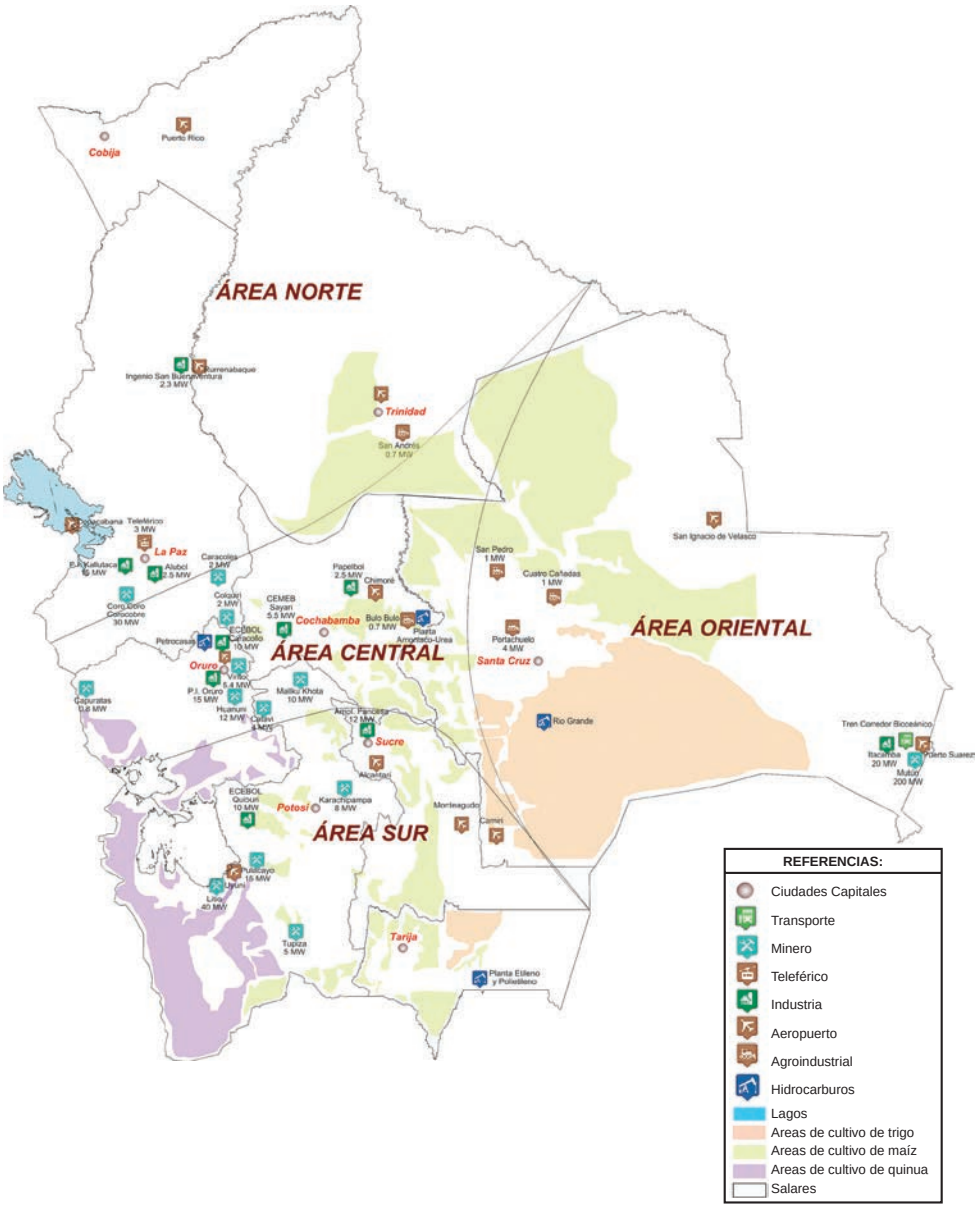
Cuadro 22
Demanda incremental de energía y potencia 2013-2025

SECTOR	2013-2015		2016-2020		2021-2025		TOTAL	
	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)
Cobertura	226	41	405	71	409	74	1.039	186
Interconexión al SIN de SA	312	60	471	95	641	119	1.424	274
Productivo	437	69	3.819	526	1.689	233	5.945	829
Crecimiento vegetativo (Distribuidoras + no regulados)	946	152	1.912	294	2.471	380	5.329	826
Total	**1.921**	**322**	**6.607**	**987**	**5.209**	**806**	**13.737**	**2.114**

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

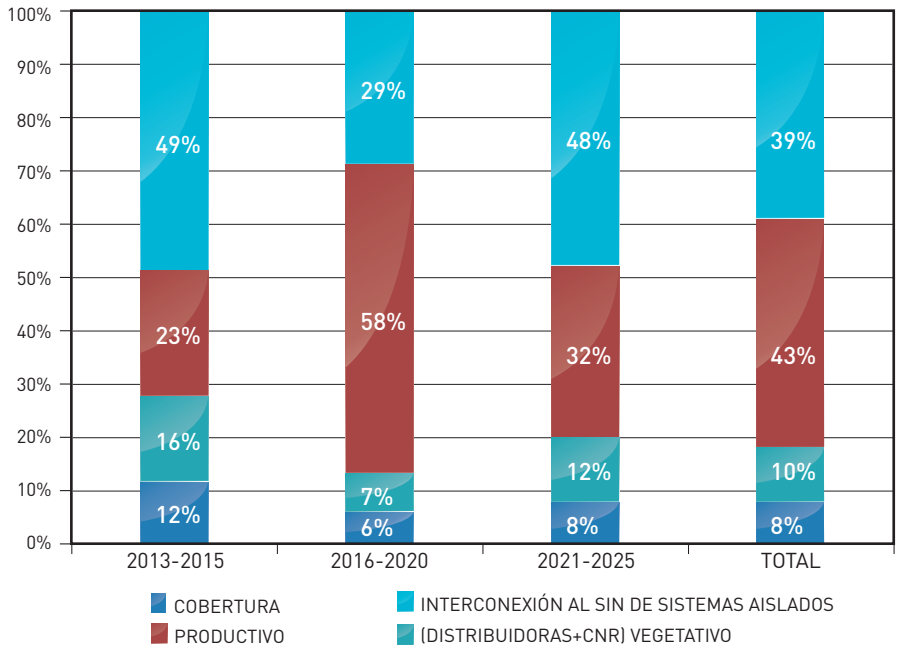
La energía incremental demandada para el periodo 2013-2025 alcanza un total de 13.737 GWh de energía y 2.114 MW de potencia, de los cuales el 43% corresponde a energía demandada por el sector productivo, el 39% para atender el crecimiento vegetativo de las empresas distribuidoras y consumidores no regulados, el 10% para la interconexión de los Sistemas Aislados al SIN y el restante 8% para atender los requerimientos de cobertura.

Mapa 5
Proyectos del sector productivo



Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas.

Gráfico 16
Composición de la Demanda de Energía (%) 2013-2025



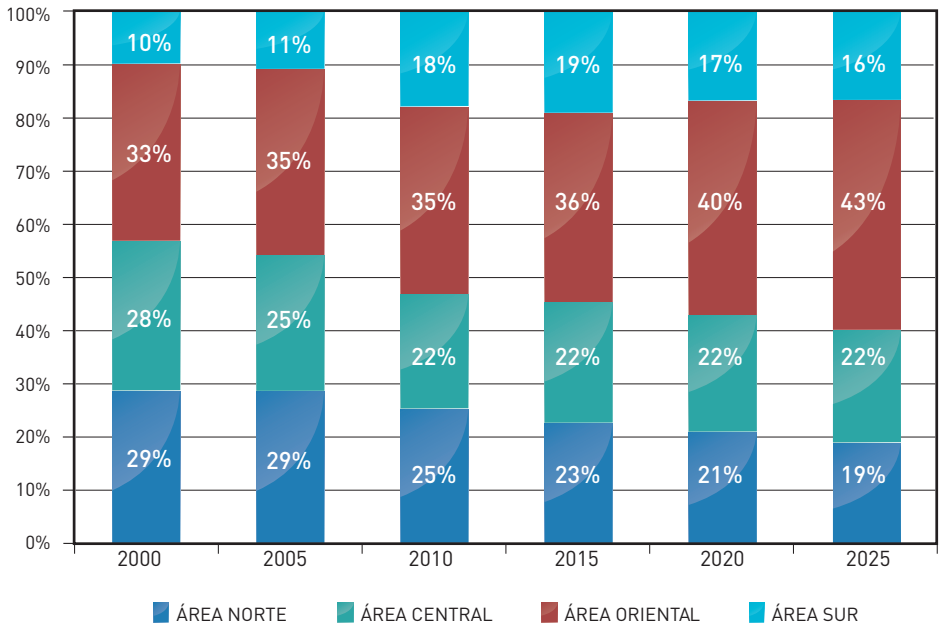
Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

4.6. Demanda total por área geográfica

El Sistema Interconectado Nacional (SIN), está compuesto por cuatro áreas de operación integrados geográficamente, el área Norte que comprende los departamentos de La Paz y el Beni, el área Central por los departamentos de Oruro y Cochabamba, el área Sur por los departamentos de Potosí, Chuquisaca y Tarija y el área Oriental, comprendida por el departamento de Santa Cruz.

Considerando la demanda de energía de cada sector productivo, así como las proyecciones de los Sistemas Aislados, cobertura y de las empresas distribuidoras y consumidores no regulados del SIN (crecimiento vegetativo), por área geográfica al final del periodo 2025, se observa que el área Oriental demandará 43% de total de energía al sistema eléctrico nacional, seguido del área Central con un 22%, el área Norte con 19% y el área Sur con el 16%.

Gráfico 17
Proyección de la demanda de Bolivia por área geográfica (%)



Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

La composición de la demanda por área geográfica está influenciada por los proyectos productivos. Es así que el área Oriental considera el Mutún y los proyectos agroindustriales, el área Central incorpora la demanda de energía de los proyectos mineros, el área Norte toma en cuenta la demanda del teleférico La Paz – El Alto y en el área Sur se consideran principalmente los proyectos del sector industrial y minero.

5. EXPANSIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

En base a la política energética y los requerimientos de demanda, se plantea una cartera de proyectos de generación y transmisión para la expansión de la infraestructura eléctrica tomando en cuenta la disponibilidad de las fuentes de energía.

Los proyectos hidroeléctricos fueron elegidos a partir de los estudios realizados en diferentes etapas de pre inversión antes de la nacionalización, los cuales se encuentran en etapa de actualización y/o estudios de prefactibilidad, ubicados en distintas regiones de Bolivia para cubrir la demanda y brindar mayor seguridad y confiabilidad al sistema.

Como proyectos térmicos, se consideran turbinas a gas de ciclo abierto seleccionado de acuerdo al Gas Turbine World Handbook. Los proyectos térmicos considerados estarán ubicados principalmente en el área Sur, Central y Oriental (ver mapa 5). En el caso del proyecto del Mutún, se requiere parte de generación local para atender las características especiales de la demanda de este emprendimiento minero.

5.1. Requerimiento de infraestructura en generación

La expansión de la generación considera criterios de universalidad, responsabilidad, accesibilidad, continuidad, calidad, eficiencia, tarifas equitativas y cobertura necesarias para el abastecimiento de energía eléctrica, en base a los lineamientos de la política de electricidad y acorde a los pilares de la Agenda Patriótica.

La reserva considerada por indisponibilidad programada y no programada es del 5% para generación hidroeléctrica y 13% para la generación térmica, incluyendo geotermia y biomasa; además de la reserva rotante en bloques. La reserva rotante para el bloque de punta es de 6% para todo el parque generador, según establece la normativa.

Cabe señalar que los proyectos eólicos son considerados en la

expansión como aporte de energía a las centrales hidroeléctricas y no así para el balance de potencia.

Con el objetivo de aumentar la capacidad de generación hidroeléctrica, se desarrollan, en diferentes etapas de ejecución, dos importantes proyectos: Misicuni con 80 MW en su primera fase y 40 MW en una segunda fase y San José con 120 MW, como el tercer escalón de la cascada de aprovechamiento de la cuenca alta del río Chapare.

La cartera de proyectos de generación hidroeléctrica incluye la incorporación de: Miguillas, con las centrales de Umapalca (83 MW) y Palillada (113 MW), ubicadas en el departamento de La Paz, Ivirizu (164 MW) en el departamento de Cochabamba, Rositas (400 MW) en el departamento de Santa Cruz sobre el río Grande, Icla (102 MW) en los departamentos de Chuquisaca y Potosí sobre el río Pilcomayo, el Proyecto Carrizal I, II y III (347 MW) sobre el río Camblaya, ubicado entre los departamentos de Tarija y Chuquisaca y Margarita (150 MW), ubicado en el Chaco tarijeño sobre el río Pilcomayo.

Estos proyectos contribuirán al cambio de la matriz energética y a abastecer la creciente demanda de energía del país con 1.599 MW.

Cuadro 23
Proyectos de generación hidroeléctrica

PROYECTO	LOCALIZACIÓN	POTENCIA* (MW)
Misicuni Fases I y II	Río Misicuni, Molle Molle - Cochabamba	120
San José	Ríos Málaga - Paracti, San José - Cochabamba	120
Umapalca (Miguillas)	Río Miguillas - La Paz	83
Palillada (Miguillas)	Río Miguillas - La Paz	113
Ivirizu	Río Ivirizu, Monte Punku- Cochabamba	164
Rositas	Río Grande, Abapó - Santa Cruz.	400
Carrizal Fases I, II y III	Río Camblaya, Tarija y Chuquisaca	347
Icla	Río Pilcomayo, Chuquisaca y Potosí	102
Margarita	Río Pilcomayo, Chaco - Tarija	150
Total		**1.599**

*Estos valores serán ajustados a medida que se realicen los estudios de ingeniería a detalle.

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos de la Empresa Nacional de Electricidad y del Comité Nacional de Despacho de Carga.

Por otra parte, se analiza el aporte de los proyectos de gran envergadura como El Bala (1.680 MW), Cachuela Esperanza (990 MW), ubicados en la subcuenca del río Beni y las centrales que forman el complejo hidroeléctrico Río Grande: (Seripona 420 MW), (Jatun Pampa 130 MW), (Cañahuecal 500 MW), (Las Juntas 172 MW), (Ocampo 320 MW), (Peña Blanca 520 MW), (La Pesca 740 MW) y (Pirapó 80 MW), todos ubicados en la subcuenca del río Grande, dentro de la cuenca del Amazonas.

Cuadro 24
Proyectos de generación hidroeléctrica de gran envergadura

PROYECTO	LOCALIZACIÓN	POTENCIA* (MW)
Complejo hidroeléctrico Río Grande	Cochabamba-Chuquisaca- Santa Cruz	2.882
Cachuela Esperanza	Beni - Pando	990
El Bala	La Paz - Beni	1.680
Total		**5.552**

*Estos valores serán ajustados a medida que se realicen los estudios de ingeniería de detalle.
Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos de la Empresa Nacional de Electricidad y el Comité Nacional de Despacho de Carga.

Contribuyendo con el cambio de matriz energética, se ha previsto la realización de proyectos con energías alternativas, tales como: la central eólica piloto de Qollpana (3 MW) ubicada en el departamento de Cochabamba, generación con biomasa utilizando bagazo en el ingenio azucarero de San Buenaventura (10 MW inyección al SIN) en el departamento de La Paz, el proyecto de Laguna Colorada (100 MW en dos fases) que utilizará energía geotérmica en el departamento de Potosí y el aprovechamiento del potencial eólico mediante el desarrollo de parques de generación eólica (50 MW) en los departamentos de Cochabamba y Santa Cruz, así como la generación con fuente solar en el altiplano boliviano (20 MW). La generación con energías alternativas incorporará al SIN una potencia de 183 MW.

Cuadro 25
Proyectos de Generación con Energías Alternativas

PROYECTO	LOCALIZACIÓN	TECNOLOGÍA	POTENCIA (MW)
Qollpana	Pocona - Cochabamba	Eólica	3
Parque Eólico*	Santa Cruz y Cochabamba	Eólica	50
San Buenaventura	San Buenaventura- La Paz	Biomasa	10
Laguna Colorada Fase I y II	Laguna Colorada - Potosí	Geotérmica	100
Parque Fotovoltaico**	Cobija - Pando	Fotovoltaica	-
Parque Fotovoltaico*	La Paz - Oruro	Fotovoltaica	20
Total			**183**

* Proyecto potencial
** Parque Fotovoltaico de 5MWp a ser instalado en el Sistema Norte Amazónico con la finalidad de desplazar parte del diesel subvencionado para la generación eléctrica.
Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos de la Empresa Nacional de Electricidad y el Comité Nacional de Despacho de Carga.

Para mejorar la seguridad energética del SIN y cubrir la demanda de energía en el período seco, se prevé la realización de proyectos térmicos en el área Central, Oriental y Sur del país con la posibilidad de implementar proyectos de ciclo combinado en función de las condiciones técnicas y económicas de las centrales térmicas. Estos proyectos representan inversiones menores y tiempos de ejecución más cortos, comparado con proyectos hidroeléctricos.

