



Cláusula de cesión de derecho de publicación de tesis/monografía

Yo... Johnny Victor Peña Butron C.I. 3620845 Cbb
autor/a de la tesis titulada

Tratamiento de la Demanda de Potencia de
Punta en la Reliquidación por potencia.....

mediante el presente documento dejo constancia de que la obra es de mi exclusiva
autoría y producción, que la he elaborado para cumplir con uno de los requisitos previos
para la obtención del título de

Maestría en Gestión Estratégica de Energía
- Hidrocarburos y Electricidad.....

En la Universidad Andina Simón Bolívar, Sede académica La Paz.

1. Cedo a la Universidad Andina Simón Bolívar, Sede Académica La Paz, los derechos exclusivos de reproducción, comunicación pública, distribución y divulgación a partir de la fecha de defensa de grado, pudiendo, por lo tanto, la Universidad utilizar y usar esta obra por cualquier medio conocido o por conocer, siempre y cuando no se lo haga para obtener beneficio económico. Esta autorización incluye la reproducción total o parcial en formato virtual, electrónico, digital u óptico, como usos en red local y en internet.

2. Declaro que en caso de presentarse cualquier reclamo de parte de terceros respecto de los derechos de autor/a de la obra antes referida, yo asumiré toda responsabilidad frente a terceros y a la Universidad.

3. En esta fecha entrego a la Secretaría Adjunta a la Secretaria General sede Académica La Paz, los tres ejemplares respectivos y sus anexos en formato impreso y digital o electrónico.

Fecha. 16/03/2022

Firma: 



**UNIVERSIDAD ANDINA SIMON BOLIVAR
SEDE ACADEMICA LA PAZ**

**PROGRAMA DE MAESTRÍA EN GESTIÓN ESTRATÉGICA DE ENERGÍA
HIDROCARBUROS Y ELECTRICIDAD 2014-2015**

**Tratamiento de la Demanda de Potencia de Punta
en la Reliquidación por Potencia**

**Tesis presentada para optar el Grado
Académico de Magister en Gestión Estratégica
de Energía Hidrocarburos y Electricidad**

**MAESTRANTE: Johnny Víctor Peña Butrón
TUTOR: María del Carmen Choque**

**La Paz – Bolivia
Año 2019**

Resumen Ejecutivo

El sector eléctrico de Bolivia está constituido por empresas Generadoras, Transportadoras y Distribuidoras y Consumidores No Regulados las cuales constituyen el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), el administrador y operador del MEM es el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) encargada del despacho a un costo mínimo, además el CNDC tiene la tarea de efectuar la valorización de venta y compra de energía y potencia en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) para lo cual mes a mes elabora los Documentos de Transacciones Económicas (DTE). En el mes de noviembre de cada año elabora un nuevo DTE denominado Reliquidación de Potencia de Punta el cual consiste en el recálculo de los DTEs de un año ELECTRICO, en el que los datos del período potencia estimada, son sustituidos por la potencia que efectivamente se haya registrada conjuntamente con la potencia máxima coincidental del SIN, dando como resultado un nuevo escenario de acreedores y deudores entre los Agentes.

Es de esta situación que en el manejo de las transacciones económicas en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) se ha detectado que producto de la Reliquidación de Potencia de Punta los Transmisores y Generadores están devolviendo importantes montos de dinero tanto a los Distribuidores como a los Consumidores No Regulados en particular a estos últimos.

Para investigar esta situación se ha examinado los documentos de transacciones económicas referente a las reliquidaciones de Potencia de Punta de los periodos noviembre 2011 - octubre 2012, noviembre 2012 – octubre 2013, noviembre 2013 – octubre 2014, noviembre 2014 – octubre 2015 y noviembre 2015 - octubre 2016, en los que se ha observado que los generadores y transmisores han tenido que devolver importantes montos de dinero a los consumos, montos que van alrededor de diez millones de bolivianos.

Teniendo en cuenta esta situación, se ha analizado el comportamiento de la demanda de estos consumidores; llegando a la conclusión que en algunas empresas se han declarado

sobreestimaciones o reducciones de demanda que de alguna manera permiten compensaciones que no son adecuadas a lo que ocurre efectivamente dentro del MEM afectando principalmente el precio que se cobran a los consumidores finales.

Tabla de Contenido

Resumen Ejecutivo	i
Tabla de Contenido.....	iii
Lista de Tablas.....	vii
Lista de Gráficos	ix
Lista de Figuras	x
Lista de Anexos	xi
Introducción	1
Capítulo I: Agentes del Mercado Mayorista Eléctrico Aspectos Generales.....	2
Antecedentes Normativos.....	4
Planteamiento del Problema.....	6
Justificación del Problema	7
Hipótesis.....	7
Objetivos: General y Específicos	7
Metodología de la Investigación.....	8
Capítulo II: Tratamiento de la Demanda de Potencia de Punta la Reliquidación por Potencia ...	9
Mercado Eléctrico Boliviano.....	9
Empresas de Generación.....	10
Empresas de Transmisión.....	10
Empresas de Distribución.....	11
Consumidores no Regulados	11
Empresas en el SIN.....	12
Análisis de la Norma Operativa N° 9 “Transacciones Económicas en el Mercado Eléctrico Mayorista” Aprobada Mediante Resolución AE N° 653/2012 de 27 de Diciembre de 2012.....	15

Valorización de la Energía.....	15
Valoración De La Potencia	16
Valorización de la Transmisión.....	18
Transacciones Económicas Mensuales.....	19
Transacciones Económicas a Precios Spot.	19
Transacciones Económicas a Precios de Aplicación.....	20
Documento de Transacciones Económicas.....	20
Reliquidación de las Transacciones Económicas	21
Capitulo III: Factibilidad para el Cambio de Tratamiento de la Reliquidación de Potencia de Punta en las Transacciones Económicas del Mercado Eléctrico Mayorista.....	22
Demanda Proyectada Vs Demanda Registrada.....	23
Análisis de la Demanda Periodo Noviembre 2011 - Octubre 2012	25
Análisis de la Demanda correspondiente al Periodo Noviembre 2012 - Octubre 2013.....	27
Análisis de la Demanda Periodo Noviembre 2013 - Octubre 2014	28
Análisis de la Demanda Periodo Noviembre 2014 - Octubre 2015	30
Análisis De La Demanda Periodo Noviembre 2015 - Octubre 2016	32
Diferencias Porcentuales - Empresas Distribuidoras	34
Diferencias Porcentuales - Consumidores No Regulados	35
Demandas Máximas Coincidentes con la Máxima Del Sistema (Kw).....	36
Demandas Máximas Coincidentes de los Distribuidores con la Maxima del Sistema (Kw).....	38
Demandas Máximas Coincidentes de los Consumidores no Regulados con la Máxima del Sistema en Kw	39
Demandas Máximas en el SIN	42

Análisis de Documentos de Transacciones Económicas en la Reliquidación de Potencia de Punta Periodo Noviembre 2013 – Octubre 2014.....	45
Montos Ejecutados en el DTE N° 22	45
Montos Recalculados en el DTE N° 22.....	48
Montos Reliquidados en el DTE N° 22	50
Montos Reliquidados en el DTE N° 22 Tomando en Cuenta para la Reliquidación de Potencia de Punta - La Demanda Máxima de Coboce.....	53
Cumplimiento al Inciso c) Numeral 3 del Artículo 30 de la Ley de Electricidad N° 1604 de 21 de Diciembre de 1994.....	56
Tratamiento del Pago por Potencia en el Mercado Eléctrico Minorista - Usuario Final...59	
Normativa Para el Cálculo de los Cargos Tarifarios a Usuario Final.....	59
Norma para la Aplicación de Tarifas de Distribución (NAT)	62
Análisis Comparativo entre lo Declarado por SEPSA en su Estudio Tarifario para el Periodo Noviembre 2013 a Octubre 2017 (Demandas Proyectadas y Costos Operativos), con lo Registrado y lo Reconocido por la AE	63
Comparación entre la Proyección de Potencia de Punta y la Potencia Máxima Registrada Durante el Periodo 2012 – 2017.....	63
Comparación Entre la Proyección de Costos Operativos y los Costos Operativos. Periodo 2014 – 2016	65
Resultados del Análisis.....	67
Caso SEPSA.....	68
Caso COBOCE	68
Capítulo IV: Conclusiones	68
Propuesta de Modificación de la Remuneración de Potencia de Punta	71
Anexos.....	73

Referencias.....78

Lista de Tablas

Tabla 1: Consumo de Energía Eléctrica en GWh	12
Tabla 2: Demandas Máximas en Mw	13
Tabla 3: Capacidad de Generación a Fines de 2016.....	14
Tabla 4: Potencia Estimada y Registrada Durante el Periodo Noviembre 2011-Octubre 2012..	23
Tabla 5: Analisis de la Potencia Estimada y Registrada Durante el Periodo Noviembre 2011- Octubre 2012	25
Tabla 6: Análisis de la Potencia Estimada y Registrada Durante el Periodo Noviembre 2012- Octubre 2013	27
Tabla 7: Analisis de la potencia estimada y registrada durante el Periodo Noviembre 2013- Octubre 2014	29
Tabla 8: Analisis de la Potencia Estimada y Registrada Durante el Periodo Noviembre 2014- Octubre 2015	30
Tabla 9: Analisis de la potencia estimada y registrada Durante el Periodo noviembre 2015- octubre 2016.....	32
Tabla 10: Diferencias Porcentuales Representativas Según Distribuidores - Periodo Noviembre 2011-Octubre 2016	34
Tabla 11: Diferencias Porcentuales Representativas Según el CNR - Periodo Noviembre 2011-Octubre 2016	35
Tabla 12: Demanda Máxima Coincidental 2014	37
Tabla 13: Registro de Demanda cada 15 Minutos en Fecha 16 de Octubre de 2016.....	40
Tabla 14: Demanda Máxima en kW durante el Año 2014	43
Tabla 15: Demandas Máximas - Demanda Coincidental, en Kw, durante el Año 2014	44
Tabla 16: Agentes Acreedores - Generadores A Consumos	46
Tabla 17: Deudor Consumo a Generadoras y Transmisoras.....	46

Tabla 18: Acreedor Transmisor a Consumos y Generadoras.....	47
Tabla 19: Agentes Acreedores - Generadores a Consumos	48
Tabla 20: Deudor Consumos a Generadoras y Transmisoras.....	49
Tabla 21: Acreedor Transmisor a Consumos y Generadoras.....	50
Tabla 22: Agentes Acreedores - Generadores a Consumos	51
Tabla 23: Deudor Consumos a Generadoras y Transmisoras.....	52
Tabla 24: Acreedor Transmisor a Consumos y Generadoras.....	52
Tabla 25: Agentes Acreedores - Generadores a Consumos	53
Tabla 26: Deudor Consumos a Generadoras y Transmisoras.....	54
Tabla 27: Acreedor Transmisor a Consumos y Generadoras.....	55
Tabla 28: Proyección de Potencia Periodo 2012 – 2017 para SEPSA	64
Tabla 29: Resumen Demanda Máxima SEPSA 2012 – 2017 (kW)	64
Tabla 30: Proyección de Costos Operativos Periodo 2013 – 2017 (Bs.)	65
Tabla 31: Proyección de Costos Operativos 2014 - 2016.....	65

Lista de Gráficos

Gráfico 1: Demandas Máximas Coincidentes 2014	38
Gráfico 2: Demandas Máximas Coincidentes 2014	39
Gráfico 3: Curva de Carga del día 16 de octubre de 2014	41

Lista de Figuras

Figura 1: Empresas en el SIN11

Lista de Anexos

Anexo A: Curva de Carga Mes de Octubre de 2014, Comparación SIN – COBOCE	73
Anexo B: Transacciones Económicas Ejecutadas, Periodo Noviembre 2014 – Octubre 2014 ..	75

Introducción

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de Bolivia está compuesto por las empresas de Generación, Transmisión y Distribución, las cuales se constituyen en los agentes del mercado. En el MEM los Generadores son los ofertantes mientras que los demandas están constituidos por los Distribuidores y por los Consumidores No Regulados, constituyéndose los transmisores en el nexo entre éstos, entre los cuales se desarrollan las transacciones económicas; el administrador y operador del MEM es el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) que se encarga del despacho económico a un costo mínimo y que además está encargado de planificar la operación del Sistema Interconectado Nacional.

En ese sentido, el CNDC es el encargado de controlar las transacciones de venta y compra de energía y potencia en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y elabora mes a mes los Documentos de Transacciones Económicas (DTE), en el que se muestran: las Inyecciones y retiros de energía, determina los Precios Spot, valoriza la energía inyectada (Generadores), valoriza la energía retirada (Consumos), valoriza la Potencia generada (Generadores), valoriza la Potencia consumida (Consumos), valoriza la Remuneración a la Transmisión y por último realiza la Valoración a Precios de Aplicación de la que se determina el monto que contribuye al Fondo de Estabilización del Mayorista (FEM).

Cabe señalar que, la remuneración mensual de energía se realiza con la energía registrada en el sistema de medición comercial del CNDC, mientras que la remuneración mensual de la potencia se realiza con una potencia estimada y que luego de un año, en el mes de noviembre, se vuelve a recalcular con la potencia que se haya registrado efectivamente conjuntamente con la potencia máxima coincidental del SIN, de manera que se hace un recalcular denominado Reliquidación de Potencia de Punta, en el que los agentes, realizan un

recálculo de sus transacciones económicas pasadas de un año, desde noviembre a octubre del siguiente año, dando como resultado un nuevo escenario de acreedores y deudores.

Del análisis realizado, se observa que como resultado de la reliquidación de Potencia de Punta los transmisores se han visto obligados a devolver de manera sistemática importantes montos de dinero a algunos consumos (vale decir, Distribuidores y Consumidores No Regulados), que en su momento los percibieron por el servicio de transporte de energía y con una determinada demanda estimada, con la perspectiva de que la demanda real registrada al término de un año sea lo más cercano a la estimada por los consumos. Esta situación se debe a que, existe un comportamiento de parte de éstos agentes consumidores tendientes a sobreestimar sus demandas proyectadas al momento de la declaración de la programación de mediano plazo. Esta situación obliga a los transmisoras y a los generadores a planificar y programar inversiones para atender dichas demandas, las cuales al momento de efectivizarse están por debajo de las proyectadas, esto por el lado de la oferta y del servicio de transporte. Por el lado de la demanda, las inversiones en distribución también corresponden a esas proyecciones sobreestimadas, cuyo efecto se refleja en las tarifas base aprobadas por el regulador cada cuatro años.

En este sentido, este comportamiento afecta a los transmisores como a los consumidores regulados atendidos por las propias distribuidoras.

Capítulo I: Agentes del Mercado Mayorista Eléctrico Aspectos Generales

En el marco de la normativa vigente, con la finalidad de atender la demanda de energía eléctrica del MEM los agentes presentan información sobre sus previsiones y datos para la programación de Mediano Plazo, información que debe ser entregada hasta el 10 de febrero de cada año, para la programación de mediano plazo que comienza en mayo y hasta el 10 de agosto de cada año para la programación de mediano plazo que comienza en noviembre.

Los Distribuidores y los Consumidores No Regulados proporcionan al CNDC sus proyecciones de demanda de energía y potencia, los generadores informan los requerimientos de mantenimientos la disponibilidad de sus unidades en el caso de que no haya sido asignada con remuneración de Potencia Firme o Reserva Fría y los Transmisores informan al CNDC los requerimientos de mantenimientos; en el caso de que existiera el ingreso de nuevas equipos e instalaciones estas deben ser informados al CNDC en concordancia con los compromisos contractuales con la Autoridad de Electricidad.

Con esta información el CNDC, determina la proyección de la demanda más representativa futura de los próximos 48 meses y determina el parque de Generación, Transmisión la que pueda entrar en operación en dicho periodo, asimismo el CNDC con esta información simula la operación optima del sistema los costos marginales de Corto Plazo de Energía esperados y presenta a la Autoridad de Electricidad y a los Agentes el Informe de la programación de Mediano Plazo a más tardar el 15 de marzo para el primer semestre y hasta el 15 de septiembre para el segundo semestre de cada año el cual se utiliza en el informe preliminar de precios de Nodo.

Con la mencionada información, el CNDC elabora el Informe Preliminar de Precios de Nodo a más tardar hasta el 30 de marzo y hasta el 30 de septiembre de cada año, el cual debe ser presentado a la Autoridad de Electricidad (AE) para su análisis y elaboración de observaciones. Una vez resueltas las observaciones realizadas por la AE, el CNDC debe presentar el Informe de Precios de Nodo a la AE, la cual a más tardar hasta el 28 de abril y hasta el 28 de octubre de cada año aprueba mediante Resolución los Precios de Nodo y sus fórmulas de indexación, precios de nodo que conforman los Precios de Nodo de Energía y Potencia, Potencia Desplazada, Reserva Fría y Compensación por Ubicación y Peajes Unitarios.

Teniendo estos precios en el Mercado Eléctrico Mayorista se transan los productos y servicios de:

- Energía (Inyecciones y Retiros) (kWh)
- Potencia Firme y Potencia de Punta (kW)
- Potencia de Reserva Fría (kW)
- Potencia de Punta Generada (kW)
- Compensación por Ubicación
- Servicios de Transporte de Energía

Para ello el CNDC valora estos productos y el servicio de transporte y lo presenta mensualmente en el Documento de Transacciones Económicas, este documento sirve a los agentes del MEM para realizar sus transacciones económicas en primera instancia lo hacen como ya se ha explicado con la energía registrada y con una potencia estimada, potencia que al término del año eléctrico, es recalculada a través de un proceso denominado Reliquidación de Potencia de Punta en el que el CNDC utiliza los documentos denominados ejecutados y recalculados los cuales se explicaran más adelante.

Antecedentes Normativos

El MEM se encuentra regulado por las siguientes normas administrativas:

- La Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, norma las actividades de la Industria Eléctrica y establece los principios para la fijación de precios y tarifas de electricidad en todo el territorio nacional. Están sometidas a la mencionada ley, todas las personas individuales y colectivas dedicadas a la Industria Eléctrica, cualquiera sea su forma y lugar de constitución.
- Mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001 se aprueba el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME).

-
- Mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001 se aprueba el Reglamento de Precios y Tarifas (RPT), el cual da los lineamientos de operación del mercado eléctrico Boliviano.
 - Mediante Resolución SSDE N° 162/2001 de 31 de octubre de 2001, la ex Superintendencia de Electricidad aprobó la "Norma para la Aplicación de Tarifas de Distribución", norma que es aplicada por el Distribuidor para la facturación del suministro de electricidad a los consumidores regulados.
 - Mediante Resolución AE N° 0226/2012 de 27 de abril de 2012, la AE aprobó la Norma Operativa N° 2 (Determinación de la Potencia Firme) que establece el procedimiento de cálculo de la potencia firme para el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), esta Norma se utiliza para la determinación de la potencia firme de los generadores con la cual se las remunera en el MEM.
 - Mediante Resolución AE N° 653/2012 de 27 de diciembre de 2012, la AE aprobó la Norma Operativa N° 9 (Transacciones Económicas en el Mercado Eléctrico Mayorista), esta norma establece el procedimiento para valorizar los resultados del despacho de carga realizado y para procesar las transacciones económicas para los Agentes que actúan en el MEM y que están conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN).
 - El Informe de la Programación de Mediano Plazo, define la administración de la generación de tal manera que se garantice el suministro de energía al menor costo operativo, este Informe se ajusta a las disposiciones del ROME y del RPT en base a la información suministrada por los Agentes del MEM y en los procedimientos aprobados por el CNDC, con la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) y la Ex Superintendencia de Electricidad.

- Documento de Transacciones Económicas, el cual es emitido por el CNDC mensualmente para las transacciones económicas entre los agentes del MEM.
- Documento de Transacciones Económicas N° 22-2014 de 4 de noviembre de 2014, referido a la “Reliquidación de las Transacciones Económicas por Potencia, Reserva Fría, Compensación por Ubicación, Descuentos por Disponibilidad y Peajes de Transmisión del periodo noviembre 2013 – octubre 2014”.

