

ÍNDICE

RESUMEN.....	1
CAPITULO I:INTRODUCCIÓN	4
1.1. ANTECEDENTES	4
1.1.1. ANÁLISIS DE GENERACIÓN.....	4
1.1.2. SUSTITUCIÓN POR CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.	5
1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	6
1.3. PLANTEAMIENTO DE LOS OBJETIVOS	6
1.3.1. OBJETIVO GENERAL.....	6
1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	7
1.4. JUSTIFICACIÓN	7
1.5. DEFINICIÓN DE LA HIPÓTESIS	8
CAPITULO II: FUNDAMENTO TEÓRICO	10
2.1. CONCEPTOS IMPORTANTES:.....	10
CAPITULO III: ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN	15
3.1. RECOLECCIÓN Y PRESENTACIÓN, DE LOS DATOS	15
3.1.1. CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y CAPACIDAD DE GENERACIÓN.....	15
3.1.2. DEMANDA DE ENERGÍA VS DESPACHO REALIZADO PARA UN DÍA ESPECIFICO.....	18
3.1.3. POTENCIALES HIDROELÉCTRICOS DEL DEPARTAMENTO DE LA PAZ	24
3.1.4. CONFIABILIDAD DE GENERACIÓN POR CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	33
3.2. ANÁLISIS SOCIO-ECONÓMICO	36
3.2.1. RENTABILIDAD DE LOS PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS.....	42
3.3. ANÁLISIS AMBIENTAL	52
3.3.1. DESCRIPCIÓN AMBIENTAL DE LAS CENTRALES TERMOELÉCTRICAS	52
3.3.2. DESCRIPCIÓN AMBIENTAL DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	57
3.3.3. ANÁLISIS AMBIENTAL DE AMBAS CENTRALES	58
CAPITULO IV: CÁLCULOS Y RESULTADOS.....	63
4.1. CÁLCULOS	63
4.1.1. ESCENARIO 1.....	63
4.1.2. ESCENARIO 2.....	66
4.2. RESULTADOS	69
4.2.1. RESULTADOS ESCENARIO 1	69
4.2.2. RESULTADOS ESCENARIO 2	73
4.2.3. RESULTADOS DEL ANÁLISIS AMBIENTAL	76
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	82
5.1. CONCLUSIONES.....	82

5.2. RECOMENDACIONES	86
BIBLIOGRAFÍA	88
PAGINAS WEB.....	¡Error! Marcador no definido.
ANEXOS.....	92

ÍNDICE DE CUADROS

CUADRO Nº 1.1: EMPRESAS GENERADORAS – LA PAZ.....	4
CUADRO Nº 1.2: PROYECTOS DE TRANSMISIÓN	5
CUADRO Nº 1.3: POTENCIAL HÍDRICO PROYECTOS ENDE Y CUENCAS DEL CAMATA Y EL PELECHUCO.....	6
CUADRO Nº 3.1: CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA – DEMANDAS MÁXIMAS	15
CUADRO Nº 3.2: CAPACIDAD DE GENERACIÓN – PRODUCCIÓN DE ENERGÍA	17
CUADRO Nº 3.3: DEMANDA DE ENERGÍA (1/08/13) – LA PAZ.....	18
CUADRO Nº 3.4: DEMANDA LA PAZ (1/08/13).....	19
CUADRO Nº 3.5: DESPACHO DE CARGA REALIZADO CENTRALES LA PAZ (1/08/13).....	21
CUADRO Nº 3.6: DIFERENCIA, DEMANDA Y DESPACHO DE CARGA CENTRALES LA PAZ	23
CUADRO Nº 3.7: PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS INVENTARIADOS – ENDE.....	25
CUADRO Nº 3.8: POTENCIAL HÍDRICO EN LAS CUENCAS DE LOS RÍOS CAMATA Y PELECHUCO	27
CUADRO Nº 3.9: CAPACIDAD DE GENERACIÓN APROVECHABLE	28
CUADRO Nº 3.10: PROYECCIÓN ANUAL DE ENERGÍA Y POTENCIA MÁXIMA.....	29
CUADRO Nº 3.11: COBERTURA DE ENERGÍA POR PROVINCIA EN EL DEPARTAMENTO DE LA PAZ ...	31
CUADRO Nº 3.12: CRITERIO N-1.....	34
CUADRO Nº 3.13: FACTOR DE PLANTA	35
CUADRO Nº 3.14: COSTOS EN INVERSIÓN DE CADA TIPO DE CENTRAL	41
CUADRO Nº 3.15: PARÁMETROS COSTO EFICIENCIA PARA PROYECTOS DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICAS (\$US).....	41
CUADRO Nº 3.18: EMISIÓN DE CO2	56
CUADRO Nº 4.1: CARGOS POR INYECCIÓN	64
CUADRO Nº 4.2: PRECIOS PROYECTADOS DE GAS NATURAL.....	67
CUADRO Nº 4.4: FACTOR EMISIÓN DE CO2	68
CUADRO Nº 4.5: EMISIÓN DE CO2	69
CUADRO Nº 4.7: INVERSIÓN ESPECÍFICA CENTRALES	71
CUADRO Nº 4.8: RESULTADOS – ESCENARIO 1	72
CUADRO Nº 4.9: ANÁLISIS – ESCENARIO 1	72
CUADRO Nº 4.10: INCREMENTO COSTO GAS NATURAL – ESCENARIO 2.....	74
CUADRO Nº 4.11: ANÁLISIS - ESCENARIO 2	74
CUADRO Nº 4.12: FACTORES DE ENERGÍA	75
CUADRO Nº 4.13: INVERSIÓN REQUERIDA – POTENCIAL APROVECHABLE	76

ÍNDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICO Nº 1.1: BALANCE POR ÁREAS - AÑO 2013	5
GRÁFICO Nº 2.1 ESQUEMA DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA	12
GRÁFICO Nº 2.2 ESQUEMA DE CENTRAL TÉRMICA DE CICLO COMBINADO	13
GRÁFICO Nº 3.1: PARTICIPACIÓN PORCENTUAL COMPRAS DE ENERGÍA	16
GRÁFICO Nº 3.2: PARTICIPACIÓN PORCENTUAL PRODUCCIÓN DE ENERGÍA	17
GRÁFICO Nº 3.3: DEMANDA DE ENERGÍA – LA PAZ.....	19
GRÁFICO Nº 3.4: CURVA DE CARGA (1/08/13)	20
GRÁFICO Nº 3.5: DESPACHO DE CARGA (1/08/13).....	22
GRÁFICO Nº 3.6: COMPARACIÓN CURVA DE CARGA Y DESPACHO DE CARGA CENTRALES LA PAZ.	23
GRÁFICO Nº 3.7: UBICACIÓN GEOGRÁFICA - RÍOS DE ESTUDIO	26
GRÁFICO Nº 3.8: POTENCIAL APROVECHADO Y APROVECHABLE	28
GRÁFICO Nº 3.9: PROYECCIÓN DE ENERGÍA – LA PAZ	29
GRÁFICO Nº 3.10: PROYECCIÓN DE POTENCIA – LA PAZ	30
GRÁFICO Nº 3.11: POTENCIA: APROVECHABLE VS PROYECCIÓN, LA PAZ	30
GRÁFICO Nº 3.12: CENTRALES EN EL DEPARTAMENTO DE LA PAZ	32
GRÁFICO Nº 3.13: GENERACIÓN MENSUAL (GWh) – AÑO 2013	36
GRÁFICO Nº 3.14: OFERTA Y DEMANDA DE GENERACIÓN (CORTO PLAZO)	37
GRÁFICO Nº 3.15: INCREMENTO DE LA DEMANDA (CORTO PLAZO).....	38
GRÁFICO Nº 3.16: INCREMENTO DE LA OFERTA.....	39
GRÁFICO Nº 3.17: COMPARATIVA DE INVERSIONES INICIALES SEGÚN TECNOLOGÍA ENERGÉTICA.	40
GRÁFICO Nº 3.17: INVERSIÓN ESPECIFICA MÁXIMA \$US/kW	45
GRÁFICO Nº 4.1: CAPACIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN LA PAZ.....	75

RESUMEN

El presente Proyecto de Grado presenta los resultados de un estudio sobre la incidencia social, económica y ambiental obtenida de la sustitución de combustibles fósiles por centrales Hidroeléctricas en La Paz, conservando el modelo de consumo de energía y que fue realizado en el marco de la Maestría en Gestión estratégica de Energías – Hidrocarburos y Electricidad.

Los dos primeros capítulos corresponden al planteamiento del problema y los objetivos trazados. En ambos se hace hincapié en las definiciones más substanciales referentes a conceptos de energía para facilitar su lectura y comprensión.

La parte fundamental de este texto se enmarca en el Capítulo III. En este se especifica los porcentajes de la demanda de energía cubierta en la ciudad de La Paz, su déficit y dependencia del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

También se realiza el análisis socioeconómico, a partir de dos criterios y ver la viabilidad de proyectos Hídricos, esto con el fin de realizar inversiones para la construcción de centrales hidroeléctricas desde el punto de vista de la empresa generadora y los precios actuales de energía.

En ese marco, se describió las consecuencias ambientales que tiene la implementación de centrales hidroeléctricas, además de sus ventajas en reemplazo de combustibles fósiles, los cuales, generan dióxido de carbono (CO₂) y contribuyen al calentamiento global. Se plantea también generar millones de dólares de inversión mediante la venta de los Certificados de Reducción de Emisiones (CERs) en la generación energética, además que el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) representa para La Paz una oportunidad importante para fomentar el desarrollo sostenible y mejorarla calidad de vida mediante la generación hidroeléctrica.

En el capítulo cuatro se presentan cálculos, resultados de los dos criterios planteados y el análisis correspondiente, también nos muestra las CO₂ evitadas

como consecuencia de la sustitución de las centrales térmicas por las centrales hidroeléctricas para la ciudad de La Paz.

En el capítulo final se muestran las conclusiones sobre la viabilidad de las plantas hidroeléctricas como alternativa de abastecimiento, para alcanzar esta meta a través de la implementación de estas y la sustitución de fuentes fósiles se demostró que es en cierta medida una rentabilidad más intangible, en términos de bienestar de la población y de la sociedad para obtener beneficios netos en los aspectos sociales-económicos y ambientales.

Este proyecto se enfoca en la nueva visión de la política energética del país, para una mejor distribución de los recursos energéticos disponibles.

CAPITULO I

INTRODUCCION

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

1.1. ANTECEDENTES

1.1.1. ANÁLISIS DE GENERACIÓN

Según la Memoria Anual del Sistema Interconectado Nacional del 2013, en el Departamento de La Paz se encuentran instaladas dos empresas de generación. Por un lado la Compañía Boliviana de Energía Eléctrica (COBEE) y, por otro lado, la Hidroeléctrica Boliviana S.A. (HB), ambas empresas empleadoras del recurso hídrico. COBEE está conformado por el Sistema de Zongo y el de Miguillas mientras que HB está comprendido por el Sistema Taquesi. En las páginas siguientes se hará mención de los sistemas termoeléctricos Kenko y El Alto.

CUADRO Nº 1.1: EMPRESAS GENERADORAS – LA PAZ

CENTRALES HIDRO	CAPACIDAD (MW)
COBEE	209,1
HB	89,3
TOTAL	298,4

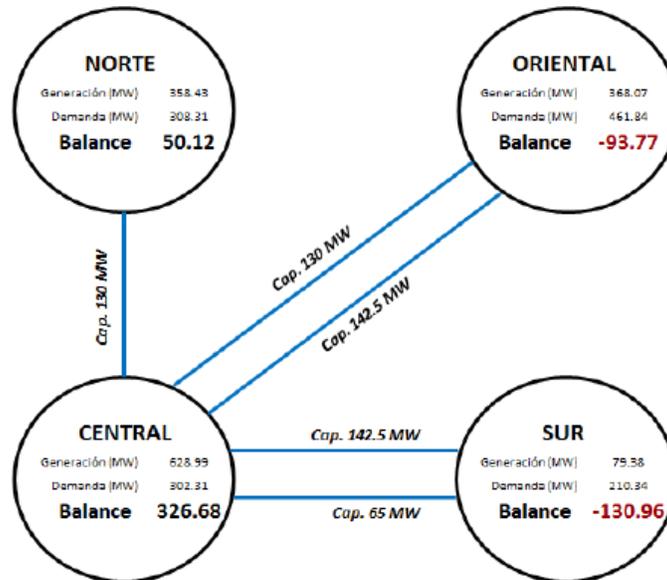
FUENTE: ACTUALIZACIÓN DEL PLAN OPTIMO DE EXPANSIÓN DEL SIN - 2013

Como el cuadro anterior lo muestra estas dos empresas tienen una capacidad de 298,4 MW un 20,2% en Generación Hidroeléctrica respecto del total nacional. La demanda de energía eléctrica en el Departamento de La Paz es de 297 MW. Se estima que en el Departamento de La Paz consume 24% de la demanda existente en todo el territorio nacional. De estos datos se deduce una diferencia de 1,4 MW que significa un déficit de 3,8% cubierta por las termoeléctricas y el SIN.

Analizando la situación del Departamento de La Paz se debe resaltar inicialmente que la característica más crítica que presenta el Sistema Interconectado Nacional de las ciudades de La Paz y El Alto, con todas las poblaciones y áreas rurales adyacentes, es la existencia; la línea Vinto – Kenko como única conexión efectiva. Ante esta situación, se prevé el ingreso de la línea Santivañez– La Cumbre. Pese a que esta línea está en construcción con una capacidad de 160 MW la misma no resuelve el problema central: el autoabastecimiento del Departamento de La Paz. Considerando que tanto COBEE como de HB no se constituyen como un respaldo

efectivo debido su dependencia de los factores climatológicos y la estacionalidad que podrían afectar el suministro de energía.

GRÁFICO N° 1.1: BALANCE POR ÁREAS - AÑO 2013



FUENTE: ACTUALIZACIÓN DEL PLAN OPTIMO DE EXPANSIÓN DEL SIN - 2013

Se consideran los siguientes proyectos de expansión del sistema de transmisión:

CUADRO N° 1.2: PROYECTOS DE TRANSMISIÓN

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	TENSIÓN (kV)	LONGITUD (km)	CAPACIDAD (MW)
NOV. 2014	LÍNEA SANTIVANEZ - CUMBRE	230	275	160
NOV. 2014	TRANSFORMADOR CUMBRE	230/115		143

FUENTE: ACTUALIZACIÓN DEL PLAN OPTIMO DE EXPANSIÓN DEL SIN - 2013

1.1.2. SUSTITUCIÓN POR CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.

La sustitución masiva de los combustibles fósiles por fuentes de generación hidroeléctrica conlleva cambios tecnológicos, económicos e institucionales significativos. Estos cambios trascienden al sector energético y abarca temas que se relacionan con un conjunto de valores asociados al papel crucial de la energía en el desarrollo económico, el bienestar social y la relación con los recursos naturales y el medio ambiente.

A continuación, se detalla el potencial hídrico aprovechable que cubre la demanda de energía eléctrica, del Departamento de La Paz:

CUADRO Nº 1.3: POTENCIAL HÍDRICO PROYECTOS ENDE Y CUENCAS DEL CAMATA Y EL PELECHUCO

No.	DESCRIPCIÓN	POTENCIA TÉCNICA APROVECHABLE (MW)
1	PROYECTOS ENDE	2.683,00
2	CUENCAS DEL CAMATA Y PELECHUCO	798,81
	TOTAL	3.481,81

FUENTE: ENDE Y LA CONSULTORA GLOBAL FINANCE CONSULTANTS BOLIVIA S.R.L

1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El Departamento de La Paz en parte depende de la electricidad generada por los combustibles fósiles al Sistema Interconectado Nacional. Estos además de agotarse progresivamente, también son una amenaza contra el medio ambiente en mediano y largo plazo como consecuencia de las emisiones de dióxido de carbono como principal causa contaminante. Los efectos de contaminación ambiental en las centrales térmicas son irreversibles, en cambio en las centrales hidroeléctricas si se implantan medidas correctivas los efectos son mínimos.

Aunque la línea La Cumbre – Santivañez está en su etapa de conclusión la misma no incrementa potencia, pero hace más confiable el suministro de energía en el Departamento de La Paz. La dependencia de generación eléctrica proveniente de las termoeléctricas y el SIN se hace importante, de ahí que se plantea aprovechar el potencial hídrico de La Paz el cual no ha sido utilizado para suministrar electricidad de forma continua y sostenible para cubrir toda su demanda de energía.

1.3. PLANTEAMIENTO DE LOS OBJETIVOS

1.3.1. OBJETIVO GENERAL

Determinar la factibilidad para la implementación de las centrales hidroeléctricas en el departamento de La Paz y su capacidad para suministrar electricidad que permita la independencia de la energía generada a partir de los combustibles fósiles.

1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Recopilar información histórica del consumo de energía de La Paz.
- Determinar la participación de las centrales hidroeléctricas del Departamento de La Paz en el balance energético del mercado nacional.
- Identificar las principales características de las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas en el Departamento de La Paz.
- Describir y mostrar las ventajas de las energías limpias.
- Cuantificar la producción de energía por combustibles fósiles e hídricos en el despacho de carga.
- Determinar el potencial hídrico en la ciudad de La Paz
- Estimar el impacto de la cobertura con la implementación de centrales hidroeléctricas.
- Demostrar la factibilidad del uso de centrales hidroeléctricas.

1.4. JUSTIFICACIÓN

La Paz cuenta con recursos hídricos potenciales. Hasta la fecha estos no fueron aprovechados, convirtiendo al departamento en dependiente de la energía proveniente del SIN, que es principalmente generada con combustibles fósiles.

Si bien las inversiones para la construcción de centrales hidroeléctricas son mucho mayores a las de las centrales termoeléctricas, este impacto es compensado durante su funcionamiento.

Desde el punto de vista medioambiental, siempre se ha considerado que la electricidad de origen hidráulico es una alternativa no contaminante, ya que es renovable. Asimismo, esta electricidad no genera emisiones de gases de efecto invernadero y es limpia pues no contamina el aire.

1.5. DEFINICIÓN DE LA HIPÓTESIS

Es posible reducir la utilización de combustibles fósiles manteniendo el mismo promedio de consumo de energía en La Paz, introduciendo el excedente de energía generada por las centrales hidroeléctricas del departamento al SIN obteniendo beneficios sociales, económicos y ambientales.

CAPITULO II

FUNDAMENTO TEORICO

CAPITULO II: FUNDAMENTO TEÓRICO

2.1. CONCEPTOS IMPORTANTES:

Energía: “es la capacidad que tienen los cuerpos para producir trabajo: trabajo mecánico, emisión de luz, generación de calor, etc.” (Rodriguez, 2008, pág. 14).

Generación: “En general, la generación de energía eléctrica consiste en transformar alguna clase de energía (química, cinética, térmica o lumínica, nuclear, solar entre otras), en energía eléctrica. Para la generación industrial se recurre a instalaciones denominadas centrales eléctricas, que ejecutan alguna de las transformaciones citadas. Estas constituyen el primer escalón del sistema de suministro eléctrico. La generación eléctrica se realiza, básicamente, mediante un generador; si bien estos no difieren entre sí en cuanto a su principio de funcionamiento, varían en función a la forma en que se accionan. Explicado de otro modo, difiere en qué fuente de energía primaria utiliza para convertir la energía contenida en ella, en energía eléctrica” (Wikipedia, 2015).

Consumo de energía: “Los aparatos eléctricos cuando están funcionando generan un consumo de energía eléctrica en función de la potencia que tengan y del tiempo que estén en funcionamiento” (Wikipedia, 2015).

Ahorro energético: “El ahorro energético conlleva un cambio en los hábitos de consumo; en ocasiones bastaría con eliminar los hábitos que despilfarran energía.

El ahorro de energía (disminución del consumo de energía) es la forma más sencilla y eficaz para reducir las emisiones contaminantes de CO₂ (dióxido de carbono) y de otros gases de efecto invernadero a la atmósfera; y, por tanto, para luchar contra el calentamiento global del planeta y el cambio climático” (Rodriguez, 2008, pág. 122).

Eficiencia energética: “La eficiencia energética es el hecho de minimizar la cantidad de energía necesaria para satisfacer la demanda sin afectar a su calidad; supone la sustitución de un equipo por otro que, con las mismas prestaciones,

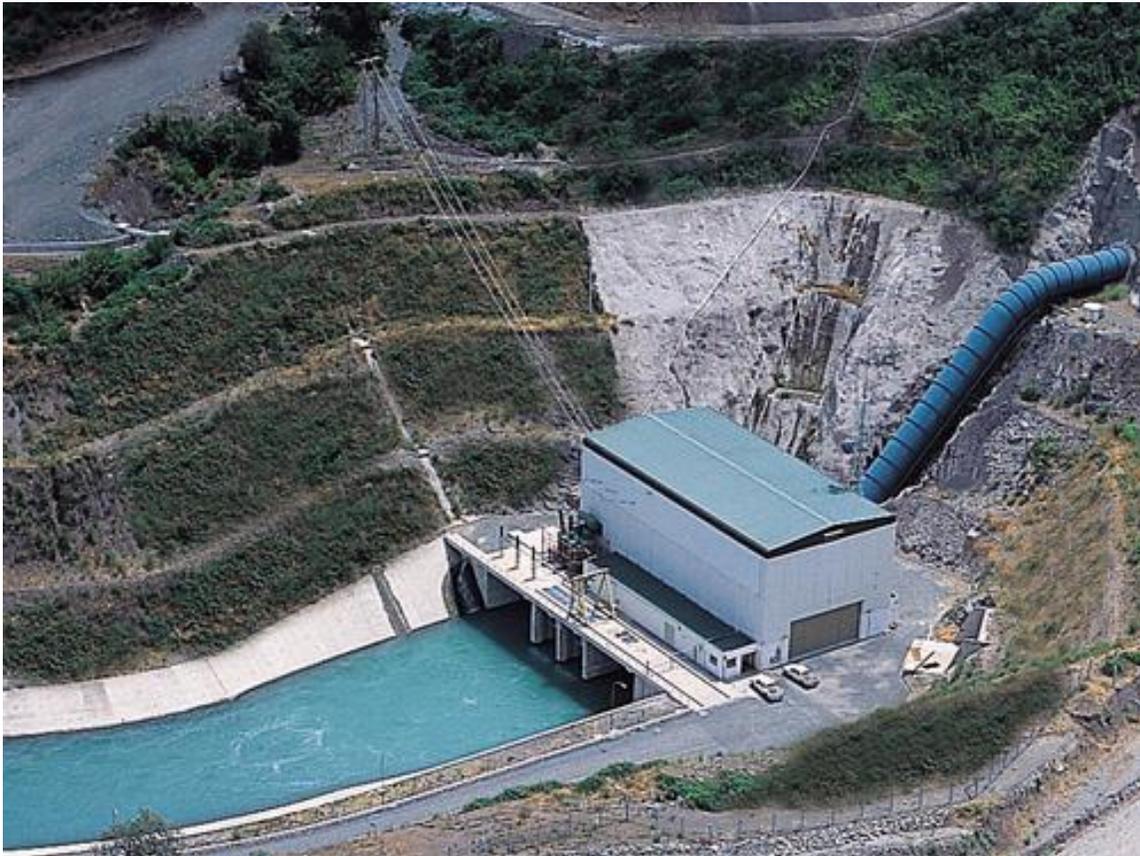
consume menos electricidad. No supone, por tanto, cambios en los hábitos de consumo (el comportamiento del usuario sigue siendo el mismo), pero se consume menos energía. Las medidas pueden abarcar la sustitución de un combustible fósil, como el fuel, por otros combustibles también fósiles pero más eficientes y menos contaminantes, tales como el gas natural o el diesel sintético. Sin lugar a dudas, las medidas de sustitución más eficaces son las que logran sustituir los combustibles fósiles por energías renovables, con lo que se consigue eliminar las emisiones contaminantes en la generación de electricidad. Un ejemplo de esta última medida sería la generación de electricidad mediante Centrales Hidroeléctricas, donde se sustituye a las generadoras de centrales térmicas” (Rodríguez, 2008, pág. 122).

Curva de carga: “Esta curva de demanda o de carga está compuesta por muchos consumos domésticos, industriales, etc. Depende de diversos factores: temperatura (en los días calurosos los equipos de aire acondicionado funcionan a pleno rendimiento), horas de luz, festividades, etc.” (Rodríguez, 2008, pág. 37).

Centrales eléctricas: En una central hidroeléctrica se utiliza energía hidráulica para la generación de energía eléctrica, estas centrales aprovechan la energía potencial gravitatoria que posee la masa de agua de un cauce natural en virtud de un desnivel, también conocido como salto geodésico. El agua en su caída entre dos niveles del cauce se hace pasar por una turbina hidráulica la cual transmite la energía a un generador donde se transforma en energía eléctrica” (wikipedia, 2015).

Central hidroeléctrica: “Son centrales que generan electricidad mediante el aprovechamiento de la energía potencial del agua embalsada en una presa. La generación de energía eléctrica se produce al dejar caer el agua desde una cierta altura; esta agua mueve los álabes de una turbina que, a su vez, acciona un generador, produciendo electricidad” (Rodríguez, 2008, pág. 30).

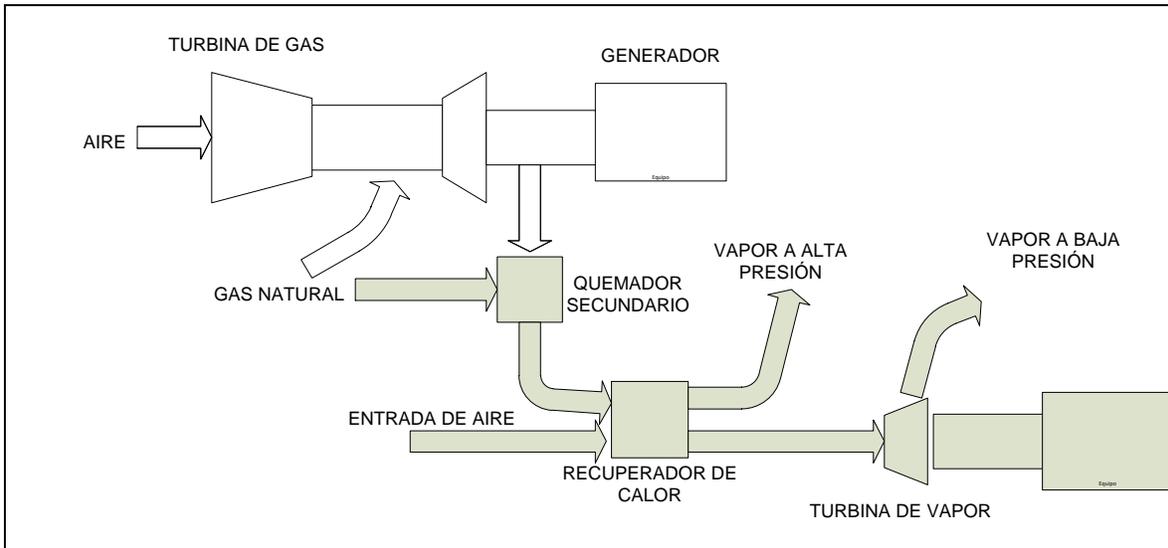
GRÁFICO Nº2.1 ESQUEMA DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA



FUENTE: ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

Central térmica: “En una central térmica se convierte la energía química de un combustible en energía eléctrica. Según el combustible utilizado se las denomina centrales térmicas de carbón, de fuel o de gas. Todas las centrales térmicas constan, en su forma más simple, de una caldera y de una turbina que mueve un generador eléctrico. La única diferencia entre ellas es el combustible; por tanto, la caldera deberá adaptarse al combustible utilizado. Todos los demás sistemas y componentes son básicamente los mismos” (Rodríguez, 2008, pág. 28).

GRÁFICO Nº2.2 ESQUEMA DE CENTRAL TÉRMICA DE CICLO COMBINADO



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

CAPITULO III

ANALISIS DE LA SITUACION

CAPITULO III: ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN

3.1. RECOLECCIÓN Y PRESENTACIÓN, DE LOS DATOS

3.1.1. CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y CAPACIDAD DE GENERACIÓN

El cuadro 3.1 muestra el consumo de energía eléctrica y la demanda máxima. Tal como muestra la tabla, el consumo de energía eléctrica registrada es de 1.614,4 GWh en el departamento de La Paz durante el año 2013. Asimismo, la demanda máxima de potencia en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), registrada en nodos de retiro del STI, alcanzó los 297,0 MW.