Cuadro 26
Proyectos de generación termoeléctrica

PROYECTO	LOCALIZACIÓN	TECNOLOGÍA	POTENCIA* (MW)
Unidad Térmica EL Alto ALT02**	El Alto – La Paz	Térmica a Gas	32
Unidad Térmica Bulo Bulo - BUL03	Entre Ríos - Cochabamba	Térmica a Gas	48
Termoeléctrica del Sur	Chaco - Tarija	Térmica a Gas	168
Termoeléctrica de Warnes	Warnes - Santa Cruz	Térmica a Gas	200
Termoeléctricas en el Área Oriental	Área Oriental	Térmica a Gas	488
Termoeléctricas en el Área Central	Área Central	Térmica a Gas	89
Termoeléctrica en el Área Sur	Área Sur	Térmica a Gas	83
Total			**1.108**

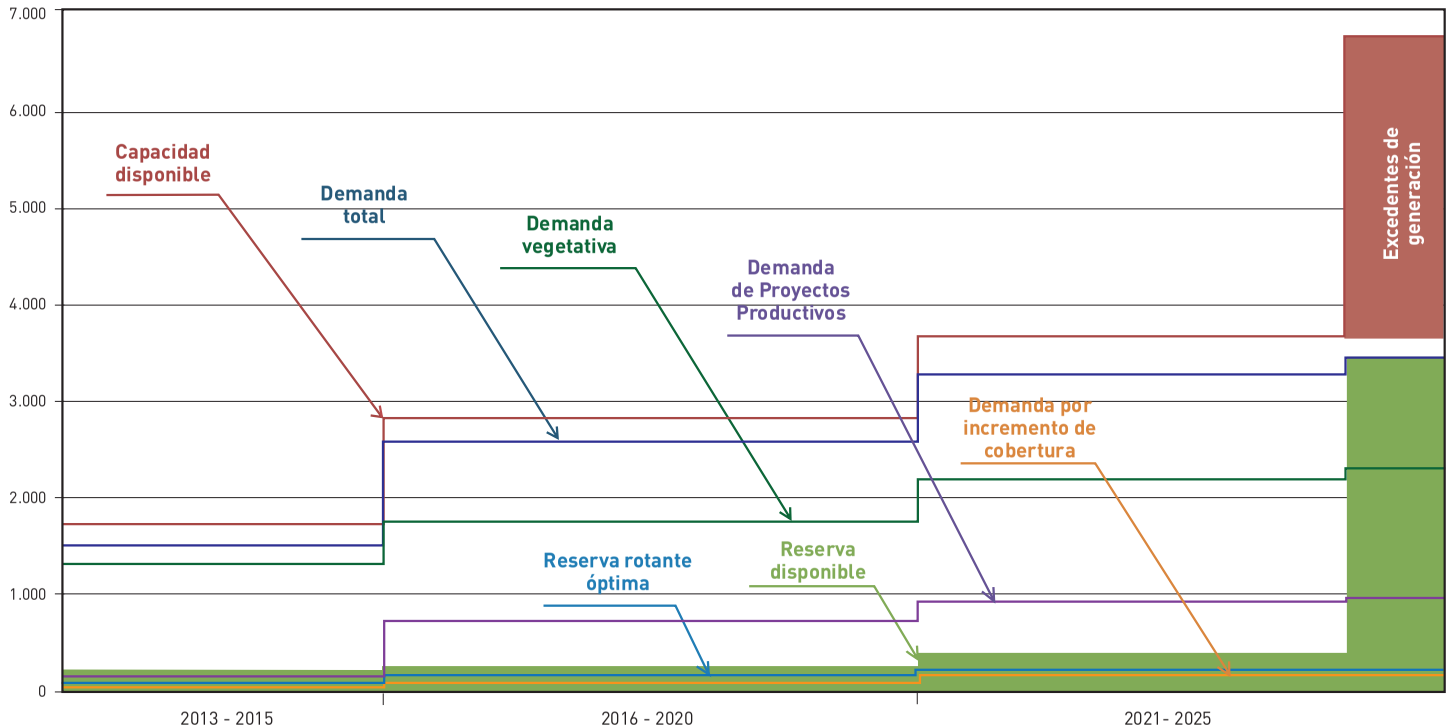
*La capacidad de las unidades térmicas corresponde a la temperatura media anual.
**Ingresó en operación en marzo de 2013.
Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

5.2. Balance de oferta-demanda

En el gráfico 18, la capacidad disponible de generación y la demanda corresponden al último año de cada periodo quinquenal, excepto en el último periodo en el que la generación y la demanda corresponden al año 2024. Asimismo, se observa que la demanda de los proyectos productivos se incrementará sustancialmente hasta el 2025 y que la capacidad disponible es superior a la demanda total en todos los periodos, garantizando una reserva mayor a la óptima en el sistema.

A partir del año 2025, se prevé un incremento significativo de la capacidad disponible con el ingreso de los megaproyectos hidroeléctricos cuyos excedentes de generación podrán ser destinados a la exportación.

Gráfico 18
Balance oferta y demanda quinquenal - (MW)



Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

5.3. Requerimiento de infraestructura en transmisión

La infraestructura de transmisión tendrá una importante expansión en el corto, mediano y largo plazo para satisfacer, de forma confiable y segura, el crecimiento sostenido de la demanda, la incorporación de muchos proyectos productivos, la interconexión de sistemas aislados, la ampliación de la cobertura en el país y la conexión de centrales de generación hidroeléctrica y térmica al sistema.

Los proyectos de transmisión para el corto plazo se determinan en base a un diagnóstico de la infraestructura eléctrica existente y condiciones operativas del sistema; para lo que se prevé la construcción de líneas de transmisión y subestaciones de potencia necesarias en todas las áreas del SIN, en el marco de los pilares establecidos en la Agenda Patriótica al 2025.

Para la definición de los proyectos de generación y transmisión se aplicó el criterio n-1 de confiabilidad con objeto de que el sistema sea suficientemente robusto para soportar una falla o indisponibilidad de uno de sus componentes y que la operación del sistema permanezca dentro de los límites de calidad y confiabilidad definidos en las Condiciones de Desempeño Mínimo (CDM) del SIN.

De acuerdo a lo señalado, las principales obras de transmisión que serán implementadas en cada área son las siguientes:

En el área Sur, que abarca a los departamentos de Potosí, Chuquisaca y Tarija, se reforzará el sistema de transmisión para atender la demanda de la zona y las nuevas demandas productivas a incorporar (Complejo Metalúrgico Karachipampa, Planta Industrial Pulacayo, Minera Mallku Khota, fábrica de Cemento en Quiburi y la Minería en Tupiza-Villazón). Asimismo, con el ingreso del Proyecto Litio, la demanda alimentada desde la línea Punutuma – San Cristóbal se incrementa hasta 115 MW; por lo que, para brindarle mayor confiabilidad se completará la interconexión con Tarija. Asimismo, se conectará el Chaco con el área Oriental para posibilitar importantes intercambios energéticos.

En el área Central, que abarca los departamentos de Cochabamba y Oruro, se reforzará el sistema de transmisión en 230 kV entre Carrasco,

Santivañez y Vinto y entre las centrales Corani-Santa Isabel y la ciudad de Cochabamba. Para el suministro a la Empresa Minera Huanuni será construida una línea de transmisión en 115 kV y subestaciones correspondientes.

En el área Norte, con el propósito de asegurar la confiabilidad y calidad de suministro a los departamentos de La Paz y Beni, serán construidas la segunda línea de transmisión en 230 kV entre Cochabamba y La Paz y una línea de interconexión entre Cochabamba y el Beni.

Hasta el año 2025, se ha planificado la incorporación de 7.236 km de líneas de transmisión, de las cuales un resumen de las principales se presenta en el siguiente cuadro:

Cuadro 27
Proyectos de transmisión

EQUIPO	PROYECTO	TENSIÓN (kV)	LONGITUD (km)
LT	Tarija - Punutuma*	230	252
LT	Tarija - Chaco (Doble Terna)	230	146
LT	Sucre - Karachipampa - Potosí	115	114
LT	Santivañez – La Cumbre	230	275
LT	Yucumo - San Buenaventura	115	120
LT	Chimoré – Trinidad	230	340
LT	Tarija – Villazón	230	118
LT	Villazón - San Cristóbal	230	205
LT	Santivañez - Vinto (segunda línea)	230	124
LT	Mutún-Cotoca	230	616
LT	Aiquile-Vinto (doble terna)	230	212
LT	Punutuma - Las Carreras (segundo circuito)	230	181
LT	Potosí – Punutuma	230	80

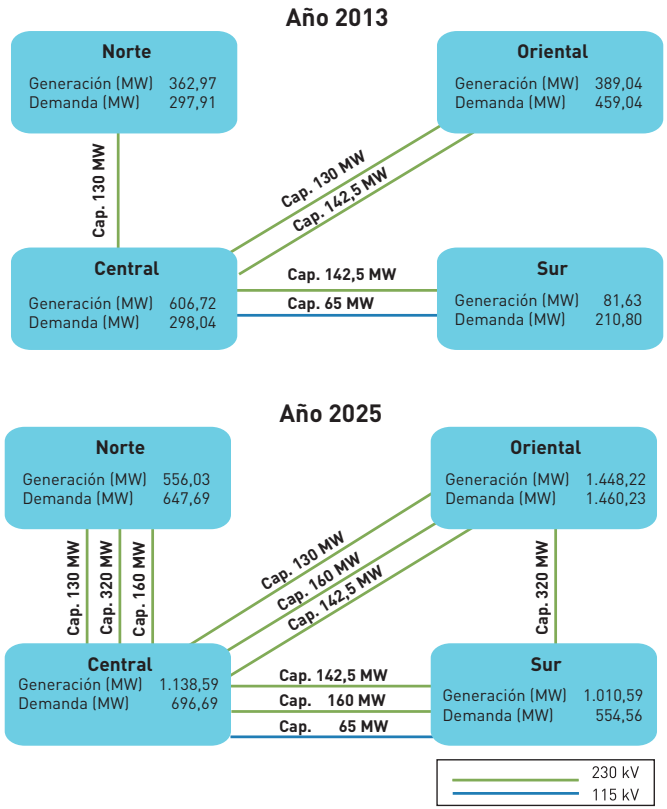
*Ingresó en operación en noviembre de 2013.
Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

5.4. Confiabilidad de la infraestructura eléctrica

Acorde a los pilares de la Agenda Patriótica, la expansión de la infraestructura eléctrica al 2025 se realiza aplicando criterios de confiabilidad, la cual es expresada, a su vez, en términos de suficiencia y seguridad de los sistemas de generación y transmisión del SIN.

En las siguientes figuras se presentan los diagramas simplificados con la generación y demanda por áreas y sus correspondientes líneas de interconexión para los años 2013 y 2025.

Gráfico 19
Suficiencia por áreas del Sistema Interconectado Nacional



* La capacidad termoeléctrica en generación del balance de potencia corresponde a la temperatura máxima probable en la hora de punta.

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

Para el 2013 se observa un solo vínculo de conexión en 230 kV entre las áreas Central – Norte y Central – Sur, mejorando al 2025 la suficiencia de la generación y transmisión del sistema, donde las áreas no serán afectadas ante indisponibilidad de alguna de las líneas de interconexión.

5.5. Proyectos de interconexión de sistemas aislados

Para la interconexión de los Sistemas Aislados se prevé la construcción de líneas de transmisión en alta tensión y subestaciones, para ampliar el alcance de la cobertura, desde donde se ampliarán redes en media tensión para el suministro de comunidades próximas.

Se proyecta la conexión de los siguientes Sistemas Aislados: Norte Amazónico, Ituba, Yacuma, Iténez al área Norte; San Ignacio, Misiones, San Matías, Germán Busch, Chiquitos, Charagua, Valles Cruceños y Cordillera al área Oriental; Monteagudo, Chaco, Entre Ríos, Tarija y Bermejo al área Sur.

Sin embargo, en el periodo en que el sistema Norte Amazónico (Cobija, Riberalta y Guayaramerín), continúe aislado, es necesario analizar la incorporación de fuentes de energías no convencionales según el potencial de cada región, a objeto de reducir el consumo de gas oíl subvencionado. En el caso de Riberalta, se cuenta con potencial para generación con biomasa (cáscara de castaña), por ser la actividad productiva principal de la región.

5.6. Proyecto de transmisión-Tren Eléctrico

Para el proyecto del Tren Eléctrico Interoceánico, que parte del Mutún (frontera con Brasil) y llega a Desaguadero (frontera con Perú) con una longitud aproximada de 1.500 km, se prevé la implementación de un sistema de alimentación primaria de líneas de transmisión en 230 kV, que por confiabilidad estarán conectadas a las principales subestaciones del Sistema Interconectado Nacional.

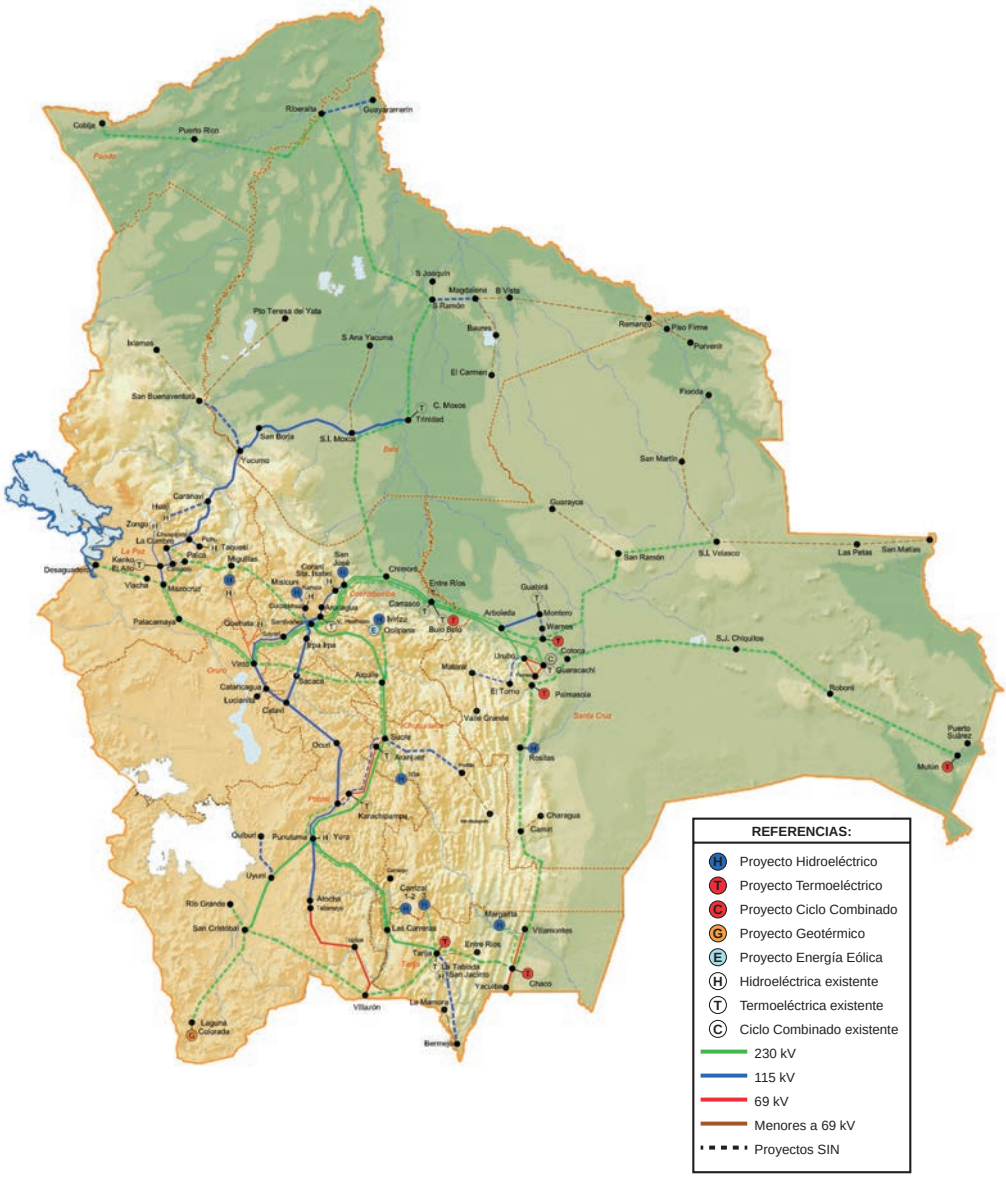
5.7. Proyectos de transmisión en extra alta tensión

Para el transporte de la generación de las grandes centrales hidroeléctricas Cachuela Esperanza, Complejo Hidroeléctrico del

Río Grande y El Bala se requiere un sistema de transmisión en extra alta tensión de 500 kV, debido a la magnitud de potencia que debe ser transferida desde cada una de ellas. La tecnología de estas instalaciones requiere de estudios especializados para su diseño, implementación y operación.

La exportación de los excedentes de generación hacia los países vecinos mediante la red en extra alta tensión, será analizada considerando la ubicación de la demanda y las líneas de transmisión asociadas.