Planteamiento del Problema

Considerando que los Consumos (Distribuidores y Consumidores No Regulados), declaran sus estimaciones de demanda (potencias máximas) para la Programación de Mediano Plazo, las cuales son tomadas en cuenta para su valorización mensual en las transacciones económicas en el año eléctrico (noviembre – octubre), y terminado este periodo en el mes de noviembre se realiza la Reliquidación de Potencia de Punta dando como resultado un nuevo documento de transacciones Económicas denominado Reliquidación de Potencia de Punta, el cual consiste en el recalcular de los DTEs de un año es decir desde noviembre a octubre del siguiente año, en los cuales se sustituyen la potencias estimadas por las potencias que se han registrada efectivamente conjuntamente con la potencia máxima coincidental del SIN, por lo que, los consumos solo pagarán por su demanda que se haya registrado en el momento de la Demanda Máxima Coincidental del SIN. Al respecto, en el documento de la Reliquidación de Potencia de Punta, se han observado diferencias particulares de algunos consumos, entre sus declaraciones semestrales (demanda estimada) y las demandas registradas (demandas reales), dando como resultado que los Generadores y Transmisores han devuelto importantes montos de dinero a Distribuidores y Consumidores No Regulados, se debe de mencionar que a los consumos no les genera ninguna responsabilidad si es que hubiera existido una sobreestimación de su demanda; pero para los Agentes Generadores y Transmisores les

genera un déficit puesto que estos realizaron inversiones para estar disponibles con su capacidad efectiva para atender la potencia máxima estimada del periodo.

Además, habrá que hacer notar que los Consumidores No Regulados, han ido presentado las más altas diferencias entre su demanda estimada y la registrada, diferencias incomprensibles puesto que estos consumos tienen un control directo de su demanda; por lo tanto, existe la duda en cuanto al registro de su demanda máxima la cual es utilizada en la Reliquidación de Potencia de Punta.

Justificación del Problema

Es importante realizar el presente estudio para verificar si el procedimiento de cálculo en la reliquidación por potencia es el adecuado ya que a través de este se están transando importantes montos de dinero que son el resultado de la compra y venta de energía en un año eléctrico (noviembre a octubre), como producto de esta reliquidación los generadores como los transmisores actualmente se ven obligados a devolver montos de dinero que en su momento percibieron por la venta y transporte de energía con una demanda estimada, con la perspectiva de que la demanda que se registrara fuera la más cercana a la estimada por los consumos.

Hipótesis

¿Los generadores como los transmisores están siendo afectados por la sobreestimación de la demanda de Potencia declarado por los consumos consumidores Regulados y No Regulados?

¿Los Consumos - Consumidores Regulados y No Regulados tienen alguna penalización por sobreestimar su demanda por encima de lo que efectivamente Requieren?

“Siendo que los Consumidores No Regulados tienen la capacidad del manejo de su carga, ¿Éstos lo están utilizando para beneficiarse en la Reliquidación de Potencia de Punta?

¿La norma no ha previsto una situación como la anteriormente descrita?

Objetivos: General y Específicos

Los objetivos que se pretenden abarcar en el presente estudio son los siguientes:

- Analizar las proyecciones estimadas y registradas realizadas por los consumos en los últimos cinco años, noviembre 2011 – octubre 2016.
- Cuantificar los montos resultantes de la reliquidación de Potencia de Punta en los últimos cinco años, noviembre 2011 – octubre 2016.
- Determinar que consumos tienen una diferencia cuantitativa entre su proyección de su demanda y lo que realmente demandaron.
- Analizar que beneficios obtienen estos consumos con la sobrestimación de su demanda.
- Proponer que tratamiento se debe dar a la remuneración por potencia en la Reliquidación de Potencia de Punta.
- Cuantificar el perjuicio económico que estarían teniendo los generadores y transmisores producto de la sobrestimación de la demanda de los consumos.

Metodología de la Investigación

Para poder cumplir con el alcance y el propósito del estudio se desarrollara lo siguiente:

Se recolectara información relacionada a las estimaciones de la demanda de los consumos (proyecciones de demanda), entre estas:

- Información de los Agentes del MEM en la declaración de mediano Plazo para los periodos noviembre 2011 - octubre 2012; noviembre 2012 - octubre 2013; noviembre 2013 - octubre 2014; noviembre 2014 - octubre 2015; noviembre 2015 - octubre 2016.
- Información de las transacciones económicas del MEM emitidos por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

- Información Estadística Anual del CNDC – Demandas máximas, Demandas máximas coincidentales con la máxima del sistema.

Con la información obtenida se analizará el comportamiento de la demanda de los consumos en el periodo noviembre 2011 – octubre 2016, se realizara comparaciones entre las estimaciones de demanda y las registradas, se cuantificara la remuneración que han recibido tanto los generadores como los transmisores, se cuantificara el monto de dinero que fue devuelto por los generadores y transmisores a los consumos en especial los Consumidores No Regulados.

Con lo que se obtendrá la relación que existe entre la sobrestimación de la demanda de los consumos y los importes obtenidos y devueltos por parte de los agentes; con lo que se obtendrán las conclusiones y recomendaciones que aportara el presente estudio.

Capítulo II: Tratamiento de la Demanda de Potencia de Punta la Reliquidación por Potencia

A continuación se presentan las definiciones de los conceptos en relación al tratamiento que de la “Demanda de Potencia de Punta” referidas a la “Reliquidación por Potencia” que se aplican en el procedimiento establecido en la Ley de Electricidad No. 1604 de 21 de diciembre de 1994 y sus normas conexas que son objeto de análisis en la presente tesis.

Mercado Eléctrico Boliviano

Previamente antes de definir el Mercado Eléctrico Boliviano, se debe de definir al Sistema Interconectado Nacional (SIN) como el conjunto de Instalaciones de generación, transmisión y distribución con lo cual se abastece a la gran parte de la demanda en el territorio Nacional.

Actualmente el Mercado Eléctrico en Bolivia denominado Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) está constituida por los Agentes Generadores que representan a la oferta, los Agentes

Consumidores Distribuidores y Consumidores No Regulados conforman la demanda, y los Agentes Transmisores los cuales están encargados del transporte de la energía y que vinculan a través de sus instalaciones a los generadores con las demandas, el administrador del sistema es el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) que realiza la planificación de la operación, el despacho a costo mínimo del sistema y elabora la información de las transacciones entre los agentes del mercado.

Las empresas que operan en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) son las siguientes:

Empresas de Generación

- Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A. (COBEE)
- Empresa Eléctrica ENDE Guaracachi S.A. (ENDE GUARACACHI)
- Empresa Eléctrica Corani S.A. (ENDE CORANI)
- ENDE Valle Hermoso S.A. (ENDE VALLE HERMOSO)
- Compañía Eléctrica Central Bulu Bulu S.A. (CECBB)
- Empresa Río Eléctrico S.A. (ERESA)
- Hidroeléctrica Boliviana S.A. (HB)
- Sociedad Industrial Energética y Comercial Andina S.A. (SYNERGIA)
- Servicios de Desarrollo de Bolivia S.A. (SDB)
- Guabirá Energía S.A. (GBE)
- ENDE Andina S.A.M. (ENDE ANDINA)
- Empresa Nacional de Electricidad - Generación (ENDE)

Empresas de Transmisión

- ENDE Transmisión S.A. (ENDE T)
- Interconexión Eléctrica ISA Bolivia S.A (ISA)
- San Cristóbal TESA (SCTESA)

- Empresa Nacional de Electricidad - Transmisión (ENDE)

Empresas de Distribución

- Cooperativa Rural de Electrificación Ltda. (CRE)
- Distribuidora de Electricidad La Paz (DELAPAZ)
- Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba S.A. (ELFEC)
- Distribuidora de Electricidad ENDE de Oruro S.A. (ENDE DE ORURO)
- Compañía Eléctrica Sucre S.A. (CESSA)
- Servicios Eléctricos Potosí S.A. (SEPSA)
- Empresa Nacional de Electricidad - Distribución (ENDE)
- Servicios Eléctricos de Tarija (SETAR)
- Empresa de Distribución de Energía Eléctrica Santa Cruz (EMDEECRUZ)
- Empresa de Distribución Eléctrica Ende del Beni S.A.M. (ENDE DELBENI)

Consumidores no Regulados

- Empresa Metalúrgica Vinto (EMVINTO)
- Coboce Ltda (COBOCE)
- Empresa Minera San Cristóbal (EMSC)

Figura 1:

SEPSA	415.9	446.1	(6.8)
DELAPAZ	1,810.3	1,767.3	2.4
ENDE DELBENI	150.1	14.6	925.3
ELFEO	461.5	467.0	(1.2)
ENDE	43.6	157.4	(72.3)
SETAR	297.8	153.7	94.4
NO REGULADOS	510.7	493.7	3.5
Total	8,377.8	7,945.9	5.4

Nota: Tomado de la Memoria Institucional del CNDC, Año 2016.

Tabla 2:

Demandas Máximas en MW

Consumidores	Gestión		Variación
	2016	2015	
Santa Cruz	588.0	561.9	4.7
La Paz	327.2	325.6	0.5
Cochabamba	231.4	222.8	3.8
Oruro	83.3	82.6	0.8
Sucre	52.8	50.2	5.1
Potosí	56.5	60.6	(6.7)
Punutuma - Tupiza	18.0	17.9	0.4

Beni	29.0	30.1	(3.6)
Tarija	35.5	28.1	26.2
Villamontes	7.0	6.8	3.5
Yacuiba	15.1	15.2	(0.4)
No Regulados	69.6	70.4	(1.1)
Otros(*)	9.4	5.4	73.3
Sistema	1,433.6	1,370.0	4.6

Nota: Tomado de la Memoria Institucional del CNDC, Año 2016.

Tabla 3:

Capacidad de Generación a Fines de 2016

Hidroeléctricas	Capacidad (MW)	Termoeléctricas (MW)	Capacidad (MW)	Biomasa (MW)	Capacidad
Sistema Corani	148.7	Guaracachi (37°C)	319.6	Guabirá	21.0
Sistema Zongo	188.0	Santa Cruz (37°C)	38.1	Unagro	6.0
Sistema Miguillas	21.1	Warnes (37°C)	195.6	San Buenaventura	3.0
Sistema Taquesi	89.2	Aranjuez (26°C)	33.8		
Kanata	7.5	Karachipampa (19°C)	13.4	Eólicas	Capacidad (MW)
Sistema Yura	19.0	Kenko (18°C)	17.8	Qollpana	27.0
Sistema Quehata	2.0	Valle Hermoso	107.7		

		(28°C)			
San Jacinto	7.6	Carrasco (37°C)	122.9		
		Bulo Bulo (37°C)	135.4		
		Entre Ríos (37°C)	105.2		
		Del Sur (37°C)	150.4		
		El Alto (18°C)	46.2		
		Moxos	28.6		
Subtotal	483.2	Subtotal	1,314.6	Subtotal	57.0

Capacidad Total: 1,854.76 MW

Nota: Tomado de la Memoria Institucional del CNDC, Año 2016.

Análisis de la Norma Operativa N° 9 “Transacciones Económicas en el Mercado Eléctrico Mayorista” Aprobada Mediante Resolución AE N° 653/2012 de 27 de Diciembre de 2012.

La norma operativa N° 9 “TRANSACCIONES ECONOMICAS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA” aprobada mediante Resolución AE N° 653/2012 de 27 de diciembre de 2012, establece el procedimiento para la valorización de los resultados del despacho de carga realizado y procesar las transacciones económicas de los Agentes en el Mercado Eléctrico Mayorista, para la presente tesis, a continuación se exponen los puntos con relación tratamiento de la demanda de potencia de punta en la reliquidación de Potencia Punta.

Valorización de la Energía

La valorización de la energía se realiza en periodos de 15 minutos de acuerdo a lo siguiente:

- a) La valorización de la base de datos de inyecciones y retiros del SMEC se realiza en forma general con los precios Spot resultantes de los costos marginales de nodo, expresados en Bs/MWh.
- b) Se determina el sobrecosto correspondiente a cada unidad de generación con operación forzada valorizando la energía forzada a la diferencia entre el Costo Variable de la unidad y el Costo Marginal en el nodo al que está conectada la unidad. Este sobrecosto de la energía forzada se asigna al área que ha ocasionado la operación de las unidades forzadas y se distribuye en proporción a la demanda de los Agentes del área.
- c) Se valoriza la energía de Reserva Fría como la diferencia entre el Costo Variable reconocido de la unidad con operación de Reserva Fría y el Precio Spot en el nodo correspondiente. Este costo (negativo o positivo) de la energía de Reserva Fría se asigna al área que ha ocasionado la operación de estas unidades y se distribuye en proporción a la demanda de los Agentes del área.
- d) En caso que la Unidad Marginal se encuentre operando por debajo de su potencia óptima, se calcula el sobrecosto que existe entre el Costo Variable de dicha unidad y su Costo Óptimo. Este sobrecosto se asigna a todos los nodos de consumo en proporción a la demanda.

Valoración De La Potencia

La valorización de las transacciones de Potencia Firme, Petenera de Punta y PPG se realiza en forma mensual con los precios indexados al mes en el que se realiza la transacción:

- a) Se valoriza la Potencia Firme remunerada de cada unidad de generación térmica y central hidráulica sobre la base de la Potencia Firme (kW) afectada por los factores de indisponibilidad y Precios de Nodo de Potencia indexados (Bs/kW-mes).

-
- b) Se valoriza la potencia de Reserva Fría remunerada de cada unidad de generación térmica reconocida para este efecto sobre la base de la potencia de Reserva Fría (kW), afectada por los factores de indisponibilidad y precios indexados de la potencia de reserva fría de generadores (Bs/kW-mes).
 - c) Se valoriza la compensación por ubicación de cada unidad de generación térmica reconocida para este efecto, sobre la base de la Potencia Firme (kW), Reserva Fría (kW) y precios de compensación por ubicación de generación indexados (BskW-mes).
 - d) El Descuento por indisponibilidad de unidades de generación reconocidas con Potencia Firme, se obtiene valorizando la diferencia entre la Potencia Firme y la Potencia Firme Remunerada (afectada por las tasas de indisponibilidad) de cada unidad generadora termoeléctrica o cada central hidroeléctrica (kW) con los Precios de Nodo de Potencia indexados (Bs/kW-mes).
 - e) El Descuento por indisponibilidad de unidades de generación reconocidas con potencia de Reserva Fría, se obtiene valorizando la diferencia entre la potencia de Reserva Fría y la potencia de Reserva Fría Remunerada (afectada por los factores de indisponibilidad) de cada unidad generadora termoeléctrica o cada central hidroeléctrica (kW) con los precios de nodo de potencia de reserva fría indexados (Bs/kW-mes).
 - f) La remuneración de las unidades PPG se realiza con los Descuentos por indisponibilidad obtenidos y se calcula con el registro de potencia (kW) obtenido como el cociente entre la energía inyectada en el mes y las horas acumuladas del bloque de punta del mismo mes valorizado al Precio Básico de la Potencia (Bs/kW-mes). En caso que el monto calculado resulte mayor a la suma de los obtenidos en

- los incisos d) y e), la remuneración de unidades PPG es igual al monto total recaudado por los descuentos por indisponibilidad.
- g) La Compensación a la Demanda corresponde al monto resultante de la diferencia entre los descuentos por indisponibilidad incisos d) y e) y la remuneración de las unidades PPG inciso f). Este monto se distribuye como crédito entre los Distribuidores y Consumidores No Regulados en forma proporcional a su Potencia de Punta.
- h) La valorización de la Potencia de Punta de los Distribuidores y Consumidores No Regulados se realiza sobre la base de los valores de Potencia de Punta (kW) asignados a cada Agente consumidor en los respectivos nodos del STI y los Precios de Nodo de Potencia indexados (Bs/kW-mes).
- i) La valorización de la potencia de Reserva Fría de los Distribuidores y Consumidores No Regulados se realiza sobre la base de los valores de Potencia de Punta (kW) asignados a cada Agente consumidor en los respectivos nodos del STI y los precios indexados de potencia de Reserva Fría de consumidores (Bs/kW-mes).
- j) La valorización de la compensación por ubicación que deben remunerar los Distribuidores y Consumidores No Regulados, se realiza sobre la base de los valores de Potencia de Punta (kW) asignados a cada Agente consumidor en los respectivos nodos del STI y los precios indexados de compensación por ubicación de consumidores (Bs/kW-mes).

Valorización de la Transmisión

La remuneración mensual a la transmisión se realiza a través del Peaje atribuible a los Generadores, del Peaje atribuible a Consumidores y de los Ingresos Tarifarios por energía y potencia obtenidos con los precios indexados al mes que se realiza la transacción.

- a) El Peaje atribuible a los Generadores se determina sobre la base de la energía inyectada por cada central y los Peajes indexados de los Generadores (Bs/MWh).
- b) El peaje atribuible a los Consumos (Distribuidores y Consumidores No Regulados) se determina sobre la base de la Potencia de Punta de cada Consumo y los Peajes indexados asignados a consumidores (Bs/kW-mes).
- c) El Ingreso Tarifario por energía se determina como la diferencia entre los retiros de energía valorizados e inyecciones de energía valorizadas. El Ingreso Tarifario por potencia se determina como la diferencia entre la Potencia de Punta valorizada y la Potencia Firme Remunerada valorizada.

Transacciones Económicas Mensuales

Transacciones Económicas a Precios Spot.

Con los resultados de las valorizaciones por energía, potencia y remuneración de la transmisión, indicados anteriormente, se determinan las Transacciones Económicas con Precios Spot de acuerdo con lo siguiente:

- a) Para cada Agente se efectúa el balance de sus compras y ventas, restándole al monto total de créditos obtenidos por sus ventas efectuadas al mercado, el monto total de débitos por sus compras. Si el resultado obtenido es de signo positivo, el Agente es vendedor, caso contrario es comprador.
- b) Se calcula mensualmente el factor de participación de cada Agente vendedor como su monto acreedor dividido por el monto total de las ventas realizadas en el MEM excluyendo a los Peajes.
- c) Cada Agente comprador es deudor de cada uno de los Agentes vendedores, por montos que resultan de multiplicar su monto deudor por los respectivos factores de participación de cada Agente vendedor.

El resumen de las transacciones a precios Spot, indica los montos resultantes para cada Agente de sus ventas o compras en el MEM a precios Spot.

Transacciones Económicas a Precios de Aplicación.

Con la energía retirada, la potencia de punta del periodo correspondiente y los Precios de Nodo de Aplicación, se determina, para cada Agente Distribuidor, el monto total de sus compras.

Cada Agente Distribuidor es deudor de cada uno de los Agentes Generadores y Transmisores, por montos que resultan de multiplicar el monto total de sus compras con Precios de Nodo de Aplicación por los respectivos factores de participación de cada Agente Generador y Transmisor en las Transacciones Económicas con precios Spot.

Documento de Transacciones Económicas

El Documento de las Transacciones Económicas debe ser elaborado con la información de los Agentes del MEM, en especial de los registros de sus medidores, de acuerdo con las disposiciones de la Norma Operativa N° 8 "Sistema de Medición Comercial".

El Documento de Transacciones Económicas debe contener la siguiente información:

- Transacciones Económicas en el MEM con Precios Spot.
- Transacciones Económicas en el MEM con Precios de Nodo de Aplicación.
- Estado y Saldos del Fondo de Estabilización.

El respaldo, tanto de la información básica, como de todo el procesamiento de las Transacciones Económicas, (Base de Datos) forma parte del Documento mensual de Transacciones Económicas el cual se informará a los Agentes del MEM mediante su publicación en el sitio Web del CNDC.

El Documento de Transacciones Económicas debe ser remitido a los Agentes del MEM y a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), hasta el día cinco (5) del mes siguiente al que correspondan las transacciones.

En caso de no disponer toda la información necesaria para procesar las Transacciones Económicas, éstas se emitirán utilizando la mejor información disponible a la fecha para este efecto y en el siguiente mes deberán incorporarse las diferencias que correspondan.