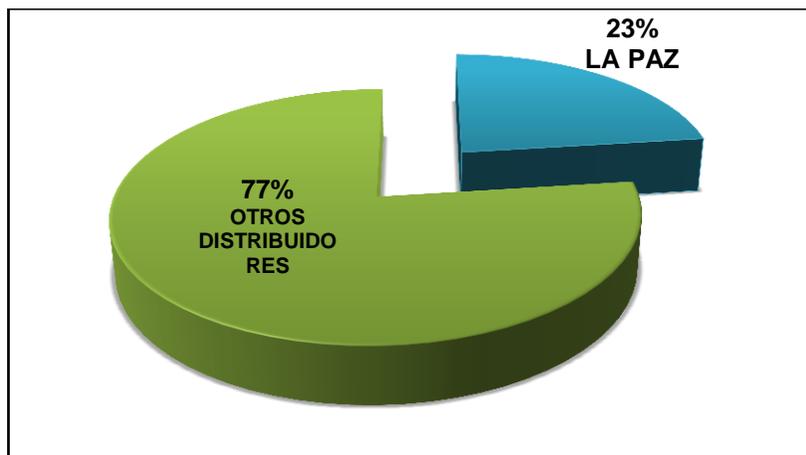
CUADRO Nº 3.1: CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA – DEMANDAS MÁXIMAS

CONSUMIDORES	GESTIÓN 2013	
	ENERGÍA (GWh)	DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTAL(MW)
CRE	2.556,7	492,6
CESSA	247,3	45,9
ELFEC	1.116,9	188,3
SEPSA	445,2	44,6
DELAPAZ	1.614,4	297,0
ELFEO	438,8	77,0
ENDE	110,1	20,3
NO REGULADOS	483,4	67,6
TOTAL	7.012,8	1.233,3

FUENTE: CNDC MEMORIA 2013, RESULTADOS DE LA OPERACIÓN DEL SIN.

El Gráfico 3.1 nos muestra la participación porcentual de la empresa Distribuidora DELAPAZ y los otros Distribuidores según el cuadro anterior.

GRÁFICO Nº 3.1: PARTICIPACIÓN PORCENTUAL COMPRAS DE ENERGÍA



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

El parque de generación de energía en el Departamento de La Paz está compuesto por centrales hidroeléctricas ubicadas en Zongo, Miguillas y Taquesi así como de centrales termoeléctricas en Kenko y el Alto.

La capacidad de generación de energía en el Departamento de La Paz a fines del año 2013, a nivel de bornes de generador, alcanzó a 362,4 MW de los cuales 298,4 MW corresponden a centrales hidroeléctricas y 64,0 MW a centrales termoeléctricas. Tal como se muestra en el Cuadro 3.2, esta capacidad térmica corresponde a la potencia efectiva en condiciones de máxima temperatura probable.

La producción bruta de energía de las centrales que operan en el departamento fue de 1.740,9 GWh; de los cuales 1.483,7 GWh corresponden a centrales hidroeléctricas y 257,2 GWh a centrales termoeléctricas. Se observa que la producción hidroeléctrica participó con el 20,2% del total y la producción termoeléctrica con el 3,5 % (solo en el Departamento de La Paz).

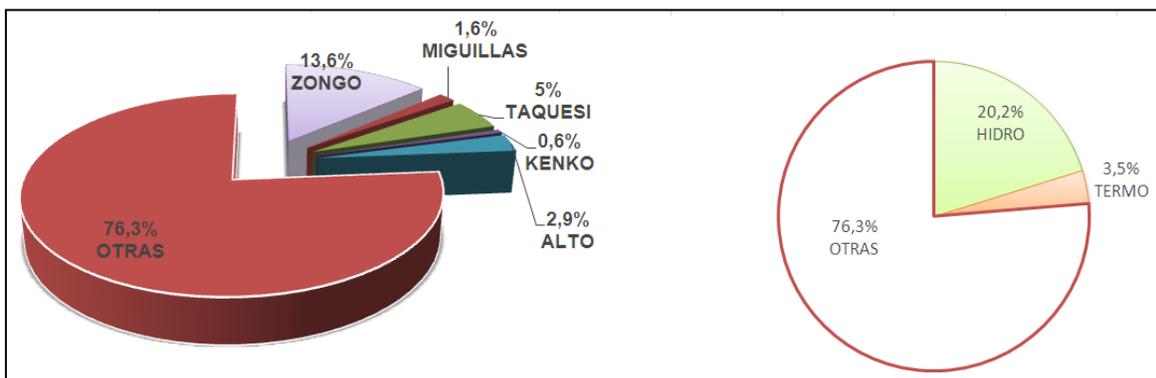
Inicialmente podemos concluir que estas dos empresas Generadoras tienen una capacidad de 298,4 MW (20,2%) y la demanda de energía eléctrica en La Paz es de 297 MW (24%) de la demanda en todo el territorio Nacional, existiendo una diferencia de 1,4 MW que significa un déficit de 3,8% cubierta por las termoeléctricas y el SIN.

CUADRO Nº 3.2: CAPACIDAD DE GENERACIÓN – PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

CENTRALES	CAPACIDAD (POTENCIA EFECTIVA)	PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA
	MW	GWh
HIDROELÉCTRICAS		
SISTEMA CORANI	148,7	929,5
SISTEMA ZONGO	188,0	1.000,1
SISTEMA MIGUILLAS	21,1	114,4
SISTEMA TAQUESI	89,3	369,2
KANATA	7,5	16,4
SISTEMA YURA	19,0	77,8
SISTEMA QUEHATA	2,0	7,4
SUBTOTAL	475,6	2.514,8
TERMOELÉCTRICAS		
GUARACACHI	332,1	1.820,2
SANTA CRUZ	38,4	40,0
ARANJUEZ	35,4	158,7
CARACHIPAMPA	13,4	85,0
KENKO	17,8	45,9
VALLE HERMOSO	107,7	438,9
CARRASCO	124,0	667,6
BULO BULO	87,3	491,2
ENTRE RIOS	98,1	734,6
GUABIRA	21,0	79,5
EL ALTO	46,2	211,3
MOXOS	32,9	60,0
TRINIDAD	2,9	-
SUBTOTAL	957,2	4.832,9
TOTAL	1.432,8	7.347,7

FUENTE: CNDC MEMORIA 2013, RESULTADOS DE LA OPERACIÓN DEL SIN.

GRÁFICO Nº 3.2: PARTICIPACIÓN PORCENTUAL PRODUCCIÓN DE ENERGÍA



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

3.1.2. DEMANDA DE ENERGÍA VS DESPACHO REALIZADO PARA UN DÍA ESPECIFICO

Es importante estudiar la evolución de la carga, puesto que la demanda varía continuamente. Crece a lo largo de los años, es variable en cada época del año, cada día del año e incluso es variable en las distintas horas del día. Todas estas variaciones están relacionadas con la producción de energía eléctrica, la cual, en todo momento debe adecuarse a las exigencias de la demanda equilibrando la energía producida con la consumida.

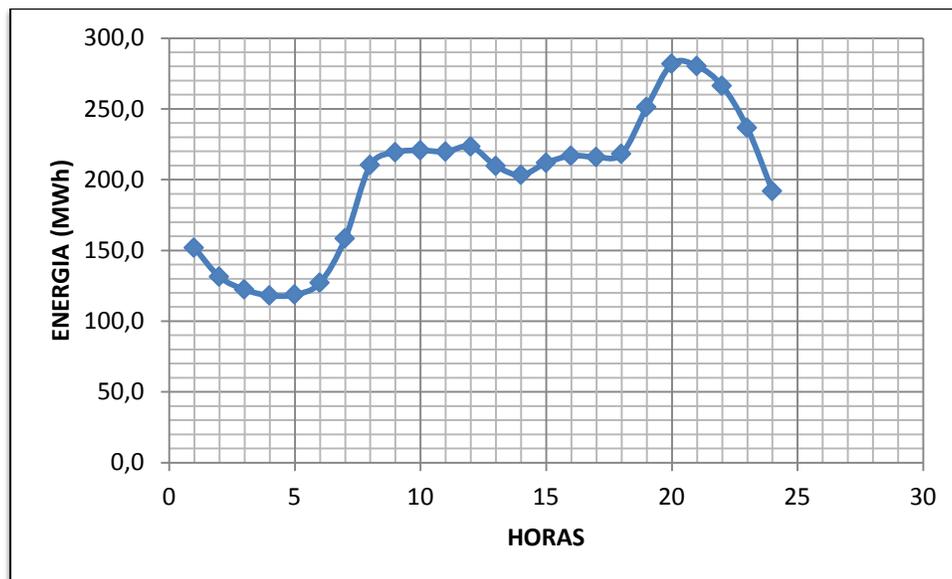
CUADRO Nº 3.3: DEMANDA DE ENERGÍA (1/08/13) – LA PAZ

HORA	MWh	HORA	MWh
01:00	151,9	13:00	209,6
02:00	131,3	14:00	203,3
03:00	122,3	15:00	211,9
04:00	118,1	16:00	216,9
05:00	118,7	17:00	216,0
06:00	127,1	18:00	218,2
07:00	158,4	19:00	251,2
08:00	210,3	20:00	281,8
09:00	219,3	21:00	280,2
10:00	220,7	22:00	266,2
11:00	219,8	23:00	236,5
12:00	223,4	24:00	191,9
TOTAL		4.805,0	

FUENTE: www.cndc.com.bo

El Cuadro 3.3 hace referencia a los datos de la demanda energética el día 1 de Agosto de 2013. Para realizar el análisis de la demanda de energía obtenido, a continuación se gráfica:

GRÁFICO Nº 3.3: DEMANDA DE ENERGÍA – LA PAZ



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

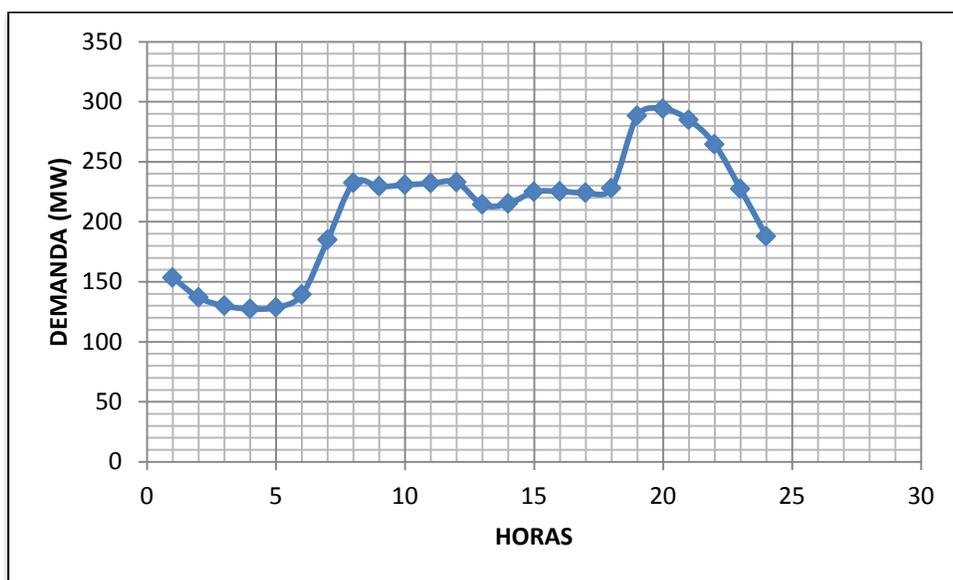
El Cuadro y Gráfico 3.4 nos muestran la demanda del Departamento de La Paz y su comportamiento en el día 1 de Agosto de 2013. Estos datos nos servirán más adelante para realizar nuestra comparación con el despacho de carga para este día específico.

CUADRO Nº 3.4: DEMANDA LA PAZ (1/08/13)

HORA	MW	HORA	MW
01:00	153,363	13:00	214,188
02:00	136,924	14:00	215,124
03:00	129,899	15:00	224,969
04:00	127,423	16:00	225,275
05:00	128,762	17:00	224,191
06:00	139,36	18:00	227,751
07:00	184,957	19:00	288,216
08:00	232,204	20:00	294,062
09:00	229,394	21:00	284,89
10:00	230,717	22:00	264,472
11:00	231,992	23:00	227,172
12:00	232,943	24:00	187,867

FUENTE: www.cndc.com.bo

GRÁFICO Nº 3.4: CURVA DE CARGA (1/08/13)



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

El cuadro 3.5 muestra el despacho de carga realizado para el 1 de Agosto de 2013, el cual está conformado por las centrales hidroeléctricas y las centrales termoeléctricas. La segunda, tercera y cuarta columna del cuadro muestran el despacho de carga realizado por las Centrales Hidroeléctricas de Zongo, Taquesi y Miguillas para ese día; la quinta columna muestra la suma de la potencia despachada total Hldro. A continuación las columnas sexta, séptima y novena nos dan los valores del despacho de carga realizados por las centrales termoeléctricas cada hora del día 1 de Agosto de 2013. En consecuencia en la columna décima se realiza la suma despachada total Termo. Finalmente, la última columna hace la suma total del despacho de carga realizado por las Centrales Hidroeléctricas y las Centrales Termoeléctricas para cada hora del día planteado.

CUADRO Nº 3.5: DESPACHO DE CARGA REALIZADO CENTRALES LA PAZ (1/08/13)

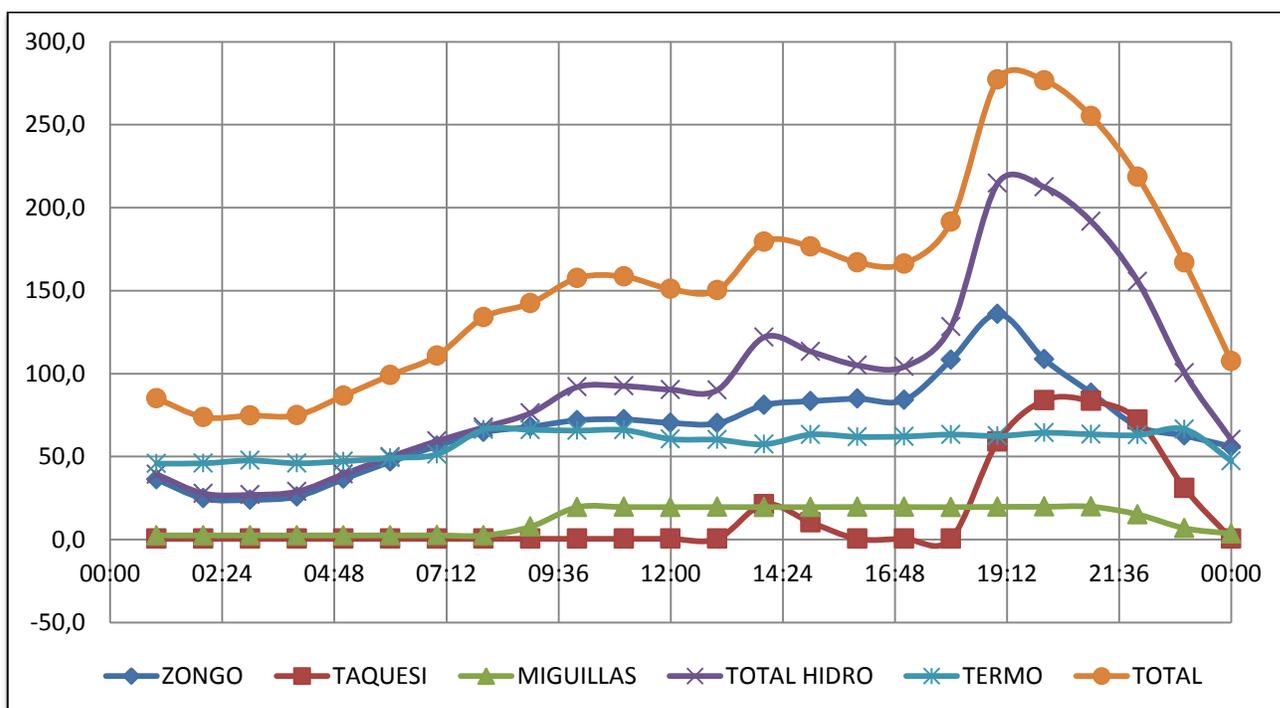
	ZONGO	TAQUESI	MIGUILLAS	SUBTOT. HIDRO.	KEN01	KEN02	ALT01	ALT02	SUBTOT. TERMO.	TOTAL
HORA	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
01:00	36,2	0,5	2,5	39,2	0,0	0,0	15,9	29,9	45,8	85,0
02:00	24,8	0,5	2,5	27,8	0,0	0,0	15,7	30,3	46,0	73,8
03:00	24,0	0,5	2,5	27,0	0,0	0,0	16,1	31,6	47,7	74,7
04:00	25,9	0,5	2,5	28,9	0,0	0,0	16,0	30,0	46,0	74,9
05:00	36,5	0,5	2,5	39,5	0,0	0,0	16,0	31,2	47,2	86,7
06:00	46,9	0,5	2,5	49,9	0,0	0,0	16,9	32,3	49,2	99,1
07:00	56,4	0,5	2,6	59,5	0,0	4,0	16,4	31,0	51,4	110,9
08:00	64,7	0,5	2,5	67,7	9,1	9,2	16,5	31,5	66,3	134,0
09:00	68,0	0,5	7,8	76,2	9,0	9,0	16,8	31,4	66,2	142,4
10:00	71,9	0,5	19,5	91,9	8,9	8,8	16,7	31,3	65,7	157,6
11:00	72,4	0,5	19,6	92,5	8,8	8,8	17,2	31,2	66,0	158,5
12:00	70,3	0,5	19,6	90,4	8,6	8,4	15,2	28,4	60,6	151,0
13:00	70,0	0,5	19,6	90,1	7,1	7,1	16,3	29,7	60,2	150,3
14:00	81,1	21,3	19,6	122,0	7,0	6,9	15,2	28,4	57,5	179,4
15:00	83,4	10,3	19,6	113,3	8,6	8,5	16,2	30,0	63,3	176,6
16:00	84,9	0,5	19,7	105,0	8,5	8,5	16,0	28,9	61,9	166,9
17:00	84,1	0,5	19,6	104,2	8,5	8,5	15,8	29,3	62,1	166,3
18:00	108,2	0,5	19,5	128,2	8,5	8,5	16,3	30,0	63,3	191,5
19:00	136,0	59,0	19,8	214,8	8,9	8,7	16,5	28,4	62,4	277,2
20:00	108,6	84,0	19,8	212,3	8,9	8,9	16,3	30,2	64,3	276,7
21:00	88,4	83,5	19,8	191,7	8,9	8,9	15,8	29,9	63,5	255,1
22:00	68,2	72,2	15,2	155,5	8,9	8,8	15,6	29,6	63,0	218,5
23:00	62,6	31,0	6,8	100,4	9,0	9,0	17,1	31,4	66,5	166,9
24:00	56,0	0,5	3,6	60,1	0,0	0,0	16,5	30,9	47,4	107,5

FUENTE: www.cndc.com.bo

La mayor aportación está dada por las centrales hidroeléctricas en el despacho de carga. Tal como muestra la tabla anterior, entre las 19 y 20 horas los despachos realizados son mayores debido a que en esas horas se incrementan demanda.

A continuación, el gráfico 3.5 detalla los despachos de carga realizados por las diferentes centrales hidroeléctricas como termoeléctricas en el Departamento de La Paz, mostrándonos el aporte de ambas centrales. En el caso de las centrales termoeléctricas se puede ver una tendencia constante a lo largo de todo el día. Como muestra este cuadro la curva anaranjada con círculos es la suma de todos los despachos realizados.

GRÁFICO Nº 3.5: DESPACHO DE CARGA (1/08/13)



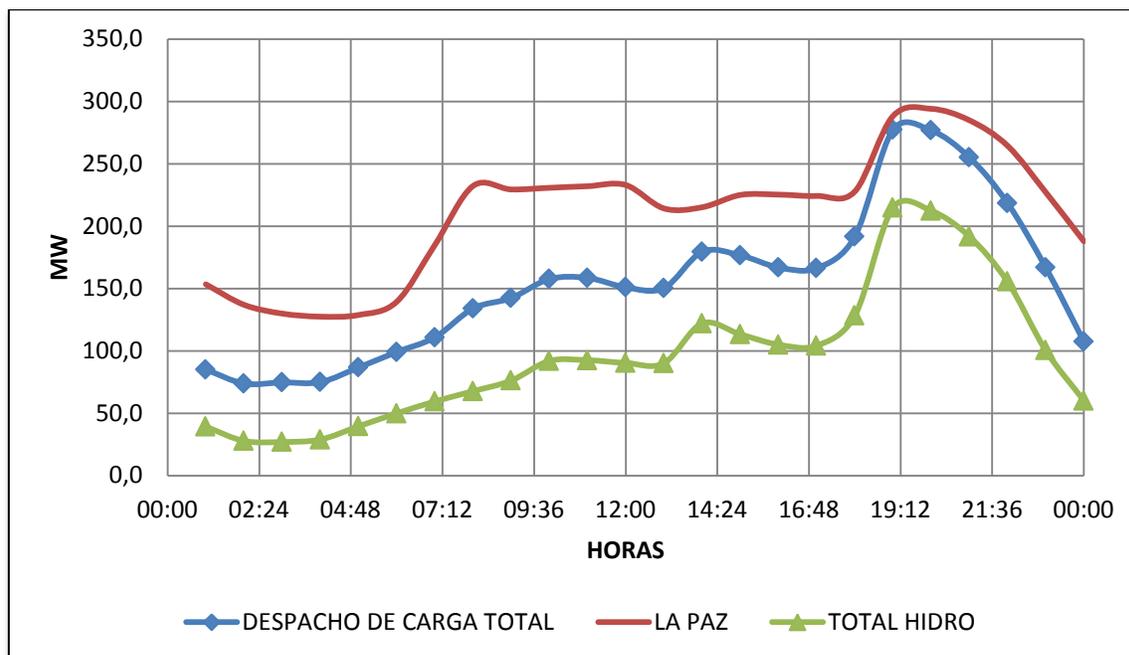
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Ahora bien, combinemos la curva de carga diaria y los despachos realizados por las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas en el gráfico 3.6, uno de los más importantes para el análisis del presente documento en el cual se muestran las siguientes curvas:

- La curva lisa en color rojo es la curva de carga o las demandas para cada hora en el departamento de La Paz (datos cuadro 3.4).
- La curva con triángulos en color verde es el despacho de carga realizado por las centrales hidroeléctricas en el departamento de La Paz.
- La curva con rombos en color azul es el despacho de carga total (suma de despacho de carga centrales hidroeléctrica y centrales termoeléctricas)

Tal como lo muestra esta gráfica, el aporte realizado por las centrales hidroeléctricas no cubren con la demanda total del departamento necesitando de las Centrales Termoeléctricas para elevar su oferta. Es importante mencionar que ambos aportes no alcanzan a cubrir la demanda total del departamento, esto se agrava cuando una central Hidro entra en mantenimiento programado.

GRÁFICO Nº 3.6: COMPARACIÓN CURVA DE CARGA Y DESPACHO DE CARGA CENTRALES LA PAZ



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

En base a la curva anterior se ha construido el Cuadro 3.6:

CUADRO Nº 3.6: DIFERENCIA, DEMANDA Y DESPACHO DE CARGA CENTRALES LA PAZ

	LA PAZ	D.C.			LA PAZ	D.C.	
HORA	MW	MW	DIFER.	HORA	MW	MW	DIFER.
01:00	153,363	85,03	68,333	13:00	214,188	150,3	63,888
02:00	136,924	73,81	63,114	14:00	215,124	179,41	35,714
03:00	129,899	74,67	55,229	15:00	224,969	176,58	48,389
04:00	127,423	74,92	52,503	16:00	225,275	166,9	58,375
05:00	128,762	86,69	42,072	17:00	224,191	166,26	57,931
06:00	139,36	99,09	40,27	18:00	227,751	191,54	36,211
07:00	184,957	110,85	74,107	19:00	288,216	277,2	11,016
08:00	232,204	133,95	98,254	20:00	294,062	276,68	17,382
09:00	229,394	142,37	87,024	21:00	284,89	255,14	29,75
10:00	230,717	157,59	73,127	22:00	264,472	218,49	45,982
11:00	231,992	158,51	73,482	23:00	227,172	166,89	60,282
12:00	232,943	150,95	81,993	24:00	187,867	107,51	80,357

D.C. DESPACHO DE CARGA
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Del cuadro anterior la segunda columna nos muestra los datos de la curva de carga del departamento para cada hora del día (datos del cuadro 3.4); la tercera columna son los datos del despacho de carga total realizado por las centrales en el Departamento de La Paz (datos del cuadro 3.5). La cuarta columna se muestra la diferencia entre la curva de carga y el despacho de carga realizado, esta diferencia nos sirve para determinar la demanda que es asumida por el SIN, siendo la diferencia más alta la registrada a las 8 a.m. de 98,25 MW y la más baja a las 19 p.m. de 11,01 MW.

Como planteamos inicialmente el Departamento de La Paz sí depende de la generación térmica para cubrir su demanda, principalmente la demanda en hora pico sabiendo que en este periodo se lo realiza con turbinas a gas que son más caras.

A continuación, se mostrará el potencial hídrico aprovechable del departamento paceño, la cual es la base para el presente proyecto.

3.1.3. POTENCIALES HIDROELÉCTRICOS DEL DEPARTAMENTO DE LA PAZ

En este acápite se presentaran datos obtenidos por la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) y el Gobierno Autónomo Departamental de La Paz (GADLP) del potencial hídrico aprovechable.

Según el libro Plantas Eléctricas en su capítulo 2 “ENDE efectuó una cuantificación y evaluación del potencial hidroenergético de Bolivia en sus tres cuencas mayores; Amazonas, Río de la Plata y cuenca del Altiplano” (p. 52-54), se muestran a continuación los de los proyectos potenciales identificados (ver Anexo 1) para el Departamento de La Paz en el Cuadro 3.7:

CUADRO Nº 3.7: PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS INVENTARIADOS – ENDE

No.	PROYECTO	RIO	POTENCIA (MW)	ENERGÍA (GWh)	ESTUDIO	FACTOR DE PLANTA	INVERSIÓN APROX. (\$US)
1	PALILLADA	MIGUILLAS	110,00	548,00	PF	60%	160.100.000,00
2	CÓNDOR CALA	MIGUILLAS	75,00	350,00	P	50%	100.125.000,00
3	TANGARA	MIGUILLAS	108,00	715,00	P	80%	160.700.000,00
4	TIRATA	LA PAZ	54,00	409,00	P	90%	77.850.000,00
5	LLOJA	LA PAZ	130,00	583,00	P	51%	187.416.666,67
6	HUARA	LA PAZ	100,00	380,00	P	43%	150.166.000,00
7	TIQUIMANI	COROICO	50,00	340,00	P	78%	72.083.333,33
8	PABELLONANI	COROICO	50,00	337,00	P	77%	72.083.333,33
9	HUANCANE	COROICO	110,00	760,00	P	79%	160.500.100,00
10	CHALLA	COROICO	35,00	235,00	P	77%	51.000.000,00
11	CHORO	COROICO	100,00	740,00	P	84%	154.000.000,00
12	HUAJI	ZONGO	28,00	157,00	C	64%	41.000.000,00
13	PACHLACA	ZONGO	16,00	100,00	P	71%	23.100.000,00
14	ICHOCA I	ICHOCA	15,00	66,00	P	50%	30.000.000,00
15	ICHOCA II	ICHOCA	22,00	98,00	P	51%	32.000.000,00
16	BALA	BENI	1.680,00	10.600,00	P	72%	2.422.000.000,00
	TOTAL		2.683,00	16.418,00			3.894.124.433,33

FUENTE: ENDE

En el siguiente gráfico y cuadro se muestran datos de potencial Hídrico del Gobierno Autónomo Departamental de La Paz en las cuencas de los ríos Camata y Pelechuco, trabajo realizado por la Empresa Consultora Global Finance Consultants Bolivia S.R.L. El estudio comprendió la identificación y ubicación geográfica de los siguientes ríos: Pelechuco, Hilo Hilo, Amontala, Sunchuli, Mojos, Puina, Naranjani, Piliapo, Tari, Eslabon. Estas cuencas están ubicadas en el Departamento de La Paz (ver Anexo 2).