Mapa 6
Proyección del Sistema Interconectado Nacional - 2025



Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

6. GENERACIÓN DE EXCEDENTES – EXPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Latinoamérica dispone de abundante variedad de recursos energéticos con bajos costos de oportunidad, que pueden abastecer a los mercados potenciales tanto dentro como fuera de la región, en este contexto la integración energética latinoamericana contribuirá a la optimización de la matriz energética, la utilización eficiente de los recursos energéticos y la complementariedad entre los países, permitiendo una mejor inserción regional en el contexto internacional. Sin embargo, existen grandes obstáculos que vencer, como la falta de infraestructura, la diferencia entre los modelos de los mercados energéticos y los escasos recursos financieros disponibles y otros.

A pesar de estos obstáculos, en los últimos años se lograron concretar varias incitativas de integración, que fueron impulsadas principalmente por un entorno político y económico regional favorable y los beneficios de la ejecución de cada proyecto. De igual manera se lograron grandes avances en los aspectos regulatorios y de operación de los mercados, donde los Estados tuvieron un rol protagónico.

6.1. Procesos de integración regional en el sector eléctrico y sus implicancias en Bolivia

Durante los últimos años, el proceso de integración regional en el sector eléctrico ha adquirido mayor relevancia, siendo vital para el crecimiento y desarrollo integral de los países, en base a criterios de revalorización de los recursos naturales y gestión de producción altamente planificada. Este enfoque es compatible con la concepción que el Estado boliviano ha establecido para sus recursos energéticos, en el marco de su carácter estratégico para el desarrollo.

La participación de Bolivia en el contexto internacional ha replanteado los viejos paradigmas de la integración, que la consideraban como un fin en sí misma y no como instrumento para alcanzar objetivos

comunes; hoy en día se formulan nuevos modelos, basados en la complementariedad para beneficio de los pueblos, que asuman los grandes desafíos asociados a la seguridad del suministro y la optimización de la matriz energética, para encontrar un balance adecuado en el uso racional de los recursos naturales.

Sin embargo, en una primera instancia, la integración se caracterizó por la maximización de las utilidades de empresas privadas sin reinversión en sus localidades, así como una desvinculación estatal y predominancia del mercado, siendo contrario a la primacía de la soberanía nacional.

Una experiencia de este periodo se vio reflejada en el marco del Mercosur, donde inicialmente, se generó un impulso a la integración energética con trabajo conjunto y especializado para encarar propuestas comunes en materia de interconexión eléctrica, biocombustibles, intercambios gasíferos y otros; pero debido a los distintos procesos privatizadores ocurridos en la región en la década de los 90, que relegaron al Estado, no pudieron producirse los resultados integradores con la celeridad esperada.

Así también se tiene la experiencia de la Comunidad Andina y la Decisión 536 que adoptó el "Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad", la cual propuso un modelo de mercado por medio de contratos de suministro entre agentes y transacciones de corto plazo entre los mercados sobre la base de despachos económicos coordinados; sin embargo, este modelo no respondió a las realidades de los países de la región, por lo cual se suspendió su aplicación, derivando en las Decisiones 720, 757 y 789. Considerando estos cambios, hoy en día se presenta otro espacio de integración denominado Sistema de Integración Eléctrica Andina (SINEA), como un apoyo al proceso de integración eléctrica regional andina, en un marco de seguridad jurídica, complementariedad en el uso de recursos y beneficio económico para las partes involucradas, cuyos antecedentes se remontan en las Declaraciones de Galápagos (2011), Lima (2011), Bogotá (2011) y Santiago (2012). Este trabajo viene coordinando de la manera más cercana posible con otras iniciativas similares en la región, especialmente con el trabajo efectuado en el marco de la Comunidad Andina (CAN).

Asimismo, se están configurando nuevos esquemas de integración tras la búsqueda de un equilibrio entre la participación pública y privada, con una importante presencia del Estado en la planificación y fijación de políticas energéticas, construidas sobre la base del respeto por los intereses y posturas ideológicas de cada país.

Entre otros mecanismos de integración, se encuentran el Acuerdo Energético del ALBA (2007) y el Tratado Energético del ALBA (2007), ambos ratificados por Leyes del Estado Plurinacional de Bolivia N°285 y N°286, respectivamente, ambas de fecha 19 de septiembre de 2012. El primero atiende la cooperación de Venezuela para suministrar GLP a Bolivia y el segundo tiene por objeto garantizar la diversificación de la matriz energética. De la misma manera, la Alianza Bolivariana para los Pueblos de Nuestra América - Tratado de Comercio de los Pueblos (ALBA-TCP) es la alianza política y estratégica para unir las capacidades y fortalezas de los países que la integran. El Acuerdo Energético del ALBA ha sido un aporte ejemplar para el mundo al garantizar el balance de la matriz energética existente en cada país, con criterios de uso racional de la energía, búsqueda del máximo ahorro, eficiencia energética y desarrollo de fuentes de energías alternativas.

Otros avances se reflejan en la creación de la Comunidad Sudamericana de Naciones (CSN) de 2004, derivada posteriormente en la Unión de Naciones Suramericanas (UNASUR) de 2008, que mediante la Declaración de Margarita creó el Consejo Energético de Suramérica, para presentar una propuesta de lineamientos de la Estrategia Energética Suramericana. Así también resalta la creación de la Comunidad de Estados Latinoamericanos y Caribeños (CELAC) de 2011, que vislumbra ser el nuevo espacio regional propio que una a todos los Estados para avanzar en el proceso de integración política, económica, social y cultural, logrando el equilibrio entre la unidad y la diversidad.

Por otra parte, el año 2010 la Comisión de Integración Energética Regional (CIER) ha desarrollado el estudio de integración energética denominado Proyecto CIER 15, a fin de mostrar la posibilidad de plantear esquemas de interconexión que respeten las políticas propias de cada país, que no requieren armonizaciones regulatorias profundas en los mercados internos y que maximicen los beneficios para los

consumidores de los países de América Latina, teniendo en cuenta las realidades del entorno político, económico, riesgos asociados, desarrollos diversos de los mercados y la diversidad del potencial energético de la región.

Hoy en día, los países han asimilado todas las experiencias globales, ampliando el alcance, mecanismo y compromiso de trabajo que conlleve a la integración regional, con una trascendencia de la esfera meramente comercial, para dar paso a una visión más integral, que abarca una complementariedad entre las esferas políticas, económicas, sociales, culturales, medioambientales y de infraestructura física.

En este sentido, el Estado Plurinacional de Bolivia trabaja aportando esta nueva visión, con una planificación altamente eficiente, para pasar de la exportación de mercados eléctricos a intercambios de energía complementarios entre los países y de proyectos dedicados a la producción de excedentes para la exportación. Asimismo, se han priorizado instrumentos para alcanzar estos propósitos, tanto en lo multilateral como en lo bilateral; así también se enfocan los emprendimientos de generación eléctrica binacional, a partir de una fuente común y otras negociaciones, como intercambios de energía en zonas fronterizas tendientes a un balance energético, promoviendo de esta forma la complementariedad mutua.

La estratégica posición de Bolivia en el centro geográfico de Sudamérica y su riqueza de recursos naturales generadores de energía eléctrica, potencializan a nuestro país como dinamizador del desarrollo económico y social de la región, más aun considerando los principios de complementariedad con soberanía, para encaminar proyectos de gran envergadura con objetivos y beneficios comunes.

Por lo tanto, se encara el rol protagónico del Estado en el contexto internacional, garantizando una diversificación económica productiva para las futuras generaciones a partir de la exportación de excedentes, permitiendo optimizar el recurso energético en la región, promover la protección contra la volatilidad de los precios, reducir las pérdidas de transmisión y comercializar mejor sus recursos energéticos con criterios de beneficio integral, reflejando el compromiso del gobierno

con todas y todos los bolivianos y demostrando que a partir de una planificación adecuada, es posible mejorar la calidad de vida de toda la población en el presente y el futuro.

6.2. Panorama regional sobre intercambios de energía eléctrica

Sudamérica es una región autosuficiente en insumos energéticos, con importantes reservas de petróleo, gas natural y recursos hídricos; asimismo, el potencial de generación de biomasa como fuente energética se muestra promisorio. En este sentido, existe complementariedad de insumos energéticos entre los países de la región para la integración energética, lo cual posibilita la construcción de líneas de transmisión, centrales hidroeléctricas y gasoductos.

El predominio de la hidroelectricidad en América Latina facilita la inserción de otras fuentes renovables, en virtud a que los embalses de las plantas hidroeléctricas funcionan como "almacenes energéticos", que pueden absorber las fluctuaciones de la producción de las plantas eólicas, la estacionalidad de la producción de la biomasa y optimizar el uso del gas natural en la generación eléctrica. También hay una complementariedad de las fuentes: algunos países tienen mayores reservas de gas, mientras otros poseen más recursos hidroeléctricos y/o eólicos; por tanto, las posibilidades de interconexión entre naciones tienen una buena perspectiva.

En el proceso de integración se destaca la construcción de hidroeléctricas binacionales, especialmente en el Cono Sur y en los años 90, la interconexión de los mercados eléctricos en las subregiones del Mercosur y la Comunidad Andina.

América Latina ya posee un fuerte grado de integración eléctrica, desde el año 1995 hasta hoy, las interconexiones han aumentado aproximadamente diez veces, pasando de 500 MW a 5.000MW de capacidad instalada[28]. El primer tipo de integración eléctrica que se dio en América Latina fue la construcción de plantas hidroeléctricas binacionales, tales como Salto Grande (Argentina y Uruguay, 1.800

28 Pedro Mielgo, Integración energética regional y sostenibilidad, Revista Electricidad, UNESA/REE, número 36, enero 2009.

MW) en 1979; Itaipú (Paraguay y Brasil, 14.000 MW) en 1984; y Yacyretá (Paraguay y Argentina, 1.800 MW en su primera fase) en 1998[29].

Otro estilo de integración regional ha sido la exportación de electricidad, por ejemplo, Colombia–Ecuador y Argentina–Brasil. Aunque en estas conexiones siempre se indica los flujos dominantes, las mismas permiten el envío de electricidad en dirección opuesta. Finalmente, el tercer tipo de interconexión sobre el cual se tiene experiencia en la región, ha sido el que permite compartir reservas y aprovecha la diversidad hidrológica. Un ejemplo es la interconexión de los países de América Central que se muestra en el mapa 7, que sería reforzada con la entrada en operación de las líneas del SIEPAC I en 2012[30].

Cuadro 28
Plantas hidroeléctricas binacionales

REF.	PAÍSES	DENOMINACIÓN	RÍO	CAP. INSTALADA	OBSERVACIONES
A	**Br - Py**	Itaipú	Paraná	14.000 MW	En operación
B	**Ar - Uy**	Salto Grande	Uruguay	1.890 MW	En operación
C	**Ar - Py**	Yacyretá	Paraná	3.200 MW	En operación
D	**Ar - Br**	Garabí	Uruguay	1.500 MW	En estudio
E	**Ar - Py**	Corpus	Paraná	3.400 MW	En estudio

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del documento "Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER-2011".

En América Latina y el Caribe la generación y el consumo de electricidad el año 2011 con relación al 2010, tuvo un incremento del 4,4%, siendo que la región andina tuvo un crecimiento del 6%[31].

Los intercambios de energía entre países en cuanto a la importación y exportación según datos al año 2010, se muestran en los siguientes gráficos:

29 El informe de la primera fase del Proyecto CIER 15-2011 describe en detalle el histórico de las interconexiones.

30 Nuevas oportunidades de interconexión eléctrica en América Latina-2012.

31 Informe de Estadísticas Energéticas 2012, OLADE.

Cuadro 29
Intercambios de energía entre países de la región 2010 – (GWh)

INTERCAMBIOS DE ENERGIA		EXPORTADOR								TOTAL IMPORTACIONES
		Argentina	Brasil	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	
IMPORTADOR	Argentina		1.216	-	-	8.043	-	711	-	9.970
	Brasil	-		-	-	35.406	-	-	500	35.906
	Chile	953	-	-	-	-	-	-	-	953
	Colombia	-	-		10	-	-	-	-	10
	Ecuador	-	-	798		-	112	-	-	910
	Uruguay	355	42	-	-	-	-		-	397
TOTAL EXPORTACIONES		1.308	1.258	798	10	43.449	112	711	500	48.146

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del documento "Síntesis informativa energética de los países de la CIER 2011".

Mapa 7
Interconexiones eléctricas en América Latina

CENTROAMÉRICA
1 Guatemala Este-Aguachapán
2 15 de Septiembre-Pavana
3 Los Prados-León
4 Masaya-Liberia
5 Río Claro-Progreso

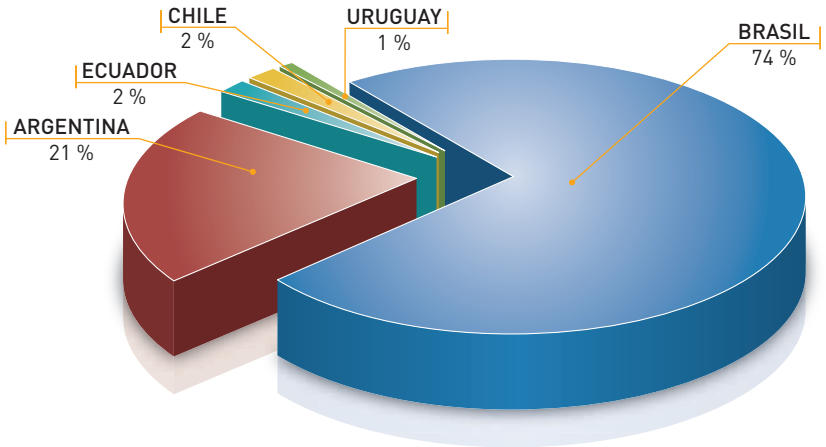
COMUNIDAD ANDINA
6 Cuestecitas-Cuatricentenario
7 Zulia-La Fría
8 Cúcuta-San Antonio del Táchira
9 Santa Mateo-El Corozo
10 Eléctrica Pasto-Quito
11 Ipiales-Tulcán
12 Arauca-Guasdualito
13 Santa Elena-Boa Vista
14 Eléctrica Ecuador-Perú

CONO SUR
15 Vallemí-Puerto Murtinho
16 Pedro Caballero-Ponta Pora
17 Paso de Sico-Atacama
18 Clorinda-Guarambaré
19 Acaray-Foz de Iguazú
20 Itaipú
21 El Dorado-Mariscal López
22 Posadas-Encarnación
23 Yacyretá
24 Rincón de Santa María-Itá
25 Paso de los Libres-Uruguaiana
26 Rivera-Livramento
27 Salto Grande
28 Concepción del Uruguay-Paysandú
29 San Carlos-Presidente Médici

Fuente: CAF – "Nuevas oportunidades de interconexión eléctrica en América Latina 2012".

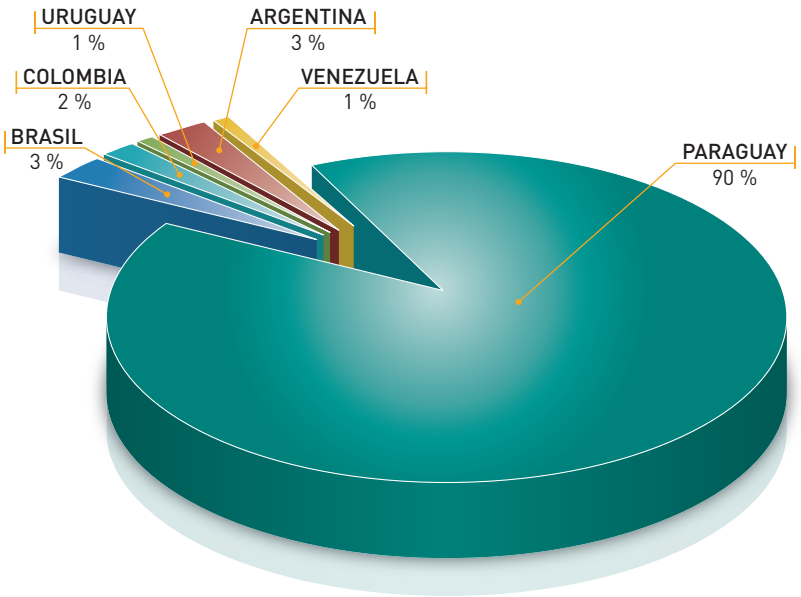
A nivel Sudamérica según el siguiente gráfico los países que importan energía eléctrica son: Brasil, Argentina, Ecuador, Chile y Uruguay, por lo que nuestros excedentes de energía al 2025 tendrían un mercado seguro para el abastecimiento de los países vecinos, contribuyendo a la seguridad energética regional.

Gráfico 20
Participación por país en la importación de energía eléctrica en América del Sur (%) - 2010



Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos de la "Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER-2011".

Gráfico 21
Participación por país en la exportación de energía eléctrica en América del Sur (%) – 2010



Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos de la "Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER-2011".