Reliquidación de las Transacciones Económicas

En cuanto a las Reliquidación de las transacciones económicas el artículo 61 y 71 del ROME y el inciso b) del punto 7.1 de la Norma Operativa N°9 menciona lo siguiente:

Artículo 61 (Corrección de la Potencia Firme y Potencia de Punta Previstas).- *En el mes de noviembre de cada año el Comité recalculará las potencias firmes de cada periodo semestral, sobre la base de la energía demandada y potencia de punta reales registradas en el Mercado Eléctrico Mayorista y se reliquidarán las Transacciones Económicas del Mercado.*

Las reliquidaciones considerarán la Potencia Firme, Reserva Fría, descuentos mensuales por indisponibilidad forzada y programada, costos de transmisión a precios de octubre de cada año y precios de nodo de potencia. En los periodos de indisponibilidad programada la Unidad Generadora no será remunerada por Potencia Firme.

Artículo 71 (Reliquidación de la Remuneración por Potencia).- *En el mes de noviembre de cada año, con los valores reales registrados, se recalcularán las transacciones económicas por potencia para cada mes del periodo noviembre – octubre anterior. Para este efecto se recalculará lo siguiente:*

La Potencia Firme; la potencia de Reserva Fría considerando la Potencia Firme y las demandas máximas registradas en los nodos en los que se aplique la Reserva Fría; la indisponibilidad programada y forzada registradas en cada mes; la Potencia de Punta Generada.

La reliquidación de potencia deberá realizarse de acuerdo a lo establecido en el artículo 68 del presente Reglamento.

Inciso b) del punto 7.1 Reliquidación por Potencia de Punta Real de la Norma Operativa señala:

Nº9... b) Sobre la base de las Transacciones "Ejecutadas" se reemplazan en ellos, los valores de Potencia Firme y Potencia de Punta estimados, por los valores recalculados y registrados; así mismo se reemplazan los precios recalculados de reserva fría. Se actualiza el cálculo del Descuento por indisponibilidad de las unidades que, como efecto del Recálculo cambian a unidades con Potencia Firme, unidades PPG (Potencia de Punta Generada en el bloque alto) o de Reserva Fría. Estas Transacciones a Precios Spot del MEM se denominan "Recalculadas".

De acuerdo a la normativa mencionada, la demanda estimada para la remuneración de la potencia es ajustada en la Reliquidación por Potencia, situación que ha generado un desincentivo a los transmisores y generadores ya que son obligados a devolver importantes montos de dinero a los Consumos, producto de la sobre estimación de la demanda por parte de los consumos, que ocasiona una señal errónea en el mercado.

Capitulo III: Factibilidad para el Cambio de Tratamiento de la Reliquidación de Potencia de Punta en las Transacciones Económicas del Mercado Eléctrico Mayorista

Como ya se explicó los consumidores (Distribuidores y Consumidores No Regulados), compran en el MEM sus requerimientos de energía y potencia, además pagan el servicio de transporte, con base a estas compras realizadas el CNDC determina las transacciones económicas de los agentes involucrados y lo presenta en el Documento de Transacciones Económicas siguiendo los lineamientos de la Norma Operativa N° 9; estos cálculos se lo realiza en primera instancia mensualmente con las demandas de energía medida y potencias

estimadas; sin embargo, en el mes de noviembre de cada año las mismas son recalculadas con la potencia de punta real registrada (reliquidación del DTE).

Como resultado de este recalcu por potencia de punta se genera montos de dinero, resultante de la diferencia entre los importes de las transacciones económicas ejecutadas (potencia estimada) y los importes de las transacciones recalculadas (potencia real); estos importes o montos de dinero, deben ser devueltos en unos casos o cobrados en otros entre los agentes del MEM.

A continuación se hará una análisis en primera instancia de la demanda proyectada y la demanda registrada de los últimos 5 años tras lo cual se identificara aquellos consumos que han dado diferencias importantes entre lo estimado y lo registrado en la Reliquidación de Potencia de Punta para luego cuantificar estos montos, cuanto representa en el movimiento económico del MEM; para este análisis se ha tomado en cuenta los documentos de transacciones de las reliquidaciones de los periodos noviembre 2011 - octubre 2012; noviembre 2012 - octubre 2013; noviembre 2013 - octubre 2014; noviembre 2014 - octubre 2015 y noviembre 2015 - octubre 2016.

Demanda Proyectada Vs Demanda Registrada

Del Documento de Transacciones Económicas Reliquidación de Potencia de Punta se han obtenido las potencias de punta tanto las previstas como las registradas para el periodo Noviembre 2011 – Abril 2012 y Mayo 2012 – Octubre 2012 tal como se observa en la siguiente tabla:

Tabla 4

Potencia Estimada y Registrada Durante el Periodo Noviembre 2011-Octubre 2012

ANALISIS DE LA DEMANDA PERIODO NOVIEMBRE 2011 - OCTUBRE 2012				
EMPRESA	PREVISTO	REAL (2)	DIFERENCIAS	DIFERENCIAS

			PREVISTO - REAL		REAL-PREVISTO		
	Nov11 -	May12 -		Nov11-	May12 -	Nov11 -	May12 -
	Abr12	Oct12	kW	Abr12	Oct12	Abr12	Oct12
	kW	kW (1)	kW	kW	kW (1)	%	%
CRE	437.122	437.743	417.198	19.924	20.545	5%	5%
ELECTROPAZ	262.179	253.970	256.361	5.818	(2.391)	2%	-1%
ELFEC	191.079	186.949	181.520	9.559	5.429	5%	3%
ELFEO	69.084	67.739	67.171	1.913	568	3%	1%
SEPSA	70.137	73.997	66.825	3.312	7.172	5%	11%
CESSA	41.253	43.218	39.428	1.825	3.790	5%	10%
ENDE	16.551	19.125	17.954	(1.403)	1.171	-8%	7%
SETAR*		28.621	-		28.621		
ENDE (Sur)*		1.321	-		1.321		
EMIRSA	2.163	2.100	2.030	133	70	7%	3%
EMVINTO	7.338	5.793	5.372	1.966	421	37%	8%
COBOCE	14.999	7.509	6.076	8.923	1.433	147%	24%
SAN							
CRISTOBAL	38.978	39.919	32.384	6.594	7.535	20%	23%
	12.993	13.306	10.795	2.198	2.512	20%	23%
TOTAL	1.163.875	1.181.310	1.103.112	60.763	78.198	6%	7%

Nota: (*) Éstas empresas planificaron ingresar con una demanda en el segundo semestre pero no lo realizaron. Elaborado en base a datos extraídos del Documento de Transacciones Económicas Recálculo de la Reliquidación por Potencia de Punta DTE N° 25 - 2012 - Reliquidación de las Transacciones Económicas periodo Nov/11 - Oct/12.

Del cuadro anterior se observa que existen dos previsiones de demanda propuesta por los consumos para el periodo del año eléctrico noviembre 2011 - octubre 2012, de estas demandas para el análisis del presente documento se tomara la previsión mayor ya que los generadores han invertido tiempo y recursos para cubrir la mayor demanda, este criterio se tomara en cuenta para el análisis de este periodo y de los demás periodos los cuales se presentan a continuación:

Análisis de la Demanda Periodo Noviembre 2011 - Octubre 2012

Tabla 5:

Analisis de la Potencia Estimada y Registrada Durante el Periodo Noviembre 2011-Octubre 2012

EMPRESA	PREVISTO	REAL (2)	DIFERENCIAS PREVISTO - REAL	
			kW	%
CRE	437.743	417.198	20.545	5%
ELECTROPAZ	253.970	256.361	(2.391)	-1%
ELFEC	186.949	181.520	5.429	3%
ELFEO	67.739	67.171	568	1%
SEPSA	73.997	66.825	7.172	11%

CESSA	43.218	39.428	3.790	10%
ENDE	19.125	17.954	1.171	7%
SETAR*	28.621	-	28.621	
ENDE (Sur)*	1.321	-	1.321	
EMIRSA	2.100	2.030	70	3%
EMVINTO	5.793	5.372	421	8%
COBOCE	7.509	6.076	1.433	24%
SAN CRISTOBAL	39.919	32.384	7.535	23%
	13.306	10.795	2.512	23%
TOTAL	1.181.310	1.103.112	78.198	7%

Nota: (*) Estas empresas planificaron ingresar con una demanda en el segundo semestre pero no lo realizaron. Elaborado en base a datos extraídos del Documento de Transacciones Económicas Recálculo de la Reliquidación por Potencia de Punta DTE N° 25 - 2012 - Reliquidación de las Transacciones Económicas periodo Nov/11 - Oct/12.

De la tabla 5 se observa:

- ELECTROPAZ ahora DELAPAZ ha demandado más de lo que había estimado, por lo cual debe pagar a los generadores por esta diferencia.
- Entre los distribuidores SEPSA es el que tiene una mayor diferencia entre su demanda prevista y la registrada, diferencia en la que la demanda estimada es mayor a la registrada.
- Entre los Consumidores No Regulados COBOCE es el que tiene una mayor diferencia entre su demanda prevista y la registrada, diferencia en la que la demanda estimada es mayor a la registrada.

- Setar preveyó demandar energía pero no realizó ningún retiro de energía. En cuanto a la normativa no se tiene previsto ninguna penalización al respecto, por lo que SETAR no fue penalizada.
- El sistema estimo que tendría una demanda de 1.181.310 kW y lo que se registro fue de 1.103.112 kW, por lo que se sobreestimo 78.198 kW (78,20 MW) que es 7% por encima de la potencia registrada.

Análisis de la Demanda correspondiente al Periodo Noviembre 2012 - Octubre 2013

Tabla 6:

Análisis de la Potencia Estimada y Registrada Durante el Periodo Noviembre 2012-Octubre 2013

EMPRESA	PREVISTO	REAL (2)	DIFERENCIAS PREVISTO	
			- REAL	
	kW	kW	kW	%
CRE	468.630	436.925	31.705	7%
DELAPAZ	258.990	267.579	(8.589)	-3%
ELFEC	198.230	195.050	3.180	2%
ELFEO	67.770	73.019	(5.249)	-7%
SEPSA	82.210	70.670	11.540	16%
CESSA	47.250	43.818	3.432	8%
ENDE	19.090	19.203	(113)	-1%
SETAR	30.940	-	30.940	

ENDE (Sur)	1.420	1.472	(52)	-4%
EMIRSA	1.930	1.520	410	27%
EMVINTO	7.340	3.795	3.545	93%
COBOCE	15.000	5.974	9.026	151%
SAN CRISTOBAL	13.308	11.843	1.464	12%
	39.923	35.529	4.393	12%
TOTAL	1.252.030	1.166.397	85.633	7%

Nota: Elaborado en base a datos extraídos del Documento de Transacciones Económicas Reliquidación por Potencia de Punta DTE N° 15 - 2013 - Reliquidación de las Transacciones Económicas periodo Nov/12 - Oct/13.

- DELAPAZ y ELFEO ha demandado más de lo que habían estimado.
- Entre los distribuidores SEPSA es el que tiene una mayor diferencia entre su demanda prevista y la registrada, diferencia en la que la demanda estimada es mayor a la registrada.
- Entre los Consumidores No Regulados COBOCE es el que tiene una mayor diferencia entre su demanda prevista y la registrada, diferencia en la que la demanda estimada es mayor a la registrada.
- Setar preveo demandar energía pero no realizó ningún retiro de energía.
- El sistema estimo que tendría una demanda de 1.252.030 kW y lo que se registro fue de 1.166.397 kW, por lo que se sobreestimo 85.633 kW (85,63 MW) que es 7% por encima de la potencia registrada.

Análisis de la Demanda Periodo Noviembre 2013 - Octubre 2014

Tabla 7:*Analisis de la potencia estimada y registrada durante el Periodo Noviembre 2013-October 2014*

EMPRESA	PREVISTO	REAL (2)	DIFERENCIAS	
			PREVISTO - REAL	
	kW	kW	kW	%
CRE	515.420	499.925	15.495	3%
DELAPAZ	285.710	291.887	(6.177)	-2%
ELFEC	217.170	212.355	4.815	2%
ELFEO	70.150	77.902	(7.752)	-10%
SEPSA	85.560	72.107	13.453	19%
CESSA	49.750	47.767	1.983	4%
ENDE	22.910	26.319	(3.409)	-13%
SETAR	9.000	12.859	(3.859)	-30%
ENDE (Sur)	1.500	3.981	(2.481)	-62%
EMIRSA	2.030	1.280	750	59%
EMVINTO	6.940	4.387	2.553	58%
COBOCE	13.960	3.489	10.471	300%
SAN CRISTOBAL	11.948	10.983	965	9%
	35.843	32.949	2.894	9%
TOTAL	1.327.890	1.298.190	29.700	2%

Nota: Elaborado en base a datos extraídos del Documento de Transacciones Económicas Reliquidación por Potencia de Punta DTE N° 15 - 2013 - Reliquidación de las Transacciones Económicas periodo Nov/12 - Oct/13. Reliquidación por Potencia de Punta DTE N° 15 - 2013 - Reliquidación de las Transacciones Económicas periodo Nov/12 - Oct/13.

- DELAPAZ, ELFEO, ENDE, SETAR, ENDE (SUR) han demandado más de lo que habían estimado.
- Entre los distribuidores SEPSA es el que tiene una mayor diferencia entre su demanda prevista y la registrada, diferencia en la que la demanda estimada es mayor a la registrada.
- Entre los Consumidores No Regulados COBOCE es el que tiene una mayor diferencia entre su demanda prevista y la registrada, diferencia en la que la demanda estimada es mayor a la registrada.
- Setar recién ingreso en este periodo.
- El sistema estimo que tendría una demanda de 1.327.890 kW y lo que se registro fue de 1.298.190 kW, por lo que se sobreestimo 29.700 kW (29,70 MW) que es 2% por encima de la potencia registrada.

Análisis de la Demanda Periodo Noviembre 2014 - Octubre 2015

Tabla 8:

Analisis de la Potencia Estimada y Registrada Durante el Periodo Noviembre 2014-Octubre 2015

EMPRESA	PREVISTO	REAL (2)	DIFERENCIAS PREVISTO - REAL	
	kW	kW	kW	%
CRE	537.110	532.805	4.305	1%

DELAPAZ	299.240	307.186	(7.946)	-3%
ELFEC	209.700	218.457	(8.757)	-4%
ELFEO	80.250	73.998	6.252	8%
SEPSA	77.280	68.178	9.102	13%
CESSA	49.500	43.417	6.083	14%
ENDE	25.570	29.098	(3.528)	-12%
SETAR	23.680	28.252	(4.572)	-16%
ENDE (Sur)	4.260	4.372	(112)	-3%
ENDE DELBENI	-	442	(442)	
EMIRSA	1.210	160	1.050	656%
EMVINTO	6.400	4.802	1.598	33%
COBOCE	9.050	5.522	3.528	64%
SAN CRISTOBAL	11.428	11.626	(198)	-2%
	34.283	34.877	(594)	-2%
HUANUNI	4.990	-	4.990	
TOTAL	1.373.950	1.363.191	10.759	1%

- DELAPAZ, ELFEC, ENDE, SETAR, ENDE (SUR), ENDE DELBENI han demandado más de lo que habían estimado.

- Entre los distribuidores CESSA es el que tiene una mayor diferencia entre su demanda prevista y la registrada, diferencia en la que la demanda estimada es mayor a la registrada.
- Entre los Consumidores No Regulados EMIRSA es el que tiene una mayor diferencia entre su demanda prevista y la registrada, diferencia en la que la demanda estimada es mayor a la registrada.
- Entre los Consumidores No Regulados SAN CRISTOBAL ha demandado más de lo que había estimado. El sistema estimo que tendría una demanda de 1.373.890 kW y lo que se registro fue de 1.363.191 kW, por lo que se sobreestimo 10.759 kW (10,76 MW) que es 1% por encima de la potencia registrada.

Análisis De La Demanda Periodo Noviembre 2015 - Octubre 2016

Tabla 9:

Analisis de la potencia estimada y registrada Durante el Periodo noviembre 2015-octubre 2016

EMPRESA	PREVISTO	REAL (2)	DIFERENCIAS	
			PREVISTO - REAL	
	kW	kW	kW	%
CRE	567.650	545.910	21.740	4%
DELAPAZ	306.600	313.731	(7.131)	-2%
ELFEC	218.650	231.104	(12.454)	-5%
ENDE DEORURO	85.920	80.901	5.019	6%
SEPSA	78.760	69.194	9.566	14%
CESSA	56.200	51.715	4.485	9%

ENDE DELBENI	34.460	28.158	6.302	22%
SETAR	50.410	54.124	(3.714)	-7%
ENDE (Sur)	10.520	5.914	4.606	78%
EMDEECRUZ	300	176	124	70%
EMIRSA	910	140	770	550%
EMVINTO	4.700	3.948	752	19%
COBOCE	9.050	6.376	2.674	42%
SAN CRISTOBAL	11.428	10.564	864	8%
	34.282	31.694	2.588	8%
TOTAL	1.469.840	1.433.649	36.191	3%

- DELAPAZ, ELFEC, SETAR han demandado más de lo que habían estimado.
- Entre los distribuidores SEPSA y ENDE DELBENI son los que tienen una mayor diferencia entre su demanda prevista y la registrada, diferencia en la que la demanda estimada es mayor a la registrada.
- Entre los Consumidores No Regulados EMIRSA y COBOCE son los que tienen una mayor diferencia entre su demanda prevista y la registrada, diferencia en la que la demanda estimada es mayor a la registrada.
- El sistema estimo que tendría una demanda de 1.469.840 kW y lo que se registro fue de 1.433.649 kW, por lo que se sobreestimo 36.191 kW (36,191 MW) que es 3% por encima de la potencia registrada.

De lo mencionado se observa que las diferencias más altas se registraron en los periodos de noviembre 2011 - octubre 2012 y noviembre 2012 - octubre 2013 con un 7% de lo realmente demandado para los dos periodos.

Para tener una cabal idea de la sobreestimación de potencias realizadas por las empresas a continuación se analizarán las diferencias porcentuales (%) en su conjunto tanto para los distribuidores como para los Consumidores No Regulados:

Diferencias Porcentuales - Empresas Distribuidoras

Tabla 10:

*Diferencias Porcentuales Representativas Según Distribuidores - Periodo Noviembre 2011-
Octubre 2016*

PERIODO/EMPRESAS	CRE	DELAPAZ	ELFEC	ENDE DE ORURO	SEPSA	CESSA	ENDE	ENDE DELBENI	SETAR	ENDE (Sur)	EMDEECRUZ	MAX. DIFERENCIA
NOV 2011 - OCT 2012	5%	-1%	3%	1%	11%	10%	7%					11%
NOV 2012 - OCT 2013	7%	-3%	2%	-7%	16%	8%	-1%			-4%		16%
NOV 2013 - OCT 2014	3%	-2%	2%	- 10%	19%	4%	- 13%		-30%	- 62%		19%
NOV 2014 - OCT 2015	1%	-3%	-4%	8%	13%	14%	- 12%		-16%	-3%		14%
NOV 2015 - OCT 2016	4%	-2%	-5%	6%	14%	9%		22%	-7%	78%	70%	78%
Promedio	4%	-2%	-1%	0%	15%	9%	-5%	22%	-18%	2%	70%	28%

De la tabla 10 se observa lo siguiente:

- SEPSA ha realizado las mayores sobreestimaciones de su demanda en comparación a las demás empresas distribuidoras.

- SEPSA sistemáticamente ha ido sobreestimando su demanda y que en promedio es 15% más de su potencia registrada.
- En el cuadro analizado se observa que la mayor sobreestimación que se ha registrado es la realizada por SEPSA en el periodo noviembre 2013 octubre 2014 con una sobreestimación de demanda de 19% a su potencia registrada.
- CESSA a igual que SEPSA ha ido sobreestimando su demanda de potencia, y que en promedio es 9% más de su potencia registrada.
- En cuanto a ENDE, ENDE DELBENI, SETAR, ENDE SUR y EMDEECRUZ, sus sobreestimaciones se dieron por errores y en muchos casos por no cumplir con su ingreso planificado.