CUADRO Nº 3.8: POTENCIAL HÍDRICO EN LAS CUENCAS DE LOS RÍOS CAMATA Y PELECHUCO

No.	Subcuenca	Potencia Teórica Bruta (kW)	Potencia Técnica Aprovechable (kW)	ESTUDIO	FACTOR DE PLANTA	INVERSIÓN APROX. (\$US)
1	Pelechuco	327.746,00	61.393,00	P	40%	90.000.000,00
2	Hilo Hilo	136.334,00	25.538,00	P	40%	36.160.000,00
3	Puina	481.988,00	90.286,00	P	40%	125.000.000,00
4	Amontala	244.627,00	45.824,00	P	40%	64.000.000,00
5	Sunchuli	45.789,00	8.577,00	P	40%	12.100.000,00
6	Naranjani	40.184,00	7.527,00	P	40%	11.000.000,00
7	Piliapo	4.030,00	755,00	P	40%	1.100.000,00
8	Mojos	31.378,00	5.878,00	P	40%	9.000.000,00
9	Tari	150.214,00	28.138,00	P	40%	39.000.000,00
10	Eslabon	93.482,00	17.511,00	P	40%	25.000.000,00
11	Charazani	22.444,00	3.242,00	P	40%	5.000.000,00
12	Amarete	3.984,00	575,00	P	30%	800.000,00
13	Aten	198.871,00	28.722,00	P	30%	40.000.000,00
14	Yuyo	55.662,00	8.039,00	P	30%	11.000.000,00
15	Conzata	733.392,00	105.920,00	P	30%	146.000.000,00
16	Tipuani	468.920,00	67.724,00	P	30%	100.000.000,00
17	Ayata	40.733,00	5.883,00	P	30%	8.000.000,00
18	Charantasi	9.651,00	1.394,00	P	30%	2.000.000,00
19	Merkhe	75.733,00	10.938,00	P	30%	16.100.000,00
20	Camata	1.845.645,00	266.557,00	P	55%	400.000.000,00
21	Yurilaya	31.518,00	4.552,00	PF	70%	6.267.173,89
22	Tapuri	22.870,00	1.236,00	PF	30%	1.701.719,45
23	Macara	13.917,00	2.607,00	PF	40%	3.589.306,31
	TOTAL	5.079.112,00	798.816,00			1.152.818.199,64

FUENTE: GLOBAL FINANCE CONSULTANTS BOLIVIA S.R.L

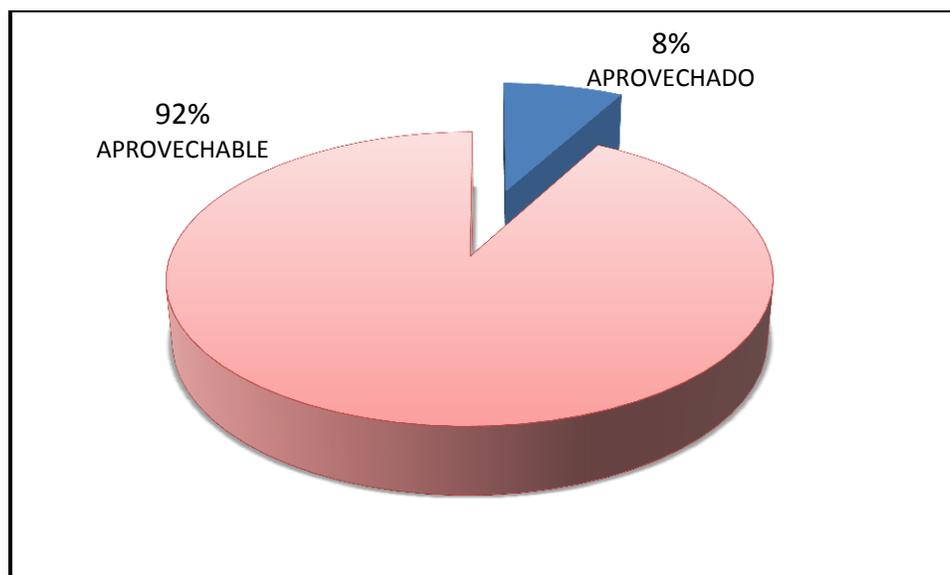
A continuación tomaremos como antecedente los cuadros 3.2, 3.7 y 3.8 a fin de cuantificar el potencial total hidroeléctrico del Departamento de La Paz, como vemos en el siguiente cuadro:

CUADRO Nº 3.9: CAPACIDAD DE GENERACIÓN APROVECHABLE

CENTRALES	CAPACIDAD
LA PAZ	MW
POTENCIAL APROVECHADO	
SISTEMA ZONGO	188,0
SISTEMA MIGUILLAS	21,1
SISTEMA TAQUESI	89,3
POTENCIAL APROVECHABLE	
PROYECTOS ENDE	2.683,0
CUENCAS DEL CAMATA Y PELECHUCO	798,8
TOTAL	3.780,2

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

GRÁFICO Nº 3.8: POTENCIAL APROVECHADO Y APROVECHABLE



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Como se muestra en el análisis anterior la producción hidroeléctrica actual de La Paz es aproximadamente el 8 % del potencial aprovechable.

Ahora realizaremos una superposición entre el potencial aprovechable y las proyecciones en energía y potencia. Tomando como referencia los datos de la Actualización del Plan Optimo de Expansión del SIN 2013 que, como es de esperarse registran valores creciente hasta el año 2023. Tomando como base para la proyección, el consumo por categoría.

CUADRO Nº 3.10: PROYECCIÓN ANUAL DE ENERGÍA Y POTENCIA MÁXIMA

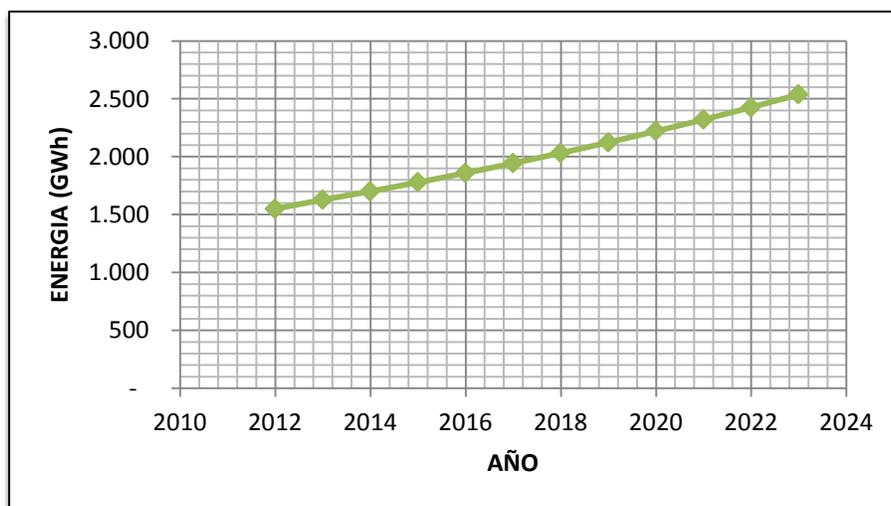
AÑO	ENERGÍA		POTENCIA MÁXIMA		FACTOR DE CARGA
	(GWh)	TC (%)	(MW)	TC(%)	
2012	1.550	5,0	284,9	4,6	0,62
2013	1.628	5,0	298,2	4,7	0,62
2014	1.701	4,5	310,7	4,2	0,63
2015	1.779	4,5	323,7	4,2	0,63
2016	1.859	4,5	337,3	4,2	0,63
2017	1.944	4,5	351,5	4,2	0,63
2018	2.032	4,5	366,2	4,2	0,63
2019	2.124	4,5	381,6	4,2	0,64
2020	2.221	4,5	397,6	4,2	0,64
2021	2.321	4,5	414,3	4,2	0,64
2022	2.427	4,5	431,7	4,2	0,64
2023	2.537	4,5	449,8	4,2	0,64

T. C. TASA DE CRECIMIENTO

FUENTE: MHE - ACTUALIZACIÓN DEL PLAN OPTIMO DE EXPANSIÓN DEL SIN - 2013

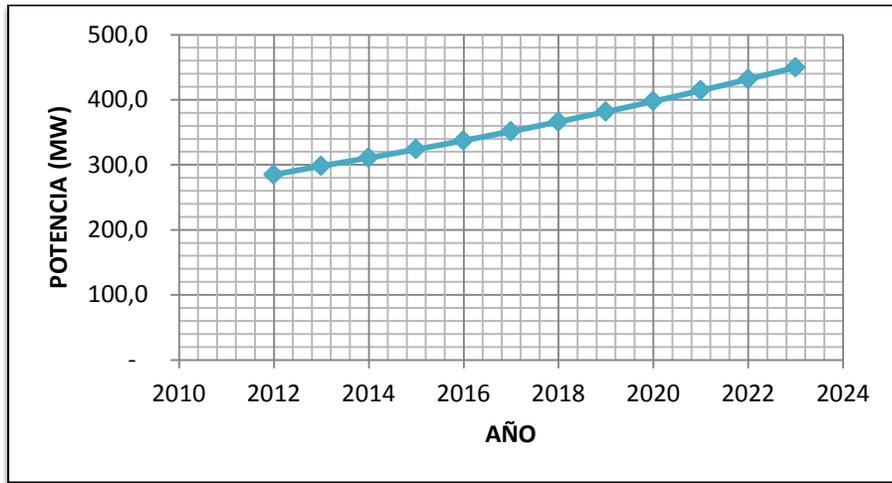
Los gráficos siguientes muestran la tendencia creciente para la energía y la potencia siguiendo una secuencia lineal hasta el año 2023. La direccionalidad de las líneas nos muestra que a cada año que pasa el Departamento de La Paz requerirá de mayores inyecciones en su sistema a fin de cubrir con la demanda futura.

GRÁFICO Nº 3.9: PROYECCIÓN DE ENERGÍA – LA PAZ



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

GRÁFICO Nº 3.10: PROYECCIÓN DE POTENCIA – LA PAZ

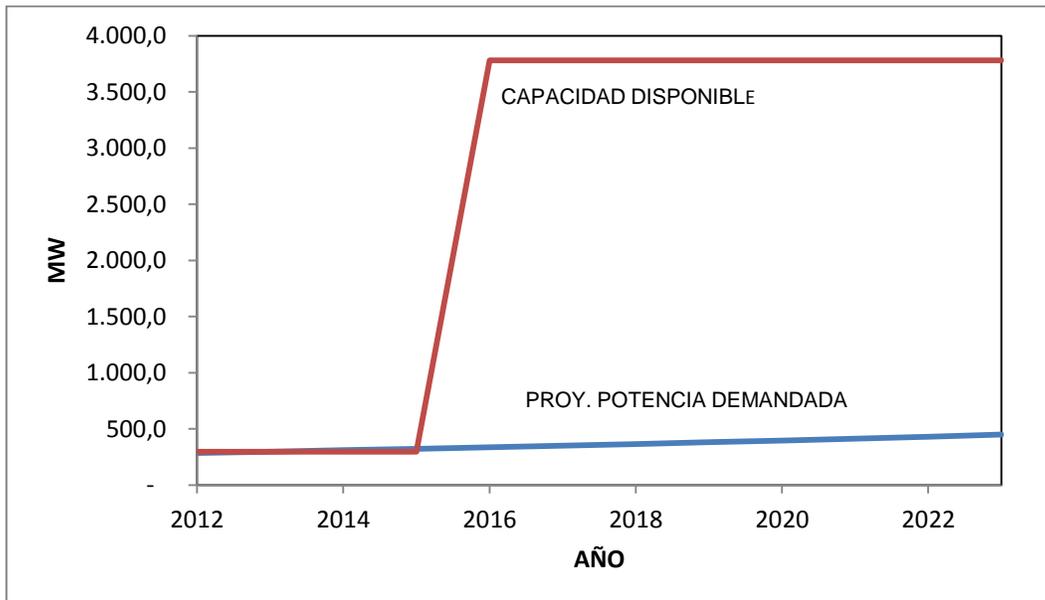


FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

El cuadro anterior permite apreciar una tendencia al incremento. Observamos la necesidad de que se tomen las previsiones necesarias para satisfacer la demanda de energía del Departamento de La Paz.

En el siguiente grafico superponemos los datos de los cuadros 3.9 y 3.10:

GRÁFICO Nº 3.11: POTENCIA: APROVECHABLE VS PROYECCIÓN, LA PAZ



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Se puede ver que con la existencia de suficientes instalaciones de generación se atiende la demanda presente y futura del sistema. Con la seguridad de un sistema para responder al impacto de una posible indisponibilidad de la conexión de SIN.

Ahora analicemos la cobertura del departamento y evaluemos el efecto en el caso que se implantaran las centrales.

El cuadro 3.11 muestra la cobertura de energía que se tiene en el Departamento de La Paz por provincias. Haciendo un desglose de la cobertura energética por provincia y municipio (Anexo 19), según el censo realizado por el INE y los datos de cobertura que tiene el Gobierno Autónomo Departamental de La Paz.

CUADRO Nº 3.11: COBERTURA DE ENERGÍA POR PROVINCIA EN EL DEPARTAMENTO DE LA PAZ

DEPARTAMENTO	PROVINCIA	PORCENTAJE
LA PAZ	Pedro Domingo Murillo	97,3%
	Omasuyos	79,5%
	Pacajes	78,9%
	Eliodoro Camacho	71,8%
	Muñecas	63,8%
	Larecaja	60,9%
	Franz Tamayo	69,6%
	Ingavi	75,9%
	Loayza	75,7%
	Inquisivi	73,8%
	Sud Yungas	85,3%
	Los Andes	71,7%
	Aroma	67,6%
	Nor Yungas	96,3%
	Abel Iturralde	89,7%
	Bautista Saavedra	58,3%
	Manco Kapac	82,8%
	Gualberto Villarroel	84,6%
	José Manuel Pando	77,1%
Caranavi	70,1%	

FUENTE: INE Y GADLP.

Como se puede ver en el anterior cuadro los porcentajes de cobertura de energía eléctrica son relativamente más bajos en el lado norte de La Paz es decir las

provincias de Larecaja, Muñecas, Camacho, Bautista Saavedra Franz Tamayo y Abel Iturralde.

El gráfico 3.12 muestra la ubicación de todas las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas existentes en el Departamento de La Paz, las cuales se encuentran repartidas en el lado sur y centro del departamento.

GRÁFICO Nº 3.12: CENTRALES EN EL DEPARTAMENTO DE LA PAZ



FUENTE: CNDC MEMORIA ANUAL 2013

Los valores de coberturas de energía eléctrica más bajas se encuentran en el lado norte, la implementación de centrales hidroeléctricas en estas zonas se hace importante, las más destacables son la central el Bala y las centrales identificadas

en los ríos Camata y Pelechuco. Desde allí el transporte de energía se hace más corto y al ser colas de línea se evitan las caídas de tensión. Esto posibilita que se tenga un servicio continuo y de calidad ayudando al desarrollo de estas regiones.

3.1.4. CONFIABILIDAD DE GENERACIÓN POR CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Si bien en el presente documento no se están tocando temas relacionados con las líneas de transmisión en el departamento de La Paz, se pretende ser capaz de abastecer la demanda total de La Paz mediante el potencial hidroeléctrico.

Si bien la línea La Cumbre – Santivañez está en su etapa de conclusión, esta no incrementa potencia, sólo hace más confiable el suministro de energía eléctrica al Departamento de La Paz. Por lo tanto, no elimina la dependencia de Generación Eléctrica proveniente de las termoeléctricas y el SIN, esto refuerza la hipótesis planteada en el presente documento para la implementación de nuevas centrales hidroeléctricas.

Según el criterio n-1 de confiabilidad utilizado en la expansión de los 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. Es así que la confiabilidad tiene dos áreas: adecuación y seguridad. La adecuación es el análisis estático del sistema y valora la existencia de suficientes instalaciones de transmisión y generación para atender la demanda presente y futura del sistema. La seguridad es la habilidad de un sistema para responder al impacto de disturbios repentinos y corresponde a un análisis dinámico.

En muchos países se realiza la aplicación de estos criterios a fin de dar la seguridad necesaria de sus sistemas eléctricos y, dependiendo del grado de desarrollo, los llegan a cumplir. En el siguiente cuadro se muestra un ejemplo de lo mencionado.

CUADRO Nº 3.12: CRITERIO N-1

PAÍS/SISTEMA	CRITERIO DE EXPANSIÓN UTILIZADO	
	DETERMINÍSTICO	PROBABILÍSTICO
ALEMANIA	N-1 CON N-2 EN CONTINGENCIAS ESPECIFICAS	
FRANCIA	N-1	SI
HOLANDA	N-1 CON N-2 EN ESCENARIOS ESPECÍFICOS	PLANIFICA/CONTROLA
BRASIL	N-1	SE INCORPORA PLANIFICACIÓN PROBABILÍSTICA
JAPÓN	N-1 RED PRINCIPAL N-2 TOKIO	SOLO PARA ANÁLISIS DE DESPRENDIMIENTOS
CANADÁ	N-2 EN RED PRINCIPAL Y GRANDES CIUDADES	SE INCORPORA PAULATINAMENTE
EEUU	N-1 EN GENERAL, N-2 EXCEPCIONALMENTE	
ESCOCIA	N-1 RED PRINCIPAL N-2 TINTERC. N-2, 3 HORAS	EN ADOPCIÓN
REINO UNIDO	N-2 EN RED PRINCIPAL Y CENTROS DE CARGA	SE INCORPORA PAULATINAMENTE
INDIA	N-1 RED PRINCIPAL 500 Kv	
MALASIA	N-1 EN GENERAL, N-2 EXCEPCIONALMENTE	
ISRAEL	N-1 RED PRINCIPAL N-2 CIUDADES ESCENAR.	
AUSTRALIA, NECA	N-1	
ITALIA	N-2	
NUEVA ZELANDA	N-1	
CHILE	N, N-1	COSTO ESPERADO DE FALLA DE CORTO PLAZO

FUENTE: NECA, AUSTRALIA

Si bien se planea hacer más confiable el sistema con la existencia de suficientes instalaciones de generación, es importante realizar el siguiente análisis tanto de utilización como estacionalidad de las centrales hidroeléctricas.

La utilización de la capacidad de las centrales hidroeléctricas en el tiempo o factor de planta, varía dependiendo del tipo de combustible que se utilice y del diseño de la central hidroeléctrica o termoeléctrica. A continuación se registran los siguientes valores de factores de planta para las centrales en funcionamiento en el Departamento de La Paz, de la gestión 2013:

CUADRO Nº 3.13: FACTOR DE PLANTA

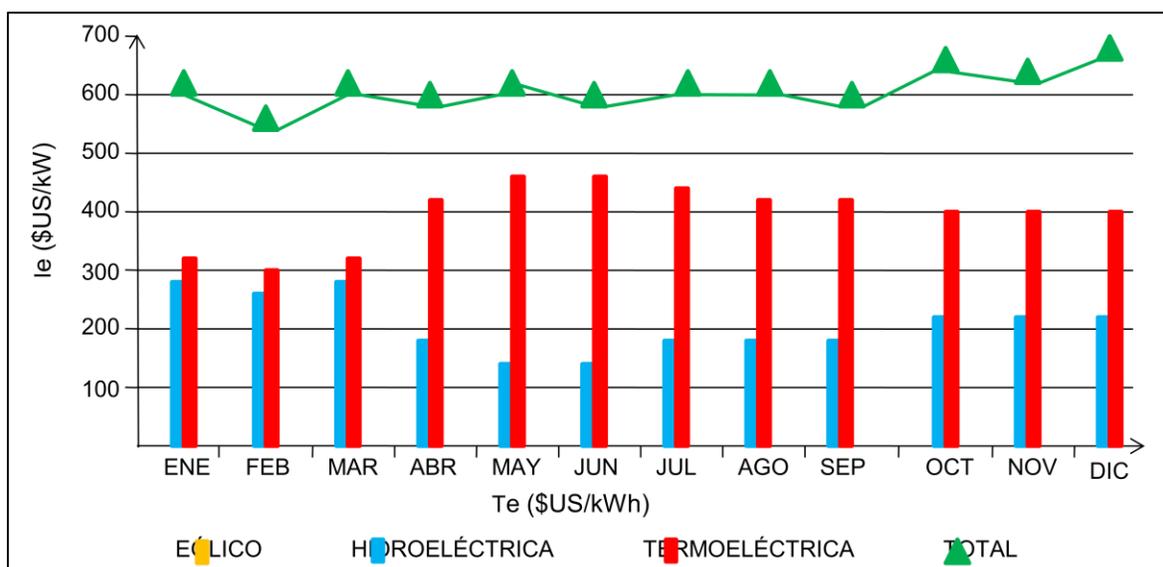
CENTRALES LA PAZ	FACTOR DE PLANTA
SISTEMA ZONGO	0,6
SISTEMA MIGUILLAS	0,6
SISTEMA TAQUESI	0,5
KENKO	0,3
EL ALTO	0,5

FUENTE: CNDC MEMORIA 2013, RESULTADOS DE LA OPERACIÓN DEL SIN.

Estos valores son inferiores a la unidad (1). Debido a que esta fuera de servicio o funcionando a la potencia reducida durante parte del tiempo debido a fallas en los equipos o mantenimiento de rutina. Esto da cuenta de la mayor parte de la capacidad no utilizada de las plantas de energía. Se puede ver en el caso de las termoeléctrica tiene una tendencia por debajo de 0,5.

Ahora bien en el caso de la estacionalidad, la Central puede ser capaz de producir electricidad, pero su "combustible" (Agua) puede no estar disponible. Por lo cual es importante mencionar que durante el año 2013, en el periodo seco la generación Hidroeléctrica disminuye, por tanto para abastecer la demanda de energía, se requiere incrementar la generación Termoeléctrica; no así en el periodo lluvioso, tal como se puede observar en el siguiente gráfico:

GRÁFICO N° 3.13: GENERACIÓN MENSUAL (GWh) – AÑO 2013



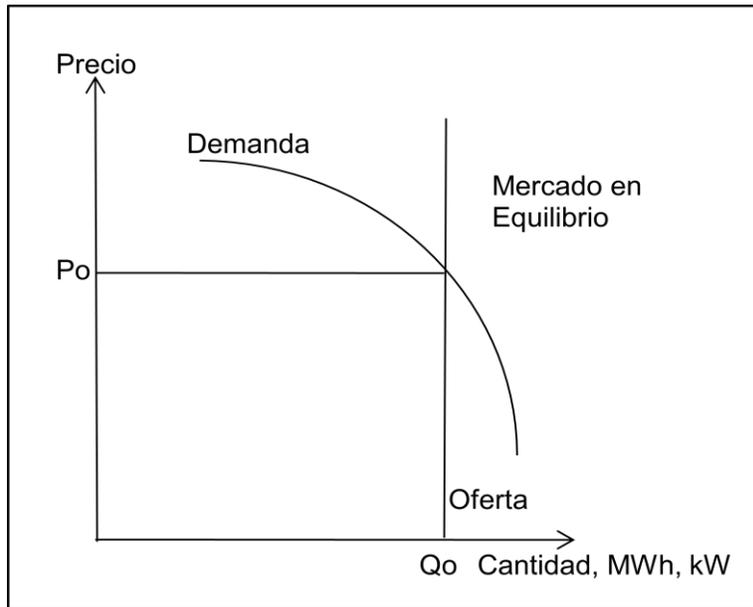
FUENTE: CNDC MEMORIA 2013, RESULTADOS DE LA OPERACIÓN DEL SIN.

Hay que tomar en cuenta estos dos factores de estacionalidad como utilización, con el fin de mantener el promedio de consumo en La Paz y que el sistema sea confiable.

3.2. ANÁLISIS SOCIO-ECONÓMICO

Como planteamos inicialmente, se quiere incrementar el parque de generación y así cubrir con la demanda del departamento paceño para dejar de depender de la energía generada por combustibles fósiles. Para esto es necesario conocer el funcionamiento del mercado de generación. Gómez D'Angelo (2010) refiere la existencia de condiciones de competencia perfecta. La generación de electricidad busca responder a los mecanismos del mercado, estableciendo precios a costo marginal para la potencia y la energía entregadas. Si efectivamente los precios reflejan el costo marginal existirían condiciones de competencia perfecta. Si fuera este el caso, entonces las empresas generadoras deberían tener ingresos que cubran sus costos de producción, incluyendo una correcta remuneración a la inversión ejecutada.

GRÁFICO N° 3.14: OFERTA Y DEMANDA DE GENERACIÓN (CORTO PLAZO)

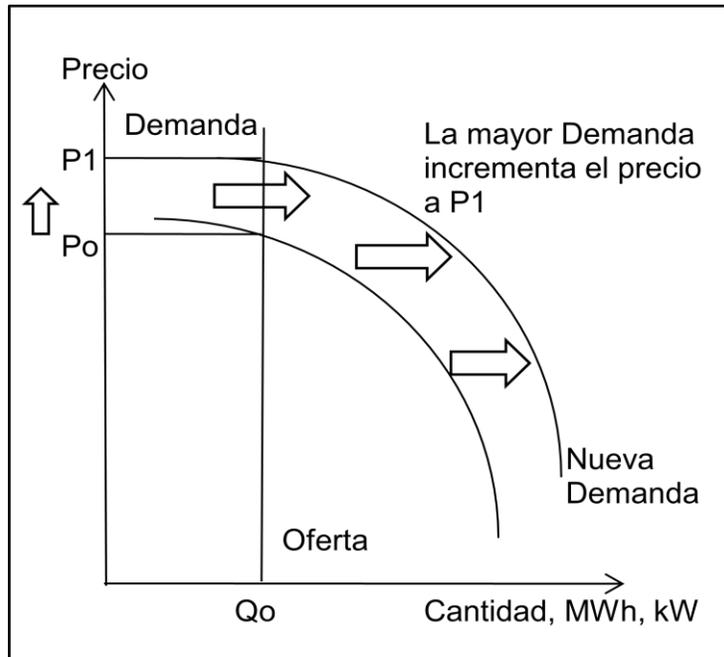


FUENTE: ENRIQUE GÓMEZ D'ANGELO, TENDENCIAS Y DESAFÍOS PARA EL DESARROLLO DEL SECTOR ELÉCTRICO BOLIVIANO

La aplicación de precios inferiores al precio de equilibrio (P_0) resultará en desequilibrio del mercado por exceso de demanda. Si por el contrario, el precio vigente es superior al precio de equilibrio, existirá un déficit de demanda como se muestra en el Gráfico 3.14. (Gomez E. , 2010). Asimismo, los desajustes o variaciones de la oferta o de la demanda también producirán desequilibrios.

Un incremento de la demanda incrementará el precio de equilibrio a P_1 como se muestra en el gráfico 3.15. La elevación del precio incentivará la ejecución de inversiones adicionales para expandir la oferta, puesto que los productores percibirán la oportunidad de lograr mayores ganancias al colocar su producto a un precio mayor.

GRÁFICO Nº 3.15: INCREMENTO DE LA DEMANDA (CORTO PLAZO)

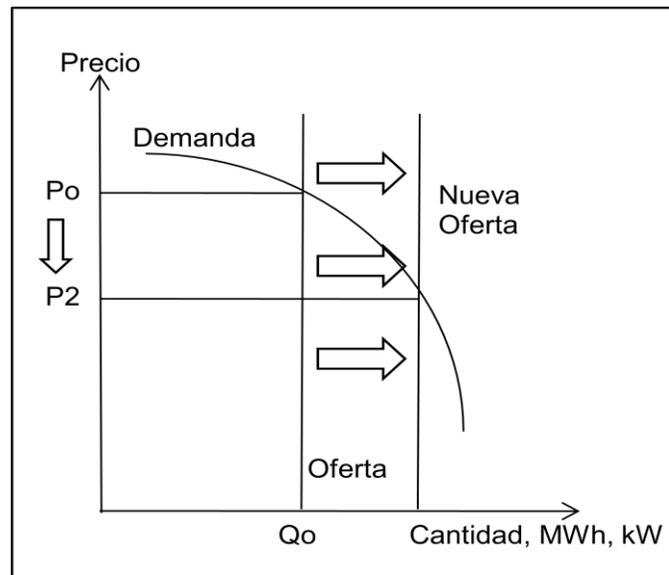


FUENTE: ENRIQUE GÓMEZ D'ANGELO, TENDENCIAS Y DESAFÍOS PARA EL DESARROLLO DEL SECTOR ELÉCTRICO BOLIVIANO

El precio final de equilibrio podría retornar a su valor inicial P_0 si no existen limitaciones en el suministro. Por lo tanto, los incrementos de demanda, en el largo y mediano plazo tenderán a resultar en precios de equilibrio final cada vez más altos. En conclusión, en condiciones de relativo equilibrio entre la demanda y la oferta, los ingresos percibidos por las empresas generadoras deberían permitirles un retorno razonable a su inversión, del orden del 12% por año (Gomez E. , 2010).

Incrementos de demanda deben resultar en incrementos del precio de la potencia y la energía eléctricas. Estos incrementos pueden ser temporales (de corto plazo) para eventualmente retornar al precio inicial de equilibrio, o pueden resultar en precios de equilibrio cada vez mayores en el largo plazo (Gomez E. , 2010), tal como se muestra en el Gráfico 3.16.

GRÁFICO N° 3.16: INCREMENTO DE LA OFERTA



FUENTE: ENRIQUE GÓMEZ D'ANGELO, TENDENCIAS Y DESAFÍOS PARA EL DESARROLLO DEL SECTOR ELÉCTRICO BOLIVIANO

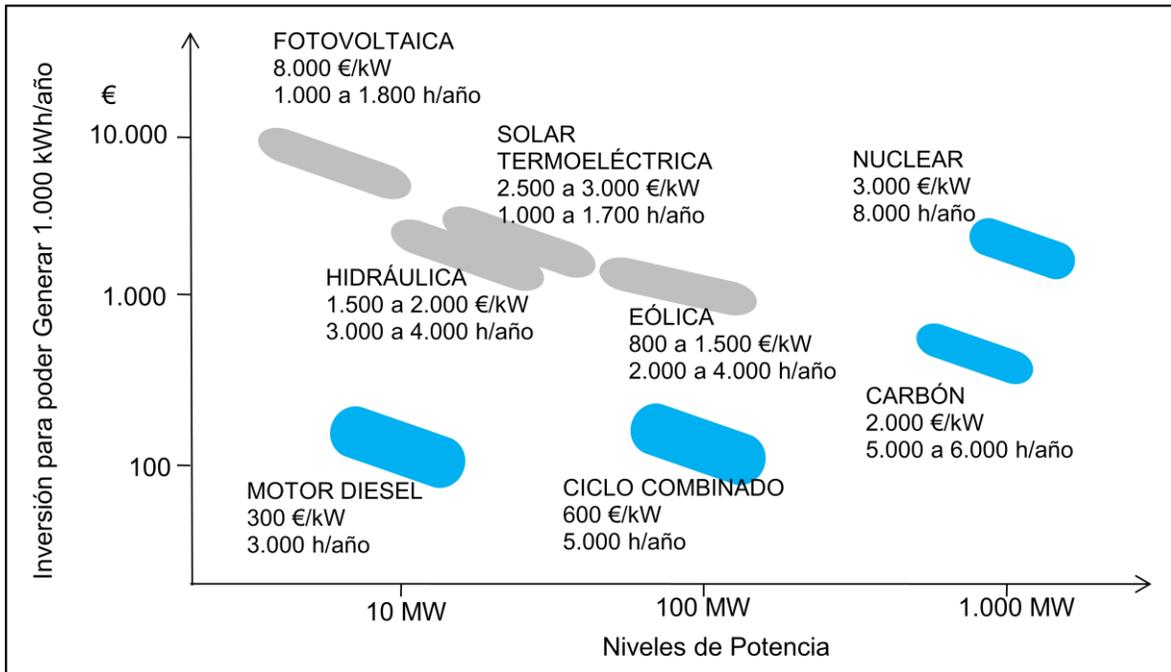
En el caso que aumente la oferta el precio baja a P_2 . Si la firma no percibe las utilidades esperadas no logra retornos suficientes al capital invertido, se desincentiva nuevas inversiones y la oferta se paraliza (o se reduce). El precio retorna a equilibrio.