La capacidad instalada de generación y demanda, así como la exportación e importación de energía eléctrica de los países vecinos, se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro 30
Capacidad instalada y demanda de países vecinos - 2011

PAÍSES	CAPACIDAD INSTALADA (MW) 2011	GENERACIÓN (GWh) 2011	DEMANDA INTERNA (GWh) 2011	EXPORTACIÓN (GWh) 2011	IMPORTACIÓN (GWh) 2011
Brasil	117.134	532.872	568.758	2.544	38.430
Perú	8.556	38.509	38.514	-	6
Ecuador	5.236	20.544	21.824	14	1.295
Colombia	14.424	64.230	62.944	1.294	8
Argentina	33.810	128.922	138.589	1.262	10.929
Chile	17.530	62.429	63.163	-	734
Paraguay	8.816	57.625	11.505	46.120	-
Uruguay	2.709	10.344	10.802	19	477

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Informe de Estadísticas Energéticas 2012 – OLADE.

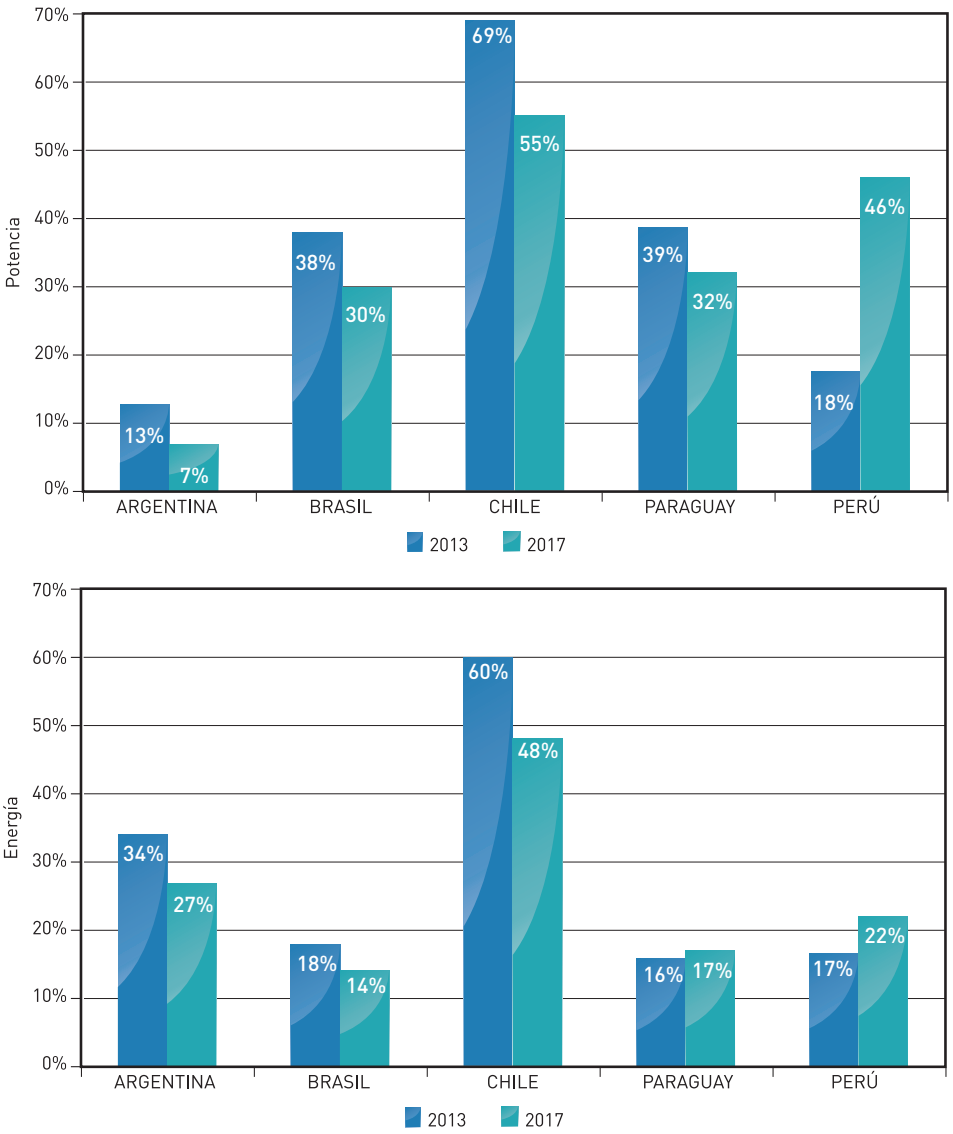
Las importaciones de electricidad el 2011 alcanzaron los 51.396 GWh, experimentando un incremento del 6,8%, Brasil tuvo un incremento del 7%, Argentina el 9,6%, Uruguay el 20,1% y Perú el 100%, respecto al 2010. Del total de importaciones, el 94% corresponde al Cono Sur, debido a las exportaciones de energía hidroeléctrica de Paraguay a sus vecinos Argentina y Brasil[32].

En cuanto a las exportaciones de electricidad, éstas aumentaron en 7% el 2011, Brasil duplicó sus exportaciones, en tanto que Argentina redujo sus exportaciones en 3,1%. A nivel regional, Paraguay es el mayor exportador de electricidad en la región y el segundo exportador a nivel mundial.

32 Informe de Estadísticas Energéticas 2012, OLADE.

A manera de comparación entre los años 2013 - 2017, en las gráficas siguientes se presenta el porcentaje de crecimiento de las reservas de potencia y energía firme de los países vecinos:

Gráfico 22
Crecimiento de potencia y energía firme de los países vecinos (%)



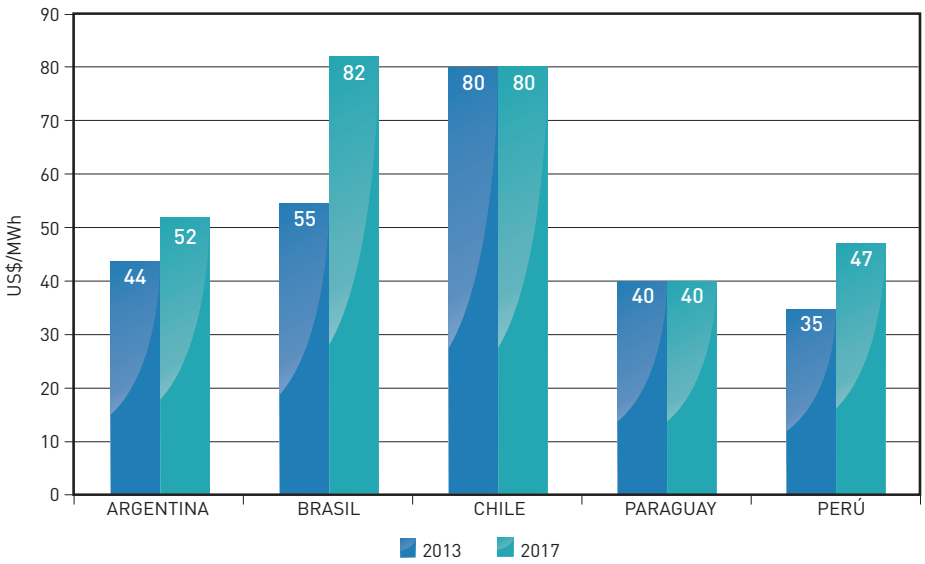
Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Proyecto CIER 15, Fase II.

Los gráficos anteriores muestran ventajas comparativas que permiten estudiar la posibilidad de generar excedentes a través de la generación eléctrica desde el punto de vista estratégico, técnico y comercial. Por ejemplo, se observa una disminución de las proyecciones de crecimiento de reserva, tanto en potencia como en energía firme, en el caso de Brasil, de acuerdo al estudio realizado por el Proyecto CIER 15, incluye la planta binacional Itaipú y la compra de energía del proyecto Inambari de Perú. Caso similar es de Argentina en la que incluye la planta binacional de Yacyretá con Paraguay, estos indicadores muestran restricciones hacia el año 2017.

En los estudios de interconexión el Costo Marginal de Corto Plazo (CMCP) a costos económicos, señala la oportunidad para el intercambio (se exporta a partir del país con el menor CMCP) y el beneficio económico de este intercambio (diferencia de los CMCP × energía exportada en MW). En el gráfico siguiente, se muestra el promedio anual de CMCP en los países vecinos:

Gráfico 23

Proyección del Costo Marginal de corto plazo de los países vecinos



Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Proyecto CIER 15, Fase II.

De acuerdo a los lineamientos establecidos, el Estado, mediante ENDE Corporación, desarrollará estudios para proyectos de gran envergadura orientados a la exportación de electricidad, ya sea en forma individual o mediante la conformación de socios estratégicos, en el marco de tratados entre Estados.

Sin duda, el aprovechamiento planificado y sostenible de la riqueza natural que tiene Bolivia, es vital para el desarrollo de proyectos de energía eléctrica que lograrán consolidar su universalización y que además, podrán generar excedentes suficientes para la exportación, permitiendo la sostenibilidad del sector eléctrico, que en definitiva, será uno de los aportes más significativos para el desarrollo del país.

6.3. Generación de excedentes de energía eléctrica

Bolivia es un país que cuenta con inmensos recursos hídricos, tanto superficiales como subterráneos, que han sido aprovechados en una escala muy pequeña, los recursos hídricos superficiales que se originan en la cordillera de los Andes forman parte de tres grandes cuencas. Los recursos hídricos subterráneos siguen en general la configuración de las cuencas superficiales, mismas que a su vez están constituidas por 10 subcuencas, 270 ríos principales y unos 260 humedales, pequeños y medianos, y seis salares.

Las tres grandes cuencas hidrográficas son:

- Cuenca del Norte o del Amazonas: constituida principalmente, por los ríos Madre de Dios, Orthon, Abuná, Beni, Yata, Mamoré e Iténez o Guaporé, es la mayor cuenca hidrográfica del mundo, con una superficie de 7.800.000 km² y un caudal medio en la desembocadura del Atlántico de 180.000 m³/seg.; asimismo, es compartida con Brasil, Guayana, Venezuela, Colombia, Ecuador y Perú. [33]

- Cuenca Central o Lacustre (Cuenca del Altiplano): formada por los lagos Titicaca y Poopó, el río Desaguadero y grandes salares como el de Coipasa y Uyuni.

33 www.bolivia.com/geografiadebolivia/cap13.htm.

- Cuenca del Sur o del Plata: abarca los departamentos de Potosí, Oruro, Chuquisaca, Santa Cruz y Tarija, compuesta principalmente por los ríos Paraguay, Pilcomayo y Bermejo, tiene una superficie de 3.100.000 km², con un caudal medio en su desembocadura en el Mar del Plata de 22.000 m³/seg. Es compartida con Brasil, Argentina, Paraguay y Uruguay.

Del potencial hidroeléctrico nacional el 78% corresponde a las cuencas que aportan al Río Amazonas, a través del Río Madera, destacándose el Río Beni, con 40,8% y el Río Mamoré con 28,9% del potencial total del país Mientras que la Cuenca del Río de la Plata tiene un potencial hidroeléctrico estimado de 19,1%, donde el Río Pilcomayo representa el 15,3% y los Ríos Bermejo y Grande de Tarija el 1,4%. Por su parte, la Cuenca del Altiplano Boliviano tiene un potencial que representa el 2,9% del potencial nacional[34].

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 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 pre-inversión e inversión de proyectos hidroeléctricos.

El potencial hidroeléctrico de mayor concentración, según estimaciones al año 2005, representa una potencia instalable del orden de 34.000 MW[34] con los siguientes valores de energía y potencia de las cuencas más significativas:

34 BOLIVIA: ¿POTENCIA ENERGÉTICA? Presente y Futuro de los Principales Recursos Energéticos del País – 2010.

Cuadro 31
Potencial hidroeléctrico (GWh) - 2005

CUENCA	ENERGÍA (GWh/Año)
Ríos del Alto Beni	63.181
Río Grande	27.978
Río Pilcomayo	13.766
Río Madera	43.000
Total	**147.925**

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos de Bolivia - Potencia Energética-2010.

Cuadro 32
Potencial hidroeléctrico (MW) - 2005

CUENCA	POTENCIA(MW)
Río Grande	3.884
Río Pilcomayo	2.303
Río Alto Mamoré	481
Río Beni	3.785
Río Bermejo	734
Río Madera	8.700
Total	**19.887**

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos de Bolivia - Potencia Energética-2010.

Los proyectos hidroeléctricos de gran envergadura identificados con potencial de generar excedentes son:

- **Proyecto Bala:** Ubicado en el estrecho o angosto del Bala, sobre el río Beni a 16 km aguas arriba de las poblaciones de Rurrenabaque y San Buenaventura, en las provincias de Franz Tamayo (La Paz) y Gral. Ballivián (Beni).

  El Proyecto Angosto del Bala es de carácter multipropósito, generando 1.680 MW de energía eléctrica para el mercado

nacional y para la exportación, control de crecidas en beneficio de la protección y recuperación de tierras de cultivo aguas abajo y el mejoramiento de las condiciones de navegabilidad del río Beni desde Rurrenabaque hasta su desembocadura sobre el río Madre de Dios en Riberalta.

- **Proyecto Cachuela Esperanza:** Este Proyecto, se encuentra situado en la llanura amazónica boliviana en el noreste del territorio nacional, en la frontera entre los departamentos de Beni y Pando, Provincias Vaca Diez y Federico Román, respectivamente.

  El potencial hidroeléctrico del río Beni, que nace a una altitud de más de 5.000 m.s.n.m. y desemboca en el río Mamoré a 130 m.s.n.m., es del orden de 70.000 GWh/año y está concentrado principalmente en la cuenca superior. En el curso inferior del río Beni entre Riberalta y Villa Bella, se halla el tramo de mayor concentración del potencial hidroenergético de la llanura, donde se proyecta instalar centrales de baja caída que alberguen en total 18 turbinas de 50MW cada una, lo que representa una potencia instalable de 990 MW (5.700 GWh/año).

- **Proyecto Complejo Hidroeléctrico Río Grande:** Ubicado en el río Grande, límite entre los departamentos de Cochabamba, Chuquisaca y Santa Cruz. Este proyecto está compuesto por las siguientes centrales: Jatun Pampa, Seripona, Cañahuecal, Las Juntas, Ocampo, Peña Blanca, La Pesca y Pirapó, centrales dispuestas en cascada y que representan un potencial instalable de 2.882 MW.

Es necesario precisar que con la ejecución de uno de los megaproyectos mencionados, el país podría contar con la generación de excedentes suficientes para la exportación.

En el mapa 8 se muestra la ubicación de los proyectos potenciales de la cuenca del río Amazonas:

Para determinar los excedentes de generación de los proyectos hidroeléctricos de gran envergadura, se han realizado simulaciones de cada uno de ellos en base a información disponible para los siguientes escenarios:

1. Cachuela Esperanza y Complejo Río Grande (3.872 MW)
2. Cachuela Esperanza y El Bala (2.670 MW)
3. Cachuela Esperanza, El Bala y Complejo Río Grande (Jatun Pampa y Seripona) (3.220 MW)
4. Complejo Río Grande (2.882 MW)

Mediante simulación se determinó la energía que podría ser aprovechada por el sistema desplazando generación térmica, excepto aquella necesaria por restricciones de transmisión. Por diferencia se determinó los excedentes de energía mensual para los proyectos de gran envergadura. La generación térmica desplazada también se constituye en excedentes que pueden ser destinados a la exportación.

El resultado de la simulación es un despacho económico que toma en cuenta todo el parque generador existente (termoeléctrico e hidroeléctrico) y los nuevos proyectos de gran envergadura, estos últimos desplazan a casi todo el parque termoeléctrico y una pequeña parte del parque hidroeléctrico existente. Es importante señalar que los cuatro escenarios cuentan con la reserva rotante requerida, establecida en la normativa vigente y una reserva por indisponibilidad. Los excedentes de energía y potencia producto de la simulación se muestran en los gráficos 24 y 25.

6.3.1. Escenario I: Cachuela Esperanza y Complejo Hidroeléctrico Río Grande

Los excedentes de la generación hidroeléctrica tienen una fuerte variación durante el año, debido a la estacionalidad del período seco y lluvioso, mientras que los excedentes de generación termoeléctrica varían principalmente con el número de días de cada mes. El valor máximo de energía alcanza a 2.503 GWh en el mes de enero y el mínimo a 1.434 GWh en el mes de septiembre, resultado de la suma de excedentes de generación hidroeléctrica y termoeléctrica. La energía anual excedente es de 23.070 GWh.

En el caso de la potencia media, se tiene un excedente con un valor máximo de 3.364 MW en el mes de enero (período lluvioso) que

corresponde a 1.399 MW de potencia termoeléctrica y 1.965 MW de potencia hidroeléctrica. En el período seco esta generación alcanza a 1.992 MW, resultado de la suma de 1.363 MW de potencia termoeléctrica y 629 MW de potencia hidroeléctrica.