Diferencias Porcentuales - Consumidores No Regulados

Tabla 11:

Diferencias Porcentuales Representativas Según el CNR - Periodo Noviembre 2011-Octubre 2016

PERIODO/EMPRESAS	EMIRSA	EMVINTO	COBOCE	SAN CRISTOBAL	MAX. DIFERENCIA
NOV 2011 - OCT 2012	3%	8%	24%	23%	24%
NOV 2012 - OCT 2013	27%	93%	151%	12%	151%
NOV 2013 - OCT 2014	59%	58%	300%	9%	300%
NOV 2014 - OCT 2015	656%	33%	64%	-2%	656%
NOV 2015 - OCT 2016	550%	19%	42%	8%	550%
Promedio	259%	42%	116%	10%	336%

Del cuadro anterior se observa lo siguiente:

- COBOCE ha realizado las mayores sobreestimaciones de potencia en comparación a los demás Consumidores No Regulados.
- COBOCE sistemáticamente ha ido sobreestimando su demanda y que en promedio es 116% más de su potencia registrada.
- En el cuadro analizado se observa que la mayor sobrestimación realizada por COBOCE fue en el periodo noviembre 2013 octubre 2014 con una sobreestimación de potencia de 300% más de su potencia registrada.
- En cuanto a EMIRSA esta sobrestimación se debió a que la empresa dejó de producir y que la estimación realizada, fue un error de la empresa.
- Metalúrgica Vinto tiene sobrestimaciones que en promedio es de 42%.
- Minera San Cristóbal tiene sobrestimaciones que en promedio es de 10%.

Por lo que se determina que las mayores sobre estimaciones se dieron en el periodo noviembre 2013 - octubre 2014 tanto de SEPSA y COBOCE, a continuación se realizara el análisis de las empresas en cuanto a su comportamiento en el momento de la demanda máxima coincidental con el SIN el cual se utiliza para la reliquidación de potencia de punta.

Demandas Máximas Coincidentales con la Máxima Del Sistema (Kw)

Para el análisis de la demanda máxima coincidental de los consumos en el SIN en particular de SEPSA y COBOCE se ha tomado en cuenta la información proporcionada por el CNDC para el año 2014 y que se presenta a continuación:

Tabla 12

Demanda Máxima Coincidental Año 2014

EMPRESA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MAXIMA	PROMEDIO
CRE Total	416.435	442.369	423.974	453.390	422.294	402.415	392.998	424.781	474.129	499.925	474.439	474.745	499.925	441.825
DELAPAZ Total	275.751	285.780	289.754	274.901	294.574	297.885	303.584	301.701	291.857	291.887	297.115	280.642	303.584	290.453
ELFEO Total	67.474	68.905	73.329	73.080	73.727	73.810	73.664	76.347	75.993	77.902	75.477	72.233	77.902	73.495
ELFEC Total	183.026	191.293	193.301	196.191	197.204	200.097	202.691	197.621	208.443	212.355	211.480	203.401	212.355	199.759
CESSA Total	39.017	42.897	45.363	46.474	46.661	38.587	42.350	46.508	46.536	47.767	45.678	44.661	47.767	44.375
SEPSA Total	65.872	65.907	69.553	67.078	73.148	74.865	77.722	73.870	71.563	72.106	70.130	66.820	77.722	70.719
ENDE Total	22.033	22.850	23.009	25.776	25.399	25.275	24.641	24.927	28.063	30.300	28.354	28.183	30.300	25.734
SETAR Total	0	0	0	0	0	0	0	0	6.052	12.859	11.397	11.544	12.859	3.488
EMIRSA	1.460	1.390	1.380	1.140	1.380	1.260	1.150	1.270	1.230	1.280	860	850	1.460	1.221
EM VINTO	3.855	5.317	4.884	3.181	5.206	5.239	4.669	5.000	5.461	4.387	5.366	4.248	5.461	4.734
COBOCE	12.482	11.646	10.288	8.516	11.808	11.681	12.654	6.533	4.684	3.489	9.872	11.927	12.654	9.632
SAN CRISTOBAL	46.856	47.190	41.389	43.913	40.094	39.721	41.426	42.356	44.655	43.932	41.744	43.288	47.190	43.047
MÁXIMA SIN	1.134.262	1.185.544	1.176.223	1.193.639	1.191.495	1.170.835	1.177.549	1.200.914	1.258.664	1.298.189	1.271.911	1.242.543	1.298.189	1.208.481
día	lunes 20	martes 18	martes 25	martes 08	miércoles 21	miércoles 25	jueves 31	miércoles 20	martes 30	jueves 16	miércoles 19	viernes 05		
hora	20:00	20:00	20:00	19:45	19:00	19:30	19:30	19:30	19:30	20:00	20:00	20:00		

Nota: Tomado de la Información Estadística del CNDC.

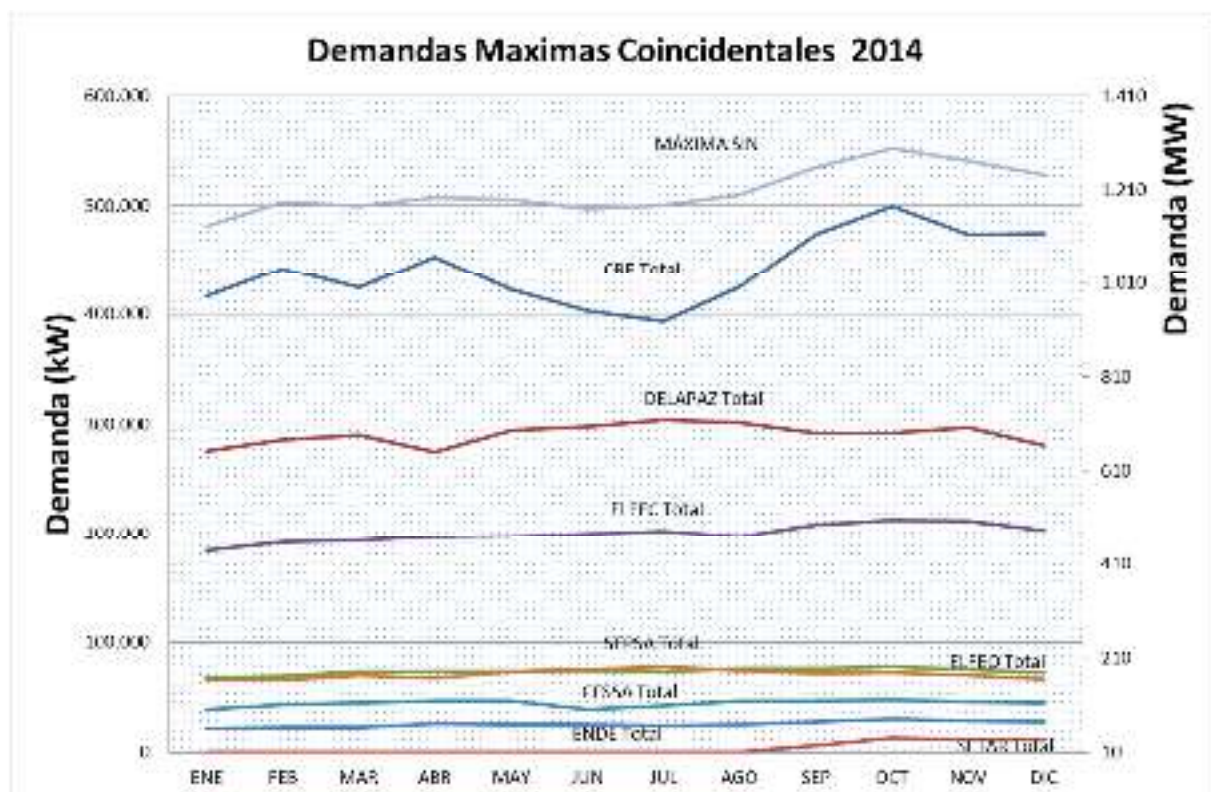
Como se observa en el anterior cuadro la máxima demanda coincidental se registró el día jueves 16 de octubre de 2014 a hrs 20:00 con una demanda de 1.298,19 MW, previo al análisis de las dos empresas ya mencionadas a continuación se mostrara las curvas de demanda tanto para los Distribuidores como para los Consumidores No Regulados:

Demandas Máximas Coincidentes de los Distribuidores con la Maxima del Sistema (Kw)

En el Gráfico 1 se observa un hecho particular que se viene repitiendo, y es que entre los distribuidores el que marca la demanda máxima coincidental en el SIN es la CRE, esto ocurre generalmente cuando sube la temperatura en el departamento de Santa Cruz de la Sierra; asimismo, habrá que mencionar que los distribuidores no tienen control sobre su demanda por lo que los registros que se dan son por el uso que realizan sus usuarios.

Gráfico 1:

Demandas Máximas Coincidentes 2014

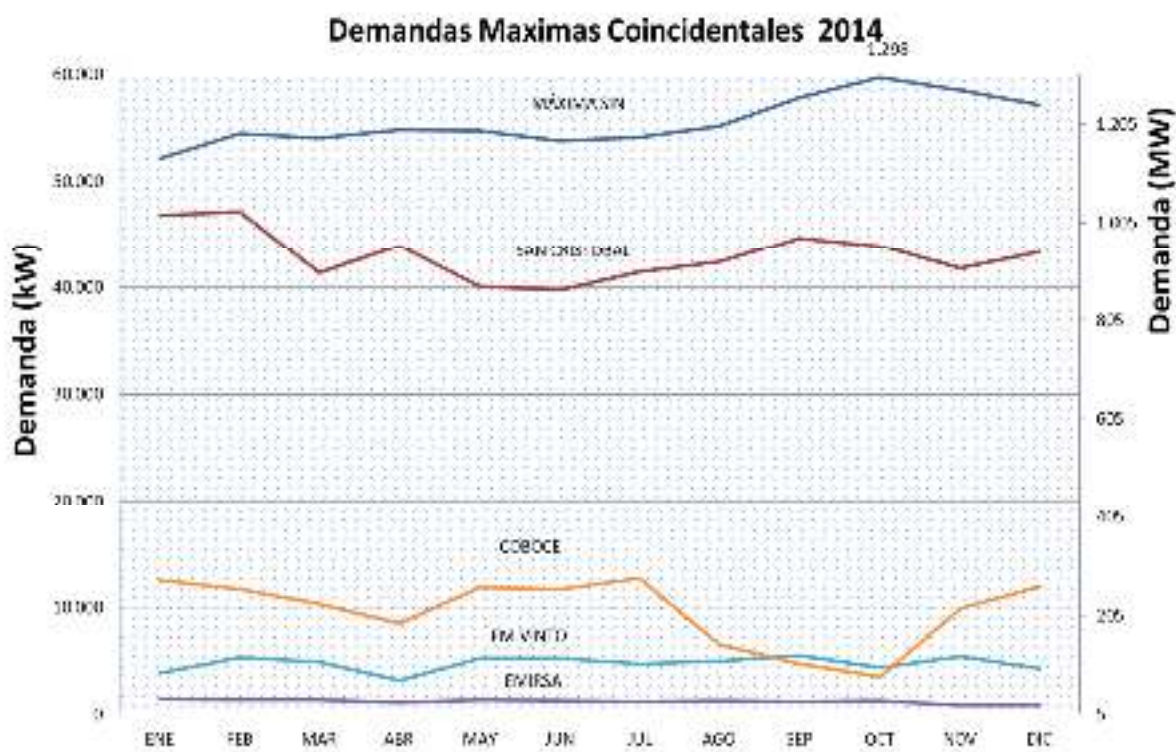


En cuanto a la Distribuidora SEPSA esta empresa ha registrado una demanda constante y que en promedio fue de 70.719 kW.

Demandas Máximas Coincidentes de los Consumidores no Regulados con la Máxima del Sistema en Kw

Gráfico 2:

Demandas Máximas Coincidentes 2014



Del cuadro anterior se observa que en el momento en que se registra la demanda máxima coincidental para los Consumidores No Regulados COBOCE ha tenido un registro mucho menor al de su comportamiento, es así que el promedio para los meses de enero a diciembre exceptuando los meses de septiembre y octubre su demanda fue de 11.208 kW superior al registrado que es de 3.489 kW.

Para analizar más claramente el comportamiento de COBOCE a continuación se mostrara la curva de carga que ha registrado la empresa, para ello se ha utilizado los registros de demanda de cada 15 minutos del día de la demanda máxima coincidental obtenidos del SMEC y que a continuación se muestra:

Tabla 13:

Registro de Demanda cada 15 Minutos en Fecha 16 de Octubre de 2016

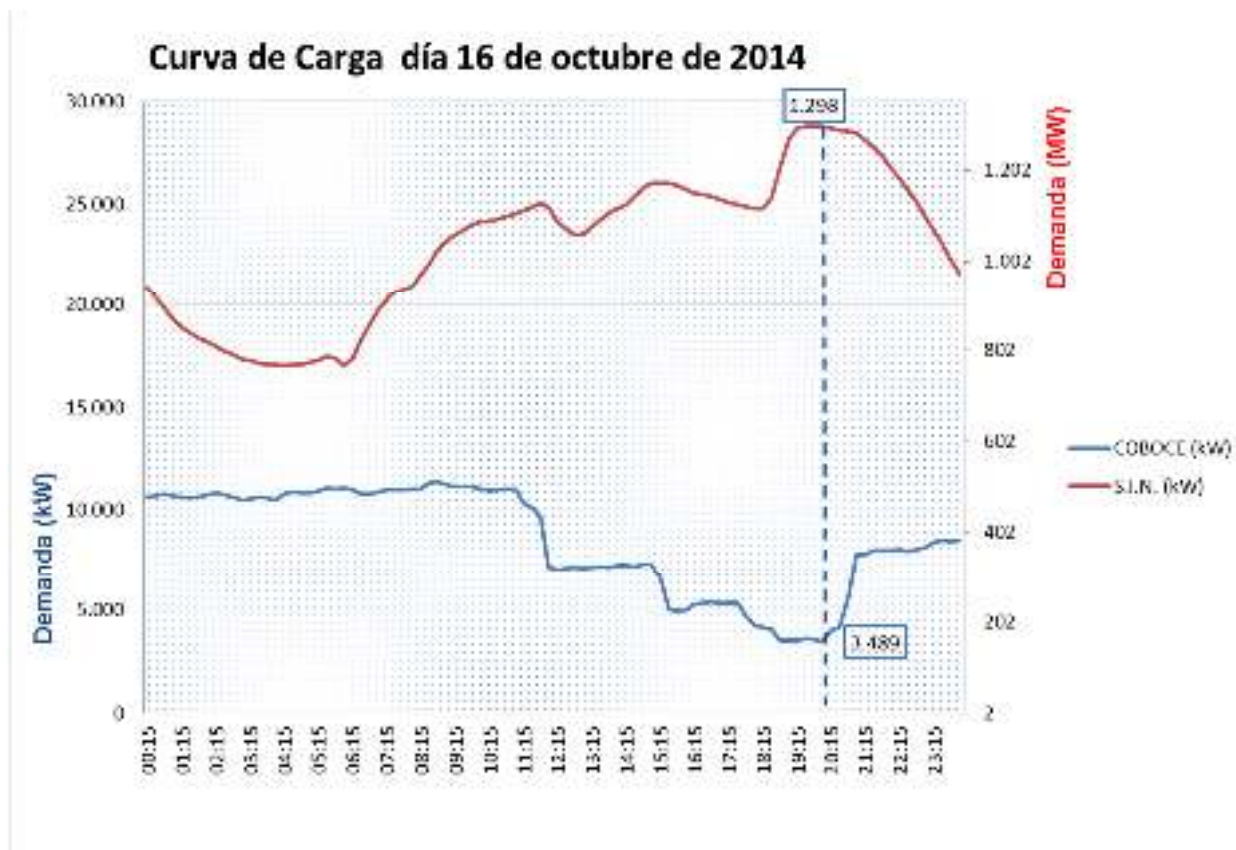
Hrs.	COBOC E (kW)	S.I.N. (kW)	Hrs.	COBOC E (kW)	S.I.N. (kW)	Hrs.	COBOC E (kW)	S.I.N. (kW)
00:15	10.649	943.852	08:15	11.031	971.348	16:15	5.283	1.150.957
00:30	10.664	918.238	08:30	11.308	997.482	16:30	5.338	1.149.363
00:45	10.779	895.205	08:45	11.383	1.026.389	16:45	5.391	1.145.064
01:00	10.689	872.286	09:00	11.224	1.047.723	17:00	5.339	1.137.827
01:15	10.641	852.803	09:15	11.109	1.059.545	17:15	5.352	1.132.347
01:30	10.596	839.968	09:30	11.128	1.072.103	17:30	5.369	1.127.850
01:45	10.624	830.033	09:45	11.121	1.082.027	17:45	4.748	1.122.065
02:00	10.756	820.888	10:00	11.040	1.089.413	18:00	4.268	1.118.252
02:15	10.846	810.819	10:15	10.910	1.089.768	18:15	4.156	1.118.538
02:30	10.752	800.820	10:30	11.005	1.095.994	18:30	4.093	1.142.329
02:45	10.622	792.877	10:45	11.053	1.100.864	18:45	3.538	1.207.149
03:00	10.493	781.867	11:00	11.015	1.106.610	19:00	3.521	1.269.409
03:15	10.527	779.540	11:15	10.328	1.114.290	19:15	3.511	1.293.454
03:30	10.631	774.288	11:30	10.116	1.123.305	19:30	3.629	1.297.314
03:45	10.574	772.497	11:45	9.632	1.128.110	19:45	3.568	1.297.370
04:00	10.505	770.651	12:00	7.172	1.119.471	20:00	3.489	1.298.189
04:15	10.762	769.718	12:15	7.105	1.088.918	20:15	4.028	1.292.501
04:30	10.883	771.137	12:30	7.108	1.073.070	20:30	4.175	1.290.133
04:45	10.851	772.464	12:45	7.179	1.059.904	20:45	5.658	1.287.888
05:00	10.845	775.815	13:00	7.121	1.062.951	21:00	7.799	1.281.665
05:15	10.934	780.140	13:15	7.159	1.077.809	21:15	7.834	1.266.703
05:30	11.088	788.336	13:30	7.241	1.093.152	21:30	7.994	1.252.045

05:45	11.040	784.027	13:45	7.202	1.108.396	21:45	8.018	1.231.500
06:00	11.068	769.121	14:00	7.290	1.118.124	22:00	8.003	1.207.585
06:15	10.978	785.763	14:15	7.277	1.127.008	22:15	8.084	1.183.423
06:30	10.781	825.045	14:30	7.231	1.145.205	22:30	7.992	1.157.875
06:45	10.786	861.047	14:45	7.349	1.164.607	22:45	8.055	1.130.932
07:00	10.884	892.304	15:00	7.333	1.172.526	23:00	8.156	1.100.712
07:15	10.974	914.936	15:15	6.526	1.173.398	23:15	8.418	1.068.947
07:30	10.981	934.021	15:30	5.078	1.172.530	23:30	8.528	1.040.151
07:45	10.976	939.994	15:45	4.946	1.168.329	23:45	8.461	1.007.956
08:00	11.047	946.148	16:00	5.000	1.161.207	24:00	8.491	976.196

Nota: Elaborado en base a registros del Sistema de Medición Comercial del CNDC.

Gráfico 3:

Curva de Carga del día 16 de octubre de 2014



Del cuadro de registro (Tabla 13) se observa que la demanda máxima coincidental se registró el día jueves 16 de octubre a hrs. 20:00 con una máxima para el SIN de 1.298.189 kW y la demanda de COBOCE fue de 3.489 kW, de la curva de carga (Gráfico 3) se observa como COBOCE va reduciendo su carga hasta que se dé la demanda máxima coincidental, para luego retornar a su demanda requerida por la empresa, para ver este comportamiento en ese mes particular se ha obtenido la curva de carga, la cual se detalla en el cuadro presentado en el Anexo A adjunto al presente documento. Por lo que COBOCE con este manejo de carga a logrado un registro en la demanda máxima coincidental mínima que le da réditos económicos en la reliquidación de potencia de Punta.