Se explicó de manera breve los efectos que tiene tanto el incremento de la demanda como de la oferta con el fin de ver los efectos que estos tienen. Debido a que se desea incrementar la oferta, según lo planteado en el presente documento, para el aprovechamiento del potencial hídrico de La Paz y los efectos que se generan sobre la distribución de los ingresos de las generadoras y cuál será el efecto en el beneficiario final que obviamente al bajar los precios de generación también baja la remuneración por el uso de la energía eléctrica.

En el gráfico 3.17 se observan los costos iniciales de inversión, así como una estimación de horas de funcionamiento de distintas tecnologías. Se aprecia como los costos más bajos los tienen las tecnologías que utilizan combustibles fósiles para su funcionamiento, pero son aquellas que luego han de soportar costos de explotación más altos por la energía primaria utilizada. Las tecnologías basadas en energías renovables tienen en general costos iniciales más altos, pero sin

embargo los costos de operación y mantenimiento son menores, pues la materia prima tiene un menor costo.

GRÁFICO Nº 3.17: COMPARATIVA DE INVERSIONES INICIALES SEGÚN TECNOLOGÍA ENERGÉTICA



FUENTE: <http://web.ing.puc.cl/~power/alumno06/Pasada/cap2.html>

A continuación hacemos referencia a otros parámetros para la viabilidad de proyectos de generación hidroeléctrica. Todos estos costos se pueden resumir en el siguiente cuadro 3.14, donde se incluye los rangos de inversión y el costo de operación necesario para generar un kWh de energía. Se debe tener en cuenta que los valores son promedios aproximados, sólo con el objetivo de tener una base de comparación entre cada tipo de generación eléctrica en comparación con el costo de construcción y/o operación de una central termoeléctrica, dados los precios actuales de los combustibles.

CUADRO Nº 3.14: COSTOS EN INVERSIÓN DE CADA TIPO DE CENTRAL

TIPO DE GENERACIÓN	INVERSIÓN (US\$/kWh)
Hidroeléctrica	1000-2000
Termoeléctrica Ciclo Combinado Gas	400-500
Termoeléctrica Vapor-Carbón	900-1100
Termoeléctrica Vapor-Petróleo	900-1000
Termoeléctrica Diesel	300-900
Termoeléctrica Turbina Gas Petróleo	300-500

FUENTE: <http://web.ing.puc.cl/~power/alumno06/Pasada/cap2.html>

De la misma manera en Bolivia, mediante el Ministerio de Planificación del Desarrollo, se adoptan Parámetros de Costo Eficiencia del Sector Energía, que se detallan a continuación:

CUADRO Nº 3.15: PARÁMETROS COSTO EFICIENCIA PARA PROYECTOS DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICAS (\$US)

INDICADOR COSTO-EFICIENCIA	VALOR MÁXIMO	VALOR MÍNIMO
Costo por Potencia (kW)	3.252,82	2.283,35
Costo por Familia	1.332,18	1.083,86

FUENTE: VIPFE, ACTUALIZACIÓN DE PARÁMETROS COSTO EFICIENCIA PARA LA ECONOMÍA BOLIVIANA, LA PAZ-BOLIVIA, 2007

En cuanto el plano de factibilidad costo-tiempo, las centrales hidroeléctricas son más costosas que las centrales termoeléctricas. Los ingresos de las centrales termoeléctricas a largo plazo son inferiores, en el caso de las hidroeléctricas, la recuperación de lo invertido requiere un mayor tiempo para concretarse. Por lo que es posible determinar en cuanto al factor económico que las hidroeléctricas son más factibles en ámbito de ganancia (Hidroeléctricas, termoelectricas, 2011)

Si bien lo planteado anteriormente se cumple para todos los proyectos, la rentabilidad que se intenta medir ya no es financiera, sino una rentabilidad más intangible. En términos de bienestar de la población, los precios se transforman en "precios sociales". Estos cambios son tanto para el Departamento de la Paz como en todo el territorio Nacional. Cabe mencionar que se estableció que el precio del gas natural, para la generación termoeléctrica, se determine en el punto de

ingreso a la planta termoeléctrica y correspondiere al valor máximo de todos los precios declarados para dicho hidrocarburo por los agentes generadores al CNDC. El valor fijo alcanzo 1.30 \$US/MPC según Decreto Supremo 26037 de diciembre de 2000. Este precio se encuentra por debajo del costo de oportunidad del gas natural (exportación) y por lo tanto ocasiona bajas tarifas de distribución (Gomez E. , 2010).

A continuación aplicaremos y adoptaremos el modelo planteado por la Revista Latinoamericana de Desarrollo Económico en el artículo “Determinación de un adecuado precio del gas natural para el sector eléctrico boliviano”(Herbas, 2013). Al mismo tiempo, aplicaremos y adoptaremos, el modelo desarrollado por la Plataforma Energética, Tendencias y desafíos para el Desarrollo del sector Eléctrico Boliviano (Gomez E. , 2010), a continuación señalamos:

3.2.1. RENTABILIDAD DE LOS PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS

Con el fin de realizar análisis de cálculos más adelante y tener parámetros de referencia se toma en cuenta el artículo ¿es la Hidroelectricidad viable en Bolivia? (Zannier., 2009). En ese texto se señala las siguientes ecuaciones de balance entre ingresos y egresos, de un determinado proyecto hidroeléctrico se pretenden resaltar aquellos parámetros fundamentales que hacen a la viabilidad financiera para la realización de inversiones en la expansión de generación hidroeléctrica. Un proyecto de generación tiene ingresos anuales que pueden medirse como:

$$Ing = P * Tp * 12 + E * Te \quad (1)$$

Dónde:

P: (KW) potencia efectiva en bornes se supone igual a la potencia firme e igual a la potencia remunerada

Tp: (\$US/KW-m) la remuneración unitaria mensual de potencia

E: (Mwh) será la energía bruta producida por el proyecto y medida en sus terminales

Te: (\$US/Mwh) será la remuneración unitaria de energía a nivel de los terminales de la planta en cuestión.

En tanto los egresos anuales (costos totales) serán:

$$Eg = Ct = Cf + Cv \quad (2)$$

Dónde:

Eg: (\$US) egresos anuales

Ct: (\$US) Costo total

Cf: Costo Fijo

Cv: Costo Variable

$$Cf = OMA + SD + Ut \quad (3)$$

$$Cv = HR \cdot Pc \cdot E \quad (4)$$

Dónde:

OMA: (\$US) costos de Operación, Mantenimiento y Administración

Ut: (\$US) remuneración al capital o utilidades

SD: (\$US) servicio de la deuda

HR: Rendimiento Térmico de la unidad (Btu/kWh).

Pc: es el precio del combustible

E: es la energía generada en el año

La ecuación 4 se cumple en proyectos termoeléctricos y no en proyectos hidroeléctricos. En el caso de la central hidroeléctrica, el costo de operación y mantenimiento no depende del costo del combustible por lo que, en teoría, el costo total de generación hidroeléctrica debería ser menor al costo de generación de una unidad térmica.

Para que un proyecto hidroeléctrico futuro o existente sea viable desde el punto de vista financiero se debe cumplir la ecuación de equilibrio:

$$Ing \geq Eg \quad (5)$$

Teniendo en cuenta que por efectos de simplicidad en la manipulación algebraica se relacionarán las variables definidas anteriormente a la denominada inversión específica le (\$US/KW) de un proyecto que relaciona la inversión total para la ejecución del mismo respecto a su capacidad efectiva. Teniendo en cuenta que la energía generada y potencia efectiva se relacionan según la ecuación 1 se puede obtener la ecuación 7.

$$E = 8.760 * FP * P_E \quad (6)$$

$$Ing = P * (Tp * 12 + 8.76 * FP * Te) \quad (7)$$

Dónde:

P_E : Precio de la Energía (\$US/MWh)

FP: Factor de planta

Desde el punto de vista de los egresos:

$$SD = le * P * D * AN1 \quad (8)$$

$$Ut = le * P * AP * AN2 \quad (9)$$

$$OMA = k * P * le \quad (10)$$

Dónde:

D Porción de la inversión total financiada con deuda

AN1 Anualidad (factor de recuperación del capital) que tiene en cuenta el pago de intereses

AP Porción de la inversión total financiada con aporte propio

AN2 Fracción que indique el retorno esperado sobre la inversión propia

le Inversión específica

Teniendo en cuenta que $D+AP = 1$ y $AN1 = AN2 = AN$ es posible hacer la simplificación contenida en la expresión:

$$SD + UT = le * P * AN \quad (11)$$

Se tendrá entonces:

$$Cf = Ie \cdot P \cdot (AN + k) \quad (12)$$

$$Cv = HR \cdot PC \cdot E = HR \cdot PC \cdot 8.76 \cdot P \cdot FP \quad (13)$$

Quedando que los egresos son:

$Ie \cdot P \cdot (AN + k)$ para proyectos hidroeléctricos

$Ie \cdot P \cdot (AN + k) + HR \cdot PC \cdot 8.76$ para proyectos termoeléctricos

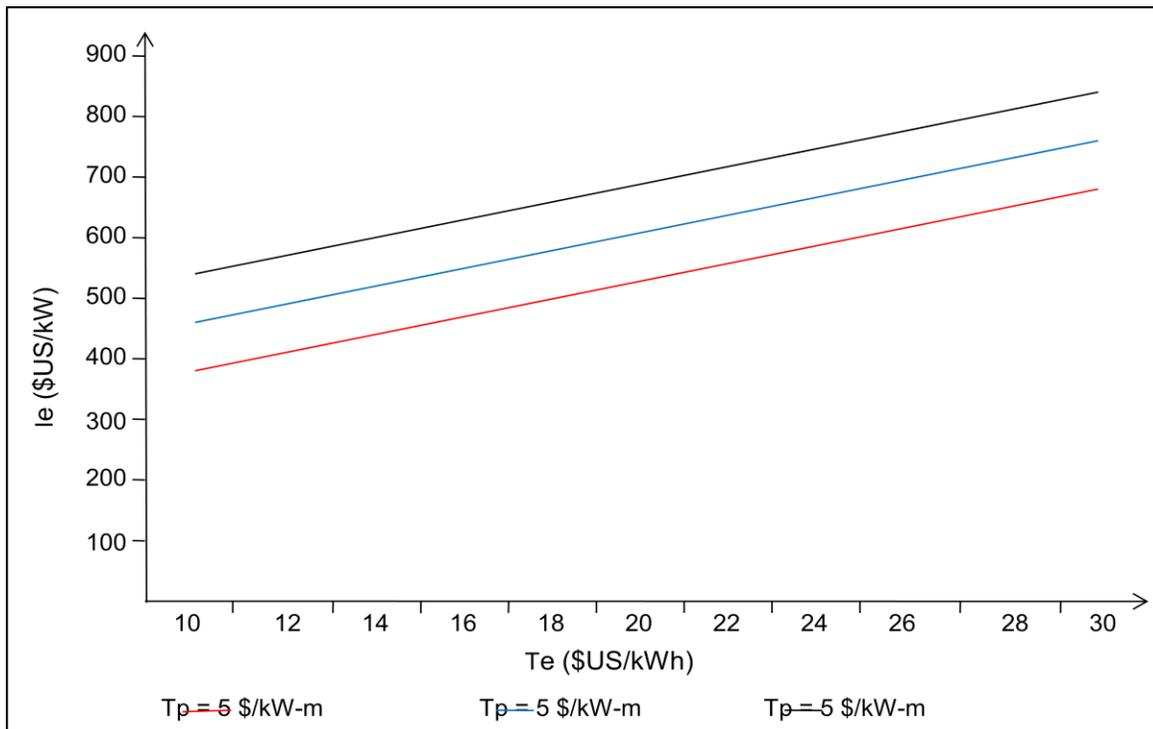
Con ingresos en ambos casos: $P \cdot (12 \cdot TP + 8.76 \cdot FP \cdot Te)$

Dado que la viabilidad financiera se verifica si: $Ing \geq Eg$

$12 \cdot TP + 8.76 \cdot FP \cdot Te \geq Ie \cdot (AN + k)$ Para proyectos Hidroeléctricos

$12 \cdot TP + 8.76 \cdot FP \cdot (Te - HR \cdot Pg) \geq Ie \cdot (AN + k)$ Para proyectos Termoeléctricos.

GRÁFICO Nº 3.17: INVERSIÓN ESPECÍFICA MÁXIMA \$US/kW



FUENTE: ZANNIER, A.

“Como puede deducirse a partir del anterior Gráfico, los valores de remuneración específica de energía (cerca de 15 \$US/MWh) y de potencia (cerca de 5 \$US/KW-m) justifican la construcción de proyectos con inversiones específicas cercanas a 450 \$/KW, cifra muy inferior a las que se presentan en nuestro medio entre 1200 \$US/KW y 2000 \$US/KW” (Zannier., 2009).

La revista Latinoamericana de Desarrollo Económico en el artículo “Determinación de un adecuado precio del gas natural para el sector eléctrico boliviano” (Herbas, 2013) señala conceptos y ecuaciones muy importantes que citaremos. Al mismo tiempo, aplicaremos y adoptaremos en los cálculos, el modelo desarrollado por la Plataforma Energética, Tendencias y desafíos para el Desarrollo del sector Eléctrico Boliviano (Gomez E. , 2010)

Lo que se desea es hacer que los proyectos de centrales hidroeléctricas sean rentables para que estos compitan con las centrales termoeléctricas. Examinemos el grado de atracción de nuevas inversiones para la generación hidroeléctrica a partir de los ingresos percibidos de acuerdo con las tarifas de energía y de potencia vigentes. Luego de deducir estos ingresos, el costo de operación, mantenimiento y administración, se determina el ingreso disponible como retorno a la inversión. Cabe mencionar que en este análisis se excluyen los costos financieros, otros gastos y otros ingresos.

El escenario base evoluciona sobre un precio fijo de US\$ 1.3 por MPC. Respecto a éste se plantean dos posibles escenarios en los cuales evoluciona el precio del gas natural:

- Escenario 1: El precio de gas natural evoluciona de tal manera que el costo de generación de la energía termoeléctrica sea igual al costo de generación de la hidroeléctrica más cara. (este escenario es desarrollado en el Capítulo IV del presente trabajo)
- Escenario 2: El precio del gas natural es superior a US\$ 1.3 por MPC.

La ecuación 14 (Herbas, 2013) define el precio de la electricidad en el nodo de inyección para el primer período de simulación, tal que la misma crece respecto a un precio inicial de un año-base a una tasa de crecimiento promedio para el período t. Esta tasa de crecimiento refleja en el corto plazo variaciones en la tasa de consumo de la energía eléctrica.

$$p^e(t) = p^e(0) \times (1 + \rho_g^e)^t \quad (14)$$

Dónde:

$p^e(0)$: es el precio inicial de la energía eléctrica;

ρ_g^e : es la tasa de crecimiento del precio de electricidad,

$p^e(t)$: es el precio de la electricidad en el período t,

t: número de años previo al primer año de proyección; = 10

En la ecuación 15 se define que el precio de la electricidad crece respecto a la evolución del precio de la electricidad a una tasa de crecimiento promedio de asimilación tecnológica constante para τ . A su vez, τ modela el número de años entre un resultado y otro, representando la capacidad de ajuste de esa variable en el periodo de simulación.

$$p^e(t + 1) = p^e(t) \times (1 + \rho_g^e)^\tau \quad (15)$$

Dónde:

$p^e(t+1)$ es el precio de la electricidad en el periodo

T: es el número de años entre períodos de simulación; = 5

Supongamos un esquema intertemporal, donde inicialmente existe una única función de costo por período, dada por $c(q_1, q_2)$. Cuando la función de costo es diferenciable y las cantidades producidas son positivas, el equilibrio se establece donde el vector de precios iguala al de costos marginales de suministro, como se muestra en la ecuación 16.

$$p_i = \frac{\partial C(q_1, q_2)}{\partial q_i} (i = 1, 2) \quad (16)$$

De esta manera, cuando maximizamos la ecuación 16 obtenemos que en el óptimo, los consumidores de energía compran "q₁" y "q₂", dado que los gastos marginales de suministro de energía son iguales a p₁, y p₂, es decir, la ecuación 17.

$$p_i = \varphi \cdot q_i^{b_i-1} \cdot q_j^{b_j} \quad (17)$$

Siendo $j \neq i$

Aplicando logaritmos a la ecuación 17 e invirtiendo para obtener las funciones de demanda en forma explícita, tenemos la ecuación 18.

$$\begin{pmatrix} \ln q_1 \\ \ln q_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 \\ 1 - b_1 - b_2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} b_2 & -b_2 \\ -b_1 b_1 & -1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \ln \left(\frac{p_1}{\varphi b_1} \right) \\ \ln \left(\frac{p_2}{\varphi b_2} \right) \end{pmatrix} \quad (18)$$

A continuación, se incorpora la consideración de neutralidad de riesgo, definida en términos del desvío del valor presente del Costo de Aprovisionamiento de la Demanda (CAD) respecto a su valor esperado, bajo diversos escenarios con probabilidades simétricas de ocurrencia. Es decir que se analiza la forma en que se descompone la volatilidad de costos de operación y mantenimiento del sector eléctrico, y de esta manera se establece una nueva función de costo que incorpora la "volatilidad anual", definida como la relación entre la desviación del CAD y el valor esperado del CAD.

$$(PI, \alpha) = \left[(1 - \alpha) + \alpha \cdot \sum_{k=1}^{k=n} \left(q^{k-1} \cdot \frac{VaR(CAD_k) - (CAD)_K}{(CAD)_K} \right) \cdot \frac{1 - q}{q^n - 1^{k-1}} \right] \quad (19)$$

Dónde:

PI: es el valor de las inversiones del sector

α : es la aversión al riesgo (neutralidad al riesgo)

D : son los planes factibles

Q : es el factor de actualización

CAD : es el valor esperado del valor presente del costo de abastecimiento de la demanda

Dado un valor de α , se busca minimizar el costo:

$$\min_{PI=23}(PI, \alpha) \quad (20)$$

Tal que se considera una central hidroeléctrica y una unidad térmica en función a su costo anual total:

$$\sum C_{TA} = C_g + C_I + C_{OyM} \quad (21)$$

Dónde:

C_{TA} : es el costo total anual de la generadora

C_I : es el costo Anual de la Inversión

C_g : es el costo de generación de energía

C_{OyM} : es el costo de operación y mantenimiento

El costo de generación depende del costo del combustible y la eficiencia de la turbina:

$$C_g = P_{gen} \cdot P_g \cdot HR \quad (22)$$

Donde:

P_g : es el precio del combustible

HR : es el Heat Rate

P_{gen} : es la energía generada en el año

En el caso de la central hidroeléctrica, el costo de operación y mantenimiento no depende del costo del combustible; es posible determinar el costo promedio anual (C_{me}) de generación de electricidad dividiendo ambos por la producción de las respectivas generadoras:

$$C_{me} = \frac{C_{TA}}{P_{gen}} \quad (23)$$

Entonces, en el modelo interviene la volatilidad relativa al valor esperado del CAD de cada año, lo que es directamente una medida del "error de pronóstico" del CAD de cada año. El valor de α puede variar entre $\alpha = 0$ (minimización del valor esperado del CAD actualizado) y $\alpha = 1$, que implica dar máxima relevancia a la suma actualizada de la volatilidad relativa, dividida por la suma de los factores de actualización.

Para que una central hidroeléctrica compita en condiciones similares a una termoeléctrica, sus costos promedios anuales de generación deberían ser iguales. Por lo tanto, el precio del combustible se debe ajustar de tal manera que ambos costos medios de generación se equiparen.

La distribución de electricidad es considerada en Bolivia como un servicio público que funciona siguiendo un modelo concesionario. En ese sentido la remuneración de este tipo de actividad está fijada por el ente regulador del sector eléctrico y se basa en la remuneración de los costos medios de la empresa distribuidora con el derecho de obtener un cierto nivel de utilidad en un periodo de tiempo dado. Durante ese lapso se indexan las tarifas al Índice de Precios del Consumidor (IPC) menos un factor de eficiencia determinado también por el regulado. Es decir, la metodología de fijación de tarifas es un híbrido entre las metodologías de tasa de retorno y Price-Cap.

Entonces para saber el nivel de ingresos de una Distribuidora es preciso definir los costos en los que incurre y la utilidad a la cual tiene derecho. Para ello es preciso

definir además los costos en los que se incurre por el servicio y el beneficio al cual tiene derecho; sea entonces:

$$I = \Pi + C \quad (24)$$

Dónde:

I : son los ingresos de la distribuidora

Π : es el beneficio de la distribuidora

C : son los costos de la distribuidora

Los costos de suministro de electricidad que una empresa distribuidora debe cubrir se componen de tres costos importantes:

$$\sum C_{dt} = C_e + C_d + C_c \quad (25)$$

Dónde:

C_e : es el costo de compra de electricidad anual

C_c : es el costo de consumidores anual.

C_d : es el costo de distribución anual.

Ingresos anuales

$$\text{Energía: } E = 8760 \cdot FP \cdot P_E \quad (26)$$

$$\text{Potencia: } P = 12 \cdot P_p \cdot 1000 \quad (27)$$

Inversión específica

$$I_{et} = (8760 \cdot FP \cdot P_E + 12 \cdot P_p \cdot 1000) \cdot \frac{1 - R_{GI}}{ROA} \quad (28)$$

Dónde:

- P_E : Precio de la Energía (\$US/MWh)
- P_P : Precio de la Potencia (\$US/kW-mes)
- FP: Factor de planta
- R_{GI} : Relación Gasto/Ingreso
- ROA: Rentabilidad sobre los activos se define como la relación entre la Utilidad y los Activos de la empresa (12%)
- I_{et} Inversión específica que genera un ROA dado

3.3. ANÁLISIS AMBIENTAL

El cambio climático se ha convertido en un tema de gran relevancia a nivel mundial, debido a la interconexión de partes que se ven afectadas y el desafío que éste plantea para ser solucionado. Lo que hagamos hoy dependerá del clima de mañana y las opciones que configurarán nuestro futuro. Es evidente que para resolver el problema de cambio climático se requiere una acción inmediata. En La Paz, como parte de Bolivia, se tiene que realizar una adecuada planificación para el reemplazo de la generación por combustibles fósiles por la generada por energías renovables, lo que a la vez significa una mejora en la eficiencia energética con un cambio decidido hacia las energías de producción limpia.

3.3.1. DESCRIPCIÓN AMBIENTAL DE LAS CENTRALES TERMOELÉCTRICAS

Dentro del proceso de generación de energía eléctrica ocurren emisiones de contaminantes a la atmósfera durante las operaciones de manejo y transporte de combustible en tuberías, el almacenamiento del combustible en tanques, y el proceso de combustión en sí mismo. Sin embargo, se hace referencia a las emisiones producidas durante la combustión, por su gran volumen y potencial de impacto en la calidad del aire a escalas local y regional.

Un proceso de combustión se puede definir como una combinación química rápida del oxígeno con los elementos del combustible. Los principales elementos químicos de los combustibles fósiles son el carbono, hidrógeno y azufre, siendo este último de menor importancia como fuente de calor. Cuando el carbono y el

hidrógeno se queman completamente con oxígeno se transforman a CO₂ y H₂O según las siguientes reacciones:



El objetivo principal de la combustión es liberar el máximo calor posible, minimizando las pérdidas debidas a una combustión incompleta. Para que todos los elementos del combustible se oxiden completamente se requiere una temperatura suficientemente alta que permita la ignición de los constituyentes, mezcla o turbulencia y suficiente tiempo de residencia para completar la reacción. El calor generado en un proceso de combustión es empleado para generar electricidad y/o vapor.

En el siguiente cuadro se comentan brevemente algunos de los equipos empleados en generación de electricidad:

CUADRO Nº 3.16: EQUIPOS EN GENERACIÓN ELÉCTRICA

TIPO DE PROCESO	DESCRIPCIÓN
TURBINA DE GAS	Es similar a la turbina de vapor, pero en este caso se utilizan los gases de combustión para mover la turbina, la cual mueve el generador eléctrico y un compresor para aumentar la presión del aire antes de entrar en la cámara de combustión.
CICLO COMBINADO	Es una configuración en la que se emplean turbinas de gas y generadores de vapor. En un ciclo combinado con turbina de gas, los gases de salida se utilizan para proporcionar calor a una caldera que produce vapor que alimenta una turbina de vapor.
COGENERACIÓN	Se trata de la unión de un sistema diseñado para producir energía eléctrica y otro empleado para producir calor y vapor.

FUENTE: http://es.wikipedia.org/wiki/Central_termoele%C3%A9ctrica

Los principales contaminantes emitidos a la atmósfera durante la combustión son: SO₂, NO_X, CO, partículas y gases de efecto invernadero (CO₂, CH₄, N₂O). Otras sustancias como metales pesados, HF, HCl, hidrocarburos aromáticos policíclicos, y dioxinas y furanos, se emiten en cantidades muy inferiores, pero sus emisiones tienen una influencia importante en el ambiente debido a su toxicidad o persistencia.

En el cuadro posterior se resumen los orígenes de los distintos contaminantes:

CUADRO N° 3.17: CONTAMINANTES

CONTAMINANTE ATMOSFÉRICO	CAUSAS DE SU FORMACIÓN
SO₂	Estas emisiones se deben a la presencia de azufre en el combustible
NO_x	Existen tres mecanismos de formación de óxidos de nitrógeno, caracterizados según el origen del nitrógeno y el lugar en el que se forman: NO _x térmico, resultante de la reacción entre oxígeno y nitrógeno del aire. NO _x del combustible, formados a partir del nitrógeno presente en el combustible. NO _x súbito, formado por la conversión de nitrógeno molecular en el frente de llama en presencia de hidrocarburos intermedios
Partículas	La emisión de partículas se debe principalmente a la fracción mineral del combustible. En la combustión de combustibles líquidos puede producirse hollín en condiciones de combustión deficientes.
Metales pesados	Las emisiones de metales pesados (As, Cd, Cr, Cu, Hg, Ni, Pb, Se, Zn, V) se deben a su presencia en los combustibles fósiles. Se emiten generalmente a la atmósfera como compuestos (óxidos, cloruros, etc.) asociados con partículas.
CO	El CO es un producto intermedio de la combustión.
Gases invernadero	Los principales gases invernadero producidos por la combustión de combustibles fósiles son CO ₂ , CH ₄ y N ₂ O. El CO ₂ es el principal producto de reacción de la combustión. Las emisiones de CO ₂ están directamente relacionadas con el contenido de carbón del combustible. Las emisiones de CH ₄ se deben a combustiones incompletas de los hidrocarburos presentes en el combustible. El mecanismo de formación del N ₂ O está influenciado por compuestos intermedios de combustión y por la temperatura.
HCl	Las emisiones de HCl se deben a la presencia de cloro en pequeñas cantidades en los combustibles.
Hidrocarburos aromáticos policíclicos y Dioxinas y Furanos	Son compuestos orgánicos persistentes que pueden ser emitidos durante la combustión de combustibles fósiles.

FUENTE: http://es.wikipedia.org/wiki/Central_termoele%C3%A9ctrica

Además de emisiones atmosféricas, los propios procesos de combustión que se producen en las centrales térmicas producen una descarga de agua, tanto de refrigeración como residual, que puede causar problemas en la calidad del agua del medio receptor. El agua utilizada en las plantas de combustión puede estar contaminada por gran cantidad de sustancias, ya que sus usos en este tipo de plantas son muy diversos: agua de refrigeración, transporte de cenizas, limpieza de calderas, plantas de desulfuración, etc. Para tratar de paliar, en la medida de lo posible, los daños que estas plantas provocan en el entorno natural, se incorporan a las instalaciones diversos elementos y sistemas.

Las centrales de gas natural pueden funcionar con el llamado Ciclo Combinado, que permite rendimientos mayores (de hasta un poco más del 50%), lo que todavía haría las centrales que funcionan con este combustible menos contaminantes.