6.3.2. Escenario II: Cachuela Esperanza y El Bala

De manera similar al caso anterior, el valor máximo de excedentes es igual a 2.167 GWh, en el mes de enero y el mínimo de 1.458 GWh en el mes de septiembre, resultado de la suma de excedentes de generación hidroeléctrica y termoeléctrica. La generación promedio anual es de 22.007 GWh. Los excedentes en el período seco son similares, debido al alto factor de planta del proyecto El Bala, a pesar de tener menor potencia respecto al Escenario I.

Para la potencia media, se tiene un excedente máximo de 2.947 MW en el mes de febrero que corresponde a 1.403 MW de potencia termoeléctrica y 1.544 MW de potencia hidroeléctrica. En el período seco esta generación alcanza a 2.026 MW, resultado de la suma de 1.382 MW de potencia termoeléctrica y 644 MW de potencia hidroeléctrica.

6.3.3. Escenario III: Cachuela Esperanza - El Bala – Jatun Pampa y Seripona (Complejo Río Grande)

En la simulación del tercer escenario se consideraron los siguientes proyectos: Cachuela Esperanza, El Bala, además de los proyectos Jatun Pampa (130 MW) y Seripona (420 MW) que forman parte del Complejo Hidroeléctrico del Río Grande; haciendo un total de 3.220 MW. Para este escenario el valor máximo de energía alcanza a 2.492 GWh, en el mes de enero y el mínimo a 1.579 GWh en el mes de septiembre. La generación promedio anual de excedentes es igual a 24.547 GWh.

Para el caso de la potencia media, se tiene un excedente máximo de 3.350 MW en el mes de enero, que corresponde a 1.398 MW de disponibilidad de generación termoeléctrica y 1.952 MW de disponibilidad de generación hidroeléctrica. En el período seco esta generación alcanza a 2.193 MW, resultado de la suma de 1.384 MW de disponibilidad de generación termoeléctrica y 809 MW de disponibilidad de generación hidroeléctrica.

Mapa 8
Ubicación de Mega Proyectos

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas.

6.3.4. Escenario IV: Complejo Hidroeléctrico Río Grande

El Complejo Hidroeléctrico Río Grande comprende los siguientes proyectos: Jatun Pampa (130 MW), Seripona (420 MW), Cañahuecal (500 MW), Las Juntas (172 MW); Ocampo (320 MW), Peña Blanca (520 MW); La Pesca (740 MW) y Pirapó (80 MW).

El valor máximo de energía excedente es 1.760 GWh en el mes de marzo y el valor mínimo es de 1.069 GWh en el mes de septiembre, resultado de la suma de excedentes de generación hidroeléctrica y termoeléctrica. La energía promedio anual de excedentes es de 17.405 GWh.

La diferencia de excedentes de energía entre el periodo seco y el periodo lluvioso es proporcionalmente mayor respecto a los otros escenarios, debido al bajo factor de planta de las centrales que componen el Complejo Hidroeléctrico del Río Grande.

En el caso de la potencia media, el valor máximo de potencia excedente es de 2.463 MW en el mes de febrero (periodo lluvioso), que corresponde a 1.369 MW de disponibilidad termoeléctrica y 1.094 MW de hidroeléctrica. En el periodo seco el valor mínimo es de 1.485 MW que corresponde al mes de septiembre, resultado de la suma de 1.246 MW de disponibilidad termoeléctrica y 239 MW de hidroeléctrica.

Los excedentes de generación en todas las alternativas han sido calculados respecto a la demanda del año 2025; esto quiere decir que disminuirán gradualmente a partir del año 2026 debido al incremento de la demanda del mercado interno.

Los resultados de cada uno de los escenarios muestran que existe un gran potencial de generación hidroeléctrica que puede ser aprovechado en el abastecimiento de la demanda creciente del mercado interno, producto de la industrialización del país. Los excedentes de esta generación más la energía desplazada por los mismos, podrán ser destinados a la exportación de electricidad a países vecinos.

Cuadro 33
Resumen de excedentes de energía y potencia por escenario

ESCENARIOS	ENERGÍA (GWh/mes)		POTENCIA MEDIA (MW)	
	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo
1. Cachuela Esperanza y Complejo Hidroeléctrico Río Grande	2.503	1.434	3.364	1.992
2. Cachuela Esperanza y El Bala	2.167	1.458	2.947	2.026
3. Cachuela Esperanza - El Bala – Jatun Pampa y Seripona (Complejo Río Grande)	2.492	1.579	3.350	2.193
4. Complejo Río Grande	1.760	1.069	2.463	1.485

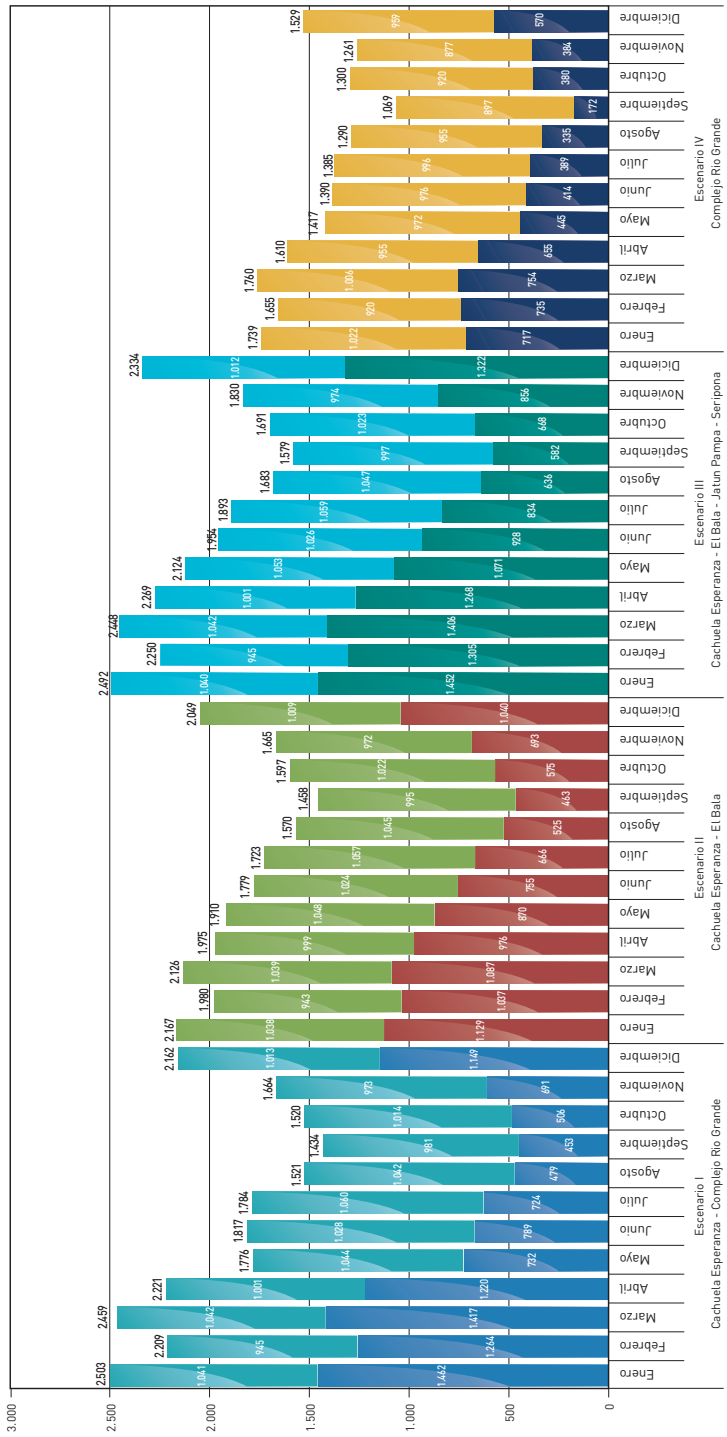
Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

La implementación de uno u otro escenario deberá considerar el análisis de la energía generada estacionalmente, costos, ubicación de los proyectos respecto al centro de carga del sistema y las potencialidades de exportación a los países vecinos. Asimismo, se deberán realizar estudios técnicos y económicos más detallados de los proyectos.

Para el transporte de estos excedentes de energía, se requiere la instalación adecuada de sistemas de transmisión de energía eléctrica, mediante la instalación de líneas de Extra Alta Tensión en 500 kV, que permitirán el transporte de la energía desde los puntos de generación hacia las zonas de demanda interna y externa del país, para garantizar un servicio eficiente que asegure calidad, confiabilidad, seguridad y economía en el suministro.

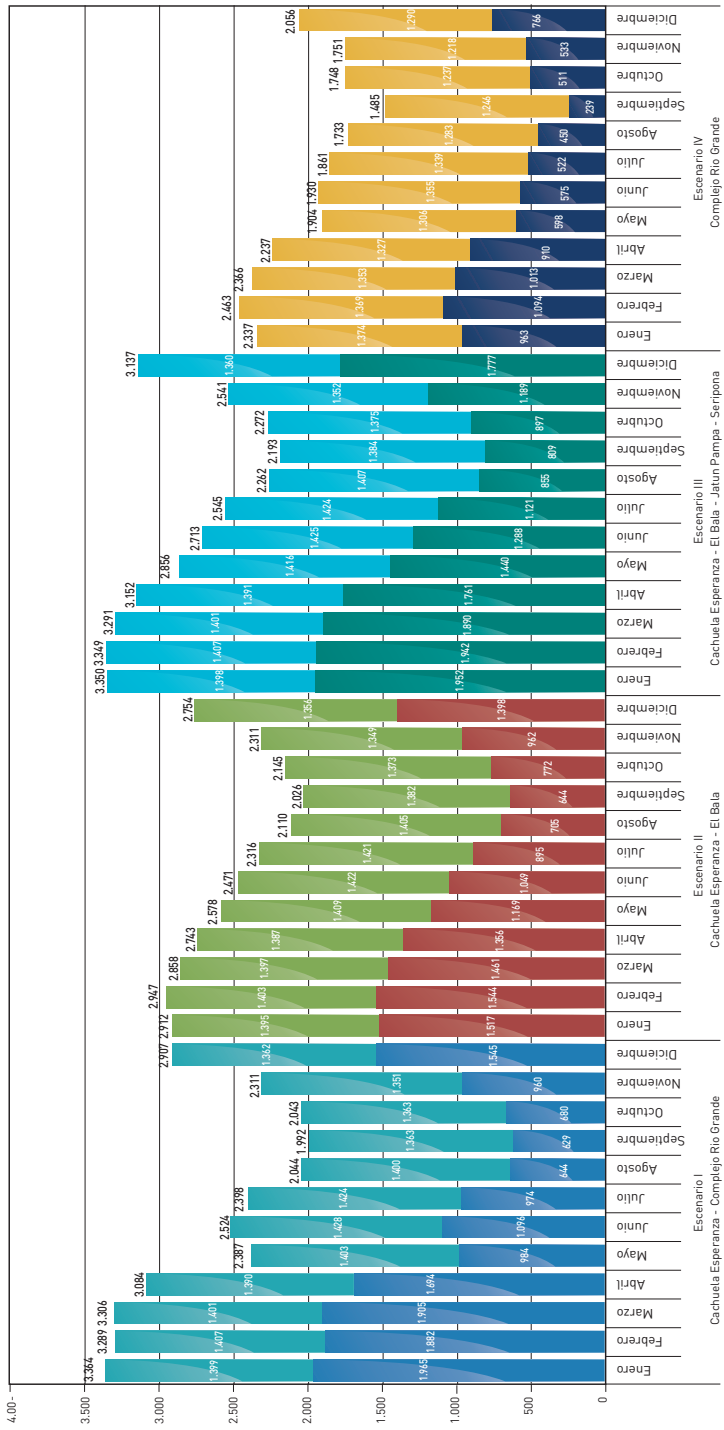
Gráfico 24

Excedentes de energía por escenario - (GWh)



Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga

Gráfico 25
Excedentes de potencia media por escenario (MW)



Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga

7. PLAN DE ACCIÓN

A partir del análisis de la situación actual del sector eléctrico, la proyección de la demanda de cobertura, de la interconexión de los Sistemas Aislados al Sistema Interconectado Nacional, de las iniciativas del sector productivo y del crecimiento vegetativo de las empresas distribuidoras y consumidores no regulados, se cuenta con una cartera de proyectos que permitirá asegurar el abastecimiento de energía en el mercado interno, con características de confiabilidad y seguridad, así como la generación de excedentes para abrir posibilidades de exportación de energía a países vecinos.

En este contexto, el presente capítulo establece los objetivos, acciones y metas que permiten una visión estratégica e integral del Plan.

7.1. Cobertura en el acceso del servicio eléctrico

En el marco del cambio de visión del Estado y en busca de un acceso universal y equitativo al servicio básico de electricidad, el gobierno nacional orienta y define acciones para buscar las opciones con tecnologías disponibles, que permitan llegar a una cobertura total en el servicio eléctrico bajo condiciones de accesibilidad y equidad. La cobertura del servicio de electricidad, representada por los hogares con electricidad, muestra un crecimiento paulatino año a año en la misma proporción del crecimiento poblacional.

OBJETIVO

Alcanzar la cobertura total del servicio básico de electricidad al año 2025, como un derecho fundamental para mejorar la calidad de vida de los hogares, integrando al servicio eléctrico a 1.484.953 hogares y 1.920 centros de salud y educación. Se estima una inversión de 1.986,0 millones de dólares.

LÍNEAS DE ACCIÓN

a. Identificar las potencialidades, requerimientos energéticos y tecnologías aplicables, en función de las características regionales.

b. Desarrollar de manera participativa con los gobiernos departamentales y municipales, los planes departamentales de electrificación, con la finalidad de dinamizar la universalización del servicio y definir metas, tecnología, presupuestos y cronograma.

c. Coadyuvar en el ejercicio pleno de las competencias de los gobiernos territoriales en materia de electrificación rural.

d. Delimitar las responsabilidades y coordinación entre las entidades normativas, técnicas y ejecutoras que encaren de manera estructural el desarrollo de infraestructura de cobertura eléctrica, fortaleciendo las capacidades institucionales tanto a nivel departamental como municipal, facilitando el desarrollo de proyectos de electrificación.

e. Establecer los parámetros técnicos constructivos mínimos para su aplicación homogénea a nivel nacional en los proyectos de electrificación, y actualizar los precios unitarios de las estructuras de electrificación rural.

f. Establecer estrategias de financiamiento para la implementación de los planes y proyectos para cumplir con el objetivo al 2025.

METAS DE COBERTURA, UNIVERSALIZACIÓN E INFRAESTRUCTURA SOCIAL

2013- 2015

Alcanzar una cobertura nacional del 88%, integrando al servicio de electricidad a 339.444 nuevos hogares, de los cuales 271.789 corresponden al área urbana y 67.655 al área rural; así mismo integrar a 695 centros de salud y educación al servicio de electricidad. La inversión estimada para alcanzar esta meta es de 295,4 millones de dólares.

2016- 2020

Alcanzar una cobertura nacional del 96%, integrando al servicio de electricidad a 596.497 nuevos hogares, de los cuales 309.979 corresponden al área urbana y 286.518 al área rural; así mismo integrar a 1.020 centros de salud y educación al servicio de electricidad. La inversión estimada para alcanzar esta meta es de 830,9 millones de dólares.

2021-2025 Año del Bicentenario

Alcanzar una cobertura nacional del 100%, integrando al servicio de electricidad a 549.012 nuevos hogares, de los cuales 339.344 corresponden al área urbana y 209.668, al área rural; así mismo integrar a 205 centros de salud y educación al servicio de electricidad. La inversión estimada para alcanzar esta meta es de 859,7 millones de dólares.