Demandas Máximas en el SIN

Tomando en cuenta lo anterior a continuación se hará un análisis de las demandas máximas de los consumos, demandas que se han registrado y las que verdaderamente requirieron los consumos (Distribuidores y Consumidores No Regulados), en el año 2014.

Tabla 14

Demandas Máximas en KW durante el Año 2014

EMPRESA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MAXIMA AÑO 2014
CRE	481.527	494.749	494.889	498.045	457.841	446.036	458.726	508.226	513.766	569.202	543.041	537.941	569.202
DELAPAZ	289.115	292.044	295.121	298.741	304.330	306.340	314.337	311.288	308.881	304.180	300.162	303.427	314.337
ELFEC	189.085	195.702	197.420	211.127	205.081	202.611	206.384	208.720	216.547	222.137	220.925	226.440	226.440
ELFEO	74.789	73.677	75.380	75.667	79.679	79.465	81.994	79.405	78.910	83.598	79.546	75.833	83.598
CESSA	46.027	48.132	46.878	48.067	48.122	48.288	47.991	47.859	47.937	48.540	48.939	50.129	50.129
SEPSA	69.665	71.554	73.121	74.434	75.641	78.713	82.312	80.345	77.631	78.354	73.686	71.685	82.312
ENDE	24.895	25.101	24.883	26.958	26.411	26.389	27.070	27.982	29.567	32.570	31.106	30.181	32.570
SETAR	-	-	-	-	-	-	-	4.412	7.288	14.757	13.707	27.812	27.812
EMIRSA	1.680	1.670	1.620	1.670	1.740	1.610	1.540	1.450	1.530	1.480	1.390	1.550	1.740
EM WNT0	5.603	6.184	5.926	5.592	5.754	6.247	5.760	6.165	6.026	6.059	5.910	5.644	6.247
COBOCE	14.160	13.968	13.055	13.351	14.300	14.366	13.299	14.335	14.559	12.361	15.338	15.085	15.338
MSCR	48.191	49.063	48.128	49.866	49.176	44.436	45.431	47.747	47.665	48.054	47.868	48.281	49.866
RETIRO MAXIMO	1.134.262	1.185.544	1.176.223	1.193.639	1.191.495	1.170.835	1.177.549	1.200.914	1.258.664	1.298.189	1.271.911	1.242.543	1.298.189
dia	lunes 20	martes 18	martes 25	martes 08	miércoles 21	miércoles 25	jueves 31	miércoles 20	martes 30	jueves 16	miércoles 19	viernes 05	16/10/2014
hora	20:00	20:00	20:00	19:45	19:00	19:30	19:30	19:30	19:30	20:00	20:00	20:00	20:00

Teniendo estos datos se hace una comparación entre estas potencias registradas con las potencias coincidentales utilizadas en la reliquidación de potencia de punta obteniéndose la siguiente tabla:

Tabla 15:

Demandas Máximas - Demanda Coincidental, en Kw, durante el Año 2014

EMPRESA	Coincidental	Máxima Demanda	DIFERENCIAS
	kW	kW	kW
CRE	499.925	569.202	69.277
DELAPAZ	291.887	314.337	22.450
ELFEC	212.355	226.440	14.085
ELFEO	77.902	83.598	5.696
SEPSA	72.107	82.312	10.205
CESSA	47.767	50.129	2.362
ENDE	26.319	32.570	6.251
SETAR	12.859	27.812	14.953
EMIRSA	1.280	1.740	460
EMVINTO	4.387	6.247	1.860
COBOCE	3.489	15.338	11.849
SAN CRISTOBAL	10.983	49.866	38.883
	32.949	32.949	-
TOTAL	1.294.209	1.492.541	198.332

De la anterior tabla se deduce que las potencias que realmente debieran considerarse para la reliquidación de potencia de punta debieran ser las demandas máximas registradas ya que son estas las demandas requeridas por los consumos.

Siguiendo con el análisis a continuación se realizara el análisis económico para lo cual se mostrara un resumen del documento de Reliquidación de Potencia de Punta del periodo noviembre 2013 – octubre 2014 en los cuales se presentan los pagos efectuados mes a mes por las empresas a lo largo de este periodo, pagos denominados ejecutados y los pagos recalculados debido a las potencias coincidentales con la máxima del sistema, dando como resultado un nuevo escenario de acreedores y deudores.

Análisis de Documentos de Transacciones Económicas en la Reliquidación de Potencia de Punta Periodo Noviembre 2013 – Octubre 2014.

Como se ha mencionado posterior a las transacciones efectuadas, en el último mes de octubre de cada año en el mes de noviembre se realiza la reliquidación de potencia de punta, tomando en cuenta las potencias que se registraron en el momento de la máxima coincidental del SIN para el caso en cuestión, las potencias máxima coincidentales del mes de octubre de 2014, es así que el CNDC ha emitido el documento de “Documento de Transacciones Económicas N° 22 – 2014 Reliquidación de las Transacciones Económicas por Potencia, Reserva Fría, Compensación por Ubicación, Descuentos por Disponibilidad y Peajes de Transmisión del Periodo Noviembre 2013 – Octubre 2014 (DTE N°22)”

Montos Ejecutados en el DTE N° 22

Son aquellos montos mostrados en los documentos de transacciones económicas que se calcularon con la potencia estimada es decir la potencia proyectada en la programación de mediano plazo, montos con los cuales los agentes realizan sus transacciones, para el periodo

de análisis a continuación se presenta de estos montos y para más detalles se encuentra en el Anexo B.

Tabla 16:

Agentes Acreedores - Generadores A Consumos

AGENTES ACREEDORES	PERIODO NOVIEMBRE 2013 - ABRIL 2014 (Bs)	PERIODO MAYO 2014 - OCTUBRE 2014 (Bs)	ACREDEDOR TOTAL (Bs)
CORANI	124.402.085	124.459.455	248.861.540
EGSA	253.808.739	289.485.106	543.293.844
VHE	162.134.731	185.113.454	347.248.185
COBEE	119.022.181	120.214.809	239.236.990
CECBB	61.415.111	86.845.977	148.261.088
ERESA	13.346.980	11.855.220	25.202.200
HB	42.515.481	22.407.352	64.922.833
SYNERGIA	4.230.839	4.160.805	8.391.644
GBE	2.719.574	11.418.626	14.138.200
SDB	964.763	1.470.300	2.435.063
ENDE ANDINA	77.880.109	128.022.258	205.902.367
ENDE GEN.	43.610.378	72.085.513	115.695.891
TOTAL	906.050.972	1.057.538.874	1.963.589.846

Tabla 17:

Deudor Consumo a Generadoras y Transmisoras

AGENTES ACREEDORES	PERIODO NOVIEMBRE 2013 - ABRIL 2014 (Bs)	PERIODO MAYO 2014 - OCTUBRE 2014 (Bs)	ACREDEDOR TOTAL (Bs)
CRE	459.045.457	498.986.068	958.031.526
DELAPAZ	261.315.152	317.403.163	578.718.315
ELFEC	190.266.348	215.147.229	405.413.577
ELFEO	67.842.373	81.496.584	149.338.957
SEPSA	79.766.511	89.527.855	169.294.367
CESSA	45.771.939	50.878.193	96.650.132
ENDE DIST.	22.001.826	28.249.035	50.250.861
SETAR	0	2.199.983	2.199.983
SETAR - VILLAMONTES	0	817.229	817.229
EMIRSA	1.900.345	1.867.137	3.767.481
EMVINTO	6.423.565	7.340.560	13.764.124
COBOCE	13.014.087	13.070.000	26.084.087
TOTAL	1.147.347.602	1.306.983.036	2.454.330.638

Tabla 18:

Acreedor Transmisor a Consumos y Generadoras

AGENTES ACREEDORES		PERIODO NOVIEMBRE 2013 - ABRIL 2014 (Bs)	PERIODO MAYO 2014 - OCTUBRE 2014 (Bs)	ACREDEDOR TOTAL (Bs)
TDE	Ingr. Tarifario	25.203.926	23.230.447	48.434.373

	Peaje	152.437.860	160.807.771	313.245.631
ISA	Ingr. Tarifario	7.493.443	4.815.600	12.309.044
	Peaje	77.934.406	84.559.602	162.494.008
ENDE	Ingr. Tarifario	2.620.048	2.432.632	5.052.680
	Peaje	49.797.842	56.516.125	106.313.967
TOTAL GENERAL		315.487.526	332.362.177	647.849.703

Montos Recalculados en el DTE N° 22

Son aquellos montos mostrados en los documentos de transacciones económicas que se calcularon con la potencia real es decir la potencia registrada en el momento de la máxima coincidental la cual se reemplaza en las planillas de los DTEs ejecutados obteniéndose así nuevos montos:

Tabla 19:

Agentes Acreedores - Generadores a Consumos

AGENTES ACREEDORES	PERIODO NOVIEMBRE 2013 - ABRIL 2014 (Bs)	PERIODO MAYO 2014 - OCTUBRE 2014 (Bs)	ACREEDOR TOTAL (Bs)
CORANI	124.892.534	124.607.050	249.499.584
EGSA	253.311.633	291.025.838	544.337.470
VHE	159.488.103	186.245.349	345.733.452
COBEE	124.790.880	122.031.293	246.822.173
CECBB	61.689.437	87.478.773	149.168.209

ERESA	13.179.152	11.787.088	24.966.240
HB	44.807.723	22.680.091	67.487.814
SYNERGIA	4.257.540	4.172.479	8.430.019
GBE	2.709.561	11.502.288	14.211.848
SDB	978.958	1.474.841	2.453.799
ENDE ANDINA	78.037.593	128.989.215	207.026.808
ENDE GEN.	44.659.871	72.690.922	117.350.793
TOTAL	912.802.985	1.064.685.225	1.977.488.210

Tabla 20:

Deudor Consumos a Generadoras y Transmisoras

AGENTES ACREEDORES	PERIODO NOVIEMBRE 2013 - ABRIL 2014 (Bs)	PERIODO MAYO 2014 - OCTUBRE 2014 (Bs)	ACREDEDOR TOTAL (Bs)
CRE	451.744.251	503.952.595	955.696.846
DELAPAZ	272.962.369	327.283.658	600.246.027
ELFEC	188.868.951	220.426.243	409.295.194
ELFEO	72.703.962	85.738.872	158.442.834
SEPSA	72.571.278	85.829.235	158.400.513
CESSA	44.650.052	50.917.856	95.567.908
ENDE DIST.	25.099.743	31.294.836	56.394.580

SETAR	0	2.230.484	2.230.484
SETAR - VILLAMONTES	0	814.275	814.275
EMIRSA	1.524.637	1.617.048	3.141.685
EMVINTO	5.142.602	5.965.927	11.108.529
COBOCE	7.485.827	8.292.463	15.778.290
TOTAL	1.142.753.672	1.324.363.493	2.467.117.166

Tabla 21:

Acreedor Transmisor a Consumos y Generadoras

AGENTES ACREEDORES		PERIODO NOVIEMBRE 2013 - ABRIL 2014 (Bs)	PERIODO MAYO 2014 - OCTUBRE 2014 (Bs)	ACREDEDOR TOTAL (Bs)
TDE	Ingr. Tarifario	29.544.464	32.915.651	62.460.115
	Peaje	142.425.239	152.900.787	295.326.026
ISA	Ingr. Tarifario	12.898.800	9.316.412	22.215.212
	Peaje	74.097.272	81.910.019	156.007.291
ENDE	Ingr. Tarifario	1.298.796	1.338.382	2.637.178
	Peaje	38.477.243	55.099.356	93.576.600
TOTAL GENERAL		298.741.815	333.480.608	632.222.422

Montos Reliquidados en el DTE N° 22

Son aquellos montos mostrados en los documentos de transacciones económicas que es el resultado de la diferencia entre los montos recalculados y los ejecutados obteniéndose así un nuevo escenario de acreedores como se muestra en las siguientes tablas:

Tabla 22:*Agentes Acreedores - Generadores a Consumos*

AGENTES ACREEDORES	PERIODO NOVIEMBRE 2013 - ABRIL 2014 (Bs)	PERIODO MAYO 2014 - OCTUBRE 2014 (Bs)	ACREDEDOR TOTAL (Bs)
CORANI	490.449	147.595	638.044
EGSA	(497.106)	1.540.732	1.043.626
VHE	(2.646.628)	1.131.895	(1.514.733)
COBEE	5.768.699	1.816.484	7.585.183
CECBB	274.326	632.795	907.121
ERESA	(167.828)	(68.132)	(235.960)
HB	2.292.242	272.739	2.564.981
SYNERGIA	26.701	11.674	38.375
GBE	(10.014)	83.662	73.648
SDB	14.195	4.541	18.736
ENDE ANDINA	157.484	966.957	1.124.441
ENDE GEN.	1.049.493	605.409	1.654.902
TOTAL	6.752.013	7.146.351	13.898.364

Tabla 23:*Deudor Consumos a Generadoras y Transmisoras*

AGENTES ACREEDORES	PERIODO NOVIEMBRE 2013 - ABRIL 2014 (Bs)	PERIODO MAYO 2014 - OCTUBRE 2014 (Bs)	ACREDEDOR TOTAL (Bs)
CRE	(7.301.206)	4.966.527	(2.334.679)
DELAPAZ	11.647.217	9.880.495	21.527.712
ELFEC	(1.397.397)	5.279.014	3.881.617
ELFEO	4.861.589	4.242.288	9.103.877
SEPSA	(7.195.233)	(3.698.620)	(10.893.853)
CESSA	(1.121.887)	39.663	(1.082.224)
ENDE DIST.	3.097.917	3.045.801	6.143.718
SETAR	0	30.502	30.502
SETAR - VILLAMONTES	0	(2.954)	(2.954)
EMIRSA	(375.707)	(250.089)	(625.796)
EMVINTO	(1.280.962)	(1.374.632)	(2.655.595)
COBOCE	(5.528.260)	(4.777.537)	(10.305.797)
TOTAL	(4.593.930)	17.380.457	12.786.527

Tabla 24:*Acreedor Transmisor a Consumos y Generadoras*

AGENTES ACREEDORES		PERIODO NOVIEMBRE 2013 - ABRIL 2014 (Bs)	PERIODO MAYO 2014 - OCTUBRE 2014 (Bs)	ACREDEDOR TOTAL (Bs)
TDE	Ingr. Tarifario	4.340.539	9.685.204	14.025.743
	Peaje	(10.012.622)	(7.906.984)	(17.919.606)
ISA	Ingr. Tarifario	5.405.357	4.500.812	9.906.169
	Peaje	(3.837.134)	(2.649.583)	(6.486.717)
ENDE	Ingr. Tarifario	(1.321.252)	(1.094.250)	(2.415.502)
	Peaje	(11.320.599)	(1.416.768)	(12.737.367)
TOTAL GENERAL		(16.745.711)	1.118.431	(15.627.281)

De lo anterior, para el caso de las empresas hay que mencionar que tanto SEPSA como COBOCE producto de la reliquidación recibieron importantes montos de dinero SEPSA Bs. 10.893.853 y COBOCE Bs.10.305.797 esta devolución de montos de dinero es preocupante y en desmedro del sistema en especial en este caso para las transportadoras que devolvieron importantes montos de dinero a estas dos empresas.

Montos Reliquidados en el DTE N° 22 Tomando en Cuenta para la Reliquidación de Potencia de Punta - La Demanda Máxima de Coboce

Para este análisis se ha reemplazado en el DTE N° 22 la potencia de COBOCE de 3.489 kW por la de 14.559 kW que es la demanda máxima que ha registrado COBOCE en el periodo noviembre 2013 octubre 2014 obteniéndose los siguientes resultados:

Tabla 25:

Agentes Acreedores - Generadores a Consumos

AGENTES ACREEDORES	ACREEDOR TOTAL (Bs)
CORANI	1.740.299
EGSA	3.445.806
VHE	13.391
COBEE	8.679.073
CECBB	1.568.274
ERESA	(127.353)
HB	2.862.689
SYNERGIA	75.213
GBE	135.729
SDB	31.143
ENDE ANDINA	2.039.913
ENDE GEN.	2.176.106
TOTAL	22.640.284

Tabla 26:

Deudor Consumos a Generadoras y Transmisoras

AGENTES ACREEDORES	ACREEDOR TOTAL (Bs)
CRE	(2.428.996)
DELAPAZ	21.472.725

ELFEC	3.841.586
ELFEO	9.089.196
SEPSA	(10.907.435)
CESSA	(1.091.223)
ENDE DIST.	6.138.039
SETAR	30.157
SETAR - VILLAMONTES	(3.080)
EMIRSA	(626.037)
EMVINTO	(2.656.422)
COBOCE	2.640.446
TOTAL	25.498.956

Tabla 27:*Acreedor Transmisor a Consumos y Generadoras*

AGENTES ACREEDORES		ACREDEDOR TOTAL (Bs)
TDE	Ingr. Tarifario	14.301.416
	Peaje	(15.959.695)
ISA	Ingr. Tarifario	10.004.065
	Peaje	(5.471.321)

ENDE	Ingr. Tarifario	(2.402.144)
	Peaje	(12.129.093)
TOTAL GENERAL		(11.656.773)

De lo anterior se observa claramente que si en la reliquidación de Potencia de Punta a COBOCE se lo cobrara con una potencia que realmente fue requerida. los pagos entre agentes cambiaría es así; que los generadores de recibir Bs.13.898.364 recibirían Bs.22.640.284. los consumos en vez de pagar de Bs.12.786.527 pagarían Bs.25.498.956 entre estos COBOCE y los transmisores en vez de pagar a los generadores y consumos un monto de Bs.15.627.281 estos debieran pagar un monto de Bs.11.656.773; asimismo habrá que resaltar que COBOCE de recibir Bs.10.305.797 pagaría Bs.2.640.446.

Por lo que se demuestra que con la actual metodología de pago. el perjudicado por este tratamiento de Reliquidación de Potencia de Punta son los generadores ya que los transmisores tienen asegurado el pago de sus inversiones anualmente.

Cumplimiento al Inciso c) Numeral 3 del Artículo 30 de la Ley de Electricidad N° 1604 de 21 de Diciembre de 1994

Del análisis realizado hasta el momento y dar solución a los problemas resultantes en la reliquidación de Potencia de Punta por la aplicación de la demanda. entre la demanda prevista y la demanda registrada; se propone una segunda alternativa que consiste en la firma de contratos entre Distribuidores y Generadores la cual establecería la demanda de los Distribuidores y la Potencia que afirmarían los Generadores en el periodo de contrato. con lo cual los generadores tendrían la seguridad de recibir lo que realmente invertirían por una potencia ya preestablecida entre partes (generador –distribuidor). con lo que se evitarían los

reclamos de los generadores que se están realizando cuando se tiene una reducción en la demanda en la demanda estimada.

Para ello la Ley de Electricidad tiene contemplado la firma de contratos entre generadores y distribuidores. el inciso c) numeral 3 del artículo 30 de la Ley de Electricidad N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 menciona:

“(...)3. En el caso de Distribución

Además de las obligaciones señaladas en el numeral 1. del presente artículo. el Titular está obligado a:(...)

c) Tener contratos vigentes con empresas de Generación. de acuerdo a lo establecido en la presente ley: y(...)”