En todo caso, en mayor o menor medida todas ellas emiten a la atmósfera dióxido de carbono, CO₂. Según el combustible, y suponiendo un rendimiento del 40% sobre la energía primaria consumida, una central térmica emite aproximadamente:

CUADRO Nº 3.18: EMISIÓN DE CO₂

COMBUSTIBLE	EMISIÓN DE CO₂ kg/kWh
Gas natural	0,685
Gas natural(ciclo combinado)	0,545
Fuelóleo	0,705
Biomasa (leña, madera)	0,826
Carbón	1,005

FUENTE: http://es.wikipedia.org/wiki/Central_termoelectrica

Para calcular las emisiones asociadas, debe aplicarse el factor de emisión que corresponda, de acuerdo con los datos siguientes:

CUADRO Nº 3.19: FACTORES DE EMISIÓN

COMBUSTIBLE	FACTOR DE EMISIÓN
Gas natural (m ³)	2,15 kg CO ₂ /Nm ³ de gas natural
Gas butano (kg)	2,96 kg CO ₂ /kg de gas butano
Gas butano (número de bombonas)	37,06 kg CO ₂ /bombona (considerando 1 bombona de 12,5 kg)
Gas propano (kg)	2,94 kg CO ₂ /kg de gas propano
Gas propano (número de bombonas)	102,84 kg CO ₂ /bombona (considerando 1 bombona de 35 kg)
Gasoil (litros)	2,79 kg CO ₂ /l de gasoil
Fuel (kg)	3,05 kg CO ₂ /kg de fuel
GLP genérico (kg)	2,96 kg CO ₂ /kg de GLP genérico
Carbón nacional (kg)	2,30 kg CO ₂ /kg de carbón nacional
Carbón de importación (kg)	2,53 kg CO ₂ /kg de carbón de importación
Coque de petróleo (kg)	3,19 kg CO ₂ /kg de coque de petróleo

FUENTE: http://es.wikipedia.org/wiki/Central_termoel%C3%A9ctrica

Más adelante utilizaremos estos factores para calcular las emisiones de CO₂ por centrales Térmicas y realizar la comparación para ver las CO₂ evitadas por el uso en la generación con centrales hidroeléctricas.

3.3.2. DESCRIPCIÓN AMBIENTAL DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

A diferencia de las centrales termoeléctricas, las centrales hidroeléctricas tienen las siguientes ventajas, que son:

- El impacto ambiental es mucho menor que el de otras energías, pues no se requiere combustible, sino que usan una forma de energía renovable, constantemente repuesta por la naturaleza de manera gratuita.
- Es limpia, pues no contamina aire ni el agua.
- A menudo puede combinarse con otros beneficios, como riego, protección contra las inundaciones, suministro de agua, caminos, navegación y aún ornamentación del terreno y turismo.
- Los costos de mantenimiento y explotación son bajos.
- Tienen una considerable duración.

- La turbina hidráulica es una máquina sencilla, eficiente y segura. Puede ponerse en marcha y detenerse con rapidez y requiere poca vigilancia siendo sus costes de mantenimiento, por lo general, reducidos.

Siempre se ha considerado que la electricidad de origen hidráulico es una alternativa energética limpia. Aun así, existen determinados efectos ambientales que provocan un impacto ambiental que se extiende desde los límites superiores del embalse.

Los costos ambientales y sociales pueden ser evitados o reducidos a un nivel aceptable si se evalúan cuidadosamente y se implantan medidas correctivas. Por todo esto, es importante que en el momento de construir una nueva central hidroeléctrica se analicen muy bien los posibles impactos ambientales frente a la necesidad de crear un nuevo embalse.

3.3.3. ANÁLISIS AMBIENTAL DE AMBAS CENTRALES

Las centrales térmicas generan contaminación atmosférica, principalmente como consecuencia de procesos de combustión. Y uno de los principales elementos contaminantes emitidos es el dióxido de carbono, CO₂, un claro agente responsable del calentamiento atmosférico global. El CO₂ es un gas inodoro e incoloro, por lo que no es percibido como una molestia por los ciudadanos. El colectivo de perjudicados es en este caso toda la humanidad: quienes soportan el coste social indirecto derivado de las emisiones de CO₂ generadas.

En el caso de las emisiones de CO₂ la vía del impuesto es prácticamente imposible, porque debería ser una especie de impuesto administrado a escala universal. En cuanto a eliminar o neutralizar la contaminación en origen no siempre es un objetivo técnicamente posible de cumplir. Y no lo es prácticamente para el caso del CO₂, pues implicaría prohibir el uso de los combustibles fósiles habituales, en cierta medida pueden reducirse las emisiones; mejorando la eficiencia energética de los procesos de combustión, tiene por ahora costos muy elevados.

Ante la creciente evidencia del cambio climático, resultado de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), se dio origen al Protocolo de Kyoto (PK). Los países industrializados que ratificaron el PK acordaron estabilizar sus emisiones de GEI, compromiso que se permite cumplirá través de tres mecanismos flexibles. Bajo el PK los países industrializados con compromisos de reducir emisiones pueden comprar y vender bonos de carbono. De esta manera un país que tiene emisiones por debajo de su límite permitido puede vender su capacidad adicional a otro país que no ha llegado a reducir sus emisiones por debajo del límite permitido.

El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), permite que países inviertan en proyectos de reducción de emisiones en países en desarrollo para generar Certificados de Reducción de Emisiones (CERs) que utilizan para cumplir sus compromisos de reducción de emisiones. Bolivia, siendo un país en desarrollo que ratificó el Protocolo de Kyoto, el MDL permite que Bolivia venda los créditos de carbono que se generan a través de la implementación de proyectos que reduzcan emisiones de GEI. De tal manera, el MDL representa para Bolivia una oportunidad de atraer inversión del exterior, para financiar proyectos que también contribuyan al desarrollo sostenible del país.

Las tipos de proyectos pueden implementarse bajo el MDL incluyen: Generación Hidroeléctrica o de biomasa.

Con el potencial de generar millones de dólares de inversión mediante la venta de los CERs en la generación energética, además de todos los beneficios ya mencionados, queda claro que el MDL representa para Bolivia una oportunidad importante para fomentar el desarrollo sostenible y mejorarla calidad de vida en el país, al mismo tiempo que contribuye a mitigar los efectos del cambio climático.

Le empresa Hidroeléctrica Boliviana (HB) se creó en el año 1996 con el objetivo de aprovecharlos recursos hídricos del Río Taquesi. Actualmente es el único proyecto energético boliviano que ha logrado el registro ante la Junta Ejecutiva del MDL. El proyecto entró en operación comercial en Junio 2002, y desde entonces

ha desplazado la emisión de aproximadamente 1 millón de tCO₂e. Los primeros CERs se emitieron en Julio 2008, fecha en cual se expidieron 725 mil CERs, como se muestra en el siguiente cuadro:

CUADRO Nº 3.20: EMISIÓN DE CERs - HB

PERIODO DE ACREDITACIÓN	VERIFICACIÓN	PERIODO DEL REPORTE	FECHA DE EMISIÓN	CANTIDAD DE CERs
1er (01-jul-2001 a 30-jun-2009)	1ra	01-jul-2002 a 30-abr-2007	15 de mayo de 2008	725,875
1er (01-jul-2001 a 30-jun-2009)	2da	01-may-2007 a 30-jun-2008	09 de sept de 2009	207,844
1er (01-jul-2001 a 30-jun-2009)	3ra	01-jul-2008 a 30-jun-2009	15 de jun de 2011	184,083
Total primer periodo de acreditación				1,117,802
2do (01-jul-2009 a 30-jun-2016)	1ra	01-jul-2009 a 28-feb-2011	10 de feb de 2012	302,997
Total del 01 de julio de 2002 al 28 de febrero de 2011				1,420,799

FUENTE: MEMORIA ANUAL 2012 – HIDROELÉCTRICA BOLIVIANA S.A.

El 31 de diciembre de 2012 se inició la 2da verificación del segundo período de acreditación, que cubre el lapso entre el 01 de marzo de 2011 y el 30 de junio de 2012, esperándose la emisión para el primer semestre de 2013, de aproximadamente 286,000 CERs.

Producto del proyecto del Río Taquesi, el Estado boliviano tiene en su propiedad los CERs que les fueron transferidos según los requisitos de un Government Take, modalidad bajo la cual los proponentes de proyectos MDL entregan un porcentaje de los CERs generados al Estado para financiar:

- i) Proyectos que incorporen como componente central la mitigación al cambio climático en el área de influencia de los proyectos MDL.
- ii) Proyectos que incorporen como componente central la adaptación al cambio climático, privilegiando a las poblaciones rurales y urbanas más empobrecidas y vulnerables.
- iii) Apoyo al desarrollo institucional y organizacional para generar capacidad de asistencia técnica a cargo de la Autoridad Nacional Designada (AND).

Los mayores demandantes de los CERs son el sector privado y los gobiernos de los países desarrollados que han asumido compromisos de reducción de emisiones de GEI.

En este sentido, es muy importante el desarrollo de proyectos con generación Hidroeléctrica en el Departamento de La Paz, que cumplan con las expectativas del MDL, ya que si estos proyectos llegaran a concretarse, considerando un precio base por CERs de 10 dólares, podrían conseguir millones de dólares para el país y el departamento por ingresos por venta de créditos de carbono. Asimismo, para todo el ciclo de vida de estos proyectos, también podrían generar millones de dólares, lo que da una idea sobre el aporte potencial de este mecanismo a los procesos de desarrollo nacional

CAPITULO IV

CALCULOS Y RESULTADOS

CAPITULO IV: CÁLCULOS Y RESULTADOS

4.1. CÁLCULOS

4.1.1. ESCENARIO 1

El precio de gas natural evoluciona de tal manera que el costo de generación de la energía termoeléctrica es igual al costo de generación de la hidroeléctrica más cara.

Para este escenario es necesario examinar el grado de atracción de nuevas inversiones para la generación hidroeléctrica a partir de los ingresos percibidos de acuerdo con los precios de energía y de potencia vigentes. Luego deducir de estos ingresos el costo de operación, mantenimiento y administración, para determinar el ingreso disponible como retorno a la inversión. En este análisis se excluyen los costos financieros, otros gastos y otros ingresos(Gomez E. , 2010).

Los precios vigentes que perciben los generadores varían según el nodo, como vemos en el cuadro 4.1:

CUADRO N° 4.1: CARGOS POR INYECCIÓN

CARGOS POR INYECCIONES	S/E	kV	Energía			Potencia Firme		
			kWh	Bs/MWh	MBs	Bs/kW	kW	MBs
Corani	COR	115	33.926.652	120,42	4.085,40	59,48	56.470	3.359,06
Santa Isabel	SIS	115	48.478.408	120,47	5.840,36	59,61	90.530	5.396,67
Guaracachi	GCH	69	154.768.520	120,98	18.723,72	61,85	265.970	16.449,71
Santa Cruz	GCH	69	1.306.339	161,67	211,19	61,85	33.970	2.100,98
Aranjuez	ARJ	69	13.198.780	137,27	1.811,78	66,75	25.510	1.702,69
Karachipampa	KAR	69	6.535.119	140,62	918,95	71,84	11.590	832,67
Valle Hermoso	VHE	115	37.866.845	130,67	4.948,06	61,44	94.320	5.795,02
Carrasco	CAR	230	60.300.969	119,25	7.191,01	59,72	108.260	6.465,72
C. El Alto	KEN	115	32.932.977	132,66	4.368,96	60,35	40.980	2.473,10
Zongo	KEN	115	41.205.224	135,06	5.564,98	60,35	152.040	9.175,46
Kenko	KEN	115	6.902.450	147,73	1.019,70	60,35	15.600	941,44
Tap Chuquiaguillo	TCH	115	6.478.495	134,61	872,08	58,32	18.990	1.107,53
Miguillas	VIN	69	9.991.978	132,14	1.320,36	62,65	20.280	1.270,54
CECBB	CAR	230	39.202.775	117,25	4.596,49	59,72	71.230	4.254,14
ERESA	PUN	69	6.022.676	139,48	840,02	69,60	18.010	1.253,48
HB	CHS	115	14.042.388	129,33	1.816,05	54,60	86.840	4.741,64
SYNERGIA	ARO	115	1.129.808	134,11	151,52	61,54	7.100	436,91
GBE	ARB	115	13.874.223	119,11	1.652,56	61,37	17.620	1.081,43
SDB	VIN	69	560.828	131,32	73,65	62,65	1.880	117,78
ENDE ANDINA	CAR	230	64.842.265	119,87	7.772,47	59,72	87.400	5.219,88
C. Moxos	TRI	115	4.247.560	140,45	596,55	56,01	14.780	827,87
C. Trinidad	TRI	115	-1.702	135,15	-0,23	0,00	0	0,00

FUENTE: CNDC – DOCUMENTO DE TRANSACCIONES ECONOMICAS AGOSTO 2013

Como se aprecia en el cuadro anterior precio relativamente alto es el que percibe la Central Zongo, y asciende a 60,34 Bs/kW-mes y 135,05 Bs/MWh. Suponiendo una central hidroeléctrica de 1 MW de potencia y un factor de planta de 60% (Comite Nacional de despacho de carga, 2013) se obtienen ingresos anuales de:

Ingresos anuales con factor de planta 60%

Energía: $E = 8760 \cdot FP \cdot P_E$

$$E = 8760 \cdot 0.6 \cdot 135,055 = 709.849,08 \text{ Bs}$$

Potencia: $P = 12 \cdot P_p \cdot 1000$

$$P = 12 \cdot 60,349 \cdot 1000 = 724.188 \text{ Bs.}$$

Ingreso total: $\text{Ing} = E + P = 1.434.037,08 \text{ Bs/AÑO}$

Inversión correspondiente

Este monto anual de Bs 1.434.037,08

Suponiendo una rentabilidad o interés anual (ROA): 12%.

Con un tipo de cambio de Bs 6,96 por dólar esta inversión.

$$\text{Inversión: } \frac{1.434.037,08}{12\%} = 11.950.309 \text{ Bs.}$$

$$\text{Inversión correspondiente: } \frac{11.950.309}{6,96 \cdot 1000} = 1.717 \text{ \$US/kW}$$

Correspondería a una inversión de Bs 11.950.309 que equivale a 1.717 \$US/kW de potencia.

En otras palabras, si una central hidroeléctrica no tuviese ningún costo de operación, mantenimiento, administración, depreciación ni tampoco pagase impuestos a las utilidades de empresas, y tuviese un factor de planta del 60%, estaría en condiciones de pagar una inversión de hasta 1.717 \$US/kW para obtener una rentabilidad del 12% por año.

Si la empresa hidroeléctrica tiene costos de operación, mantenimiento, administración equivalentes al 50% (Gomez E. , 2010) del ingreso:

$$I_{et} = (8760 \cdot FP \cdot P_E + 12 \cdot P_P \cdot 1000) \cdot \frac{1 - R_{GI}}{ROA}$$

$$I_{et} = 858,50 \text{ \$US/kW}$$

“La inversión que podría cubrirse ascendería sólo a 858,50 \$US/kW. No es razonable suponer que exista una empresa sin los mencionados costos, que

equivalen a un porcentaje de los ingresos por venta de electricidad que está en un rango entre un mínimo del 49% y valores que sobrepasan el 100% y, por lo tanto, significan pérdidas en lugar de utilidades” (Gomez E. , 2010).

Por otra parte, cada empresa hidroeléctrica tiene un factor de planta distinta. A mayor factor de planta mayor será la energía generada por kW disponible y mayor será la inversión que puede pagarse por kW. En efecto, si bien la empresa Zongo tiene un factor de planta de 60%, es necesario tomar en cuenta el factor para calcular la inversión que podría financiarse con precios de electricidad vigentes a nivel de generación.

A continuación, estableceremos qué sucedería si la empresa eléctrica tuviera costos de operación, mantenimiento, depreciación y administración distintos al 50% de sus ingresos por venta de electricidad y si la empresa tuviera un factor de planta distinto del planteado (60%).Bajo el mismo concepto, con el precio de la central más cara se realizará un análisis para las centrales planteadas (ver cuadros 4.6 y 4.7), Los resultados se presentan en el cuadro 4.8 estableciendo que la empresa tiene costos de operación, mantenimiento, depreciación y administración equivalentes a un rango entre el 0% al 50% de sus ingresos; y con factores de planta entre el 30% al 90%.

4.1.2. ESCENARIO 2

A continuación, se analiza la hipótesis de precios del gas natural superiores a \$US 1,30 por MPC

Actualmente, rige un límite máximo para el precio del gas natural utilizado para la generación de electricidad de \$US 1,30 por MPC. Dicho límite fue establecido por el Decreto Supremo 26037 de diciembre de 2000, cuya aplicación se inició en enero del año 2001.

CUADRO Nº 4.2: PRECIOS PROYECTADOS DE GAS NATURAL

AÑO	COSTO DE OPORTUNIDAD (US\$/MMBTU)	COSTO DE OPORTUNIDAD (US\$/MPC)
2012	7,60	7,22
2013	6,05	5,75
2014	6,94	6,59
2015	4,51	7,14
2016	7,76	7,37
2017	7,96	7,56
2018	8,07	7,67
2019	8,15	7,74
2020	8,23	7,82
2021	8,31	7,90
2022	8,39	7,97
2023	8,47	8,05

FUENTE: ACTUALIZACIÓN PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN 2013

Un ascenso del precio del gas natural superior a \$US 1,30 por MPC elevaría los precios de la energía eléctrica en el mercado mayorista. Para simplificar el análisis se supone que el precio de la energía eléctrica es directamente proporcional al precio del gas natural. La Actualización del Plan de Expansión proporciona una estimación de los precios internacionales referenciales de exportación del gas natural a partir de los precios del gas natural en Estados Unidos, proyectados por la empresa Energy Information Administration (Cuadro 4.2), dado que 1 pie cúbico equivale aproximadamente a 1.000 BTU, estos precios corresponden también a \$US/MPC.

Para el análisis se examina el precio del gas natural que requeriría cada proyecto hidroeléctrico para ser rentable, suponiendo en todos los casos la hipótesis más favorable que estima costos operativos equivalentes al 50% de sus ingresos.

4.1.3. CALCULO EMISIONES CO2.

Para el cálculo de emisiones de CO2 se utilizara el siguiente cuadro:

CUADRO N° 4.3: PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA Y CONSUMO DE GAS - 2013

MES	PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA (MWh)-2013		CONSUMO DE GAS EN MILLONES DE PIES CÚBICOS-2013	
	KENKO	EL ALTO	KENKO	EL ALTO
ENE	1.436	6.853	19	71
FEB	814	6.075	11	62
MAR	1.646	12.029	21	122
ABR	3.633	26.785	48	257
MAY	6.698	27.439	89	254
JUN	6.427	23.632	85	226
JUL	3.580	33.748	48	315
AGO	7.087	32.754	94	306
SEP	7.330	18.906	97	183
OCT	2.834	9.262	38	94
NOV	1.938	7.167	26	71
DIC	2.472	6.610	33	66
TOTAL	45.895	211.260	609	2.027

FUENTE: MEMORIA ANUAL CNDC 2013

Se calculará las emisiones de CO2 con la siguiente fórmula:

$$ECO_2 = EFE \cdot TCE$$

ECO2: Emisión de CO2 (kg)

EFE: Factor local de emisión para la electricidad (kg de CO2/MWh)

TCE: Consumo total de electricidad en la entidad local (MWh)

CUADRO N° 4.4: FACTOR EMISIÓN DE CO2

COMBUSTIBLE	EMISIÓN DE CO2 kg/kWh
Gas natural	0,685
Gas natural(ciclo combinado)	0,545

FUENTE: http://es.wikipedia.org/wiki/Central_termoel%C3%A9ctrica

CUADRO N° 4.5: EMISIÓN DE CO2

MES	KENKO (kg de CO2)	EL ALTO (kg de CO2)	TOTAL (kg de CO2)	TOTAL (ton de CO2)
ENE	983.660	4.694.305	5.677.965	5.677,97
FEB	557.590	4.161.375	4.718.965	4.718,97
MAR	1.127.510	8.239.865	9.367.375	9.367,38
ABR	2.488.605	18.347.725	20.836.330	20.836,33
MAY	4.588.130	18.795.715	23.383.845	23.383,85
JUN	4.402.495	16.187.920	20.590.415	20.590,42
JUL	2.452.300	23.117.380	25.569.680	25.569,68
AGO	4.854.595	22.436.490	27.291.085	27.291,09
SEP	5.021.050	12.950.610	17.971.660	17.971,66
OCT	1.941.290	6.344.470	8.285.760	8.285,76
NOV	1.327.530	4.909.395	6.236.925	6.236,93
DIC	1.693.320	4.527.850	6.221.170	6.221,17
TOTAL	31.438.075	144.713.100	176.151.175	176.151,18

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

La sustitución de 1 GWh de electricidad generado con ciclo combinado, por otro de origen hidroeléctrico supone una reducción de 481 toneladas de CO2 (Europea, 2007).

4.2. RESULTADOS

4.2.1. RESULTADOS ESCENARIO 1

Para poner en evidencia los resultados del estudio se usaran los cuadros del Capítulo tres para las centrales hidroeléctricas que son parte de nuestro análisis

Los datos correspondientes a los cuadros 4.6 y 4.7 ya vistos en el capítulo anterior hacen referencia a la cuenca, potencia aprovechable, factor de planta, inversión aproximada y el último cuadro que es la comparación entre la inversión y la potencia aprovechable. La última columna de la tabla nos servirá para desarrollar nuestro análisis y comparar estos valores con los planteados en el Escenario 1 para comprobar la factibilidad de cada uno de estos proyectos desde el punto de vista de la empresa generadora.

Con el fin de ayudar a tener una mejor comprensión no se analizarán todas, sino solo aquellas marcadas en color amarillo, resaltando de esta manera los casos a analizar más adelante.

CUADRO Nº 4.6: INVERSIÓN ESPECÍFICA CENTRALES

No.	SUBCUENCA	POTENCIA TÉCNICA APROVECHABLE (KW)	FACTOR DE PLANTA	INVERSIÓN APROX. (\$US)	\$US/ kW
1	Ayata	5.883,00	30%	8.000.000,00	1.359,85
2	Yuyo	8.039,00	30%	11.000.000,00	1.368,33
3	Yurilaya	4.552,00	70%	6.267.173,89	1.376,80
4	Tapuri	1.236,00	30%	1.701.719,45	1.376,80
5	Macara	2.607,00	40%	3.589.306,31	1.376,80
6	Conzata	105.920,00	30%	146.000.000,00	1.378,40
7	Puina	90.286,00	40%	125.000.000,00	1.384,49
8	Tari	28.138,00	40%	39.000.000,00	1.386,03
9	Amarete	575,00	30%	800.000,00	1.391,30
10	Aten	28.722,00	30%	40.000.000,00	1.392,66
11	Amontala	45.824,00	40%	64.000.000,00	1.396,65
12	Sunchuli	8.577,00	40%	12.100.000,00	1.410,75
13	Hilo Hilo	25.538,00	40%	36.160.000,00	1.415,93
14	Eslabon	17.511,00	40%	25.000.000,00	1.427,67
15	Charantasi	1.394,00	30%	2.000.000,00	1.434,72
16	Piliapo	755,00	40%	1.100.000,00	1.456,95
17	Naranjani	7.527,00	40%	11.000.000,00	1.461,41
18	Pelechuco	61.393,00	40%	90.000.000,00	1.465,97
19	Merkhe	10.938,00	30%	16.100.000,00	1.471,93
20	Tipuani	67.724,00	30%	100.000.000,00	1.476,58
21	Camata	266.557,00	55%	400.000.000,00	1.500,62
22	Mojos	5.878,00	40%	9.000.000,00	1.531,13
23	Charazani	3.242,00	40%	5.000.000,00	1.542,26
	TOTAL	798.816,00		1.152.818.199,64	

CUADRO Nº 4.7: INVERSIÓN ESPECÍFICA CENTRALES

No.	PROYECTO	POTENCIA (MW)	FACTOR DE PLANTA	INVERSIÓN APROX. (\$US)	\$US/ kW
1	CONDOR CALA	75,00	50%	100.125.000,00	1.335,00
2	TIRATA	54,00	90%	77.850.000,00	1.441,67
3	LLOJA	130,00	51%	187.416.666,67	1.441,67
4	TIQUIMANI	50,00	78%	72.083.333,33	1.441,67
5	PABELLONANI	50,00	77%	72.083.333,33	1.441,67
6	PACHLACA	16,00	71%	23.100.000,00	1.443,75
7	ICHOCA II	22,00	51%	32.000.000,00	1.454,55
8	PALILLADA	110,00	60%	160.100.000,00	1.455,45
9	CHALLA	35,00	77%	51.000.000,00	1.457,14
10	HUANCANE	110,00	79%	160.500.100,00	1.459,09
11	HUAJI	28,00	64%	41.000.000,00	1.464,29
12	TANGARA	108,00	80%	160.700.000,00	1.487,96
13	HUARA	100,00	43%	150.166.000,00	1.501,66
14	BALA	1.600,00	76%	2.422.000.000,00	1.513,75
15	CHORO	100,00	84%	154.000.000,00	1.540,00
16	ICHOCA I	15,00	50%	30.000.000,00	2.000,00
	TOTAL	2.603,00		3.894.124.433,33	

A continuación se muestran los resultados obtenidos para el escenario 1. Estableceremos qué sucede si la empresa eléctrica tiene costos de operación, mantenimiento, depreciación y administración distintos al 50% de sus ingresos por venta de electricidad y si la empresa tiene un factor de planta distinto del planteado (60%). Como se muestran a continuación en el cuadro siguiente:

CUADRO N° 4.8: RESULTADOS – ESCENARIO 1

		GASTOS COMO PORCENTAJE DEL INGRESO										
		0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%
FACTOR DE PLANTA	30%	1.292	1.227	1.163	1.098	1.034	969	904	840	775	711	646
	35%	1.363	1.295	1.227	1.158	1.090	1.022	954	886	818	750	681
	40%	1.434	1.362	1.290	1.219	1.147	1.075	1.004	932	860	789	717
	45%	1.505	1.429	1.354	1.279	1.204	1.128	1.053	978	903	827	752
	50%	1.575	1.497	1.418	1.339	1.260	1.182	1.103	1.024	945	866	788
	55%	1.646	1.564	1.482	1.399	1.317	1.235	1.152	1.070	988	905	823
	60%	1.717	1.631	1.545	1.459	1.374	1.288	1.202	1.116	1.030	944	858
	65%	1.788	1.698	1.609	1.520	1.430	1.341	1.251	1.162	1.073	983	894
	70%	1.859	1.766	1.673	1.580	1.487	1.394	1.301	1.208	1.115	1.022	929
	75%	1.929	1.833	1.737	1.640	1.544	1.447	1.351	1.254	1.158	1.061	965
	80%	2.000	1.900	1.800	1.700	1.600	1.500	1.400	1.300	1.200	1.100	1.000
	85%	2.071	1.968	1.864	1.760	1.657	1.553	1.450	1.346	1.243	1.139	1.036
90%	2.142	2.035	1.928	1.821	1.714	1.606	1.499	1.392	1.285	1.178	1.071	

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

CUADRO N° 4.9: ANÁLISIS – ESCENARIO 1

		GASTOS COMO PORCENTAJE DEL INGRESO										
		0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%
FACTOR DE PLANTA	30%	1.292	1.227	1.163	1.098	1.034	969	904	840	775	711	646
	35%	1.363	1.295	1.227	1.158	1.090	1.022	954	886	818	750	681
	40%	1.434	1.362	1.290	1.219	1.147	1.075	1.004	932	860	789	717
	45%	1.505	1.429	1.354	1.279	1.204	1.128	1.053	978	903	827	752
	50%	1.575	1.497	1.418	1.339	1.260	1.182	1.103	1.024	945	866	788
	55%	1.646	1.564	1.482	1.399	1.317	1.235	1.152	1.070	988	905	823
	60%	1.717	1.631	1.545	1.459	1.374	1.288	1.202	1.116	1.030	944	858
	65%	1.788	1.698	1.609	1.520	1.430	1.341	1.251	1.162	1.073	983	894
	70%	1.859	1.766	1.673	1.580	1.487	1.394	1.301	1.208	1.115	1.022	929
	75%	1.929	1.833	1.737	1.640	1.544	1.447	1.351	1.254	1.158	1.061	965
	80%	2.000	1.900	1.800	1.700	1.600	1.500	1.400	1.300	1.200	1.100	1.000
	85%	2.071	1.968	1.864	1.760	1.657	1.553	1.450	1.346	1.243	1.139	1.036
90%	2.142	2.035	1.928	1.821	1.714	1.606	1.499	1.392	1.285	1.178	1.071	

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

En los cuadros 4.8 y 4.9 se realiza la comparación entre los gastos y el factor de planta teniendo como resultado la inversión necesaria para cada central en \$US/kW. Se han señalado los proyectos elegidos para nuestro análisis.

El proyecto Conzata requiere una inversión de 1.500,62 \$US/kW, mismos que corresponden a un proyecto con factor de planta del 55% y costos operativos 0 (cero). Es evidente que este y los proyectos Puina y Camata no serían rentables bajo ninguna de las hipótesis consideradas.