INDICADORES

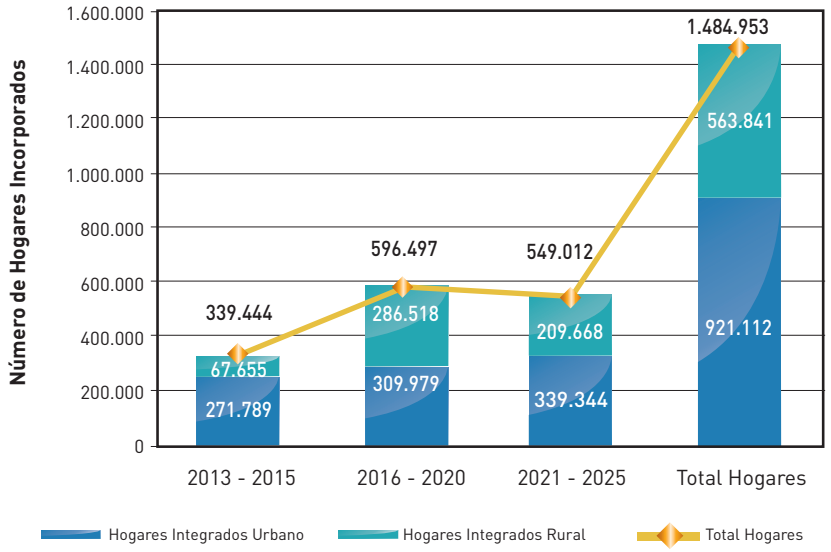
I. **Cobertura a nivel nacional.** En consideración a las metas de cobertura, a continuación se presenta la evolución del número de hogares a ser integrados al servicio eléctrico en el periodo 2013 – 2025:

Cuadro 34
Cobertura por quinquenio

PERIODO	HOGARES A SER INCORPORADOS URBANO	COBERTURA (%)	HOGARES A SER INCORPORADOS RURAL	COBERTURA (%)	N° TOTAL HOGARES INCORPORADOS BOLIVIA	COBERTURA TOTAL (%)
2013 - 2015	271.789	98	67.655	66	339.444	88
2016 - 2020	309.979	100	286.518	87	596.497	96
2021 - 2025	339.344	100	209.668	100	549.012	100
Total	**921.112**		**563.841**		**1.484.953**	

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga

Gráfico 26
Número de hogares incorporados al servicio eléctrico – Bolivia (hogares)

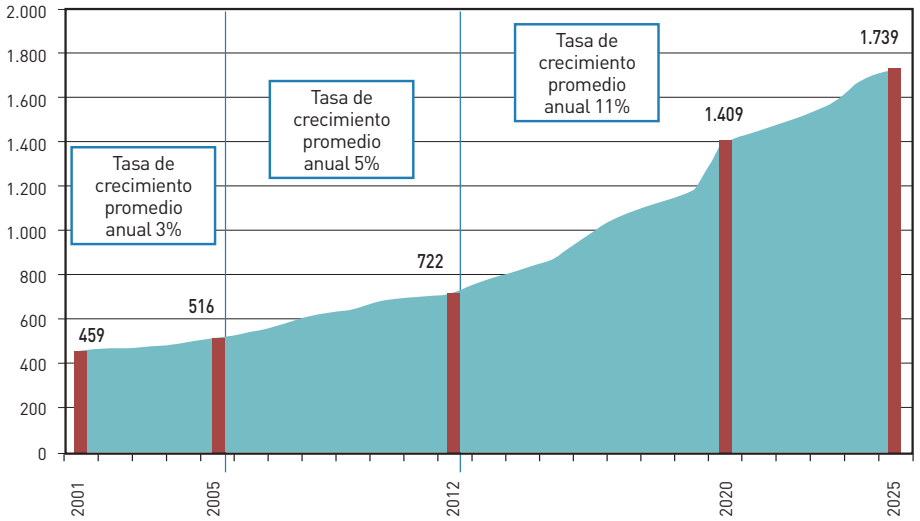


Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga con datos de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad y del Instituto Nacional de Estadística CNPV 2001 - 2012.

II. **Consumo Per Cápita**. El crecimiento del consumo per cápita a partir del año 2006 es de 5% promedio anual, reflejando el crecimiento económico y social del país.

A partir de las proyecciones de demanda de energía eléctrica tanto para hogares (residencial), como para otros sectores (industrial, minería, comercial y otros) se espera un crecimiento sostenido del consumo per cápita del 11% al 2025.

Gráfico 27
Consumo de electricidad per cápita
(kWh/año)



Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

7.2. Expansión de la infraestructura eléctrica para garantizar el suministro eléctrico.

La expansión del sector eléctrico al 2025 prevé la incorporación de proyectos de generación que garanticen la provisión para cubrir la demanda interna del servicio eléctrico, incrementado en 2,9 veces la generación en comparación al año 2012.

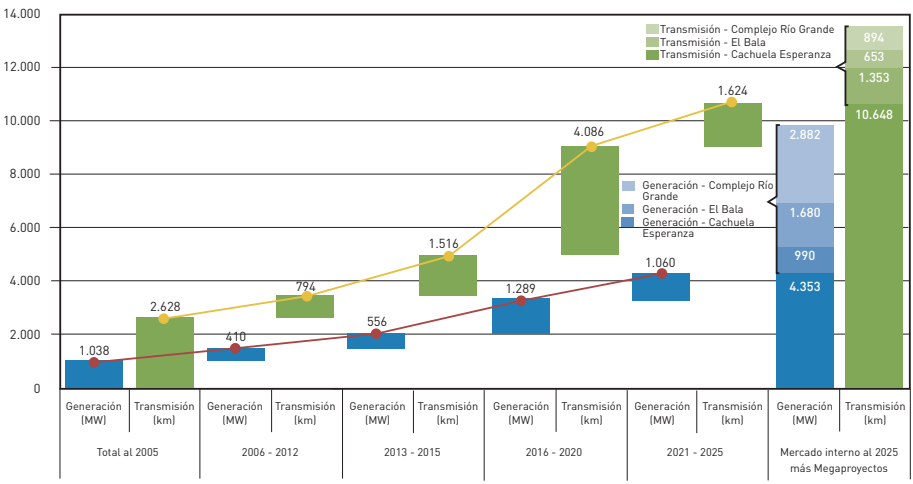
Se toman en cuenta, además, cuatro escenarios que analizan la posibilidad para la generación de excedentes, a partir de los cuales se podrá viabilizar la exportación de energía a países limítrofes.

El sistema de transmisión al 2025, se incrementará en 3 veces en líneas de transmisión del Sistema Troncal Interconectado con relación a las existentes al año 2012. También es importante mencionar, que la proyección de las líneas de extra alta tensión para la exportación de energía eléctrica, serán definidas a partir del escenario que permita de manera eficiente la generación de excedentes.

La expansión de la infraestructura eléctrica, tanto en generación como en transmisión, para los próximos quinquenios está sujeta a la ejecución de los proyectos productivos, considerados en el análisis de la demanda. Por lo tanto, es importante mencionar, que existe una relación directa entre la infraestructura eléctrica proyectada y la ejecución de los proyectos productivos, condicionando de esta manera el desarrollo de la infraestructura eléctrica prevista por el sector.

A continuación, se grafica los incrementos de los niveles máximos proyectados de generación de potencia y la incorporación de líneas de transmisión, tomando como referencia el periodo 1995- 2005.

Gráfico 28
Expansión de la infraestructura eléctrica por quinquenio



* La capacidad termoeléctrica corresponde a la temperatura media anual
Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

OBJETIVO

Satisfacer y acompañar el crecimiento de la demanda, asegurando el suministro de energía eléctrica en el corto, mediano y largo plazo con un adecuado nivel de calidad y confiabilidad. Para ello, se ha previsto alcanzar una potencia de hasta 4.353 MW al 2025 y hasta 10.648 km de líneas de transmisión; con una inversión estimada de 6.057 millones de dólares.

LÍNEAS DE ACCIÓN

a. Analizar y definir mecanismos y medidas de orden normativo y regulatorio que viabilice económicamente los proyectos de generación hidroeléctrica.

b. Establecer alianzas estratégicas para la trasferencia de tecnología que permitan el desarrollo de importantes emprendimientos de proyectos en generación y transmisión.

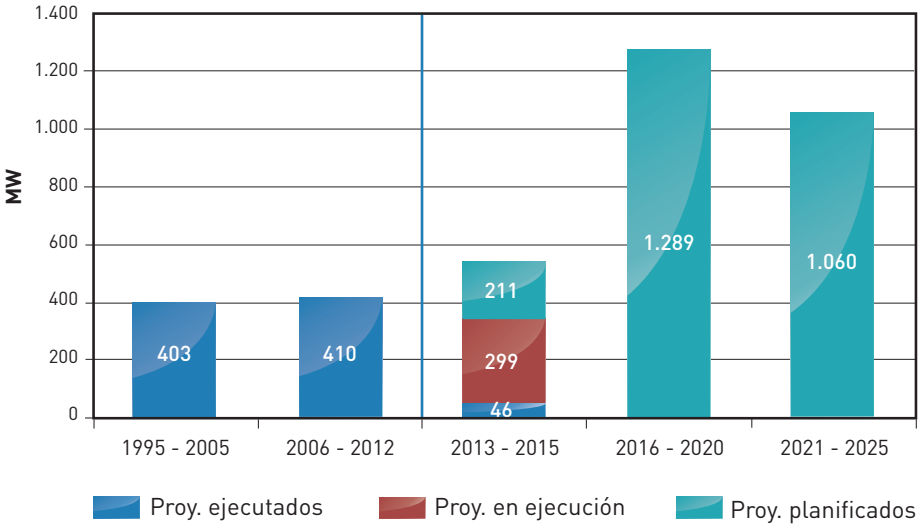
c. Configurar un sistema de transmisión que asegure el criterio de confiabilidad n-1 en el sistema eléctrico.

d. Identificar diversas fuentes de financiamiento para la ejecución de los proyectos de generación y transmisión.

METAS DE EXPANSIÓN EN GENERACIÓN

La expansión de generación de energía eléctrica en el sector eléctrico al 2025, incorpora una potencia de hasta 2.905 MW, garantizando la demanda interna de los consumidores domiciliarios, acompañando a los proyectos industriales e infraestructura del país, con una inversión total estimada de 4.703,7 millones de dólares.

Gráfico 29
Adición de la capacidad de generación por periodos (MW)



Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

2013-2015

Incorporación de hasta 556 MW, que representa el 19% del total de potencia instalada al 2025, con una inversión estimada de 419,4 millones de dólares.

2016-2020

Incorporación de hasta 1.289 MW, que representa el 44% del total de potencia instalada al 2025, con una inversión estimada de 2.130,9 millones de dólares.

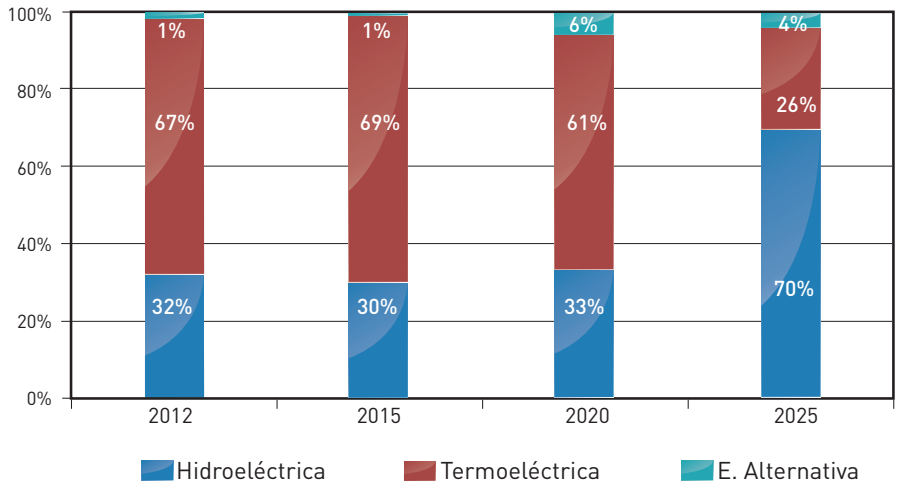
2016-2025 Año del Bicentenario

Incorporación de hasta 1.060 MW, que representa el 37% del total de potencia instalada al 2025, con una inversión estimada de 2.153,4 millones de dólares.

INDICADORES

I. **Participación de Recursos Renovables en la Generación Total**. La cartera de proyectos considerados para la oferta interna de generación al 2025 permitirá incrementar la generación de energía hidroeléctrica a 70% del total de la generación, además de la incorporación de energía alternativa que representa un 4%, orientando así la generación al aprovechamiento sustentable de los recursos energéticos del país.

Gráfico 30
Composición de la matriz energética (%)

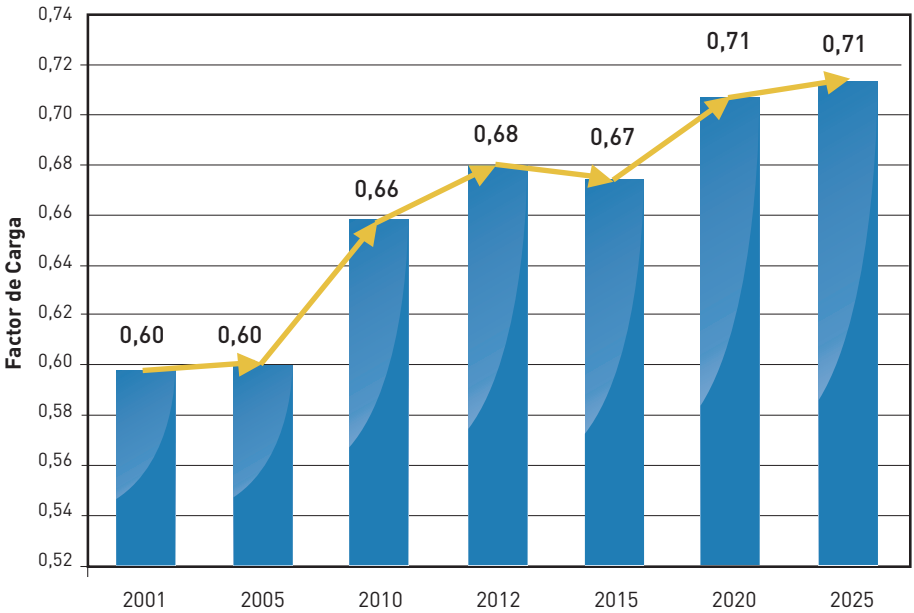


*Valores previstos a partir de la incorporación de megaproyectos para la generación de excedentes.
Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

II. **Factor de Carga**. El factor de carga muestra la forma de uso de la energía en un sistema eléctrico. Un factor de carga alto es siempre deseable ya que indica que la potencia instalada es mejor aprovechada.

La proyección de energía y de potencia al año 2025, considera un factor de carga, que se incrementa de 0,69 el año 2013, hasta un 0,71 el año 2025.

Gráfico 31
Evolución factor de carga SIN

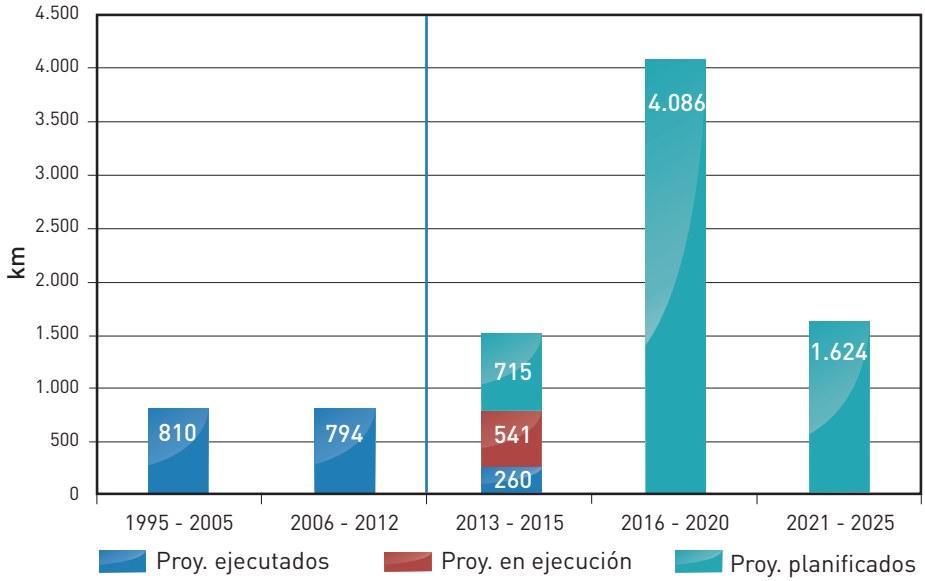


Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

METAS DE EXPANSIÓN EN TRANSMISIÓN

La expansión en líneas de transmisión al año 2025, incorpora al Sistema Interconectado Nacional hasta 7.226 km de líneas de 115 y 230 kV, principalmente en líneas asociadas a los proyectos de generación y la interconexión de los sistemas aislados y cobertura. Se estima una inversión total de 1.353, 3 millones de dólares.

Gráfico 32
Líneas de transmisión adicionada por período (km)



Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

2013-2015

Construcción de hasta 1.516 km en líneas de transmisión, las cuales están asociadas a los proyectos de generación y cobertura del SIN, con una inversión estimada de 302,1 millones de dólares.

2016-2020

Construcción de hasta 4.086 km en líneas de transmisión, que corresponden a líneas asociadas a los proyectos de generación y cobertura así como la integración de Sistemas Aislados, con una inversión estimada de 768,3 millones de dólares.

2021-2025 Año del Bicentenario

Construcción de hasta 1.624 km en líneas de transmisión, que corresponden a líneas asociadas a proyectos de generación y cobertura,

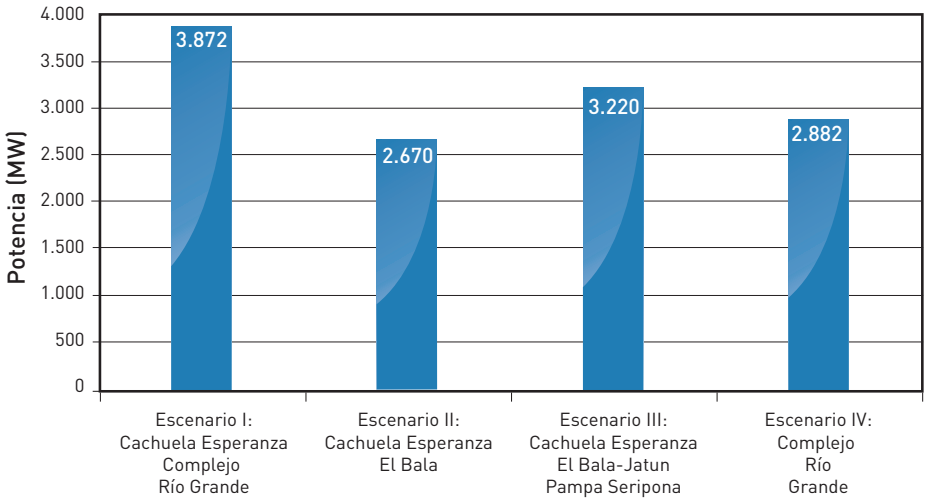
integración de Sistemas Aislados, con una inversión estimada de 282,9 millones de dólares.