Analizada esta situación y por qué actualmente no se está procediendo conforme lo establece la Ley de electricidad. se ha realizado una investigación en la Autoridad de Electricidad. Al respecto. según informa la AE el incumplimiento de los Distribuidores al numeral 3 inciso c) del Art. 30 de la Ley de Electricidad N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 el cual que señala que los Distribuidores deben tener contratos vigentes con empresas de Generación. la entonces Superintendencia de Electricidad ahora AE. emitió el Informe DMY N° 168/2008 de 25 de julio de 2008 menciona lo siguiente:

“(...) a) En cuanto a la obligación de los Distribuidores de suscribir contratos de suministro

De la normativa antes citada. se evidencia en primera instancia que la Ley de Electricidad pretende garantizar el suministro para satisfacer toda la demanda de electricidad en el área de concesión de los Distribuidores. ello en consonancia con el principio de continuidad señalado en el Artículo 3 de la mencionada ley.

Con dicho propósito. el Artículo 31 de la Ley de Electricidad. así como los artículos 12 y 13 del ROME. disponen la obligación de los Distribuidores de suscribir

contratos de suministro de electricidad con los Generadores. No obstante, esta obligación se encuentra sujeta al cumplimiento de determinadas condiciones, como las contenidas en el propio Artículo 13 del ROME. Al respecto, en dicho artículo se establece que la suscripción de los contratos obligatorios del Distribuidor, debe ser el resultado de un concurso entre los Generadores y que en caso de no recibirse ninguna oferta o éstas resultasen insuficientes para cubrir el total del requerimiento, los Distribuidores deben realizar sus compras de electricidad en el Mercado Spot. Por tanto, en la medida que los concursos convocados por los Distribuidores no reciban oferta alguna, no será posible la suscripción de ningún contrato.

A lo anterior, debe añadirse que si bien la Ley de Electricidad trata de precautelar la satisfacción de la demanda de electricidad señalando la obligación de los Distribuidores de contar con contratos de suministro, la misma normativa en su Artículo 16 establece que en el caso de los Generadores, la suscripción de contratos es facultativa. En este sentido, solo una de las partes que podría intervenir en un contrato de suministro está obligada a suscribirlo y el cumplimiento tal obligación dependerá de la voluntad de la otra parte - los Generadores”

De lo anterior el artículo 16 de la Ley menciona:

“ARTICULO 16.- (OPERACIÓN DE LA GENERACIÓN). El Generador en el Sistema Interconectado Nacional operara bajo las siguientes condiciones:

(...)

c) Podrá suscribir contratos de compra-venta de electricidad con otros Generadores, Distribuidores o Consumidores No Regulados, con sujeción a la presente ley”.

Artículo que fue modificado mediante Ley N° 211 de 23 de diciembre de 2011 el cual menciona en las Disposiciones Adicionales:

OCTAVA. I. Se modifica el inciso c) del Artículo 16 de la Ley 1604 de 21 de diciembre de 1994. de Electricidad con el siguiente texto.

“c) Podrán suscribir contratos de compra venta de electricidad con otros generadores o Distribuidores con sujeción a la presente Ley.”

Por lo expuesto. se establece que los Distribuidores realizaron las gestiones necesarias para cumplir con la Ley de electricidad para tratar de firmar contratos con los Generadores. esto no se pudo concretar y actualmente la venta de energía a los Distribuidores se lo realiza a precio Spot esto debido a que los generadores no están obligados a la firma de contratos.

De lo anterior se propone que para el cumplimiento del inciso c). numeral 3 del artículo 30 de la Ley de Electricidad N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 la Autoridad de Electricidad conjuntamente el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA) debieran realizar las gestiones correspondientes con las empresas Generadoras y Distribuidoras para llegar a un acuerdo y por lo tanto se llegue a la firma de estos contratos o que se modifique el inciso c) del artículo 16) de la Ley de Electricidad con el siguiente texto:

“c) Deberán suscribir contratos de compra-venta de electricidad con otros Generadores. Distribuidores. con sujeción a la presente ley.”

Tratamiento del Pago por Potencia en el Mercado Eléctrico Minorista - Usuario Final

El pago de energía y potencia que deben realizar las distribuidoras a los generadores como a los transmisores lo realizan con la recaudación por la venta de energía y potencia a sus usuarios. es decir transfieren los costos de la operación a usuario final obteniendo utilidades por prestar este servicio. en nuestro caso particular para valorizar la potencia y transferirlo a usuario final se usan los cargos por potencia. que a continuación se explican cómo se determinan y su relación con la estimación de demanda.

Normativa Para el Cálculo de los Cargos Tarifarios a Usuario Final

La Autoridad de Electricidad cada 4 años aprueba las tarifas de distribución para cada distribuidora los cuales son las tarifas máximas con las cuales se realizará el cobro de energía por parte de la distribuidora. para el caso de los cargos de potencia que nos interesa el artículo 42 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001. establece:

- Artículo 42.- (PRECIOS MAXIMOS DE DISTRIBUCIÓN). Se calcularán los precios máximos de Distribución para cada nivel de tensión. estarán compuestos por las tarifas base y fórmulas de indexación. Las tarifas base se componen de:

- a) Cargo por Consumidor;
- b) Cargo por Potencia de Punta;
- e) Cargo por Potencia Fuera de Punta; y.
- d) Cargo por Energía.”

- Artículo 53 (CÁLCULO Y APLICACIÓN DE LAS TARIFAS BASE). Las tarifas base señaladas en el artículo 42 del presente Reglamento. para cada nivel de tensión y para su aplicación en períodos mensuales. se determinarán de la siguiente manera:

1. El Cargo de Consumidor

Se calculará como la relación entre los costos de consumidores y el número promedio anual de Consumidores Regulados del Distribuidor. correspondientes al nivel de tensión respectivo.

Este cargo se aplicará mensualmente a cada consumidor.

2. Cargo por Potencia de Media Tensión

El cargo de potencia en el nivel de media tensión. está constituido por:

- a) Cargo por Potencia Fuera de Punta en media tensión. calculado como la relación entre los costos de Distribución. correspondientes al nivel de media tensión. dividido entre la sumatoria de demandas máximas individuales en la etapa de media

tensión; se incluyen las demandas en la entrada a los transformadores de media a baja tensión;

b) Cargo por Potencia de Punta en media tensión. es el precio de la Potencia de Punta de subtransmisión multiplicado por el factor de pérdidas medias de potencia correspondientes a media tensión. más el cargo por potencia fuera de punta. La fórmula de este cargo es la siguiente:

$$CPMT = PPST * FPPMT + CFMT$$

Donde:

CPMT Cargo por Potencia de Punta en media tensión.

PPST Precio de Potencia de Punta en subtransmisión.

FPPMT Factor de pérdidas medias de Potencia de Punta en la red de media tensión;

CFMT Cargo por potencia fuera de punta de media tensión.

La aplicación de los conceptos expuestos anteriormente se resume en la siguiente relación:

$$IPMT = CPMT * PPMT + CFMT * (PFMT - PPMT)$$

Donde:

IPMT Ingresos por potencia en media tensión.

PPMT Potencia de Punta en media tensión. Es la potencia coincidente con la potencia máxima del Sistema Interconectado Nacional.

PTMT Potencia fuera de punta en media tensión. Es la sumatoria de demandas máximas individuales en la etapa de media tensión; se incluyen las demandas en la entrada a los transformadores de media a baja tensión.

CFMT Cargo por potencia fuera de punta de media tensión.

3. Cargo por Potencia en Baja Tensión

El cargo de potencia en el nivel de baja tensión. está constituido por:

c) Cargo por Potencia Fuera de Punta en baja tensión. calculado como la relación entre los Costos de Distribución. correspondientes al nivel de baja tensión. dividido entre la sumatoria de demandas máximas individuales en la etapa de baja tensión;

d) Cargo por Potencia de Punta en baja tensión. es el cargo por Potencia de Punta de media tensión. multiplicado por el factor de pérdidas medias de potencia en baja tensión. más el cargo por potencia fuera de punta. correspondiente al nivel de baja tensión. (...).

Norma para la Aplicación de Tarifas de Distribución (NAT)

Por lo expuesto anteriormente y para la facturación de energía y potencia a los usuarios finales o clientes de las distribuidoras se toma en cuenta la NORMA PARA LA APLICACION DE TARIFAS DE DISTRIBUCION (NAT) aprobada mediante Resolución SSDE N° 162/2001 de 31 de octubre de 2001. en cuanto a la determinación de la potencia a facturar tanto para las categorías Mediana Demanda y Grandes Demandas dicha norma menciona:

“Determinación de la potencia a facturar

La potencia a ser facturada mensualmente a partir del mes de noviembre de cada año hasta octubre del siguiente año. corresponderá a la mayor de las potencias máximas registradas mensualmente desde el mes de noviembre hasta el mes de facturación inclusive.

Para el caso de servicios nuevos. durante el primer año la potencia a facturar corresponderá a la potencia más alta de las potencias máximas mensuales registradas desde el primer mes de habilitación del servicio hasta el mes de facturación inclusive. o la potencia máxima declarada al inicio de la prestación del servicio. la que sea mayor. A

partir del décimo tercer mes se aplicará el concepto del anterior párrafo hasta el mes de octubre.”.

Por lo que para la facturación a los usuarios finales se toma en cuenta la capacidad requerida por estos, como se ha propuesto y desarrollado en la reliquidación de Potencia de Punta del periodo noviembre 2013 octubre 2014 (DTE N° 22) en la que se ha tomado en cuenta la demanda máxima de COBOCE.

Análisis Comparativo entre lo Declarado por SEPSA en su Estudio Tarifario para el Periodo Noviembre 2013 a Octubre 2017 (Demandas Proyectadas y Costos Operativos), con lo Registrado y lo Reconocido por la AE

Teniendo en cuenta lo analizado respecto a la Demanda Proyectada en comparación de la demanda registrada para los periodos; Noviembre 2011 – Octubre 2012 Noviembre 2012 – Octubre 2013, Noviembre 2013 – Octubre 2014, Noviembre 2014 – Octubre 2015, Noviembre 2015 – Octubre 2016, en el caso particular de SEPSA. y considerando que los cargos tarifarios resultan de un Estudio Tarifario, a continuación del mencionado estudio de SEPSA para el periodo 2013 al 2017 se presenta las demandas proyectadas para los años 2012 a 2017 (Res. AE N° 227/2014) y las demandas que realmente se registraron en esos años. Asimismo de forma similar se mostrara los Costos Operativos propuestos en su Estudio Tarifario mencionado para los años 2012 a 2017 y los costos reconocidos a SEPSA para el periodo en cuestión.

Comparación entre la Proyección de Potencia de Punta y la Potencia Máxima Registrada Durante el Periodo 2012 – 2017.

En el siguiente cuadro se muestra la proyección de la potencia máxima (demanda) de la Distribuidora SEPSA para el periodo 2012 – 2017. Obtenido de la Resolución AE N° 227/2014 de 23 de mayo de 2014.

Tabla 28:*Proyección de Potencia Periodo 2012 – 2017 para SEPSA*

CONCEPTO	2012	2013	2014	2016	2016	2017
Compra de Energía (MWh)	418.025,60	432.436,60	441.192,20	463.597,40	487.827,30	513.687,10
Potencia de Punta (kW)	67.234,6	69.808,10	70.699,60	74.627,20	78.876,6	83.417,20
Factor de Coincidencia (%)	95,90%	96,30%	95,50%	96,00%	96,40%	96,80%
Potencia Maxima (kW)	70.107,30	72.624,20	73.992,60	77.760,20	81.813,80	86.150,8
Factor de Carga (%)	68.1%	68.1%	68.1%	68.1%	68.1%	68.1%

Nota: Tomado de la Resolución AE N° 227/2014 de 23 de mayo de 2014. página 15.

A continuación se presenta las demandas máximas registradas para SEPSA durante el periodo 2012 – 2017.

Tabla 29:*Resumen Demanda Máxima SEPSA 2012 – 2017 (kW)*

2012	2013	2014	2015	2016	2017
72.885,00	76.590,00	83.714,00	93.062,00	96.550,00	94.277,00

Nota: Tomado del CNDC Información Estadística Anual.

De las anteriores tablas se observa que SEPSA ha estimado una demanda por debajo de lo que realmente se ha registrado, lo cual es contrario a lo que ocurre en la declaración del Mediano Plazo en el que SEPSA realiza una sobrestimación.

Comparación Entre la Proyección de Costos Operativos y los Costos Operativos.**Periodo 2014 – 2016**

En el siguiente cuadro se muestra la proyección de los Costos Operativos de la Distribuidora SEPSA para el periodo 2012 – 2017, obtenido de la Resolución AE N° 227/2014 de 23 de mayo de 2014.

Tabla 30:

Proyección de Costos Operativos Periodo 2013 – 2017 (Bs.)

CONCEPTO	Base	2013	2014	2015	2016	2017	PROMEDIO
COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	11.463.243	13.271.789	14.305.577	15.388.142	16.521.484	17.698.010	15.978.303
COSTO DE OPERACIÓN	5.073.742	5.865.673	6 324.691	6.805.399	7.307 888	7.830.548	7.067.131
COSTOS DE MANTENIMIENTO	6.389.501	7.406.116	7 980.886	8.582.742	9.213.596	9.867 462	8.911.172
COSTOS DE ADMINISTRACION	6.503.017	7.380.722	7.911.420	8.479.948	9.093.718	9.753.975	8.809.765
COSTOS DE CONSUMIDORES	6.802.925	7.791.977	8.145.787	8.558.343	9.030.195	9.560.836	8.823.790
TOTAL SEPSA	24.769.185	28.444.489	30.362.784	32.426.433	34.645.398	37.012.820	33.611.859

Nota: Tomado de la Resolución AE N° 227/2014 de 23 de mayo de 2014 página 18.

A continuación se presenta los Costos Operativos reconocidos por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) para el periodo 2014 – 2016. Obtenido de la Resolución AE N° 631/2017 de 09 de noviembre de 2017.

Tabla 31:

Proyección de Costos Operativos 2014 - 2016

CONCEPTO	2014	2015	2016	Promedio 2014 - 2016
POTOSI				
COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	23 451 278	20 376.253	21 014 886	21. 614.139
COSTOS DE ADMINISTRACION	11 669 285	12 701.790	12.043 077	12.138.051
COSTOS DE CONSUMIDORES	8 602 986	11 404.534	10. 332 701	10.113.407
TOTAL POTOSI	43.723.54 9	44.482. 577	43.390. 664	43.865.597
VILLAZON				
COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	1 114 710	968. 54 5	998 901	1.027.385
COSTOS DE ADMINISTRACION	694 275	755.705	716 51 4	722.165
COSTOS DE CONSUMIDORES	458 120	607.306	550 230	538.552
TOTAL VILLAZON	2.267. 105	2. 331. 556	2.265. 645	2.288.102
TOTAL SEPSA				
COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	24 .565 988	21 344.796	22 .013 787	22.641.524
COSTOS DE ADMINISTRACION	12.363 560	13.4 57.495	12.759. 591	12.860.216
COSTOS DE CONSUMIDORES	9. 061. 106	12.011.640	10 882.931	10.651.959

TOTAL SEPSA	45.990. 654	46. 814.133	45. 656. 309	46.153.699
--------------------	------------------------	--------------------	-------------------------	-------------------

Nota: Tomado de la Resolución AE N° 631/2017 de 09 de noviembre de 2017 página 20.

De las anteriores tablas se observa que SEPSA ha estimado; unos costos operativos por debajo de lo que realmente se efectuaron, una demanda por debajo de lo realmente se ha registrado, lo cual es contrario a lo que ocurre en la declaración del Mediano Plazo como se ha mostrado donde SEPSA realiza una sobreestimación de la demanda. Además hay que tomar en cuenta que uno de los cargos el cargo por potencia fuera de punta se lo calcula como:

$$\text{Cargo Fuera de Punta} = (\text{Costos de Distribución}) / (\sum \text{de Demandas Máximas Individuales})$$

Con lo que SEPSA al declarar demandas inferiores estaría obteniendo unos cargos más altos para la tarifación a sus usuarios.

Debido a que esta apreciación es solo una parte del estudio tarifario. el cual es amplio se sugiere que este punto se proponga como un estudio de investigación que deberá realizara la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE).

Resultados del Análisis

Del análisis realizado. se obtuvieron los siguientes resultados:

- Por el lado de la oferta. las inversiones en generación deben permitir cubrir los consumos proyectados (Distribuidores y Consumidores no Regulados).
- Por el lado de la demanda. las inversiones en distribución deben permitir cubrir la demanda proyectada de sus propios consumidores regulados.
- Tanto para el lado de distribución como por el de generación. las proyecciones de crecimiento de la demanda inciden en los costos de generación y distribución transferidos a través de los precios de nodo a la tarifa de distribución y en consecuencia a los consumidores finales.

- No se tienen contratos de consumo de energía entre Distribuidores y Generadores tal como lo estipula el numeral 3 del inciso c) del Artículo 30 de la Ley de Electricidad. que señala que los Distribuidores deben tener contratos vigentes con empresas de Generación.

Caso SEPSA

- A lo largo del periodo analizado se observa que. SEPSA de manera sistemática ha declarado demandas sobreestimando en niveles superiores a los registrados por las demás empresas Distribuidoras.
- SEPSA para el estudio tarifario utiliza una proyección de demanda distinta a la que declara para el Informe de Programación de Mediano Plazo.
- SEPSA se estaría beneficiando con unos cargos de potencia y energía que son superiores a los que realmente necesita.

Caso COBOCE

- COBOCE como se ha demostrado realiza un manejo de carga. con lo cual logra obtener una potencia menor a su verdadera demanda.
- COBOCE se está beneficiando económicamente en desmedro de aquellos que verdaderamente han aportado para abastecer la demanda estimada en este caso los Generadores.

Capítulo IV: Conclusiones

Realizado el presente estudio. se llegaron a las siguientes conclusiones:

1. Actualmente en el Mercado Eléctrico Mayorista las transacciones económicas la realiza en la mayoría de los casos a precios del Mercado Spot. y no mediante contratos.

2. En la Reliquidación de Potencia de Punta se observan diferencias significativas entre la potencia estimada (proyectada) y la potencia real (registrada), en particular de las empresas SEPSA dentro de los Distribuidores y COBOCE en el caso de los Consumidores No Regulados.
3. En la Reliquidación de Potencia de Punta se ha visto que los transmisores tienen que devolver importantes montos de dinero a los consumos (SEPSA y COBOCE), montos que al final son pagados por los Consumos (Distribuidores- Consumidores No Regulados) y Generadores a través del peaje e Ingreso tarifario, beneficiándose de esta manera COBOCE.
4. Actualmente no se asume por parte de los consumos la diferencia que existe entre la demanda declarada (estimada) y la demanda registrada (real), en particular por parte de los Consumidores No Regulados, diferencia que ha conllevado inversiones por parte de los generadores y de los transmisores.
5. Se han presentado diferencias significativas entre la demanda proyectada y la registrada, por lo que se hace necesario corregir ésta diferencia dado que no se estaría cumpliendo los artículos 19 y 31 del ROME.

Artículo 19 del ROME menciona:

“(...) i) Suministrar al Comité en tiempo y forma información fidedigna respecto de la demanda bajo su responsabilidad, que forman parte de los requerimientos para la programación y despacho diario, semanal y estacional.

(...)”

Artículo 31 del ROME menciona:

“ARTICULO 31.- (ANTECEDENTES PARA LA PROGRAMACIÓN DE MEDIANO PLAZO). En base a la información declarada por los Agentes del Mercado, el Comité determinara:

- a) La proyección de demanda más representativa posible de la situación futura. considerando los contratos de exportación vigentes;*
- b) Los parámetros a ser utilizados en la Programación de Mediano Plazo. tomando el menor entre los valores declarados por los Agentes de acuerdo al Artículo 30 y los valores de referencia.*
- c) El Parque Generador Disponible y el sistema de transmisión. de acuerdo a las pautas establecidas en el Reglamento de Precios y Tarifas de la Ley de Electricidad para el cálculo de los precios de nodo. considerando además los contratos de importación vigentes como oferta adicional y el aleatorio hidrológico; y (...)"*

6. La remuneración de las inversiones tanto en Transmisión y Distribución están estrechamente ligadas al crecimiento de la demanda. y el pago de estas inversiones está garantizado en el MEM.
7. Las inversiones efectuadas por los generadores y los transmisores se realizan en función al abastecimiento de una demanda proyectada.
8. Debido a que la demanda proyectada es superior a la demanda real. en la reliquidación de potencia los generadores están recibiendo una menor remuneración a sus inversiones.
9. En el caso de los Distribuidores estos están pagando por una capacidad de generación que en parte ha sido requerido por COBOCE. demanda que en el momento de la coincidental no lo asume beneficiando de esta manera.
10. Se estaría incumpliendo el numeral 3 inciso c) del Art. 30 de la Ley de Electricidad. que señala que los Distribuidores deben tener contratos vigentes con empresas de Generación. de acuerdo a lo establecido en el presente Ley.