Para que el proyecto Palillada tenga una rentabilidad el orden del 12% por año, sería necesario que opere con costos equivalentes a menos del 20% de sus ingresos. Como se explicó anteriormente, los costos operativos de las centrales hidroeléctricas registran un rango de valores cuyo límite mínimo es del 49% del ingreso. Ciertamente es imposible reducirlos por debajo del 20% del ingreso total.

El proyecto hidroeléctrico El Bala, con un factor de planta del 76% e inversión estimada en 1.513,75 \$US/kW, requerirían reducir sus costos operativos aun más, por debajo del 25% del ingreso total, lo cual es altamente improbable. De la misma manera los proyectos Yurilaya y Tangara.

En conclusión, los precios de electricidad vigentes en el mercado mayorista invalidan la ejecución de todos los proyectos hidroeléctricos esto el caso de las empresas de generación de energía eléctrica del sector privado. Es importante hacer notar que el Estado puede invertir en proyectos Hidroeléctricos de naturaleza hundida de los costos, resulta económicamente inviable la desinversión, esto hace que el estado pueda renegociar tarifas.

4.2.2. RESULTADOS ESCENARIO 2

Los cuadros 4.10 y 4.11, muestran los resultados obtenidos para el Escenario 2, suponiendo que la empresa hidroeléctrica tiene costos de operación, mantenimiento, administración equivalentes al 50%. Se realiza la comparación del factor de incremento del precio del gas natural contra diferentes factores de planta, tal como se muestran a continuación:

CUADRO Nº 4.10: INCREMENTO COSTO GAS NATURAL – ESCENARIO 2

		FACTOR DE INCREMENTO DEL PRECIO DEL GAS NATURAL										
		1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	5,5	6
FACTOR DE PLANTA	30%	646	969	1.292	1.615	1.938	2.261	2.584	2.907	3.230	3.553	3.876
	35%	681	1.022	1.363	1.704	2.044	2.385	2.726	3.066	3.407	3.748	4.089
	40%	717	1.075	1.434	1.792	2.151	2.509	2.867	3.226	3.584	3.943	4.301
	45%	752	1.128	1.505	1.881	2.257	2.633	3.009	3.385	3.761	4.137	4.514
	50%	788	1.182	1.575	1.969	2.363	2.757	3.151	3.545	3.938	4.332	4.726
	55%	823	1.235	1.646	2.058	2.469	2.881	3.292	3.704	4.115	4.527	4.939
	60%	858	1.288	1.717	2.146	2.575	3.005	3.434	3.863	4.292	4.722	5.151
	65%	894	1.341	1.788	2.235	2.682	3.129	3.576	4.023	4.470	4.917	5.363
	70%	929	1.394	1.859	2.323	2.788	3.253	3.717	4.182	4.647	5.111	5.576
	75%	965	1.447	1.929	2.412	2.894	3.377	3.859	4.341	4.824	5.306	5.788
	80%	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.501	4.001	4.501	5.001	5.501	6.001
	85%	1.036	1.553	2.071	2.589	3.107	3.624	4.142	4.660	5.178	5.696	6.213
90%	1.071	1.606	2.142	2.677	3.213	3.748	4.284	4.819	5.355	5.890	6.426	

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

CUADRO Nº 4.11: ANÁLISIS - ESCENARIO 2

		FACTOR DE INCREMENTO DEL PRECIO DEL GAS NATURAL										
		1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	5,5	6
FACTOR DE PLANTA	30%	646	969			1.938	2.261	2.584	2.907	3.230	3.553	3.876
	35%	681	1.022			2.044	2.385	2.726	3.066	3.407	3.748	4.089
	40%	717	1.075	1.434	1.792	2.151	2.509	2.867	3.226	3.584	3.943	4.301
	45%	752	1.128	1.505	1.881	2.257	2.633	3.009	3.385	3.761	4.137	4.514
	50%	788	1.182			2.363	2.757	3.151	3.545	3.938	4.332	4.726
	55%	823	1.235			2.469	2.881	3.292	3.704	4.115	4.527	4.939
	60%	858	1.288			2.575	3.005	3.434	3.863	4.292	4.722	5.151
	65%	894	1.341			2.682	3.129	3.576	4.023	4.470	4.917	5.363
	70%	929	1.394	1.859	2.323	2.788	3.253	3.717	4.182	4.647	5.111	5.576
	75%	965	1.447	1.929	2.412	2.894	3.377	3.859	4.341	4.824	5.306	5.788
	80%	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.501	4.001	4.501	5.001	5.501	6.001
	85%	1.036	1.553	2.071	2.589	3.107	3.624	4.142	4.660	5.178	5.696	6.213
90%	1.071	1.606	2.142	2.677	3.213	3.748	4.284	4.819	5.355	5.890	6.426	

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

El proyecto Puina, con un factor de planta del 40% y una inversión de 1.384,49 \$US/kW, rentable si el precio de energía se multiplicara por dos. Esto se lograría aproximadamente elevando el precio del gas natural de 1,3 a 2,6 \$US/MPC. Al mismo tiempo, manteniendo sus gastos operativos por debajo del 50% del ingreso (Cuadro 4.12). Los proyectos Conzata, Camata, Yurilaya, Palillada, Tangar y El

Bala, para que sean rentables bastará con elevar la tarifa de energía multiplicándola por 1,5; es decir, aproximadamente incrementar el precio del gas natural de 1,3 a 2,6 \$us/MPC.

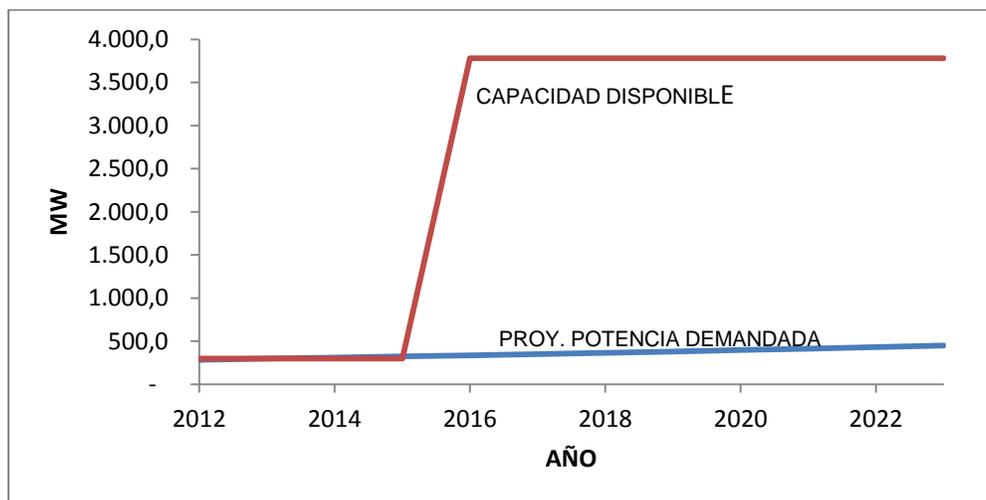
CUADRO Nº 4.12: FACTORES DE ENERGÍA

No.	PROYECTO	Potencia Teórica Bruta (kW)	FACTOR DE PLANTA	INVERSIÓN APROX. (MM\$US)	INVERSIÓN POR UNIDAD DE POTENCIA (\$US/ Kw)	FACTOR DE ENERGÍA	PRECIO GAS (\$US/MPC)
1	Puina	481.988,00	0,40	125,00	1.384,49	2,00	2,60
2	Conzata	733.392,00	0,30	146,00	1.378,40	1,50	1,95
3	Camata	1.845.645,00	0,55	400,00	1.500,62	1,50	1,95
4	Yurilaya	31.518,00	0,70	6,26	1.376,80	1,50	1,95
5	Palillada	110.000,00	0,60	160,10	1.455,45	1,50	1,95
6	Tangara	108.000,00	0,80	160,70	1.487,96	1,50	1,95
7	Bala	1.600.000,00	0,76	2.422,00	1.513,75	1,50	1,95

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Finalmente, para el adecuado funcionamiento del sector eléctrico se requiere un balance demanda/oferta, que implica el margen de capacidad requerido para lograr un nivel de confiabilidad y seguridad de servicio deseados. Según el modelo planteado en el Capítulo 3, si aprovecháramos el 86% del potencial hídrico que tiene La Paz, el margen de reserva sería demasiado alto como se observa en el Gráfico 4.1.

GRÁFICO Nº 4.1: CAPACIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN LA PAZ



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Si bien el departamento de La Paz cuenta con capacidad suficiente con confiabilidad y seguridad de cubrir la demanda es claro que bajo las condiciones actuales, Herbas (2013) señala que no se pueden financiar proyectos hidroeléctricos por encima de los 485 US\$/kW. Es más conveniente instalar unidades termoeléctricas, si en el caso se podrían financiar proyectos de generación hidroeléctrica por encima de los 995 US\$/kW si el precio del gas natural fuese igual a 6,20 US\$/MPC lo que significaría la elevación del precio del gas para la generación de energía eléctrica es decir que se lograría elevar la rentabilidad de las inversiones del sector.

Según los Parámetros de Costo Eficiencia del Sector Energía del Ministerio de Planificación del Desarrollo, para el desarrollo de centrales hidroeléctricas tendríamos una inversión de 12.296.310.164,00 \$US conforme al potencial 3.780,20 MW, como se ve en cuadro siguiente:

CUADRO Nº 4.13: INVERSIÓN REQUERIDA – POTENCIAL APROVECHABLE

	POTENCIA MW	COSTO-EFICIENCIA (\$US/KW)		INVERSIÓN (\$US)	
		VALOR MÁXIMO	VALOR MÍNIMO	MÁXIMA	MÍNIMA
POTENCIAL APROVECHABLE	3.780,20	3.252,82	2.283,35	12.296.310.164,00	8.631.519.670,00

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

4.2.3. RESULTADOS DEL ANÁLISIS AMBIENTAL

En el caso de las centrales que utilizan combustibles Fósiles siempre hay emisiones de CO2 según el combustible que se utilice.

La sustitución de 1 GWh de electricidad generado con ciclo combinado, por otro de origen hidroeléctrico supone una reducción de 481 toneladas de CO2 (Europea, 2007).

Tomando en cuenta los datos obtenidos en el cuadro 4.5, realizaremos la comparación de las emisiones de CO2 de las centrales termoeléctricas

identificadas en el Departamento de La Paz contra las que se evitarían si se sustituyeran éstas por centrales hidroeléctricas.

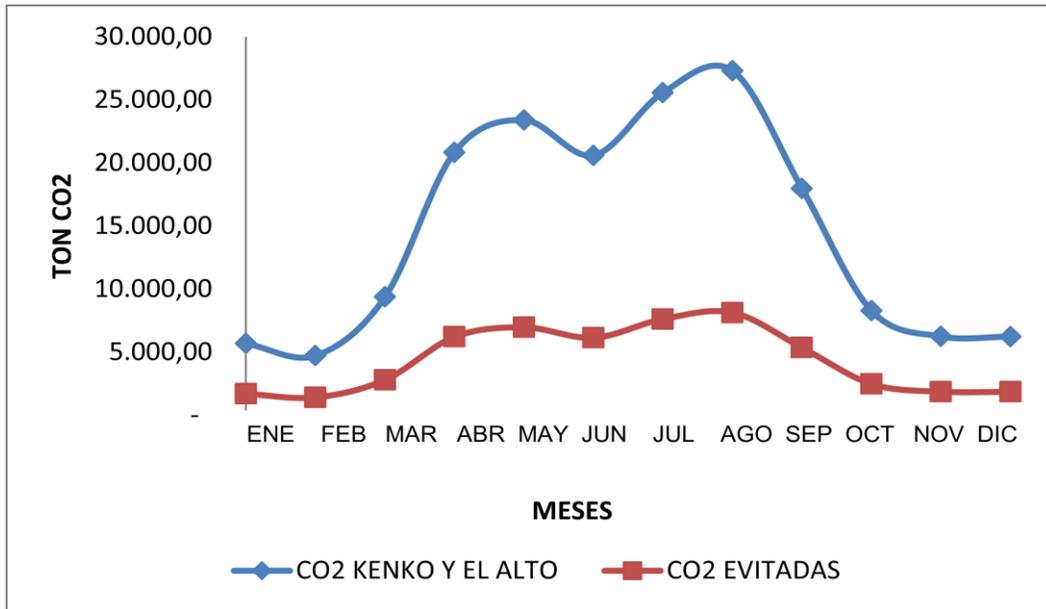
CUADRO Nº 4.14: EMISIONES DE CO2 EVITADAS MEDIANTE EL EMPLEO DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

MES	TOTAL (ton de CO2)	CO2 EVITADAS
ENE	5.677,97	1.690,96
FEB	4.718,97	1.405,36
MAR	9.367,38	2.789,70
ABR	20.836,33	6.205,27
MAY	23.383,85	6.963,95
JUN	20.590,42	6.132,04
JUL	25.569,68	7.614,91
AGO	27.291,09	8.127,56
SEP	17.971,66	5.352,14
OCT	8.285,76	2.467,58
NOV	6.236,93	1.857,42
DIC	6.221,17	1.852,73

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

En el gráfico siguiente podemos observar las toneladas de CO2 evitadas mediante la generación de electricidad a través de centrales hidroeléctricas.

GRÁFICO N° 4.2: EMISIONES DE CO2 EVITADAS



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Si se considera la generación de energía tanto hídrica como térmica, las toneladas de CO2 evitadas mediante el uso de fuentes Hídricas es mucho mayor, debido al uso del agua para generar energía limpia.

En contra parte los beneficios que aportan los proyectos hidroeléctricos, que permiten la sustitución del gas natural en la generación de energía eléctrica podemos describirlos utilizando el siguiente cuadro:

CUADRO Nº 4.15: CONSUMO DE GAS EN MILLONES DE PIES CÚBICOS-2013

MES	KENKO	EL ALTO
ENE	19	71
FEB	11	62
MAR	21	122
ABR	48	257
MAY	89	254
JUN	85	226
JUL	48	315
AGO	94	306
SEP	97	183
OCT	38	94
NOV	26	71
DIC	33	66
TOTAL		2.636

FUENTE: MEMORIA ANUAL CNDC 2013

Al reemplazar las Centrales Térmicas del Kenko y el Alto posibilita la exportación de 2.636 MMPC por año que genera un beneficio total de 17,24 MMUS\$/año. Este beneficio puede ser utilizado para la construcción de nuevos proyectos de Generación Hidroeléctrica enfocados desde el punto de vista de los intereses del país, considerando que permiten el abastecimiento de la demanda en forma adecuada a largo plazo.

Ahora bien también se ha visto el producto del proyecto del río Taquesi, tomando en cuenta que el Estado Boliviano tiene en su propiedad CERs para financiar:

- i) Proyectos que incorporen como componente central la mitigación al cambio climático en el área de influencia de los proyectos MDL.
- ii) Proyectos que incorporen como componente central la adaptación al cambio climático, privilegiando a las poblaciones rurales y urbanas más empobrecidas y vulnerables.
- iii) Apoyo al desarrollo institucional y organizacional para generar capacidad de asistencia técnica a cargo de la Autoridad Nacional Designada (AND).

En este sentido, es muy importante la generación de energía a través de las centrales hidroeléctricas en el Departamento de La Paz. Cumpliendo con las expectativas del MDL, considerando un precio base por CERs de 10 \$US. Ejecutándose estos proyectos podrían conseguir millones de dólares para el país y el departamento por ingresos por venta de créditos de carbono para todo el ciclo de vida de estos proyectos.

Para el sector energético, el principal desafío ambiental está relacionado con la reducción de emisiones de gases del efecto invernadero. Alcanzar esta meta puede ser lograda a través de la implementación de acciones de uso eficiente y racional de la energía. A través de la utilización de fuentes de energía limpia como la implantación de centrales hidroeléctricas y la sustitución de fuentes fósiles es posible preservar el medio ambiente, mayores ganancias por efecto exportar el gas natural que se utiliza para la generación de energía por las centrales térmicas y por venta de CERs sin mencionar los impactos sociales positivos de gran magnitud.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

Se identificó la participación de las Centrales Hidroeléctricas en el aporte que hacen al departamento, en el balance energético de la demanda, a la vez se identificó la producción de energía por combustibles fósiles. También se ha dado a conocer las ventajas de las energías limpias con la implementación de las centrales hidroeléctricas frente a la generada por combustibles fósiles. Se determinó el potencial hídrico y la cobertura de energía eléctrica en el departamento. Así también que la sustitución masiva de los combustibles fósiles por centrales hidroeléctricas envuelve cambios que trascienden al sector energético y abarca temas que se relacionan con un conjunto de valores asociados al papel crucial de la energía en el desarrollo económico, en el bienestar social, en la relación con los recursos naturales y el medio ambiente, debiendo lograr que las centrales hidroeléctricas sean competitivas para generar electricidad, o sean capaz de competir de igual a igual con las centrales térmicas que usan combustibles fósiles tanto en términos de precios como de autonomía.

De acuerdo al análisis económico-social, las tarifas percibidas por las empresas generadoras de electricidad, por concepto de producción de energía y de potencia deben incentivar nuevas inversiones para el sistema eléctrico. Hay condiciones de insuficiente oferta, en el caso el Departamento de La Paz, necesita de aportes del SIN. Estas señales de mercado nos muestran que se requiere obtener financiamientos y ejecutar obras hidroeléctricas. Las centrales hidroeléctricas para ser construídas en los próximos años, requerirían de tarifas eléctricas más altas en el mercado mayorista o de alguna forma de intervención del Estado.

Según los resultados de nuestro análisis y cálculos realizados para invertir en nuevos proyectos hidroeléctricos, se tiene que:

- El proyecto Conzata requiere una inversión de 1.500,62 \$US/kW, que corresponden a un proyecto con factor de planta del 55% y costos

operativos 0 (cero). Es evidente que este como los proyectos Puina y Camata, no serían rentables bajo ninguna de las hipótesis consideradas.

- Para que el proyecto Palillada tenga una rentabilidad del orden del 12% por año, sería necesario que opere con costos equivalentes a menos del 20% de sus ingresos. Como se explicó anteriormente, los costos operativos de las centrales hidroeléctricas registran un rango de valores cuyo límite mínimo es del 49% del ingreso. Ciertamente es imposible reducirlos por debajo del 20% del ingreso total.
- Los proyectos hidroeléctricos El Bala, con un factor de planta del 76% e inversión estimada en 1.513,75 \$US/kW, requerirían reducir sus costos operativos aún más por debajo del 25% del ingreso total, lo cual es altamente improbable. De la misma manera los proyectos Yurilaya y Tangara.

Y ajustando el precio del gas natural tendríamos que considerar:

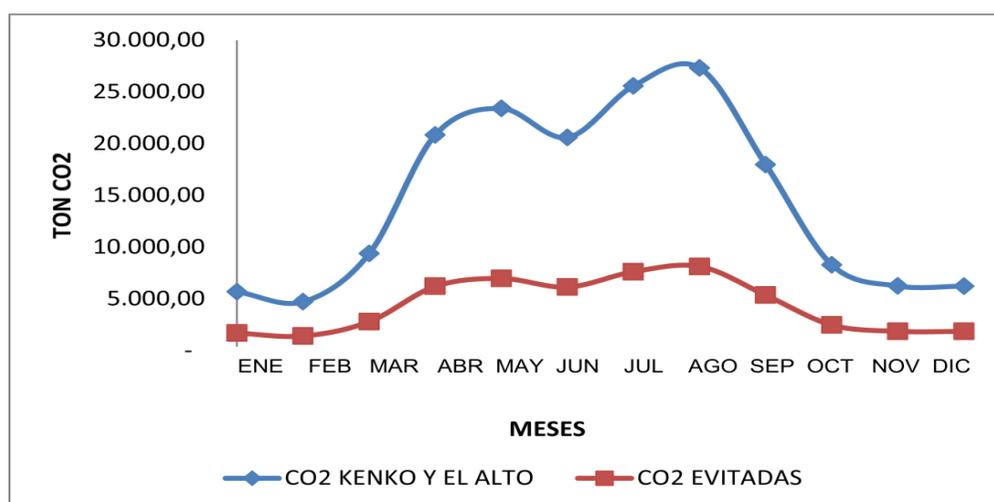
- El proyecto Puina, con un factor de planta del 40% y una inversión de 1.384,49 \$US/kW, sería rentable si la tarifa de energía se multiplica por 2. Esto se lograría aproximadamente elevando el precio del gas natural de 1,3 a 2,6 \$US/MPC, manteniendo al mismo tiempo sus gastos operativos por debajo del 50% del ingreso.
- Los proyectos Conzata, Camata, Yurilaya, Palillada, Tangar y El Bala, para que sean rentables bastará con elevar la tarifa de energía multiplicándola por 1,5; es decir, aproximadamente incrementar el precio del gas natural de 1,3 a 2,0 \$US/MPC.

Estos ajustes del precio del gas natural no están en contradicción con las previsiones de precio que podría obtener Bolivia, como ser exportando a los países vecinos. A la vez estar por encima de los niveles calculados para hacer financieramente factible de cada proyecto hidroeléctrico, los cuales varían entre 2,0 y 2,6 \$US/MPC. Y en el caso de reemplazar las Centrales Térmicas ubicadas en el Departamento de La Paz (Kenko y el Alto), posibilita la exportación de 2.636

MMPC por año, que genera un beneficio total de 17,24 MM\$US/año. Este beneficio puede ser utilizado para la construcción de nuevos proyectos de generación hidroeléctrica enfocados desde el punto de vista de los intereses del país, que permiten el abastecimiento de la demanda en forma adecuada en el largo plazo.

Con referencia al análisis ambiental las toneladas de CO2 evitadas mediante la generación de electricidad por las centrales hidroeléctricas es mucho mayor, debido al uso del agua para generar energía limpia.

GRÁFICO Nº 5.1: EMISIONES DE CO2 EVITADAS



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Ahora bien, también se ha visto producto del proyecto del río Taquesi, donde el Estado Boliviano tiene en su propiedad CERs para financiar:

- i) Proyectos que incorporen como componente central la mitigación al cambio climático en el área de influencia de los proyectos MDL.
- ii) Proyectos que incorporen como componente central la adaptación al cambio climático, privilegiando a las poblaciones rurales y urbanas más empobrecidas y vulnerables.

- iii) Apoyo al desarrollo institucional y organizacional para generar capacidad de asistencia técnica a cargo de la Autoridad Nacional Designada (AND).

En este sentido, es muy importante la generación con centrales hidroeléctricas que se planteó en este trabajo; y que cumplan con las expectativas del MDL. Si estos proyectos llegaran a concretarse, considerando un precio base por CERs de 10 \$US, podrían conseguirse millones de dólares para el país y el departamento por ingresos por venta de créditos de carbono.

Finalmente, el Departamento de La Paz, cuenta con el potencial hidroeléctrico suficiente como para cubrir su demanda a largo plazo, por centrales hidroeléctricas. El tiempo e inversiones que se necesitan para construir una central hidroeléctrica son mayores que los necesarios en una central termoeléctrica, al compararlos con los ingresos que obtienen las plantas, en el caso de la Hidroeléctrica, se convierten en factores menores, pues el ingreso es mucho mayor que la inversión. En cambio en, la termoeléctrica, pese a que el tiempo de construcción y las inversiones son menores, las ganancias no son tantas, esta aseveración se da si el precio del gas natural para el sector eléctrico está basada en el costo de oportunidad donde el precio para el sector eléctrico sea similar al precio de exportación de gas al país de Brasil. Dicho precio permitiría atraer nuevas inversiones en generadoras hidroeléctricas, debido a una ambiente más favorable y rentable para dichas inversiones, llevándonos a ajustar este planteamiento al bienestar social, el cual solo puede ser alcanzado mediante intervención del Estado, basada en una política Energética con la implementación de centrales hidroeléctricas con las altas inversiones (hundidas). A lo largo de este documento se ha considerado que la electricidad de origen hidráulico es una alternativa que no genera contaminantes al aire prevaleciendo los derechos del medio ambiente. Al mismo tiempo, también podrían generar millones de dólares, por la venta de CERs lo que da una idea sobre el aporte potencial de este mecanismo a los procesos de desarrollo nacional en energías limpias.

Cumpliendo con todos los objetivos trazados en el presente documento, el desarrollo energético va depender de la situación del departamento, considerando al mismo tiempo la geografía, la hidrografía, la situación social y la más importante la económica. También dependerá de la disposición del Estado, para invertir en centrales hidroeléctricas o políticas estratégicas, en cierta medida la rentabilidad que se intenta medir ya no es financiera, sino una rentabilidad más intangible, en términos de bienestar de la población, de la sociedad y el medio ambiente.

5.2. RECOMENDACIONES

Por lo señalado, se plantea aprovechar todo el potencial hídrico del Departamento de La Paz, con la implementación de centrales hidroeléctricas, por lo que implícitamente se está hablando del concepto de Generación Distribuida, y se recomienda:

- Realizar modificaciones necesarias al Marco Regulatorio para aplicar la propuesta.
- Crear normativa técnica para el acoplamiento de pequeñas centrales hidroeléctricas a la red.
- Mecanismos para la penalización del uso de los combustibles fósiles y por los incentivos al uso de centrales hidroeléctricas (CERs), de tal forma que las tecnologías más limpias puedan enfrentar al mercado en mejores condiciones que las actuales.
- Fortalecer y ampliar:
 - i. Condiciones institucionales, legales y financieras para el desarrollo del mercado de carbono en Bolivia
- Promover y difundir:
 - ii. Proyectos MDL, de empresas cotizantes y no cotizantes, debiendo establecer el marco legal para el registro, la oferta pública y la transacción de CERs, para promover el desarrollo sostenible, el bienestar económico y social de la población boliviana.

- Realizar una correcta planificación del escenario para la puesta en marcha de las centrales hidroeléctricas, planteadas en el presente trabajo, bajo una correcta toma de decisiones y realización de inversiones, con la evaluación económica que intente medir el impacto del proyecto sobre los recursos reales que proveen satisfacción o bienestar económico a los consumidores.

Estos puntos deberían ser tomados en cuenta para la correcta aplicación en la implementación de centrales hidroeléctricas en el Departamento de La Paz, por sus beneficios sociales, económicos y ambientales.

BIBLIOGRAFÍA

Aliaga J., Buch F. (2012). El Sector Eléctrico en Bolivia. Bolivia.

Bolsa de Valores Bolivia. (2009). Promoción del Mercado de Carbono en Bolivia y Condiciones para el desarrollo de Promoción del Mercado de Carbono en Bolivia y Condiciones para el desarrollo de la Bolsa de Responsabilidad Social y Ambiental. La Paz.

CNDC. (2013). Memoria 2013 Resultados de la Operacion del SIN. La PAZ.

COBEE. (2009). Memoria Anual 2009. La Paz.

Comite Nacional de despacho de carga. (2013). Memoria 2013 resultados de la operacion del SIN. La Paz.

Electricidad, A. d. (2012). Anuario 2012.

Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (2007). Rentabilidad de los Proyectos de Expansión.

Empresa Hidroeléctrica Boliviana S.A. (2009). Memoria Anual 2009. La Paz.

ENDE. (2008). Cuantificacion y evaluacion del pótencial hidroenergetico de Bolivia.

Europea, D. G. (2007). Aprovechamientos Hidroelecvtricos. MHyLAB, 33.

F., L. (s.f.). Estudio De Cambio Climático en Recursos Hídricos y Determinación de Sitios pon Potencial Hidroenergético, Mediante el empleo de Sistemas de Información Geográfica, Datos de Sensoramiento Remoto y Fuentes de Acceso Global.

Global Finance Consultants Bolivia SRL. (2013). Proyecto Construcción Plantas de Generación Hidroeléctrica Charazani. La Paz.

Gomez, E. (2010). Tendencias y desafios para el desarrollo del sector electrico Boliviano (1 ed.). LA PAZ: CEDLA.

Gomez, L. G. (2003). Analisis de confiabilidad del sistema de transmision regional usando simulacion de Montecarlo. Pereira: Universidad Tecnologica de Pereira.

Herbas, M. T. (2013). Determinacion de un adecuado precio del gas natural para el sector electrico Boliviano. Revista Latinoamericana de Desarrollo Economico.

Hidroelectricas, termoelectricas. (2011). Termoelectricas e Hidroelectricas. Recuperado el 15 de 11 de 2014, de http://www.jenijos.com/CENTRALESHIDROELECTRICAS/centrales_hidroelectricas.htm

Instituto Tecnológico de Canarias, S.A. (2008). Energías renovables y eficiencia energética. Canarias.

Ministerio de Desarrollo Sostenible y Planificación Viceministro de Medio Ambiente, Recursos Naturales y Desarrollo Forestal Programa Nacional de Cambios Climáticos, Bolivia. (1999). Ministerio de Desarrollo Sostenible y Planificación Viceministro de Medio Ambiente, Recursos Naturales y Desarrollo Análisis De Opciones de Mitigación de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero. La Paz.

Ministerio de Hidrocarburos y Energía. (2013). Actualización del Plan Óptimo de Expansión del Sistema Interconectado Nacional. La Paz.

Palomeque, M. A. (2006). Introduccion a las Energias Alternativas. La Paz.

(s.f.). Plantas electricas.

Plomeque, M. A. (2006). Introduccion a las Energias Alternativas. La Paz.