La integración de los Sistemas Aislados comprende los departamentos de La Paz, Beni, Pando, Chuquisaca, Tarija y Santa Cruz, cuya interconexión será de responsabilidad de los gobiernos autónomos territoriales en el marco de las competencias establecidas en la Constitución Política del Estado.

7.3. Exportación de excedentes de energía eléctrica.

El potencial energético existente en el país, la situación geopolítica de Bolivia y la dinámica económica de los países vecinos establecen las condiciones adecuadas para la exportación de excedentes de energía eléctrica en el país, posicionándose como un centro energético regional.

Gráfico 33
Escenarios propuestos
Proyectos hidroeléctricos para la generación de excedentes (MW)



Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas.

OBJETIVO

Generar excedentes de energía eléctrica para la exportación en busca de lograr recursos económicos para el país y posicionar a Bolivia como el centro energético regional.

LÍNEAS DE ACCIÓN

a. Establecer mecanismos de intercambio, complementariedad de energía y propuestas de acuerdos internacionales.

b. Realizar estudios técnicos-económicos que permitan establecer las características y condiciones de los mercados externos y las necesidades técnicas del sistema eléctrico para operativizar la exportación.

c. Identificar las inversiones requeridas para el desarrollo de infraestructura de integración.

d. Identificar esquemas y fuentes de financiamiento, a través de la participación activa Estatal/Privada en proyectos de integración, en el marco del nuevo modelo del sector eléctrico.

e. Suscripción de tratados y acuerdos bilaterales y/o multilaterales y definir las condiciones de intercambio preservando los intereses y la soberanía nacional.

METAS GENERACIÓN DE EXCEDENTES

A partir del 2025, Año del Bicentenario

Generación de excedentes de energía eléctrica, con megaproyectos hidroeléctricos desde un análisis de las condiciones necesarias, para una posible exportación de energía eléctrica a países vecinos. Se estima una inversión total de 8.886,4 millones de dólares para la ejecución de mega proyectos y obras asociadas, misma que podría variar en función del escenario seleccionado.

7.4. Otros mecanismos de acción de largo plazo.

7.4.1. Programa Boliviano de Energía Nuclear (PBEN)

En virtud a la importancia del desarrollo de esta tecnología en el país, el Estado Boliviano trabaja en la constitución de un programa nuclear con fines pacíficos, que considere los requerimientos y características del desarrollo boliviano y las políticas económicas y sociales del Estado. A través del desarrollo de tecnología de punta y la formación de recursos humanos, para impulsar la investigación científica y el adelanto de soluciones tecnológicas de avanzada en diferentes campos de la industria, medicina, agropecuaria, energía eléctrica y otros, tanto para satisfacer necesidades nacionales como para insertarse en mercados externos a través de la exportación. Con este propósito, el PBEN tendrá como objetivo: "conformar una vanguardia científico-técnica de profesionales bolivianos, para consolidar la soberanía tecnológica del país mediante el desarrollo de aplicaciones pacificas de la energía nuclear en beneficio de la población boliviana". Para ello se requiere construir un programa nuclear que establezca:

- Las aplicaciones pacificas de la energía nuclear a desarrollarse en el mediano y largo plazo.
- la identificación de los actores que concurrirían en esta temática.
- La conformación de la estructura institucionalidad requerida.
- La conformación de un sistema jurídico, normativo y regulatorio apropiados, que permita impulsar el desarrollo de estas aplicaciones.
- Formación, capacitación, entrenamiento y especialización de recursos humanos, de acuerdo a los lineamientos que se establezcan.
- Creación y establecimiento de centros de investigación y desarrollo de la tecnología nuclear.

Durante el período 2013 -2025, el PBEN alcanzará objetivos de corto y mediano plazo, especialmente orientados a la conformación de la

institucionalidad requerida y al desarrollo de aplicaciones nucleares en el área médica e industrial y las bases para el desarrollo de una planta nucleoeléctrica que pueda sumarse a actividades científico-tecnológicas del país, tanto en el ámbito de la investigación como en el desarrollo de capacidades industriales, agropecuarias y ambientales.

7.5. Presupuesto estimado

El presupuesto estimado para ejecutar el Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025, alcanza un total de 16.929,4 millones de dólares, de los cuales 8.043 millones de dólares están destinados a la ejecución de proyectos en generación para cubrir la demanda interna (59%), la integración de nuevos hogares al servicio de electricidad (25%) y líneas de transmisión asociadas y sistemas aislados (17%). Asimismo, se ha previsto un presupuesto estimado de 8.886,4 millones de dólares para proyectos de gran envergadura.

Cuadro 35
Inversiones 2013-2025 (Millones de dólares)

PLAN DE OBRAS	2013-2015	2016-2020	2021-2025	TOTAL	PORCENTAJE
Generación	419,4	2.130,9	2.153,4	4.703,7	58,5%
Transmisión asociada a generación y confiabilidad	302,1	426,1	166,3	894,5	11,1%
Transmisión asociada a cobertura e interconexión de sistemas aislados	-	116,4	116,6	233,0	2,9%
Transmisión tren eléctrico (*)	-	225,8	-	225,8	2,8%
Cobertura (universalización)	292,0	825,5	858,5	1.976,0	24,6%
Cobertura (infraestructura social)	3,4	5,4	1,2	10,0	0,1%
Proyectos de gran envergadura**	-	-	8.886,4	8.886,4	-
Total periodos	**1.016,9**	**3.730,1**	**12.182,4**	**16.929,4**	**100,0%**

* No se considera costos de catenaria, subestaciones, control, etc.
** Presupuesto estimado sujeto al desarrollo de estudios.
Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

El presupuesto estimado para el desarrollo de proyectos para la generación de excedentes y de líneas de transmisión para la exportación variará en función del escenario a ser seleccionado.

Mapa 9
Proyección del Sistema Interconectado Nacional con megaproyectos

*El trazado de las líneas en 500 kV es representativo y estará sujeto al desarrollo de los grandes proyectos de generación.

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

ANEXOS

ANEXO 1: METODOLOGÍA DE PROYECCIÓN PLAN ELÉCTRICO

Para la planificación de la expansión del sistema eléctrico, se utiliza la siguiente información:

1. Lineamientos básicos

Las Directrices para la Elaboración del Plan Sectorial de Electricidad, aprobadas mediante Resolución Ministerial 074/2009, se resumen a continuación:

- Precio regulado del gas natural de 1,3 dólares/MPC para generación de electricidad, que se utiliza para analizar la evolución del costo marginal con el esquema de remuneración vigente.
- Precio de oportunidad del gas natural para el análisis económico desde la perspectiva de los intereses del país. El costo de oportunidad del gas representa el uso óptimo de este combustible, para el caso del gas natural es igual al precio de exportación proyectado al año 2025.
- Precio Regulado del diesel: Se utiliza un valor de 0,53 dólares/litro en el SIN y 0,18 dólares/litro en sistemas aislados.
- Precio de Oportunidad del diesel: Se utiliza un precio de oportunidad de 1,0 dólares/litro, que es equivalente al precio promedio de importación.
- La tasa de actualización referencial del 12% que se utiliza para el análisis con costos de oportunidad desde el punto de vista del país en su conjunto.
- Costos referenciales
    - Proyectos de generación térmica, obtenidos en base a la información del Gas Turbine World Handbook.

  - Proyectos de transmisión, calculados en base a los estudios de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

- Vida útil de proyectos
  - Generación Térmica 20 años
  - Generación Hidroeléctrica 50 años
  - Proyectos Geotérmicos 30 años
  - Transmisión 30 años
- Costos de Operación y Mantenimiento
  - Costo Fijo Anual de O&M de unidades de generación 1,5% de la inversión.
  - Costo Fijo Anual de O&M de transmisión 3% de la inversión.
  - Costo variable de O&M 3,0 dólares/MWh para unidades térmicas.
- Indisponibilidad de Unidades de Generación
  - 9% para generación termoeléctrica
  - 4% para generación hidroeléctrica
- Reserva Rotante
  - 6% para los bloques de hora de punta, semipunta e intermedio
  - 7% para el bloque medio
  - 9% para el bloque bajo

1.1. Sistema de transmisión y unidades generadoras existentes

Se toma en cuenta las principales características del sistema de transmisión y el parque generador existente, donde la capacidad efectiva de las centrales termoeléctricas corresponde a temperaturas máximas.

2. Simulación del plan

Con la información básica se obtiene el plan eléctrico aplicando en forma iterativa las siguientes simulaciones:

2.1. Obtención de la alternativa de expansión

Se utiliza el Modelo OPTGEN, en su versión integrada al modelo SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming), cuyo objetivo es definir dónde, cuándo y cuáles proyectos deben ser construidos de manera de minimizar la suma de los costos anualizados de inversión, operación y falla (confiabilidad de suministro).

El modelo considera una versión simplificada de la red de transmisión que utiliza flujos con pérdidas lineales. Este modelo se procesa en etapas mensuales por medio de cinco bloques.

La optimización y simulación de la operación se efectúa con el Modelo SDDP, que minimiza el costo de operación. La modelación considera lo siguiente:

- Costo de operación de las unidades térmicas.
- Costo de racionamiento.
- Costo de vertimientos.
- Costo por no cumplir restricciones de generación.
- Estadística de caudales de ingreso a los embalses a partir del año 1979.
- Quince series de caudales históricos.
- Nivel inicial de los embalses importantes, equivalente al promedio de los últimos 4 años.

2.2. Verificación de la suficiencia del parque generador

Se efectúa por medio de un balance de potencia uninodal para la hora de demanda máxima anual de años característicos. Para el Plan se utilizan los años 2015, 2020 y 2025.

El objeto de esta verificación es que exista parque generador suficiente para cubrir la demanda, las pérdidas de transmisión y las necesidades de reserva del sistema (reserva rotante y reserva fría).

Si el resultado no es satisfactorio, se procede a definir nuevas restricciones de abastecimiento.

2.3. Verificación de la suficiencia del parque generador y de la red de transmisión

Se efectúa simulando la operación del sistema para la hora de demanda máxima de años característicos, utilizando el modelo NCP (Nuevo Corto Plazo) mediante flujo DC con pérdidas cuadráticas.

El modelo NCP simula la operación del sistema en etapas horarias, con un horizonte de hasta 744 horas considerando curvas de costo lineales para las unidades térmicas. Adicionalmente en la operación de las centrales hidroeléctricas en cascada se consideran los tiempos de viaje de las aguas turbinadas y vertidas.

En las simulaciones se utiliza una indisponibilidad de 5% en las unidades de generación hidroeléctricas y 13% en las unidades térmicas. Esta indisponibilidad es igual a la tasa promedio de indisponibilidad histórica en el SIN.

Para cada año característico se realiza la simulación de la operación para la hora de demanda máxima, considerando que existe un elemento de transmisión del STI indisponible.

El objetivo de esta verificación es que no existan racionamientos en el caso de indisponibilidad de algún elemento de transmisión (condición n-1); esta condición es equivalente a la condición de que la demanda en cualquier nodo del sistema debe ser abastecida por, al menos, 2 medios alternativos.

Si el resultado no es satisfactorio, se procede a definir nuevas restricciones de abastecimiento. Con estas nuevas restricciones se retorna al paso 1 para definir una nueva alternativa de expansión.

2.4. Análisis en corriente alterna

Este análisis se efectúa con el programa de análisis de sistemas de potencia Power Factory de Digsilent y es para verificar que la operación futura del sistema se realiza dentro de los estándares de seguridad y confiabilidad establecidos en las Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN.

Para este propósito, se trabaja con la red completa del SIN y se realizan simulaciones en régimen estacionario y régimen normal, observando los voltajes de nodo y los flujos de potencia por líneas y transformadores del sistema. Luego se verifica la seguridad del SIN, mediante análisis de contingencias (n-1) de componentes de generación y/o transmisión del sistema. En base a los resultados de las simulaciones, se definen los refuerzos de transmisión (líneas, transformadores y/o compensación de reactivo) necesarios en el sistema.

2.5. Simulación final

Se realiza la simulación final de la alternativa obtenida en los pasos anteriores utilizando el Modelo SDDP en su versión de corriente continua con pérdidas cuadráticas.

El propósito de esta simulación es obtener una información más precisa de los costos de operación y de la generación de cada una de las unidades del sistema.

3. Generación de excedentes

Mediante escenarios de simulación se determina la energía que podía ser aprovechada por el SIN y para exportación. Asimismo, la simulación toma en cuenta todo el parque generador existente y la cartera de proyectos (termoeléctrico e hidroeléctrico), así como los megaproyectos hidroeléctricos.

4. Cobertura del servicio eléctrico

Como parte de la proyección de la demanda se determinan los consumos específicos por departamentos, utilizando la información básica sobre usuarios y consumos de las diferentes distribuidoras y

sistemas aislados.

Con esta información y los datos del Censo Nacional de Población y Vivienda, se determina la proyección y metas de cobertura a nivel nacional en base a las políticas y metas de la Agenda Patriótica.

5. Indicadores de eficiencia

Los indicadores son parámetros de medición que integran variables básicas del consumo eléctrico que caracterizan los impactos del Plan y permiten una mejor comprensión de las causas, comportamiento y resultados del Plan en el futuro.

ANEXO 2: METODOLOGÍA Y PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE LARGO PLAZO

1. Demanda de energía eléctrica

La demanda del SIN está compuesta por la demanda de los consumidores regulados, que son atendidos por las empresas de distribución y por la demanda de los consumidores no regulados.

Los consumidores regulados en el MEM son atendidos por las siguientes empresas distribuidoras: CRE en Santa Cruz, DELAPAZ en La Paz, ELFEC en Cochabamba, ELFEO en Oruro, CESSA en Chuquisaca, SEPSA en Potosí y ENDE en el Beni.

Los consumidores no regulados o grandes consumidores son la Empresa Metalúrgica Vinto, la Cementera COBOCE, la Empresa Minera Inti Raymi y la Empresa Minera San Cristóbal.

Adicionalmente a las demandas mencionadas anteriormente, se considera la adición de nuevas demandas productivas y Sistemas Aislados que ingresarán gradualmente a formar parte del Sistema Interconectado Nacional.

2. Proyección de la demanda eléctrica

El pronóstico de la demanda de energía eléctrica se realiza utilizando métodos de cointegración, métodos econométricos, métodos basados en la interpolación de la tasa de crecimiento y métodos basados en la evolución del consumo específico por categorías, de acuerdo al comportamiento histórico de las empresas distribuidoras y consumidores no regulados. Adicionalmente, en la proyección se considera la incorporación de sistemas aislados, de nuevas cargas productivas y mineras.

2.1. Información básica

Para proyectar la demanda eléctrica, se utiliza la base de datos histórica

de los distribuidores y consumidores no regulados, la demanda de los Sistemas Aislados que se prevé se interconectarán al SIN, la demanda de cargas especiales y de emprendimientos productivos y mineros.

Para dar estabilidad a las series históricas utilizadas en la proyección de la demanda eléctrica y eliminar el efecto de la migración aleatoria de carga realizada por los Distribuidores, se ha agrupado la demanda de energía por zonas geográficas.

2.2. Nuevas demandas

Las nuevas demandas, consideran a los Sistemas Aislados y proyectos productivos que se utilizan en el presente estudio.

2.3. Producto Interno Bruto

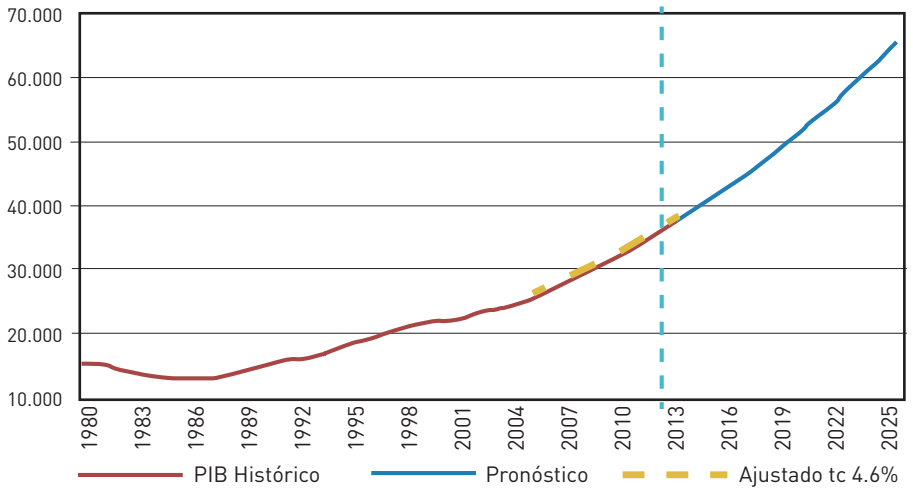
Para la proyección de la demanda eléctrica en el SIN, se considera al PIB como la principal variable explicativa.