11. La inobservancia del Art. 31 de la Ley de Electricidad. que dispone que. para cumplir la obligación de satisfacer toda la demanda de electricidad en el área de su concesión. los Distribuidores suscribirán contratos de suministro de electricidad con los Generadores. con tarifas acordadas entre las partes. dentro del marco de la presente ley. Estos contratos deberán cubrir. como mínimo. el ochenta por ciento (80%) de la demanda máxima bajo su responsabilidad. por un periodo mínimo de tres años.

Propuesta de Modificación de la Remuneración de Potencia de Punta

Como resultado de las conclusiones a las que se llegaron después de realizada la presente investigación. se tiene las siguientes propuestas:

1. Para el cálculo de la Reliquidación de las Transacciones Económicas por Potencia. Reserva Fría. Compensación por Ubicación. Descuentos por Indisponibilidad y Peajes de Transmisión (Reliquidación de Potencia de Punta); se propone que se asuma el criterio similar que se aplica a los consumidores Regulados (NAT). que consistiría en tomar en cuenta la potencia máxima que se registraría durante el año eléctrico para la reliquidación de potencia de punta.
2. En este sentido. se hace necesario que mediante Decreto Supremo se modifiquen los artículos 61 y 71 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), de la siguiente manera:

“ARTÍCULO 61.- (CORRECCION DE LA POTENCIA FIRME Y POTENCIA DE PUNTA PREVISTAS).- En el mes de noviembre de cada año el Comité recalculará las potencias firmes de cada periodo semestral. sobre la base de la energía demandada y potencia de punta reales registradas en el Mercado, en el caso de los CNR se deberá tomar en cuenta la máxima potencia arrastrada.”

“ARTICULO 71.- (RELIQUIDACIÓN DE LA REMUNERACIÓN POR POTENCIA).- En el mes de noviembre de cada año. con los valores reales registrados. se recalcularán las transacciones económicas por potencia para cada mes del periodo noviembre – octubre anterior. Para este efecto se recalculará lo siguiente:

a) La Potencia Firme;

*b) la potencia de Reserva Fría considerando la Potencia Firme y las demandas máximas registradas en los nodos en los que se aplique la Reserva Fría, **en caso de los CNR se deberá tomar en cuenta la potencia máxima arrastrada;***

c) la indisponibilidad programada y forzada registradas en cada mes;

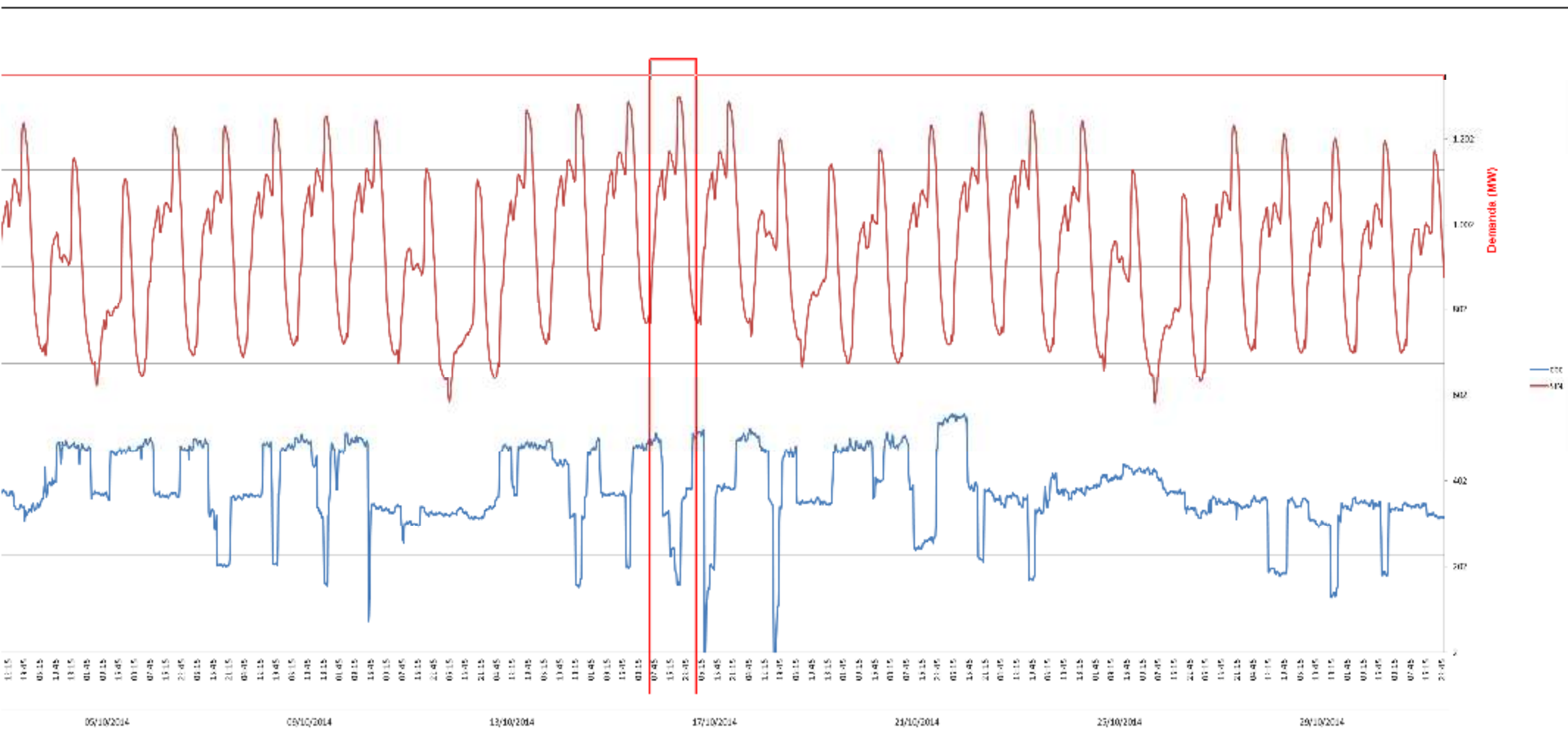
d) la Potencia de Punta Generada.

La reliquidación de potencia deberá realizarse de acuerdo a lo establecido en el artículo 68 del presente Reglamento.

3. Para el cumplimiento al inciso c) del numeral 3 del artículo 30 de la Ley de Electricidad N° 1604 de 21 de diciembre de 1994. se propone modificar el inciso c) del artículo 16 de la Ley de Electricidad con el siguiente texto:

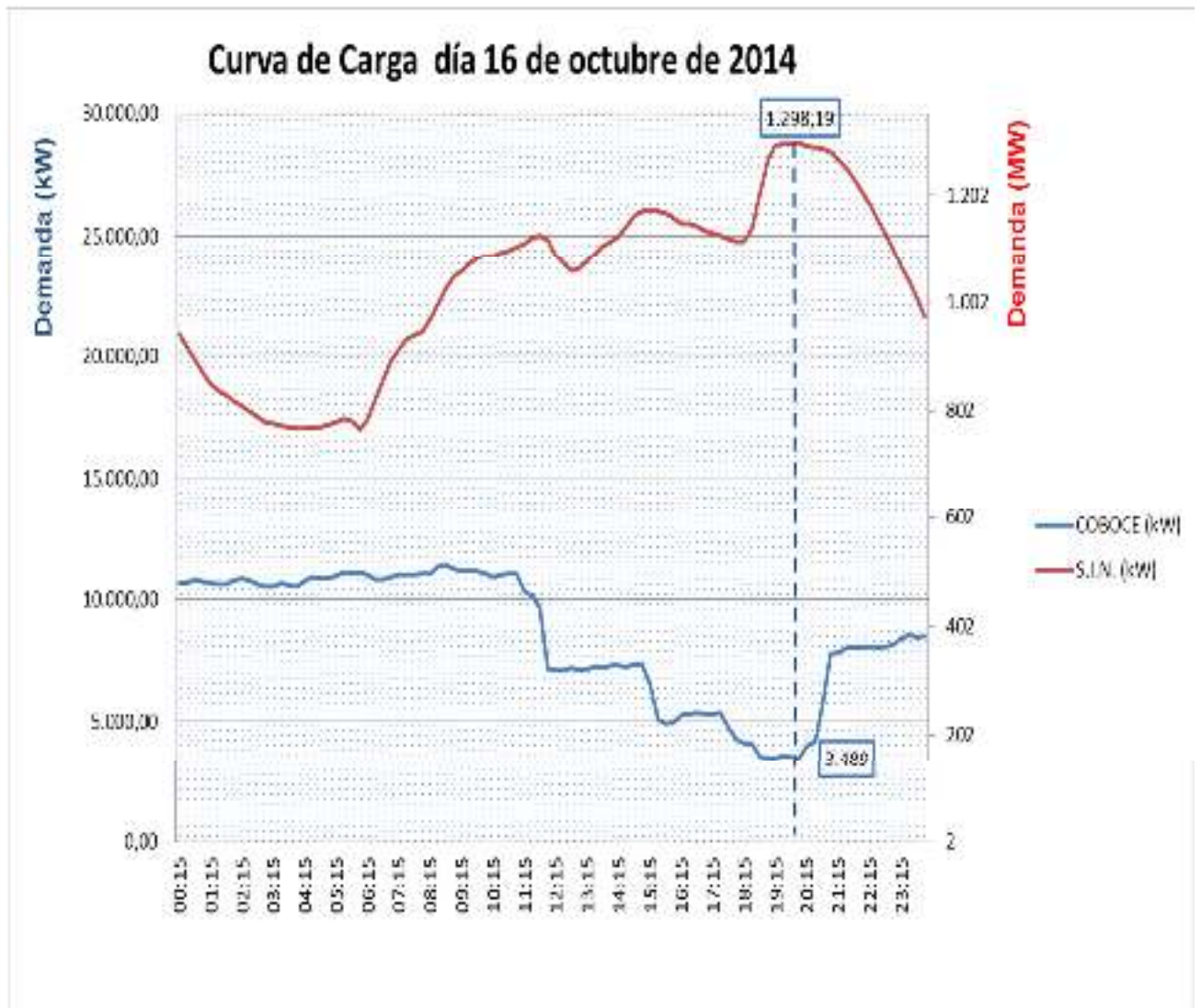
“c) Deberán suscribir contratos de compra-venta de electricidad con otros Generadores, Distribuidores, con sujeción a la presente ley.”

s de Octubre de 2014, Comparacion SIN - Coboce



Registro de Demanda cada 15 Minutos: 16 de Octubre 2014

Hrs.	COBOCE (kW)	S.I.N. (kW)
00:15	10.649,07	943.852,20
00:30	10.664,29	918.238,08
00:45	10.778,81	895.204,88
01:00	10.688,78	872.285,59
01:15	10.640,97	852.803,49
01:30	10.595,74	839.968,05
01:45	10.624,28	830.032,97
02:00	10.755,78	820.887,78
02:15	10.845,63	810.818,70
02:30	10.752,34	800.820,00
02:45	10.621,87	792.876,64
03:00	10.493,50	781.867,14
03:15	10.526,80	779.540,14
03:30	10.631,23	774.288,37
03:45	10.573,83	772.496,70
04:00	10.505,35	770.651,11
04:15	10.762,18	769.717,92
04:30	10.882,59	771.136,76
04:45	10.851,40	772.464,16
05:00	10.845,13	775.814,55
05:15	10.934,24	780.140,17
05:30	11.088,13	788.336,04
05:45	11.040,43	784.027,11
06:00	11.068,22	769.120,93
06:15	10.978,36	785.762,55
06:30	10.780,99	825.045,20
06:45	10.785,88	861.047,42
07:00	10.884,45	892.304,12
07:15	10.973,95	914.935,55
07:30	10.981,12	934.021,49
07:45	10.976,32	939.993,53
08:00	11.046,77	946.147,59
08:15	11.030,99	971.347,68
08:30	11.307,74	997.481,72
08:45	11.382,62	1.026.389,20
09:00	11.223,93	1.047.722,95
09:15	11.109,22	1.059.545,04
09:30	11.128,32	1.072.102,74
09:45	11.121,48	1.082.027,48
10:00	11.039,51	1.089.412,58
10:15	10.909,62	1.089.768,06
10:30	11.004,80	1.095.993,54
10:45	11.053,15	1.100.864,37
11:00	11.014,73	1.106.610,39
11:15	10.328,35	1.114.290,20
11:30	10.116,03	1.123.305,03
11:45	9.631,64	1.128.109,85
12:00	7.171,84	1.119.471,06
12:15	7.105,02	1.088.918,14
12:30	7.108,42	1.073.069,68
12:45	7.179,25	1.059.903,82
13:00	7.120,66	1.062.950,64
13:15	7.159,43	1.077.809,18
13:30	7.240,51	1.093.152,18
13:45	7.202,13	1.108.396,17
14:00	7.289,73	1.118.124,16
14:15	7.276,97	1.127.007,52
14:30	7.231,22	1.145.205,09
14:45	7.349,49	1.164.607,00
15:00	7.333,42	1.172.525,92
15:15	6.525,89	1.173.397,74
15:30	5.077,60	1.172.530,19
15:45	4.946,16	1.168.329,12
16:00	4.999,93	1.161.206,72
16:15	5.283,32	1.150.956,75
16:30	5.337,75	1.149.362,55
16:45	5.390,67	1.145.064,49
17:00	5.339,04	1.137.827,30
17:15	5.352,20	1.132.346,50
17:30	5.368,90	1.127.849,98
17:45	4.748,43	1.122.065,00
18:00	4.267,54	1.118.252,32
18:15	4.155,95	1.118.537,94
18:30	4.093,17	1.142.329,47
18:45	3.538,44	1.207.148,87
19:00	3.521,27	1.269.409,10
19:15	3.510,63	1.293.453,91
19:30	3.629,00	1.297.313,79
19:45	3.568,00	1.297.369,75
20:00	3.489,06	1.298.188,61
20:15	4.028,40	1.292.501,10
20:30	4.174,97	1.290.132,93
20:45	5.657,83	1.287.887,58
21:00	7.799,31	1.281.665,16
21:15	7.833,91	1.266.703,32
21:30	7.994,43	1.252.044,91
21:45	8.018,35	1.231.499,51
22:00	8.002,95	1.207.585,41
22:15	8.083,57	1.183.423,01
22:30	7.991,97	1.157.874,87
22:45	8.055,16	1.130.932,09
23:00	8.155,88	1.100.711,64
23:15	8.417,88	1.068.947,36
23:30	8.527,89	1.040.151,49
23:45	8.461,27	1.007.956,50
24:00	8.491,32	976.196,49



NEXO B

Transacciones Económicas Ejecutadas
Periodo noviembre 2013 - octubre 2014

(Montos expresados en Bolivianos a Precios de Octubre de 2014)

AGENTES ACREEDORES	AGENTES ACREEDORES																TOTALES Bs		
	CORANI	EGSA	VHE	COBEE	CECBB	ERESA	HB	SYNERGIA	GBE	SDB	ENDE ANDINA	ENDE GEN.	TDE		ISA			ENDE	
													Ingr. Tarifario	Peaje	Ingr. Tarifario	Peaje		Ingr. Tarifario	Peaje
<i>Por Recálculo de Potencia, Reserva Fría, Ingreso Tarifario y Ajuste Peaje de Consumos</i>																			
APAZ	96.467.210,95	210.403.942,93	134.513.169,39	92.886.902,64	57.148.257,31	9.799.656,34	25.564.207,14	3.255.907,88	5.459.308,65	936.274,39	79.758.293,18	44.477.865,17	18.715.233,03	93.027.975,58	4.782.922,74	47.676.235,68	1.971.022,15	31.187.140,40	958.031.525,55
COBEE	59.079.718,23	129.143.583,33	82.529.087,02	56.700.777,53	35.436.046,35	5.961.367,57	15.145.545,49	1.990.723,64	3.382.238,04	583.168,07	49.016.332,50	27.749.446,41	11.534.529,67	52.146.378,04	2.911.018,88	26.728.254,90	1.191.714,84	17.488.384,64	578.718.315,15
ENDE GEN.	40.926.506,67	89.309.950,30	57.054.656,56	39.316.682,62	24.375.106,34	4.141.603,85	10.661.456,27	1.379.246,61	2.310.949,22	400.652,87	33.747.517,23	19.025.321,14	7.984.522,36	38.925.655,08	2.029.908,23	19.947.471,18	829.836,04	13.046.534,40	405.413.576,97
ENDE ANDINA	15.336.539,44	33.513.069,65	21.407.876,94	14.723.452,24	9.178.388,30	1.548.442,25	3.953.210,43	516.731,73	874.762,67	151.011,88	12.698.368,79	7.182.315,41	2.995.028,16	13.088.842,10	757.516,29	6.710.586,78	309.983,56	4.392.830,32	149.338.956,94
EGSA	17.442.367,58	38.023.597,36	24.296.421,07	16.734.244,50	10.393.527,51	1.763.855,03	4.526.755,01	587.710,08	982.442,25	170.783,60	14.333.115,10	8.112.915,22	3.407.083,88	14.778.451,80	865.598,03	7.572.104,34	352.187,40	4.951.206,84	169.294.366,59
ERESA	9.837.893,80	21.458.516,09	13.706.279,84	9.438.622,99	5.844.808,94	994.826,24	2.560.754,33	331.039,59	549.433,95	96.588,27	8.068.749,28	4.563.431,62	1.922.949,35	8.977.205,00	489.684,11	4.600.746,18	199.066,04	3.009.536,32	96.650.131,93
HB	5.027.571,55	11.043.595,71	7.071.994,12	4.842.574,17	3.039.734,13	508.309,57	1.271.859,14	169.488,38	297.355,20	50.271,19	4.248.778,01	2.377.363,63	969.858,37	4.863.367,48	243.082,36	2.492.925,00	101.474,64	1.631.258,60	50.250.861,26
SYNERGIA	187.145,61	461.311,21	313.836,02	204.432,61	137.763,31	20.510,72	42.017,06	6.616,27	29.329,44	2.185,69	268.118,63	101.793,63	19.554,47	213.191,49	3.093,62	110.575,77	4.609,80	73.897,37	2.199.982,71
VHE	68.078,96	169.455,20	111.995,83	79.881,19	53.610,15	7.703,37	14.508,63	2.401,45	10.956,85	730,44	95.894,73	37.894,03	7.068,07	82.711,89	1.204,30	42.900,07	1.563,89	28.669,96	817.229,00
COBEE	387.582,76	841.469,66	537.121,38	371.717,21	227.626,64	39.331,69	103.168,57	13.068,41	20.404,71	3.736,44	312.216,20	177.093,70	76.313,45	340.710,22	19.665,35	174.453,18	7.872,53	113.929,04	3.767.481,17
ENDE GEN.	1.407.633,59	3.068.350,48	1.959.913,35	1.352.083,99	838.980,91	142.336,60	367.822,92	47.463,59	79.308,65	13.718,36	1.160.658,32	654.845,71	275.378,98	1.243.179,56	70.061,84	637.063,32	28.661,80	416.662,24	13.764.124,22
ENDE ANDINA	2.693.290,78	5.857.002,57	3.745.833,46	2.585.618,14	1.587.238,53	274.256,90	711.528,16	91.246,71	141.710,46	25.941,36	2.194.325,50	1.235.605,38	526.852,76	2.288.054,54	135.287,99	1.171.183,08	54.687,53	764.422,96	26.084.086,82
TOTAL	248.861.539,93	543.293.844,47	347.248.184,99	239.236.989,83	148.261.088,43	25.202.200,14	64.922.833,14	8.391.644,34	14.138.200,11	2.435.062,58	205.902.367,48	115.695.891,05	48.434.372,54	229.975.722,78	12.309.043,75	117.864.499,48	5.052.680,20	77.104.473,09	2.454.330.638,33
<i>Por Ajuste de Peaje de Generadores y de Contratos</i>																			
ENDE GEN.														10.268.623,14	5.519.889,73	3.603.305,64	19.391.818,51		
ENDE ANDINA														20.006.041,67	10.781.720,74	7.061.220,57	37.848.982,98		
EGSA														15.984.723,21	8.561.450,77	5.608.602,37	30.154.776,35		
COBEE														16.932.767,49	8.932.664,20	5.830.742,29	31.696.173,98		
CECBB														6.051.953,16	3.269.838,80	2.147.490,39	11.469.282,35		
SYNERGIA														2.131.094,09	1.134.153,17	731.680,03	3.996.927,29		
ERESA														188.984,58	101.283,00	65.828,78	356.096,35		
VHE														799.828,88	429.807,14	280.368,04	1.510.004,05		
ENDE ANDINA														622.032,30	338.852,83	225.038,64	1.185.923,77		
ENDE GEN.														69.319,56	37.347,39	24.442,31	131.109,26		
ENDE ANDINA														9.331.490,86	5.044.894,11	3.316.655,93	17.693.040,90		
ENDE GEN.														883.049,75	477.606,68	314.118,76	1.674.775,19		
TOTAL														83.269.908,69	44.629.508,55	29.209.493,73	157.108.910,97		
TOTALES	248.861.539,93	543.293.844,47	347.248.184,99	239.236.989,83	148.261.088,43	25.202.200,14	64.922.833,14	8.391.644,34	14.138.200,11	2.435.062,58	205.902.367,48	115.695.891,05	48.434.372,54	313.245.631,47	12.309.043,75	162.494.008,03	5.052.680,20	106.313.966,83	2.611.439.549,29