Rodriguez, J. C. (2008). Energias renovables y eficiencia energetica (1 ed.). Canarias: ITC.

San Marti, L. (2011). Determinación del precio del Gas Natural para el sector eléctrico Boliviano y su efecto en las tarifas a consumidor final.

wikipedia. (15 de 1 de 2015). Centrales hidroelectricas. Recuperado el 15 de 1 de 2015, de http://es.wikipedia.org/wiki/Central_hidroel%C3%A9ctrica

Wikipedia. (15 de 1 de 2015). Energia electrica. Recuperado el 15 de 1 de 2015, de http://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_el%C3%A9ctrica

Wikipedia. (15 de 1 de 2015). Generacion de energia elèctrica. Recuperado el 15 de 1 de 2015, de http://es.wikipedia.org/wiki/Generaci%C3%B3n_de_energ%C3%ADa_el%C3%A9ctrica

Zannier, A. (1986). Planificación de los Sistemas Eléctricos de Potencia.

Zannier., A. (2009). ¿es la hidroelectricidad viable en Bolivia?

ANEXOS

ANEXOS

ANEXO 1. ENDE - EVALUACIÓN DEL POTENCIAL HIDROENERGÉTICO DE BOLIVIA EN TRES CUENCAS; AMAZONAS, RÍO DE LA PLATA Y CUENCA DEL ALTIPLANO.

	NOMBRE PROYECTO	RIO	TIPO	Q diseño M3/s	CAIDA MEDIA (m)	POT. MW	ENEG GWH.	Est udi o
1	CORANI	CORANI	E	10	625	54	201	C
2	SANTA ISABEL	CORANI/VINTO	E	10	855	72	296	C
3	SAN JACINTO	TOLOMOSA	E/R	9	60	7	21	C
4	SAKHAHUAYA	UNDUA/TAQUESI	E	20	435	76	434	DF
5	ICLA	PILCOMAYO	E/R	100	97	102	406	DL
6	MISICUNI	MISICUNI	E/R	15	1040	120	545	DF
7	ROSITAS	RIO GRANDE	E/R	420	117	400	2320	F
8	AGUAS CALIENTES	PILAYA	e	26	427	87	591	F
9	SAN JOSÉ	PARACTI	E	23	684	126	844	F
10	PALILLADA	MIGUILLAS	E	20	689	110	548	PF
11	TIRATA	LA PAZ	E	27	416	54	409	P
12	LLOJA	LA PAZ	E	660	239	130	583	P
13	HUARA	LA PAZ	E	110	110	100	380	P
14	SANTA ROSA	TAMAMPAYA	E	2	1120	23	105	P
15	UMABAMBA	TAMAMPAYA	E	5	846	38	166	P
16	ILUMAYA	TAMAMPAYA	E	10	630	54	235	P
17	IMAMBLAYA	TAMAMPAYA	E	60	159	81	455	P
18	SIETE LOMAS	TAMAMPAYA	E	140	204	242	1039	P
19	CONDOR CALA	MIGUILLAS	E	10	920	75	350	P
20	TANGARA	MIGUILLAS	E	16	840	108	715	P
21	TIQUIMANI	COROICO	E	12	504	50	340	P
22	PABELLONANI	COROICO	E	13	470	50	337	P
23	HUANCANE	COROICO	E	26	510	110	760	P
24	CHALLA	COROICO	E	80	71	35	235	P
25	CHORO	COROICO	E	92	157	100	740	P
26	BALA	BENI	E	1512	150	1680	10600	P
27	CACHUELA ESPERANZA	BENI	E	720	9	47	342	P
28	HUAJI	ZONGO	E	15	248	28	157	C
29	PACHLACA	ZONGO	E	17	128	16	100	P
30	BANDA AZUL	PARACTI	E	37	374	114	635	P
31	LA VIÑA	RIO GRANDE	E	47	190	70	307	P
32	MOLINEROS	RIO GRANDE	E	90	173	132	532	PF
33	PUCARA	RIO GRANDE	E	94	160	182	795	P
34	CAINE	RIO GRANDE	E	100	120	162	710	P
35	PUENTE ARCE	RIO GRANDE	E		125	130	550	P
36	CHAROBAMBA	RIO GRANDE	E	105	120	214	550	P
37	SERIPONA	RIO GRANDE	E	110	176	420	1700	P
38	CAÑAHUECAL	RIO GRANDE	E	162	161	500	2000	P
39	LAS JUNTAS	RIO GRANDE	E	191	87	172	750	P
40	LA HIGUERA	RIO GRANDE	E	212	80	320	1340	P
41	PEÑA BLANCA	RIO GRANDE	E	224	136	520	2490	P
42	LA PESCA	RIO GRANDE	E	276	145	740	3030	P
43	TURUCHIPA	PILCOMAYO	E	40	100	66	286	P
44	SAN JOSÉ	PILCOMAYO	E	50	340	280	1226	P
45	ESPERANZA	PILCOMAYO	E	55	126	123	523	P
46	SANTA ELENA	PILCOMAYO	E	65	297	341	1494	P

	NOMBRE PROYECTO	RIO	TIPO	Q diseño m3/s	CAIDA MEDIA (m)	POT. MW	ENEG GWH.	Est udi o
47	MACHIGUA	PILCOMA/PILAY	E	135	90	202	865	P
48	YUQUIRENDA	PILCOMAYO	E	170	90	255	1116	P
49	CHORO	PILCOMAYO	E	190	72	244	1070	P
50	PAICHU	PILAYA	E	54	342	204	1019	P
51	AGUAS CALIENTES II	PILAYA	E	46	484	181	764	P
52	ARENALES	PILAYA	E	45	117	94	412	P
53	EL PESCADO	PILAYA	E	55	207	202	885	P
54	INCAHUASI	PILAYA	E	1	135	24	95	P
55	LAS PAVAS	BERMEJO	E.BN	57	87	147	288	PF
56	ARRAZAYAL	BERMEJO	E.BN	61	88	166	341	P
57	DESECHO CHICO	BERMEJO	E.BN	79	13	36	78	P
58	CAMBARI	TARIJA	E	44	100	136	613	P
59	ASTILLEROS	TARIJA	E.BN	58	68	106	501	P
60	SAN TELMO	TARINA	E.BN	71	32	68	275	P
61	POLVAREDA	TARIJA	E.BN	71	7	27	60	P
62	JUNTAS SN. ANT.	TARIJA	E.BN	145	12	48	165	P
63	KHATU – IB	KHATU	E	6	360	15	67	P
64	ICHOCAI	ICHOCA	E	10	220	15	66	P
65	ICHOCA II	ICHOCA	E	10	330	22	98	P
66	ALTAMACHI – IB	ALTAMACHI	E	30	890	186	570	P
67	ALTAMACHI – IA	ALTAMACHI	E	30	1040	220	665	P
68	ALTAMACHI – IIB	ALTAMACHI	E	35	300	73	224	P
69	ALTAMACHI – IIA	ALTAMACHI	E	35	400	110	298	P
70	TORRENI 11	TORRENI	E	10	421	36	155	P
71	TORRENI 12	TORRENI	E	6	264	13	55	P
72	CORANI 2	CORANI	E	10	540	41	177	P
73	JATUN MAYU 6ª	JATUN MAYU	E	10	255	21	92	P
74	CORANI 3	CORANI	E	15	95	12	93	P
75	JATUN MAYU 4	JATUN MAYU	E	10	400	32	140	P
76	CORANI 1	CORANI	E	7	230	14	61	P
77	JATUN MAYU 5	JATUN MAYU	E	4	1060	34	149	P
78	JATUN MAYU 6B	JATUN MAYU	E	10	290	23	101	P
79	SAN MATEO B	SAN MATEO	E	19	160	25	107	P
80	SAN MATEO I	SAN MATEO	E	9	350	24	102	P
81	SAN MATEO II	SAN MATEO	E	21	330	51	222	P
	TOTAL					11768	55141	

TIPO DE PROYECTO: E = ENERGIA, BN = BINACIONAL, E/R = ENERGIA Y RIEGO

ESTADO ACTUAL DEL PROYECTO: P = ESTUDIO PRELIMINAR, PF = PREFACTIBILIDAD

F = FACTIBILIDAD: DL = DOCUMENTOS DE LICITACIÓN, DF = DISEÑO FINAL. C = CONSTRUIDAS

ANEXO 2. POTENCIALES HIDROELÉCTRICOS EN LAS CUENCAS DE LOS RÍOS CAMATA Y PELECHUCO

Potencias e Índices para las Subcuencas Yurilaya, Macara y Tapuri

No.	Subcuenca	Potencia Bruta (kw)	Factor de Potencia
1	YURILAYA	31518	0.144
2	TAPURI	22870	0.054
3	MACARA	13917	0.187

Potenciales Teórico Bruto y Técnico Aprovechable en las subcuencas del punto de control Tuichi

No.	Subcuenca	Potencia Teórica Bruta (kw)	Potencia Técnica Aprovechable (kw)
1	Pelechuco	327746	61393
2	Hilo Hilo	136334	25538
3	Puina	481988	90286
4	Amontala	244627	45824
5	Sunchuli	45789	8577
6	Naranjani	40184	7527
7	Piliapo	4030	755
8	Mojos	31378	5878
9	Tari	150214	28138
10	Eslabón	93482	17511

Potenciales Teórico Bruto y Técnico Aprovechable en las subcuencas del Punto de control Kaka-Tipuani

No.	Subcuenca	Potencia Teórica Bruta (kw)	Potencia Técnica Aprovechable (kw)
1	Charazani	22444	3242
2	Amarete	3984	575
3	Aten	198871	28722
4	Yuyo	55662	8039
5	Conzata	733392	105920
6	Tipuani	468920	67724
7	Ayata	40733	5883
8	Charantasi	9651	1394
9	Merkhe	75733	10938
10	Camata	1845645	266557

ANEXO 3. CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (GWh)

CONSUMIDORES	GESTIÓN		VARIACIÓN %
	2013	2012	
CRE	2,556.7	2,411.8	6.0
CESSA	247.3	227.8	8.6
ELFEC	1,116.9	1,058.3	5.5
SEPSA	445.2	416.6	6.9
DELAPAZ	1,614.4	1,522.5	6.0
ELFEO	438.8	403.8	8.7
ENDE	110.1	92.5	18.9
NO REGULADOS	483.4	471.0	2.6
Total	7,012.8	6,604.3	6.2

Nota: Los totales pueden no coincidir con la suma por redondeo de cifras.

ANEXO 4. DEMANDAS MÁXIMAS (MW)

CONSUMIDORES	GESTIÓN		VARIACIÓN %
	2013	2012	
Santa Cruz	492.6	446.0	10.5
La Paz	297.0	274.0	8.4
Cochabamba	188.3	178.9	5.3
Oruro	77.0	71.0	8.5
Sucre	45.9	39.6	15.8
Potosí	44.6	42.8	4.1
Punatuma - Tupiza	20.3	19.6	3.4
No Regulados	67.6	68.2	(0.8)
Otros(*)	42.6	36.8	15.6
Sistema	1,201.8	1,109.0	8.4

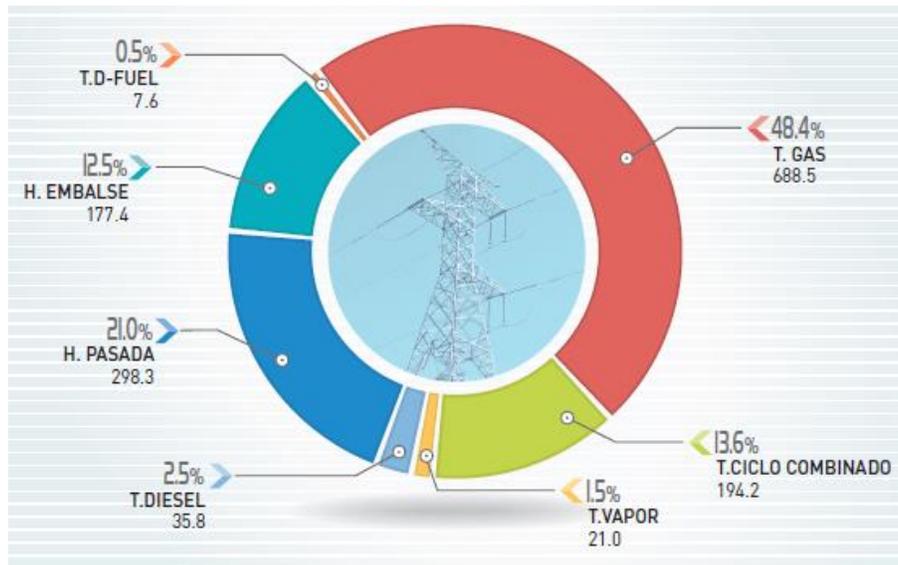
(*) Chimoré, Don Diego, Sacaca, Mariaca, Ocurí, Yucumo, San Borja, San Ignacio, Trinidad, Lipez, Las Carreras, Uyuni y Tazna.

ANEXO 5. POTENCIA DE PUNTA POR PERIODO ANUAL ELÉCTRICO (MW)

CONSUMIDORES	GESTIÓN		VARIACIÓN %
	2013	2012	
CRE	436.9	417.2	4.7
DELAPAZ	267.6	256.4	4.4
ELFEC	195.1	181.5	7.5
ELFEO	73.0	67.2	8.7
CESSA	43.8	39.4	11.1
SEPSA	70.7	66.8	5.8
ENDE	20.7	18.0	15.2
NO REGULADOS	58.7	56.7	3.5
Total Coincidental	1,166.4	1,103.1	5.7

Nota: Los totales pueden no coincidir con la suma por redondeo de cifras.

ANEXO 6. CAPACIDAD DE GENERACIÓN POR TIPO DE CENTRAL (MW) – AÑO 2013



ANEXO 7. CAPACIDAD DE GENERACIÓN A FINES DE 2013

HIDROELÉCTRICAS	CAPACIDAD (MW)	TERMOELÉCTRICAS (*)	CAPACIDAD (MW)
Sistema Corani	148.7	Guaracachi (36°C)	322.1
Sistema Zongo	188.0	Santa Cruz (36°C)	38.4
Sistema Miguillas	21.1	Aranjuez (25°C)	35.4
Sistema Taquesi	89.3	Karachipampa (19°C)	13.4
Kanata	7.5	Kenko (18°C)	17.8
Sistema Yura	19.0	Valle Hermoso (28°C)	107.7
Sistema Quehata	2.0	Carrasco (36°C)	124.0
		Bulo Bulo (36°C)	87.3
		Entre Rios (36°C)	98.1
		Guabirá	21.0
		El Alto (18°C)	46.2
		Moxos	32.9
		Trinidad	2.9
Subtotal	475.7	Subtotal	947.1
Capacidad Total (Hidro + Termo) : 1,422.76 MW			

(*) A la temperatura máxima probable

NOTA: los totales pueden no coincidir por redondeo de cifras.

ANEXO 8. BALANCE DE POTENCIA EN BORNES (MW) - 2013

MES	CAPACIDAD BRUTA			POTENCIA INDISPONIBLE		POTENCIA LIMITADA	POTENCIA LIMITADA	CAPACIDAD TOTAL DISPONIBLE	DEMANDA MÁXIMA		MARGEN DE RESERVA	
	TERMOELÉCTRICA	HIDROELÉCTRICA	TOTAL	TÉRMICA	HIDRO	TÉRMICA	HIDRO		BORNES	RETIROS	MW	% (*)
ENERO	936.66	475.68	1,412.3	150.8	16.6	20.3	0.0	1,224.5	1,178.2	1,127.7	46.4	3.8
FEBRERO	942.92	475.68	1,418.6	124.7	9.3	0.0	0.0	1,284.6	1,174.5	1,122.6	110.1	8.6
MARZO (1)	957.00	475.68	1,432.7	153.5	22.8	48.6	0.0	1,207.8	1,160.9	1,106.4	47.0	3.9
ABRIL	989.68	475.68	1,465.4	201.3	0.8	7.6	0.0	1,255.7	1,176.4	1,115.2	79.3	6.3
MAYO	974.75	475.68	1,450.4	71.6	3.2	12.1	57.2	1,306.4	1,174.5	1,120.4	131.9	10.1
JUNIO	1,003.50	475.68	1,479.2	59.7	50.8	15.8	14.4	1,338.4	1,186.7	1,127.6	151.7	11.3
JULIO	994.48	475.68	1,470.2	19.7	0.2	21.6	48.0	1,380.6	1,161.9	1,111.1	218.7	15.8
AGOSTO	976.83	475.68	1,452.5	86.8	0.2	16.2	35.1	1,314.2	1,196.0	1,141.2	118.2	9.0
SEPTIEMBRE	974.31	475.68	1,450.0	104.1	0.2	20.8	0.0	1,324.8	1,208.1	1,157.5	116.8	8.8
OCTUBRE	968.82	475.68	1,444.5	114.0	6.6	17.3	0.0	1,306.6	1,219.6	1,166.4	87.0	6.7
NOVIEMBRE	968.95	475.68	1,444.6	62.8	23.2	28.9	0.0	1,329.7	1,258.9	1,201.8	70.8	5.3
DICIEMBRE	972.95	475.68	1,448.6	84.9	23.2	12.0	0.0	1,328.6	1,238.4	1,181.6	90.1	6.8

Nota: (*) La capacidad de las unidades térmicas corresponde a la temperatura en que se registró la máxima demanda.
(1) Ingreso de la Unidad ALT02 (32.35 MW) el 25/03/2013.

ANEXO 9. PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA PREVISTA Y REAL (GWh) - 2013

CENTRAL	PROGRAMACIÓN SEMESTRAL	DESPACHO REALIZADO	DIFERENCIA
Hidroeléctricas			
Sistema Zongo	971.8	1,000.1	28.3
Sistema Corani	899.0	929.5	30.6
Sistema Taquesi	359.0	369.2	10.2
Sistema Yura	72.4	77.8	5.5
Sistema Miguillas	115.6	114.4	(1.2)
Kanata	19.7	16.4	(3.3)
Sistema Quehata	8.0	7.4	(0.6)
SubTotal	2,445.4	2,514.9	69.5
Eólicas			
Sistema Qollpana (*)	0.8	0.0	(0.8)
SubTotal	0.8	0.0	(0.8)
Termoeléctricas			
Guaracachi	1,701.3	1,820.2	119.0
Santa Cruz	13.6	40.0	26.4
Carrasco	736.4	667.6	(68.8)
Bulo Bulo (*)	614.8	491.2	(123.7)
Valle Hermoso	401.8	438.9	37.1
Aranjuez	205.3	158.7	(46.7)
El Alto	356.9	211.3	(145.6)
Kenko	41.7	45.9	4.2
Karachipampa	100.6	85.0	(15.6)
Guabirá	63.7	79.5	15.8
Entre Ríos	781.4	734.6	(46.8)
Moxos	46.0	60.0	14.0
Trinidad	0.6	0.0	(0.6)
Subtotal	5,064.0	4,832.8	(231.2)
Total	7,510.2	7,347.7	(162.5)

(*) Durante el mes de diciembre de 2013, Corani y CECBB efectuaron pruebas previas a la operación comercial del Sistema Eólico Qollpana y la unidad BULO03 respectivamente, considerándose un valor estimado para la generación del Sistema Eólico Qollpana.
Nota: Los totales pueden no coincidir con la suma por redondeo de cifras.

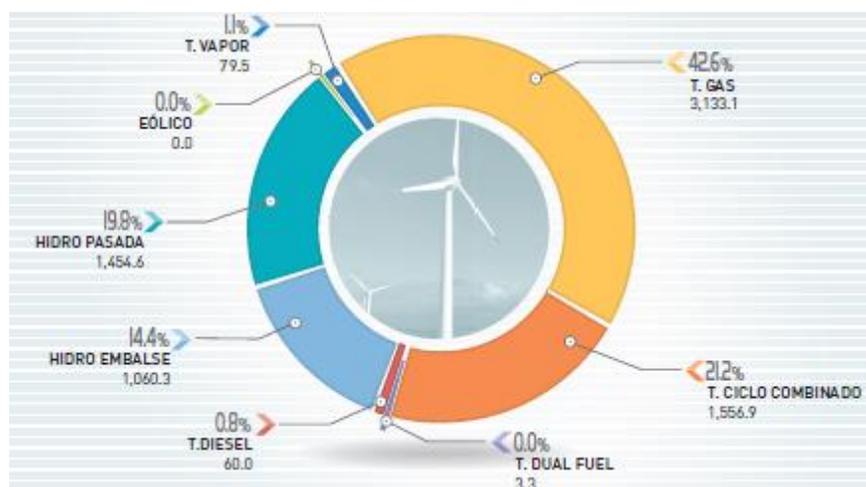
ANEXO 10. PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA (GWh)

CENTRALES	GESTIÓN		VARIACIÓN %
	2013	2012	
Hidroeléctricas	34.2%	33.5%	
Sistema Zongo	1,000.1	940.9	6.3
Sistema Corani	929.5	810.7	14.7
Sistema Taquesi	369.2	350.6	5.3
Sistema Yura	77.8	77.7	0.2
Sistema Miguillas	114.4	114.9	(0.4)
Sistema Kanata	16.4	20.8	(21.4)
Quehata	7.4	6.8	8.0
SubTotal	2,514.9	2,322.4	8.3
Eólicas	0.0%	0.0%	
Sistema Qollpana (*)	0.0	0.0	N/A
SubTotal	0.0	0.0	N/A
Termoeléctricas	65.8%	66.5%	
Guaracachi	1,820.2	1,551.8	17.3
Santa Cruz	40.0	133.5	(70.1)
Carrasco	667.6	772.6	(13.6)
Bulo Bulo (*)	491.2	396.0	24.0
Valle Hermoso	438.9	441.4	(0.6)
Aranjuez	158.7	191.7	(17.2)
El Alto	211.3	57.8	265.4
Kenko	45.9	103.0	(55.4)
Karachipampa	85.0	60.3	41.0
Guabirá	79.5	64.5	23.3
Entre Rios	734.6	767.2	(4.2)
Moxos	60.0	77.7	(22.7)
Trinidad	0.0	0.5	(100.0)
Subtotal	4,832.8	4,618.0	4.7
Total	7,347.7	6,940.4	5.9

(*) Durante el mes de diciembre de 2013, Corani y CECBB efectuaron pruebas previas a la operación comercial del Sistema Eólico Qollpana y la unidad BULO3 respectivamente, considerándose un valor estimado para la generación del Sistema Eólico Qollpana.

Nota: Los totales pueden no coincidir con la suma por redondeo de cifras.

ANEXO 11. GENERACIÓN BRUTA POR TIPO DE CENTRAL (GWh) - 2013



ANEXO 12. INYECCIÓN DE ENERGÍA AL SISTEMA TRONCAL DE INTERCONEXIÓN (GWh) - 2013

CENTRALES	GESTIÓN		VARIACIÓN %
	2013	2012	
Hidroeléctricas			
Sistema Zongo	948.2	892.2	6.3
Sistema Corani (**)	928.1	811.1	14.4
Sistema Taquesi	359.0	340.8	5.3
Sistema Miguillas	109.8	110.3	(0.4)
Sistema Yura	74.1	73.9	0.2
Kanata	15.9	20.1	(21.1)
Sistema Quehata	7.1	6.5	9.2
Subtotal	2,442.2	2,254.9	8.3
Termoeléctricas			
Guaracachi	1,761.1	1,486.5	18.5
Santa Cruz	33.7	125.5	(73.2)
Carrasco	666.4	769.7	(13.4)
Bulo Bulo (**)	477.1	382.6	24.7
Valle Hermoso	413.7	418.9	(1.2)
Aranjuez	154.8	188.3	(17.8)
El Alto (*)	211.5	56.4	275.0
Kenko	44.5	100.5	(55.7)
Karachipampa	84.2	60.5	39.0
Guabirá	78.1	63.3	23.5
Entre Rios	725.4	760.8	(4.7)
Moxos	56.6	74.6	(24.2)
Trinidad	0.0	0.4	(106.6)
Subtotal	4,707.1	4,488.1	4.9
Total	7,149.3	6,743.0	6.0

[*] Incorporación de la unidad ALTO2 en aplicación al D.S. 1301.

[**] Durante el mes de diciembre de 2013, Corani y CECBB efectuaron pruebas previas a la operación comercial del Sistema Edifico Gollpana y la unidad BULO3 respectivamente, mismas que fueron compensadas en distintas unidades generadoras del SIN.

Nota: Los totales pueden no coincidir con la suma por redondeo de cifras.

ANEXO 13. COSTO MARGINAL DE GENERACIÓN (US\$/MWh) – 2013 (SIN IVA)

	PREVISTO	REAL	DIFERENCIA
Enero	14.46	15.34	0.89
Febrero	14.38	14.96	0.58
Marzo	15.06	15.40	0.34
Abril	15.39	16.33	0.94
Mayo	16.41	15.72	(0.69)
Junio	16.57	15.22	(1.35)
Julio	16.60	14.68	(1.93)
Agosto	16.95	15.44	(1.52)
Septiembre	17.34	16.15	(1.19)
Octubre	16.68	15.84	(0.84)
Noviembre	16.93	16.94	0.01
Diciembre	16.56	16.96	0.40
Promedio	16.11	15.75	(0.36)

ANEXO 14. PRECIOS SPOT DE ENERGÍA – 2013 (SIN IVA)

AGENTE	NODO	US\$/MWh
CRE	VARIOS	15.76
DELAPAZ	VARIOS	16.56
ELFEC	VARIOS	16.03
ELFEO	VIN, CAT	16.46
SEPSA	VARIOS	17.82
CESSA	VARIOS	16.86
ENDE	VARIOS	16.71
EMIRSA	VIN115	16.06
EMVINTO	VIN69	16.17
COBOCE	CBC	16.23
VHE para su contrato con EMSC	PUN	17.14
COBEE para su contrato con EMSC	PUN	17.14
Promedio		16.29

ANEXO 15. PRECIOS SPOT DE POTENCIA – 2013 (SIN IVA)

AGENTE	NODO	US\$/kW-mes
CRE	VARIOS	7.90
DELAPAZ	VARIOS	7.71
ELFEC	VARIOS	7.86
ELFEO	VIN, CAT	8.09
SEPSA	VARIOS	8.86
CESSA	VARIOS	8.38
ENDE	VARIOS	7.12
EMIRSA	VIN115	7.98
EMVINTO	VIN69	7.97
COBOCE	CBC	8.01
VHE para su contrato con EMSC	PUN	8.60
COBEE para su contrato con EMSC	PUN	8.60
Promedio		7.95

ANEXO 16. DESPACHO DE CARGA REALIZADO (MW)