En los últimos años, el crecimiento del PIB ha sido sostenido y constante. Para pronosticar los valores futuros del PIB, se utilizaron las previsiones del Banco Central de Bolivia[35], que consideran un crecimiento de 5,5% para la gestión 2013 y las proyecciones realizadas por el Fondo Monetario Internacional, para el período 2012 – 2013 que considera un crecimiento de 5%.

Para las proyecciones de largo plazo del PIB, se ha adoptado un crecimiento constante de 4,6% para el período 2013 - 2025; dicho crecimiento es consistente con el promedio histórico del período 2004 - 2011, como se puede ver el siguiente gráfico:

35 Informe Banco Central de Bolivia, febrero 2013.

Proyección PIB - (en millones de bolivianos. de 1990)



El crecimiento del PIB nacional para el período 2013 - 2025, expresado en bolivianos constantes de 1990, es el siguiente:

Proyección del PIB
(en millones de bolivianos. de 1990)

AÑO	MILLONES DE BOLIVIANOS	%
2013	38.037	5,5%
2014	39.786	4,6%
2015	41.617	4,6%
2016	43.531	4,6%
2017	45.533	4,6%
2018	47.628	4,6%
2019	49.819	4,6%
2020	52.110	4,6%
2021	54.508	4,6%
2022	57.015	4,6%
2023	59.638	4,6%
2024	62.381	4,6%
2025	65.250	4,6%

3. Proyección de la demanda de energía anual del SIN

3.1. Metodología de proyección de la demanda de energía anual

La proyección de la demanda de energía anual de largo plazo se obtiene a partir de los siguientes pasos:

a. Se proyecta la demanda de energía anual total del SIN, utilizando la relación de cointegración de la demanda eléctrica con el PIB.

b. Se proyecta la demanda energía anual de los nuevos proyectos declarados por empresas públicas o privadas, utilizando la información suministrada por los mismos y verificando su consistencia.

c. Se agrega la demanda obtenida en los puntos a y b.

d. Se proyecta la demanda energía anual de cada empresa distribuidora, en cada nodo de retiro, utilizando métodos econométricos, métodos basados en la interpolación de tasa de crecimiento y/ó métodos basados en la evolución del consumo específico por categorías.

e. Se proyecta la demanda energía anual de los Consumidores No Regulados, utilizando la información suministrada por los Agentes.

f. Se agrega la demanda obtenida en los puntos b, d y e.

g. Se compara la proyección agregada obtenida en el punto f, con la proyección de la demanda total obtenida en el punto c. De los resultados de esta comparación, se procesa uno de los siguientes puntos:

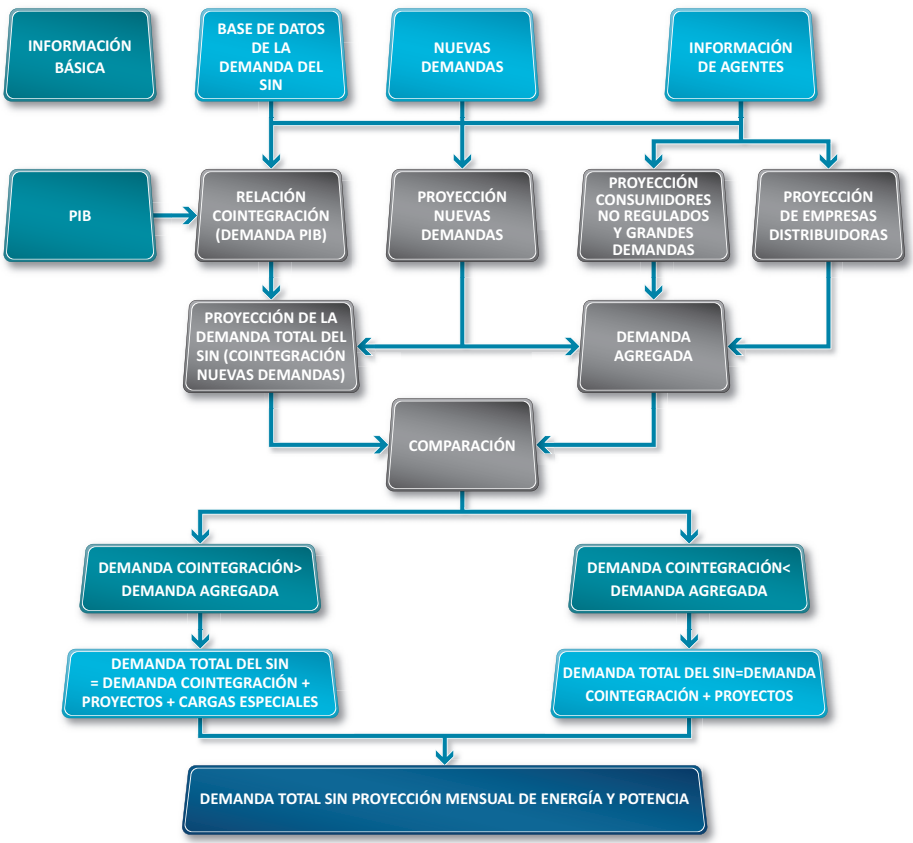
h. Si la demanda total del SIN (punto c) es mayor que la demanda agregada (punto f), se distribuye esta diferencia como nuevos proyectos en los diferentes nodos de consumo.

i. Si la demanda total del SIN (punto c) es menor que la

demanda agregada (punto f), se utiliza la demanda total agregada obtenida en el punto f.

El resultado de este proceso es la demanda de energía anual de largo plazo del SIN, compuesta por la demanda de las empresas distribuidoras, consumidores no regulados y proyectos.

Esta metodología en forma gráfica se presenta a continuación:



A continuación se presenta en detalle el desarrollo de la metodología:

3.2. Proyección de la demanda de energía total del sistema – método de cointegración

Esta proyección se basa en la relación de cointegración que existe entre el PIB y la demanda de energía. Esta relación supone un equilibrio

de largo plazo entre la tasa de crecimiento del PIB y la demanda de energía eléctrica.

Para la estimación de la relación de cointegración se utiliza el modelo Vector de Corrección de Errores (VEC). La especificación funcional de este modelo supone que la tasa de crecimiento de la demanda eléctrica se explica por el crecimiento del PIB, ello bajo un modelo VEC con rezagos en las variables.

Para suavizar el efecto de la magnitud de las variables y facilitar la interpretación de los resultados, se crean series expresadas en logaritmo natural y así evitar que el sistema se vuelva marginalmente inestable.

Los resultados de la regresión son los siguientes:

Vector Error Correction Estimates
Sample (adjusted): 1981 2011
Included observations: 31 after adjustments
Standard errors in ( ) & t-statistics in [ ]

Cointegrating Eq:	CointEq1	
LENERGIA(-1)	1,000000	
LPIB(-1)	-1.482.335	
	(0,07564)	
	[-19,5981]	
C	17,05771	
Error Correction:	D(LENERGIA)	D(LPIB)
CointEq1	-0,080982	0,061862
	(0,04331)	(0,02377)
	[-1,86981]	[2,60260]
C	0,070913	0,038152
	(0,00469)	(0,00257)
	[15,1174]	[14,8198]
D2	-0,034519	-0,0223
	(0,01004)	(0,00551)
	[-3,43738]	[-4,04586]
D1	-0,044501	-0,03031
	(0,01490)	(0,00818)
	[-2,98676]	[-3,70658]

R-squared	0,630665	0,853614
Adj. R-squared	0,589628	0,837349
Sum sq. resids	0,010777	0,003246
S.E. equation	0,019978	0,010965
F-statistic	15,36814	52,48139
Log likelihood	79,46041	98,05982
Akaike AIC	-4868413	-6068376
Schwarz SC	-4683383	-5883345
Mean dependent	0,052600	0,026071
S.D. dependent	0,031187	0,027187

La representación del modelo de cointegración es como sigue:

D(LENERGIA) = - 0,08098*(LENERGIA(-1) – 1,48233*LPIB(-1) + 17,05771) + 0,07091- 0,03452*D2 – 0,0445*D1

Dónde:

LENERGIA	=	Logaritmo de la demanda de energía en el periodo t en GWh
D	=	Crecimiento de la variable
LPIB	=	Logaritmo del Producto Interno Bruto en miles de bolivianos a 1990.
D1	=	Variable binaria que captura datos atípicos de la demanda
D2	=	Variable binaria que captura datos atípicos del PIB

La ecuación de largo plazo que captura la relación entre las variables se conoce como vector de cointegración, donde el parámetro de cointegración es de 1,48233.

Los resultados del modelo muestran que por cada 1% de crecimiento que tenga el PIB, la demanda crecerá con una elasticidad del orden de 1,4.

La demanda total del SIN considera:

a. Proyección de la demanda de energía por empresas distribuidoras

b. Proyección de la demanda de energía de consumidores no regulados y grandes demandas

c. Proyección de energía de nuevas demandas

4. Proyección de la demanda de energía y potencia mensual del SIN

La proyección de la demanda de energía y potencia mensual de largo plazo se obtiene, a partir de la siguiente metodología:

4.1. Proyección de la demanda de energía mensual

Para cada centro de demanda se requiere obtener los valores estimados de los retiros por mes durante el período proyectado, para ello

inicialmente se calcula un factor de distribución mensual de energía con respecto a la energía anual, utilizando la siguiente relación.

$$Factor_{mes(i),año(j)} = \frac{Energía_{mes(i),año(j)}}{Energía_{año(j)}}$$

Se observa que los valores de este factor siguen una estacionalidad típica que refleja la variabilidad mensual del consumo en cada centro. En la proyección se utilizó como factor el promedio de los últimos cinco años.

La energía mensual se obtiene multiplicando el factor mensual por la energía anual previamente estimada.

$$Energía_{mes(i),año(j)} = Factor_{mes(i),año(j)} * Energía_{año(j)}$$

4.2. Proyección de la demanda máxima mensual

La demanda máxima para cada mes por centro de consumo se calcula dividiendo la energía horaria promedio del mes entre el factor de carga.

$$DMax_{mes(i),año(j)} = \frac{\frac{Energía_{mes(i),año(j)}}{Nº\ dias_{mes(i)} * 24\ hrs}}{FC_{mes(i),año(j)}} = \frac{Energía\ Promedio\ Hora_{mes(i),año(j)}}{FC_{mes(i),año(j)}}$$

La proyección se realizó para cada mes considerando una tasa de crecimiento para el factor de carga.

4.3. Proyección de la demanda máxima coincidental mensual

La demanda máxima coincidental es la demanda máxima que se registra en el centro de demanda en el momento en que se produce la demanda máxima del sistema.

Para un centro de demanda, el Factor de Coincidentalidad es la relación que existe entre su demanda coincidental y su demanda máxima:

$$Fcoin_{mes(i),año(j)} = \frac{Dcoincidental_{mes(i),año(j)}}{Dmax_{mes(i),año(j)}}$$

En los centros de consumo compuestos por varios nodos interconectados entre sí; es decir, donde se realizan intercambios de energía, se distribuye la carga del centro de demanda entre los nodos a través de coeficientes de participación para cada nodo.

- Energía mensual proyectada para cada nodo:

$$EnergiaNodo_n = \alpha_n * EnergíaCentroDemanda$$

- Demanda coincidental mensual proyectada por nodos.

$$DcoinNodo_n = \alpha_n * Dcoincidental$$

Las proyecciones de potencia máxima y potencia coincidental de los consumidores no regulados, grandes demandas y proyectos se obtuvieron en base a la información suministrada por los agentes y las empresas estatales, verificando su consistencia.

ANEXO 3: CRITERIO N-1 DE CONFIABILIDAD

El criterio n-1 de confiabilidad, utilizado en la planificación de sistemas eléctricos, establece que el sistema eléctrico debe ser capaz de abastecer la demanda total del sistema ante la indisponibilidad permanente de uno de sus elementos, sin exceder las capacidades máximas de transmisión y sin vulnerar las condiciones de desempeño mínimo. Este criterio es equivalente a indicar que en cualquier nodo del sistema la demanda debe ser satisfecha por, al menos, dos medios alternativos de suministro.

A continuación se presentan algunos países donde se aplica el criterio de confiabilidad n-1, tanto para la planificación como para la operación del sistema:

PAÍS	CRITERIO DE PLANIFICACIÓN
Brasil	n-1 probabilístico
Chile	n-1: No permiten cortes de carga y/o generación.
Ecuador	n-1: Se permite corte de carga y/o generación, formación de islas
Perú	n-1: Sujeto a análisis técnico - económico
España	n-1, n-2 (para fallas definidas): No permiten cortes de carga
Holanda	n-1, n-2 (en escenarios definidos)
Reino Unido	n-2 (en red principal y centros de carga)
Canadá	n-2 (en red principal y grandes ciudades)
EEUU	n-1, n-2 (excepcionalmente)

Se observa que los países desarrollados utilizan el criterio n-2 para las redes principales. Al no considerar el criterio n-1 en la planificación, podrían existir zonas en las que se deban efectuar racionamientos ante indisponibilidad de elementos de transmisión. Es decir, estas zonas tendrían una calidad de servicio inferior a la de otras zonas donde la indisponibilidad de elementos de transmisión no ocasiona racionamientos. Por lo indicado, la aplicación del criterio n-1 permite que todos los usuarios del sistema tengan una calidad de servicio más o menos similar, universalizando el criterio que no deben existir diferentes categorías de usuarios en función de la calidad de suministro.

Por las razones expuestas, en el presente estudio se utiliza el criterio n-1 como herramienta de planificación.

SIGLAS

ALBA: Alianza Bolivariana para los Pueblos de Nuestra América

ALBA –TCP: Alianza Bolivariana para los Pueblos de Nuestra América - Tratado de Comercio de los Pueblos

AE: Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad

BEN: Balance Energético Nacional

BED: Balance Energético Departamental

BID: Banco Interamericano de Desarrollo

BPD: Barriles Por Día

CAN: Comunidad Andina

CADEB: Compañía Administradora de Empresas de Bolivia S.A.

CELAC: Comunidad de Estados Latinoamericanos y Caribeños

CER: Cooperativa Eléctrica Riberalta Ltda.

CEPC: Consumo Eléctrico Per Cápita

CNDC: Comité Nacional de Despacho de Carga

CNPV: Censo Nacional de Población y Vivienda

CSN: Comunidad Sudamericana de Naciones

COBEE: Cooperativa Boliviana de Energía Eléctrica

CPE: Constitución Política del Estado

DINE: Dirección Nacional de Electricidad

DANIDA: Cooperación Danesa

DELAPAZ: Distribuidora de Electricidad de La Paz

EDAU: Electricidad Descentralizada para el Acceso Universal

EDESER: Empresa de Distribución de Servicios Eléctricos S.A.

ELECTROPAZ: Empresa Eléctrica de La Paz S.A.

ELFEC: Empresa Eléctrica Luz y Fuerza de Cochabamba

ELFEO: Empresa Eléctrica Luz y Fuerza de Oruro S.A.

ENDE: Empresa Nacional de Electricidad

FNDR: Fondo Nacional de Desarrollo Rural

FONDESIF: Fondo de Desarrollo del Sistema Financiero

G&E: Gas y Electricidad S.A.

GLP: Gas Licuado de Petróleo

GPOBA: Global Partnership on Output Base Aid

IBTEN: Instituto Boliviano de Ciencia y Tecnología Nuclear

INE: Instituto Nacional de Estadística

INER: Instituto Nacional de Electrificación Rural

ISE: Información del Sector Eléctrico. Son informes operativos mensuales de las distribuidoras que reportan Generación, Ventas y Balance energético.

IDTR: Infraestructura Descentralizada para la Transformación Rural

MERCOSUR: Mercado Común del Sur

MMmcd: Millones de metros cúbicos día

OFID: OPEC Fund for International Development

PBEN: Programa Boliviano de Energía Nuclear

PDES: Plan de Desarrollo Social

PEE: Programa de Eficiencia Energética

PER: Programa de Electrificación Rural

PEVD: Programa Electricidad para Vivir con Dignidad

PG: Plan de gobierno

PR: Porcentaje de Renovables

SECCO: SECCO Energía Bolivia S.A.

SETAR: Servicios Eléctrico Tarija S.A.

SIN: Sistema Interconectado Nacional

SINEA: Sistema de Integración Eléctrica Andina

TDE: Transportadora De Electricidad S.A.

TMD: Toneladas Métricas Diarias

UNASUR: Unión de Naciones Suramericanas

VMEEA: Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas

PLAN ELÉCTRICO DEL ESTADO PLURINACIONAL DE Bolivia 2025