Jueves, 01 de agosto de 2013

HORA	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	24:00	TOTAL	
SISTEMA ZONGO	36,2	24,8	24,0	25,9	36,5	46,9	56,4	64,7	68,0	71,9	72,4	70,3	70,0	81,1	83,4	84,9	84,1	108,2	136,0	108,6	88,4	68,2	62,6	56,0	1600,6	
SISTEMA TAQUESI	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	59,0	84,0	83,5	72,2	0,5	0,5	3	
SISTEMA CORANI	89,5	60,0	37,2	24,1	20,3	42,8	126,5	117,0	135,8	141,0	135,1	116,6	128,2	134,6	136,2	135,1	120,9	117,2	140,7	132,0	119,7	129,2	121,8	2628,1		
SISTEMA MIGUILLA	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,6	2,5	7,8	5,6	6,6	6,4	6,4	6,3	6,4	6,3	6,5	13,9	19,8	19,8	19,8	15,2	6,8	3,6	291,4	
SISTEMA YURA	5,9	5,9	6,0	5,9	6,0	5,9	6,2	6,2	6,2	6,6	6,4	6,4	6,3	6,4	6,3	6,5	9	16,9	17,3	16,7	17,2	9,5	6,0	205,8		
KANATA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,1	7,2	7,2	7,2	4,9	0,0	0,0	30,0	
QUEHATA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,8	1,7	1,7	1,7	1,7	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	0,9	0,0	17,3	
SUBTOTAL HIDRO	134,6	93,7	70,1	58,9	65,6	98,9	193,0	193,1	219,1	236,6	241,8	232,7	213,2	256,4	254,3	247,6	245,8	268,8	357,7	379,3	349,3	299,1	240,0	187,8	5126,5	
GCH01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12,5	
GCH02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
GCH04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15,8	11,4	11,6	11,2	0,0	0,0	48,6	
GCH06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	18,8	18,8	18,6	18,9	0,0	0,0	0	
GCH09	57,9	57,8	58,3	58,2	58,5	58,9	58,6	58,8	58,5	57,6	56,9	56,7	56,5	55,7	56,1	55,8	55,7	56,3	56,7	57,2	57,2	57,5	57,5	57,5	57,5	1380,0
GCH10	58,0	58,2	57,7	58,0	58,4	58,5	58,7	58,5	58,7	57,9	56,4	56,5	56,6	56,1	56,2	56,9	56,4	56,7	56,7	57,3	57,3	58,0	57,5	58,2	58,2	1391,8
GCH11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	51,7	51,7	52,7	51,6	2,0	1,1	847,1	
GCH12	78,3	78,7	78,9	78,7	78,8	79,2	78,7	79,2	78,7	77,5	77,4	78,3	78,9	77,5	77,7	79,5	78,4	78,6	79,4	79,8	78,5	77,9	78,2	78,4	78,0	1879,0
SCZ01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	19,2	11,8	18,9	12,3	0,0	0,0	66,2	
SCZ02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	19,4	11,8	12,0	0,0	0,0	0,0	35,4	
GBE01	19,2	18,8	19,5	19,2	19,1	19,1	19,4	19,0	19,2	20,6	21,4	19,1	18,4	18,2	19,5	19,9	19,9	19,6	20,2	19,9	19,9	19,4	20,3	18,9	19,0	473,0
BUL01	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	0,0
BUL02	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	0,0
CAR01	50,2	50,3	50,2	50,5	50,4	50,3	50,2	50,2	50,0	49,2	48,4	47,8	47,5	47,5	47,6	47,5	47,4	48,8	49,4	50,5	50,6	50,8	50,5	50,2	50,2	1196,8
CAR02	51,9	51,6	51,8	51,6	51,7	51,7	51,7	51,7	51,6	50,7	49,0	49,2	48,1	49,9	49,0	49,1	49,0	50,4	50,9	51,9	52,0	52,4	51,5	51,6	51,7	1220,1
CAR03	23,1	23,0	23,3	23,5	23,4	23,4	23,0	23,4	22,5	23,8	21,8	22,6	21,8	21,9	21,1	21,9	21,7	23,6	23,9	23,1	22,9	23,7	24,1	23,4	23,2	539,2
ERI01	24,4	24,5	24,3	24,8	24,7	24,8	24,7	24,8	24,8	24,8	23,8	23,8	23,5	22,4	23,4	23,5	23,5	24,2	24,8	24,6	24,7	24,7	24,7	24,9	24,9	584,0
ERI02	24,0	24,0	24,5	24,5	24,5	24,5	24,4	24,4	24,4	24,6	23,5	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	24,1	24,4	24,4	24,4	24,4	24,3	24,5	24,5	24,5	577,0
ERI03	24,3	24,4	24,4	24,8	24,9	24,8	24,9	24,8	24,9	24,9	23,9	23,9	23,5	23,4	23,4	23,5	24,3	24,8	24,7	24,8	24,8	24,8	24,7	24,8	24,8	585,0
ERI04	24,6	24,6	24,6	25,0	25,1	25,1	25,2	25,2	25,2	25,2	24,1	23,7	23,7	23,8	23,8	23,8	24,5	25,0	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	591,0
VHE01	5,8	5,8	5,7	6,0	6,2	6,2	5,9	6,0	6,0	6,0	3,7	2,9	2,9	10,12	10,12	10,14	10,14	10,2	14,4	10,5	10,8	10,9	6,0	5,8	222,5	
VHE02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,4	9,9	5,3	5,3	5,3	16,9	17,6	18,0	16,4	0,0	0,0	0,0	167,3	
VHE03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	3,9	3,9	3,1	5,5	5,5	5,5	3	16,8	17,4	17,3	17,4	4,0	0,0	0,0	207,6	
VHE04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,4	0,4	0,4	0,4	9,9	5,2	5,2	5,2	15,6	17,6	17,5	17,6	7,0	0,0	0,0	232,3	
VHE05	8,1	8,2	8,4	8,6	8,6	8,9	8,9	8,6	8,8	8,6	9,5	9,1	9,7	9,0	9,6	9,2	9,4	9,5	10,4	9,8	9,8	9,7	8,4	8,5	8,5	218,8
VHE06	7,9	8,3	8,6	8,5	8,6	8,8	8,8	8,5	8,8	8,7	9,5	9,2	9,6	9,0	9,5	9,3	9,5	9,3	10,3	9,8	9,8	9,5	8,4	8,5	8,5	218,4
VHE07	7,9	8,3	8,5	8,4	8,4	8,9	8,8	8,5	8,8	8,7	9,3	9,2	9,6	9,0	9,5	9,3	9,3	9,5	9,9	9,8	9,8	9,6	9,2	8,5	8,5	218,7
VHE08	8,0	8,5	8,2	8,6	8,6	8,9	8,9	8,5	8,8	8,6	9,3	9,3	9,7	9,1	9,6	9,3	9,4	9,6	9,9	9,9	9,9	9,7	0	8,5	8,5	219,1
ALT01	15,9	15,7	16,1	16,0	16,0	16,9	16,4	16,5	16,8	16,7	17,2	15,2	16,3	15,2	16,2	16,2	15,8	16,3	16,5	16,3	15,8	15,6	17,1	16,5	16,5	386,9
ALT02	29,9	30,3	31,6	0,2	31,3	31,0	31,5	31,3	31,3	31,3	31,2	28,4	28,7	28,4	30,4	28,9	30,3	28,3	28,4	30,2	29,9	29,6	4	9	9	733,2
KEN01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,1	9,0	8,9	8,8	8,6	7,1	7,0	8,6	8,5	8,5	8,5	8,9	8,9	8,9	8,9	9,0	0,0	0,0	0,0	139,6
KEN02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,0	9,2	9,0	8,8	8,8	8,4	7,1	6,9	8,5	8,5	8,5	8,5	8,7	8,9	8,9	8,9	8,8	9,0	0,0	0,0	144,4

KAR	9,5	9,6	9,6	9,7	9,7	9,7	9,7	12,9	12,6	12,6	12,4	12,3	12,3	12,2	12,2	12,3	12,8	13,0	13,3	13,4	13,5	13,6	13,0	13,1	263,8
ARJ08	8,5	9,3	8,8	8,8	9,0	9,0	9,2	18,0	17,7	17,7	17,0	17,0	10,7	9,8	16,9	15,7	16,9	17,0	17,4	17,1	16,9	17,5	17,8	10,4	328,7
ARJ09	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	0,0
ARJ10	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	33,2
ARJ11	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	33,3
ARJ12	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	1,5	1,1	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	13,2
ARJ13	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,5	1,5	1,3	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	34,3
ARJ14	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	0,0
ARJ15	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	35,2
ARJ01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ARJ02	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	0,0
ARJ03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MOA02 - RF	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MOA05 - RF	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	0,0
MOA06 - RF	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	0,0
MOA07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MOA08	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MOA10	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	0,0
MOA11	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	0,0
MOA12 - RF	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MOA14 - RF	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MOA15	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	0,0
MOA16	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	0,0
MOA17	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	0,0
TRD02	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	0,0
TRD05	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	0,0
TRD07	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	0,0
TRD10	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	0,0
TRD11	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	0,0
TRD12	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	0,0
TRD19	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	0,0
TRD20	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	0,0
MOS01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MOS02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MOS03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MOS04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MOS05	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MOS06	1,1	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	0,0	19,4
MOS07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MOS08	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	0,9	15,0
MOS09	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	27,1
MOS10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	0,0	0,0	15,8
MOS11	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	27,0
MOS12	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	27,1
MOS13 - RF	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	27,2
MOS14	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	M	M	M	M	M	M	M	M	0,0	0,0	0,9	0,9	0,9	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	9,8
SUBTOTAL	549,8	551,3	552,8	553,7	556,1	560,1	562,1	644,0	655,6	659,4	676,1	677,0	645,3	639,9	689,1	698,5	699,9	691,1	783,3	757,1	764,0	742,6	680,2	1558,2	
TERMO	684,4	644,9	622,9	612,6	621,7	659,0	755,1	837,0	874,7	896,0	917,9	909,7	858,5	896,4	943,4	946,1	945,6	959,9	114,1	113,3	111,3	104,3	920,3	2071,1	
TOTAL																									
RESERVA ROTANTE	91,1	85,0	78,7	80,6	81,4	79,0	94,7	88,1	81,9	78,8	73,5	84,2	88,7	100,3	88,4	84,6	88,3	98,8	87,8	79,5	86,8	84,8	73,3	79,3	

RESERVA PARADA	283,9	286,4	288,3	288,3	290,6	291,1	281,3	204,4	180,0	157,3	153,3	133,4	132,4	133,9	114,2	112,8	112,8	113,6	36,5	54,6	54,6	77,0	156,7	214,3	
SEGURIDAD DE AREAS																									
NORTE	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI																	
TRINIDAD	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI																	
<i>ND: No Disponible</i> <i>M: Mantenimiento</i>																									

ANEXO 17. DEMANDA DE ENERGÍA (MWh)

jueves, 01 de agosto de 2013

HORA	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	24:00	TOTAL
CRE - Santa Cruz	252,5	231,9	221,5	216,6	21,3,6	21,7,9	22,9,3	24,9,2	27,7,2	30,3,6	31,7,4	32,7,0	31,0,5	31,9,4	34,1,3	35,6,7	35,3,3	34,2,4	377,1	381,1	369,2	353,1	32,7,5	29,3,9	7.183,3
DELAPAZ - La Paz	151,9	131,3	122,3	118,1	11,8,7	12,7,1	15,8,4	21,0,3	22,9,3	22,0,7	21,9,8	22,3,4	21,9,6	20,3,3	21,1,9	21,6,9	21,6,0	21,8,2	251,2	281,8	280,2	266,2	23,6,5	19,1,9	4.805,0
ELFEC - Cochabamba	100,1	90,5	86,3	83,7	85,2	92,7	11,1,2	12,7,9	13,9,1	13,3,5	13,4,4	13,6,5	12,8,0	13,0,2	13,8,2	13,9,4	13,6,7	13,7,3	165,2	181,1	177,7	166,6	14,6,2	12,3,8	3.081,7
ELFEC - Chimoré	5,5	5,1	4,8	4,7	4,7	5,2	5,8	5,4	5,0	5,4	6,0	6,3	6,3	6,8	7,1	7,2	7,1	7,1	9,1	10,4	10,2	9,5	8,2	6,8	159,8
ELFEO - Oruro	31,5	28,5	27,4	26,3	25,6	25,9	27,7	28,8	31,1	33,1	33,3	32,3	32,3	30,2	30,5	32,9	32,4	35,1	37,4	45,0	51,2	50,4	47,5	2,1	821,6
ELFEO - Catavi	10,1	9,5	8,9	9,0	8,4	8,5	9,5	9,9	6,9,1	8,8,9,1	8,8,9,1	8,8,9,1	8,8,9,1	8,5,9,0	9,2,8,5	9,8,9,8	4,4	12,0	13,3	13,5	13,0	4,4	7,7	242,9	
CESSA - Sucre	29,2	27,1	26,1	25,5	25,4	26,6	29,6	33,8	33,3	32,6	32,6	32,5	31,3	31,4	33,3	33,3	35,3	35,3	39,0	42,0	43,1	41,9	1,38	9,32	789,2
SEPSA - Potosí	24,7	23,0	22,3	21,7	21,4	21,5	22,9	24,5	24,9	24,1	24,3	24,7	24,3	24,8	23,0	24,3	24,4	25,8	29,4	31,4	32,7	36,3	7,3	31,6	618,3
SEPSA - Punutuma	2,7	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,4	2,5	2,6	2,7	2,9	2,8	2,4	2,5	2,6	2,5	2,4	2,7	3,7	4,2	4,2	4,0	3,6	2,9	67,4
SEPSA - Atocha	6,4	6,0	5,7	5,4	5,3	5,6	5,8	6,0	6,3	6,1	6,5	6,5	6,2	6,2	6,5	6,1	6,0	6,6	8,6	9,5	9,7	9,6	8,6	7,3	162,4
SEPSA - Don Diego	3,0	3,1	3,3	3,4	3,5	3,7	3,9	3,6	3,4	3,2	3,3	3,3	3,3	3,2	3,2	3,3	3,3	3,5	4,9	5,6	5,2	4,4	3,8	3,5	88,2
ENDE - Varios (2)	11,2	9,9	9,3	8,9	8,6	8,6	8,6	9,5	1,11	4,12	4,13	4,14	4,13	4,14	4,15	4,16	4,15	4,17,6	19,1	18,6	17,9	4,16	13,4	7	321,0
SAN CRISTOBAL - C. No Reg.	41,2	40,7	41,8	42,6	44,6	41,0	42,1	45,9	43,2	45,5	45,9	44,2	43,5	41,7	42,7	43,2	44,6	44,5	43,0	44,6	43,6	42,7	4,4	6,8	1.038,8
Otros - C. No Regulados	16,5	16,4	16,0	14,5	14,9	15,3	15,4	15,5	15,6	15,6	15,4	15,7	15,1	15,1	16,3	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,3	16,3	7,15	5,14	379,0
Varios (1)	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,9	0,8	0,7	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,8	1,5	1,9	1,8	1,5	1,1	0,9	21,6
TOTAL	687,2	625,9	598,6	583,2	58,2,7	60,2,5	67,2,4	77,1,5	81,4,1	84,8,0	86,4,2	87,9,9	83,3,4	83,9,2	88,4,2	90,7,5	90,6,2	90,3,8	1.02,3,5	1.09,3,7	1.07,6,5	1.03,0,4	93,7,5	81,3,9	19.78,0,1

Los valores de energía horaria aquí informados son obtenidos a partir de los registros de potencia integrados en periodos de 15 minutos del Sistema de Medición Comercial (SMC). Estos registros son provisionales y serán consolidados mensualmente.

ANEXO 18. PROYECCIÓN ECONOMÉTRICA DE LA DEMANDA - DELAPAZ

Año	Población Área ELECTROPAZ	Tc	Viviendas	Hab por vivienda	Clientes Domiciliarios ELECTROPAZ	Residencial	General	Industrial	Minería	A. Público	Otros	TOTAL VENTAS	% PÉRDIDAS	TOTAL COMPRAS SIN
						(MWh)						(MWh)		
1988	1,112,528	0.0%	255,436	4.36	128,926	264,443	89,885	81,997	758	13,793	9,520	460,396	10.5%	514,470
1989	1,150,228	3.4%	265,137	4.34	135,629	282,198	104,028	91,507	622	14,370	13,137	505,862	15.1%	595,601
1990	1,189,216	3.4%	275,212	4.32	144,421	291,057	115,281	97,109	1,898	14,914	17,384	537,642	15.7%	637,503
1991	1,229,536	3.4%	285,675	4.30	153,151	299,183	123,569	107,166	2,132	21,263	21,190	574,503	11.0%	645,610
1992	1,271,234	3.4%	296,543	4.29	161,764	315,777	132,892	114,856	2,155	23,476	26,549	615,705	13.2%	709,201
1993	1,314,357	3.4%	307,830	4.27	169,505	331,244	139,896	123,059	1,285	26,362	24,376	646,222	12.0%	734,460
1994	1,358,953	3.4%	319,553	4.25	179,979	345,823	150,672	132,919	1,339	29,207	23,127	683,087	10.5%	763,317
1995	1,405,074	3.4%	331,729	4.24	191,126	352,273	161,954	144,098	1,556	31,012	24,356	715,249	10.5%	799,256
1996	1,452,773	3.4%	344,375	4.22	203,440	383,924	176,333	152,967	1,979	32,677	27,024	774,904	10.5%	865,918
1997	1,502,103	3.4%	357,511	4.20	214,251	409,164	189,661	163,945	2,075	35,314	26,272	826,431	10.3%	921,756
1998	1,553,120	3.4%	371,155	4.18	227,030	423,663	198,389	167,154	1,984	38,347	29,810	859,346	10.7%	962,618
1999	1,605,883	3.4%	385,327	4.17	242,452	444,063	205,451	174,140	1,931	45,090	40,166	910,841	9.4%	1,004,974
2000	1,660,451	3.4%	400,047	4.15	254,963	459,489	204,519	152,837	1,960	54,605	36,918	910,327	8.8%	998,042
2001	1,695,315	2.1%	415,338	4.08	265,860	467,610	203,385	141,568	1,903	54,245	41,830	910,542	9.0%	1,000,607
2002	1,730,128	2.1%	425,743	4.06	282,884	476,875	203,251	145,854	1,917	48,015	41,433	917,345	10.8%	1,028,718
2003	1,764,910	2.0%	436,238	4.05	293,476	489,141	199,853	156,790	2,065	44,776	42,185	934,811	11.9%	1,060,788
2004	1,799,678	2.0%	446,830	4.03	308,080	502,224	210,558	174,542	2,008	47,075	46,315	982,722	12.3%	1,120,459
2005	1,834,190	1.9%	457,459	4.01	321,540	512,620	218,012	172,615	1,845	53,880	52,279	1,011,251	12.6%	1,157,226
2006	1,868,641	1.9%	468,176	3.99	336,572	533,797	229,077	206,473	1,945	57,861	57,578	1,086,731	11.9%	1,234,034
2007	1,902,940	1.8%	478,959	3.97	351,290	552,370	237,376	220,454	2,288	60,841	64,702	1,138,030	11.8%	1,290,938
2008	1,937,164	1.8%	489,828	3.95	365,620	533,297	247,008	238,970	2,129	64,063	68,881	1,154,349	11.1%	1,297,889
2009	1,971,137	1.8%	500,742	3.94	381,888	527,511	250,784	249,751	707	66,037	68,012	1,162,802	10.7%	1,302,388
2010	2,004,901	1.7%	511,711	3.92	399,570	558,342	264,254	272,710	1,612	68,531	79,891	1,245,340	10.5%	1,391,784
2011	2,037,036	1.6%	521,151	3.91	418,528	590,885	275,950	299,665	1,540	71,388	87,794	1,327,222	8.5%	1,476,568
2012	2,069,686	1.6%	530,770	3.90	433,528	609,070	289,538	320,642	1,648	73,947	94,379	1,389,222	10.0%	1,543,580
2013	2,102,860	1.6%	540,574	3.89	448,441	625,430	301,982	343,086	1,763	76,490	101,457	1,450,208	10.0%	1,611,343
2014	2,136,565	1.6%	550,563	3.88	463,267	642,356	315,057	367,103	1,887	79,019	109,066	1,514,487	10.0%	1,682,764
2015	2,170,810	1.6%	560,744	3.87	478,006	659,843	328,781	392,800	2,019	81,533	117,246	1,582,222	10.0%	1,758,025
2016	2,200,432	1.4%	569,775	3.86	492,658	677,890	343,168	420,296	2,160	84,032	126,040	1,653,585	10.0%	1,837,317
2017	2,230,458	1.4%	578,957	3.85	507,223	696,491	358,234	449,716	2,311	86,517	135,493	1,728,762	10.0%	1,920,846
2018	2,260,894	1.4%	588,292	3.84	521,701	715,643	373,996	476,699	2,415	88,986	145,655	1,803,394	10.0%	2,003,771
2019	2,291,745	1.4%	597,785	3.83	536,092	735,343	390,468	505,301	2,524	91,441	156,579	1,881,655	10.0%	2,090,728
2020	2,323,017	1.4%	607,436	3.82	550,396	755,586	407,667	535,619	2,637	93,881	168,322	1,963,713	10.0%	2,181,903
2021	2,350,152	1.2%	616,048	3.81	564,613	776,371	425,609	567,757	2,756	96,306	180,946	2,049,744	10.0%	2,277,493
2022	2,377,605	1.2%	624,788	3.81	578,743	797,692	444,310	601,822	2,880	98,716	194,517	2,139,937	10.0%	2,377,707
2023	2,405,378	1.2%	633,660	3.81	592,786	813,873	458,731	637,931	3,010	101,111	209,106	2,223,762	10.0%	2,470,847

ANEXO 19. COBERTURA DE ENERGÍA POR MUNICIPIOS EN EL DEPARTAMENTO DE LA PAZ

Dep	Pro	Municipio	CENSO INE			Cobertura al Año 2014	
			Tam_pro Hogar	Población 2012	Hogares 2012	Hogares Conectados	Cobertura Municipal
La Paz	Pedro Domingo Murillo	Sección Capital - La Paz	3,77	764.617	202.973	202.500	99,8%
La Paz	Pedro Domingo Murillo	Primera Sección - Palca	3,91	16.622	4.248	4.055	95,5%
La Paz	Pedro Domingo Murillo	Segunda Sección - Mecapaca	3,92	16.027	4.086	3.955	96,8%
La Paz	Pedro Domingo Murillo	Tercera Sección - Achocalla	3,83	21.899	5.715	5.500	96,2%
La Paz	Pedro Domingo Murillo	Cuarta Sección - El Alto	3,89	843.934	216.858	213.384	98,4%
La Paz	Omasuyos	Primera Sección - Achacachi	3,22	46.058	14.291	15.551	70,2%
La Paz	Omasuyos	Huarina*	3,22	8.375	2.601		
La Paz	Omasuyos	Santiago de Huata*	3,22	7.985	2.480		
La Paz	Omasuyos	ChuaCocani*	3,22	5.003	1.554		
La Paz	Omasuyos	Huatajata*	3,22	3.927	1.220		
La Paz	Omasuyos	Segunda Sección - Ancoraimes	3,31	13.136	3.970	3.524	88,8%
La Paz	Pacajes	Primera Sección - Coro Coro	3,16	10.628	3.358	3.305	98,4%
La Paz	Pacajes	Segunda Sección - Caquiaviri	2,78	14.570	5.237	5.151	98,4%
La Paz	Pacajes	Tercera Sección - Calacoto	2,85	9.879	3.470	2.193	63,2%
La Paz	Pacajes	Cuarta Sección - Comanche	3,22	3.880	1.206	1.195	99,0%
La Paz	Pacajes	Quinta Sección - Charaña	3,20	3.246	1.014	579	57,1%
La Paz	Pacajes	Sexta Sección - Waldo Ballivián	2,97	5.069	1.709	761	44,5%
La Paz	Pacajes	Séptima Sección - Nazacara de Pacajes	2,38	619	260	232	89,1%
La Paz	Pacajes	Octava Sección - Santiago de Callapa	3,05	7.289	2.391	1.952	81,6%
La Paz	Eliodoro Camacho	Primera Sección - Puerto Acosta	2,83	11.267	3.974	6.370	75,4%
La Paz	Eliodoro Camacho	Humanata	2,80	5.342	1.908		
La Paz	Eliodoro Camacho	Escoma	2,80	7.186	2.566		
La Paz	Eliodoro Camacho	Segunda Sección - Mocomoco	2,97	16.837	5.677	3.365	59,3%
La Paz	Eliodoro Camacho	Tercera Sección - Puerto Carabuco	3,05	13.115	4.298	3.475	80,8%
La Paz	Muñecas	Primera Sección - Chuma	3,69	11.461	3.107	2.094	67,4%
La Paz	Muñecas	Segunda Sección - Ayata	3,77	8.352	2.215	1.743	78,7%
La Paz	Muñecas	Tercera Sección - Aucapata	3,53	5.380	1.526	692	45,4%
La Paz	Larecaja	Primera Sección - Sorata	3,05	23.016	7.550	4.481	59,4%
La Paz	Larecaja	Segunda Sección - Guanay	3,96	14.788	3.730	1.862	49,9%

La Paz	Larecaja	Tercera Sección - Tacacoma	3,25	8.013	2.466	1.046	42,4%
La Paz	Larecaja	Cuarta Sección - Quiabaya	3,67	2.684	731	720	98,5%
La Paz	Larecaja	Quinta Sección - Combaya	3,10	3.731	1.203	870	72,3%
La Paz	Larecaja	Sexta Sección - Tipuani	3,27	9.985	3.050	1.936	63,5%
La Paz	Larecaja	Séptima Sección - Mapiri	4,19	13.817	3.300	1.591	48,2%
La Paz	Larecaja	Octava Sección - Teoponte	3,08	10.439	3.385	1.790	52,9%
La Paz	Franz Tamayo	Primera Sección - Apolo	4,77	20.217	4.238	2.816	66,5%
La Paz	Franz Tamayo	Segunda Sección - Pelechuco	3,51	6.780	1.933	1.404	72,7%
La Paz	Ingavi	Primera Sección - Viacha	3,50	80.388	22.943	15.192	66,2%
La Paz	Ingavi	Segunda Sección - Guaqui	3,16	7.278	2.306	2.096	90,9%
La Paz	Ingavi	Tercera Sección - Tiahuanacu	3,79	12.189	3.217	2.525	78,5%
La Paz	Ingavi	Cuarta Sección - Desaguadero	3,38	6.987	2.070	1.626	78,6%
La Paz	Ingavi	Quinta Sección - San Andrés de Machaca	2,90	6.145	2.122	1.980	93,3%
La Paz	Ingavi	Sexta Sección - Jesús de Machaca	3,11	14.950	4.803	3.031	63,1%
La Paz	Ingavi	Séptima Sección - Taraco	3,35	6.598	1.970	1.200	60,9%
La Paz	Loayza	Primera Sección - Luribay	3,47	11.139	3.208	1.581	49,3%
La Paz	Loayza	Segunda Sección - Sapahaqui	3,56	12.365	3.471	3.290	94,8%
La Paz	Loayza	Tercera Sección - Yaco	3,55	7.315	2.058	1.929	93,7%
La Paz	Loayza	Cuarta Sección - Malla	3,89	5.121	1.317	938	71,2%
La Paz	Loayza	Quinta Sección - Cairoma	3,84	11.355	2.957	2.057	69,6%
La Paz	Inquisivi	Primera Sección - Inquisivi	3,92	14.566	3.712	3.649	98,3%
La Paz	Inquisivi	Segunda Sección - Quime	3,17	8.436	2.662	1.921	72,1%
La Paz	Inquisivi	Tercera Sección - Cajuta	3,98	10.288	2.586	2.501	96,7%
La Paz	Inquisivi	Cuarta Sección - Colquiri	3,68	19.748	5.373	2.989	55,6%
La Paz	Inquisivi	Quinta Sección - Ichoca	3,55	7.820	2.204	1.390	63,1%
La Paz	Inquisivi	Sexta Sección - Villa Libertad Licoma	3,68	5.488	1.493	853	57,1%
La Paz	Sud Yungas	Primera Sección - Chulumani	3,42	17.694	5.175	5.041	97,4%
La Paz	Sud Yungas	Segunda Sección - Irupana	3,09	17.276	5.586	3.369	60,3%
La Paz	Sud Yungas	Tercera Sección - Yanacachi	3,27	6.302	1.930	1.786	92,6%
La Paz	Sud Yungas	Cuarta Sección - Palos Blancos	3,80	24.636	6.479	4.957	76,5%
La Paz	Sud Yungas	Quinta Sección - La Asunta	3,73	39.105	10.480	10.460	99,8%
La Paz	Los Andes	Primera Sección - Pucarani	3,45	29.594	8.577	5.284	61,6%
La Paz	Los Andes	Segunda Sección - Laja	3,65	23.673	6.493	4.063	62,6%
La Paz	Los Andes	Tercera Sección - Batallas	3,62	17.284	4.769	4.467	93,7%

La Paz	Los Andes	Cuarta Sección - Puerto Pérez	3,16	7.028	2.224	1.534	69,0%
La Paz	Aroma	Primera Sección - SicaSica	3,74	31.054	8.305	3.699	44,5%
La Paz	Aroma	Segunda Sección - Umala	3,24	8.775	2.710	2.676	98,7%
La Paz	Aroma	Tercera Sección - AyoAyo	3,53	7.798	2.211	1.904	86,1%
La Paz	Aroma	Cuarta Sección - Calamarca	3,97	12.104	3.048	2.266	74,3%
La Paz	Aroma	Quinta Sección - Patacamaya	3,39	22.806	6.734	3.479	51,7%
La Paz	Aroma	Sexta Sección - Colquencha	4,07	9.785	2.403	1.558	64,8%
La Paz	Aroma	Séptima Sección - Collana	3,84	5.042	1.312	695	53,0%
La Paz	Nor Yungas	Primera Sección - Coroico	3,29	19.397	5.889	5.505	93,5%
La Paz	Nor Yungas	Segunda Sección - Coripata	3,70	17.586	4.752	4.713	99,2%
La Paz	Abel Iturralde	Primera Sección - Ixiamas	4,35	9.362	2.152	2.140	99,4%
La Paz	Abel Iturralde	Segunda Sección - San Buenaventura	4,81	8.711	1.812	1.450	80,0%
La Paz	Bautista Saavedra	Primera Sección - Juan José Pérez (Charazani)	3,62	13.023	3.594	2.250	62,6%
La Paz	Bautista Saavedra	Segunda Sección - Curva	3,58	3.285	917	494	53,9%
La Paz	Manco Kapac	Primera Sección - Copacabana	3,44	14.931	4.341	4.001	92,2%
La Paz	Manco Kapac	Segunda Sección - San Pedro de Tiquina	2,69	5.962	2.214	1.450	65,5%
La Paz	Manco Kapac	Tercera Sección - Tito Yupanqui	2,87	6.261	2.183	1.980	90,7%
La Paz	Gualberto Villarroel	Primera Sección - San Pedro de Curahuara	3,72	8.776	2.358	2.329	98,8%
La Paz	Gualberto Villarroel	Segunda Sección - Papel Pampa	3,34	7.002	2.095	1.418	67,7%
La Paz	Gualberto Villarroel	Tercera Sección - Chacarilla	3,05	2.004	656	574	87,4%
La Paz	José Manuel Pando	Primera Sección - Santiago de Machaca	2,70	4.500	1.667	1.393	83,6%
La Paz	José Manuel Pando	Segunda Sección - Catacora	3,60	2.881	800	565	70,7%
La Paz	Caranavi	Primera Sección - Caranavi	3,49	48.513	13.910	9.777	70,3%
La Paz	Caranavi	Alto Beni *	3,49	10.852	3.109	2.172	69,9%