Transacciones Económicas Recalculadas por Potencia de Punta, Reserva Fría y Ajuste de Transmisión

Periodo noviembre 2013 - octubre 2014

(Montos expresados en Bolivianos a Precios de Octubre de 2014)

AGENTES ACREEDORES	AGENTES ACREEDORES																TOTALES Bs		
	CORANI	EGSA	VHE	COBEE	CECBB	ERESA	HB	SYNERGIA	GBE	SDB	ENDE ANDINA	ENDE GEN.	TDE		ISA			ENDE	
													Ingr. Tarifario	Peaje	Ingr. Tarifario	Peaje		Ingr. Tarifario	Peaje
<i>Por Recálculo de Potencia, Reserva Fría, Ingreso Tarifario y Ajuste Peaje de Consumos</i>																			
COPIAZ	95.970.707,19	209.269.077,00	132.928.104,92	95.120.127,14	57.110.243,93	9.629.209,99	26.332.167,15	3.245.257,48	5.463.928,27	937.434,12	79.670.279,21	44.832.554,00	23.808.650,54	88.510.221,47	8.517.285,51	45.855.620,62	1.026.098,73	27.469.878,90	955.696.846,16
COBEC	61.100.507,53	133.318.150,98	84.679.154,70	60.326.769,16	36.680.532,66	6.098.853,19	16.313.097,74	2.063.519,06	3.474.695,65	604.017,89	50.646.296,26	28.917.671,84	15.434.180,99	51.677.717,69	5.460.920,72	26.773.335,07	637.999,18	16.038.606,88	600.246.027,17
COBEO	41.159.559,24	89.799.478,29	57.004.627,88	40.689.308,03	24.626.499,82	4.113.878,91	11.095.358,58	1.389.742,94	2.340.317,82	405.566,95	34.092.652,54	19.388.831,73	10.339.991,24	37.596.815,68	3.672.798,27	19.478.262,37	433.021,54	11.668.482,54	409.295.194,37
COBESA	16.102.341,21	35.128.159,54	22.298.320,27	15.906.888,69	9.644.678,02	1.608.041,72	4.326.053,91	543.736,85	913.712,19	158.798,70	13.327.608,33	7.600.079,81	4.058.221,91	13.792.315,39	1.439.119,31	7.145.560,95	168.637,77	4.280.559,10	158.442.833,68
COBESA	16.322.948,48	35.605.452,25	22.607.746,64	16.118.965,41	9.783.422,99	1.629.346,87	4.378.996,76	550.980,85	929.325,61	161.209,17	13.515.621,81	7.709.996,33	4.114.824,17	12.766.328,03	1.458.291,18	6.614.014,57	170.906,80	3.962.135,44	158.400.513,36
COBESADIST.	9.694.285,25	21.137.038,73	13.413.473,64	9.574.299,67	5.782.579,91	968.239,34	2.615.670,72	326.826,22	544.899,77	95.763,39	7.985.285,34	4.554.474,71	2.441.057,73	8.457.004,05	869.248,27	4.381.428,07	101.631,65	2.624.701,12	95.567.907,59
COBESAR	5.614.925,78	12.299.180,56	7.830.838,46	5.557.658,75	3.393.837,11	561.866,03	1.479.751,74	189.808,57	326.251,15	56.051,62	4.718.881,67	2.669.537,90	1.407.561,91	5.321.975,68	496.025,16	2.757.442,36	59.394,05	1.653.591,07	56.394.579,59
COBESAR-VILLAMONTES	188.648,25	472.115,85	323.196,69	208.600,42	141.229,68	20.567,19	42.613,88	6.683,35	29.865,22	2.208,12	273.869,51	103.724,92	22.454,80	204.333,20	4.811,77	108.550,35	3.822,62	73.188,42	2.230.484,23
COBESARSA	68.246,44	172.613,93	115.012,03	80.845,09	54.641,46	7.690,09	14.555,13	2.411,06	11.106,58	733,00	97.422,98	38.585,67	7.240,33	73.208,06	1.532,39	39.974,48	1.238,62	27.217,57	814.274,91
COBESARSA	331.421,75	719.849,43	456.324,47	327.292,34	195.970,16	33.163,82	90.906,33	11.190,19	17.695,04	3.231,10	268.926,18	154.123,32	83.701,95	226.620,16	30.084,38	117.408,00	3.442,93	70.333,44	3.141.685,00
COBESARSAINTO	1.172.260,80	2.552.565,17	1.620.107,06	1.158.625,83	700.663,04	117.120,03	318.096,86	39.594,32	66.104,99	11.478,39	968.476,85	551.221,59	294.808,11	776.705,19	104.896,72	402.397,57	12.350,08	241.056,88	11.108.529,49
COBESARSAINTO	1.773.731,61	3.863.788,64	2.456.545,52	1.752.792,78	1.053.910,59	178.262,70	480.545,07	60.268,19	93.946,09	17.306,26	1.461.487,49	829.991,66	447.421,78	617.716,98	160.198,80	320.028,52	18.633,84	191.713,57	15.778.290,09
TOTAL	249.499.583,52	544.337.470,37	345.733.452,27	246.822.173,32	149.168.209,38	24.966.239,86	67.487.813,87	8.430.019,07	14.211.848,39	2.453.798,71	207.026.808,17	117.350.793,48	62.460.115,46	220.020.961,59	22.215.212,49	113.994.022,96	2.637.177,81	68.301.464,91	2.467.117.165,65

Por Ajuste de Peaje de Generadores y de Contratos

CORANI														9.351.911,29	5.240.414,75	3.106.841,10	17.699.167,14
EGSA														18.091.727,38	10.183.657,68	6.146.128,21	34.421.513,28
VHE														14.411.047,44	8.033.707,96	4.865.297,38	27.310.052,79
COBEE														15.362.166,87	8.349.769,10	4.940.689,86	28.652.625,84
CECBB														5.428.157,31	3.070.967,20	1.890.021,34	10.389.145,85
ERESA														1.999.723,86	1.100.067,33	603.603,97	3.703.395,17
SYNERGIA														173.346,33	96.677,28	56.228,91	326.252,53
GBE														728.542,36	408.151,45	241.757,34	1.378.451,15
SDB														546.097,53	313.344,33	203.157,79	1.062.599,65
ENDE ANDINA														62.682,06	35.279,65	21.284,07	119.245,78
ENDE GEN.														8.359.775,73	4.733.559,78	2.922.739,02	16.016.074,54
TOTAL														75.305.064,22	42.013.267,89	25.275.134,75	142.593.466,86

TOTALES	249.499.583,52	544.337.470,37	345.733.452,27	246.822.173,32	149.168.209,38	24.966.239,86	67.487.813,87	8.430.019,07	14.211.848,39	2.453.798,71	207.026.808,17	117.350.793,48	62.460.115,46	295.326.025,81	22.215.212,49	156.007.290,85	2.637.177,81	93.576.599,66	2.609.710.632,51
----------------	-----------------------	-----------------------	-----------------------	-----------------------	-----------------------	----------------------	----------------------	---------------------	----------------------	---------------------	-----------------------	-----------------------	----------------------	-----------------------	----------------------	-----------------------	---------------------	----------------------	-------------------------

Créditos y Débitos Resultantes del Recálculo por Potencia de Punta, Reserva Fría y Ajuste de Transmisión
Periodo Noviembre 2013 - Octubre 2014

(Montos expresados en Bolivianos a Precios de Octubre de 2014)

AGENTES DEBITADORES	AGENTES ACREEDORES																	TOTALES Bs	
	CORANI	EGSA	VHE	COBEE	CECBB	ERESA	HB	SYNERGIA	GBE	SDB	ENDE ANDINA	ENDE GEN.	TDE		ISA		ENDE		
													Ingr. Tarifario	Peaje	Ingr. Tarifario	Peaje	Ingr. Tarifario		Peaje
<i>Por Recálculo de Potencia, Reserva Fría, Ingreso Tarifario y Ajuste Peaje de Consumos</i>																			
E	(496.503,77)	(1.134.865,93)	(1.585.064,47)	2.233.224,50	(38.013,38)	(170.446,35)	767.960,00	(10.650,40)	4.619,62	1.159,72	(88.013,97)	354.688,82	5.093.417,52	(4.517.754,11)	3.734.362,77	(1.820.615,06)	(944.923,42)	(3.717.261,50)	(2.334.679,39)
APAZ	2.020.789,29	4.174.567,66	2.150.067,68	3.625.991,64	1.244.486,31	137.485,61	1.167.552,25	72.795,41	92.457,60	20.849,81	1.629.963,76	1.168.225,43	3.899.651,32	(468.660,35)	2.549.901,84	45.080,17	(553.715,66)	(1.449.777,76)	21.527.712,02
EC	233.052,57	489.527,99	(50.028,68)	1.372.625,42	251.393,48	(27.724,95)	433.902,31	10.496,33	29.368,60	4.914,08	345.135,31	363.510,59	2.355.468,89	(1.328.839,40)	1.642.890,04	(469.208,81)	(396.814,49)	(1.378.051,86)	3.881.617,40
EO	765.801,77	1.615.089,90	890.443,32	1.183.436,45	466.289,72	59.599,47	372.843,48	27.005,12	38.949,52	7.786,82	629.239,54	417.764,40	1.063.193,75	703.473,29	681.603,02	434.974,17	(141.345,79)	(112.271,22)	9.103.876,74
SA	(1.119.419,10)	(2.418.145,11)	(1.688.674,44)	(615.279,09)	(610.104,51)	(134.508,15)	(147.758,24)	(36.729,23)	(53.116,64)	(9.574,44)	(817.493,29)	(402.918,89)	707.740,29	(2.012.123,77)	592.693,15	(958.089,77)	(181.280,60)	(989.071,40)	(10.893.853,23)
SA	(143.608,55)	(321.477,36)	(292.806,20)	135.676,69	(62.229,03)	(26.586,90)	54.916,39	(4.213,37)	(4.534,18)	(824,87)	(83.463,95)	(8.956,91)	518.108,38	(520.200,95)	379.564,16	(219.318,11)	(97.434,39)	(384.835,20)	(1.082.224,34)
DE DIST.	587.354,23	1.255.584,85	758.844,34	715.084,58	354.102,97	53.556,45	207.892,61	20.320,19	28.895,95	5.780,43	470.103,66	292.174,27	437.703,54	458.608,20	252.942,80	264.517,36	(42.080,59)	22.332,47	6.143.718,33
AR	1.502,65	10.804,64	9.360,67	4.167,81	3.466,37	56,47	596,82	67,08	535,77	22,43	5.750,88	1.931,29	2.900,33	(8.858,29)	1.718,15	(2.025,42)	(787,17)	(708,96)	30.501,51
AR - VILLAMC	167,48	3.158,73	3.016,20	963,90	1.031,31	(13,28)	46,50	9,61	149,73	2,56	1.528,25	691,65	172,26	(9.503,83)	328,09	(2.925,59)	(325,26)	(1.452,39)	(2.954,08)
SA	(56.161,01)	(121.620,23)	(80.796,91)	(44.424,87)	(31.656,49)	(6.167,87)	(12.262,24)	(1.878,21)	(2.709,67)	(505,35)	(43.290,02)	(22.970,38)	7.388,50	(114.090,06)	10.419,03	(57.045,18)	(4.429,60)	(43.595,60)	(625.796,17)
INTO	(235.372,80)	(515.785,31)	(339.806,29)	(193.458,16)	(138.317,87)	(25.216,57)	(49.726,06)	(7.869,27)	(13.203,66)	(2.239,96)	(192.181,47)	(103.624,12)	19.429,13	(466.474,37)	34.834,87	(234.665,75)	(16.311,72)	(175.605,36)	(2.655.594,73)
BOCE	(919.559,17)	(1.993.213,93)	(1.289.287,94)	(832.825,36)	(533.327,94)	(95.994,20)	(230.983,09)	(30.978,53)	(47.764,37)	(8.635,11)	(732.838,01)	(405.613,72)	(79.430,99)	(1.670.337,56)	24.910,80	(851.154,56)	(36.053,69)	(572.709,39)	(10.305.796,73)
TOTAL	638.043,60	1.043.625,90	(1.514.732,72)	7.585.183,49	907.120,95	(235.960,28)	2.564.980,72	38.374,73	73.648,28	18.736,13	1.124.440,70	1.654.902,43	14.025.742,92	(9.954.761,19)	9.906.168,75	(3.870.476,52)	(2.415.502,39)	(8.803.008,19)	12.786.527,32
<i>Por Ajuste de Peaje de Generadores y de Contratos</i>																			
RANI														(916.711,85)		(279.474,98)		(496.464,54)	(1.692.651,37)
SA														(1.914.314,28)		(598.063,06)		(915.092,36)	(3.427.469,70)
E														(1.573.675,77)		(527.742,80)		(743.304,99)	(2.844.723,56)
BEE														(1.570.600,61)		(582.895,10)		(890.052,43)	(3.043.548,14)
BEB														(623.795,85)		(198.871,61)		(257.469,05)	(1.080.136,50)
														(131.370,23)		(34.085,83)		(128.076,06)	(293.532,12)
NERGIA														(15.638,25)		(4.605,71)		(9.599,87)	(29.843,82)
SA														(71.286,52)		(21.655,68)		(38.610,70)	(131.552,90)
E														(75.934,77)		(25.508,50)		(21.880,85)	(123.324,12)
3														(6.637,50)		(2.067,74)		(3.158,24)	(11.863,48)
DE ANDINA														(971.715,13)		(311.334,32)		(393.916,91)	(1.676.966,36)
DE GEN.														(93.163,71)		(29.935,32)		(36.733,00)	(159.832,02)
TOTAL														(7.964.844,47)		(2.616.240,66)		(3.934.358,98)	(14.515.444,11)
TOTALES	638.043,60	1.043.625,90	(1.514.732,72)	7.585.183,49	907.120,95	(235.960,28)	2.564.980,72	38.374,73	73.648,28	18.736,13	1.124.440,70	1.654.902,43	14.025.742,92	(17.919.605,65)	9.906.168,75	(6.486.717,18)	(2.415.502,39)	(12.737.367,17)	(1.728.916,79)

Referencias

Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, (2012, 27 de diciembre) *Resolución AE N° 653/2012 Norma Operativa N°9, "Transacciones Económicas en el Mercado Eléctrico Mayorista"*.

https://www.cndc.bo/normativa/normas_operativas.php

Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), (2011, 27 de octubre) *Resolución AE N° 505/2011, Aprobar los Precios de Nodo de Energía y Potencia, Fórmulas de Indexación y provisionalmente los peajes unitarios de las instalaciones de transmisión del Sistema Troncal de Interconexión (STI) para el periodo Noviembre 2011 – Abril 2012.*

<https://www.aetn.gob.bo/web/main?mid=1&cid=49>

Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), (2012, 27 de abril) *Resolución AE N° 223/2012, Aprobar los Precios de Nodo de Energía y Potencia, Fórmulas de Indexación y provisionalmente los peajes unitarios de las instalaciones de transmisión del Sistema Troncal de Interconexión (STI) para el periodo Mayo 2012 – Octubre 2012.*

<https://www.aetn.gob.bo/web/main?mid=1&cid=49>

Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), (2012, 26 de octubre) *Resolución AE N° 536/2012, Aprobar los Precios de Nodo de Energía y Potencia, Fórmulas de Indexación y provisionalmente los peajes unitarios de las instalaciones de transmisión del Sistema Troncal de Interconexión (STI) para el periodo Noviembre 2012 – Abril 2012.*

<https://www.aetn.gob.bo/web/main?mid=1&cid=49>

Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), (2013, 04 de julio) *Resolución AE N° 393/2012, Aprobar los Precios de Nodo de Energía y Potencia,*

Fórmulas de Indexación y provisionalmente los peajes unitarios de las instalaciones de transmisión del Sistema Troncal de Interconexión (STI) para el periodo Mayo 2013 – Octubre 2013.

<https://www.aetn.gob.bo/web/main?mid=1&cid=49>

Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), (2013, 28 de octubre)
Resolución AE N° 584/2013, Aprobar los Precios de Nodo de Energía y Potencia, Fórmulas de Indexación y provisionalmente los peajes unitarios de las instalaciones de transmisión del Sistema Troncal de Interconexión (STI) para el periodo Noviembre 2013 – Abril 2014.

<https://www.aetn.gob.bo/web/main?mid=1&cid=49>

Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), (2014, 28 de abril)
Resolución AE N° 168/2014, Aprobar los Precios de Nodo de Energía y Potencia, Fórmulas de Indexación y provisionalmente los peajes unitarios de las instalaciones de transmisión del Sistema Troncal de Interconexión (STI) para el periodo Mayo 2014 – Octubre 2014.

<https://www.aetn.gob.bo/web/main?mid=1&cid=49>

Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), (2014, 28 de octubre)
Resolución AE N° 552/2014, Aprobar los Precios de Nodo de Energía y Potencia, Fórmulas de Indexación y provisionalmente los peajes unitarios de las instalaciones de transmisión del Sistema Troncal de Interconexión (STI) para el periodo Noviembre 2014 – Abril 2015.

<https://www.aetn.gob.bo/web/main?mid=1&cid=49>

Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), (2015, 28 de abril)
Resolución AE N° 184/2014, Aprobar los Precios de Nodo de Energía y Potencia, Fórmulas de Indexación y provisionalmente los peajes unitarios de las instalaciones de

transmisión del Sistema Troncal de Interconexión (STI) para el periodo Mayo 2015 – Octubre 2015.

<https://www.aetn.gob.bo/web/main?mid=1&cid=49>

Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), (2015, 28 de octubre) *Resolución AE N° 578/2015, Aprobar los Precios de Nodo de Energía y Potencia, Fórmulas de Indexación y provisionalmente los peajes unitarios de las instalaciones de transmisión del Sistema Troncal de Interconexión (STI) para el periodo Noviembre 2015 – Abril 2016.*

<https://www.aetn.gob.bo/web/main?mid=1&cid=49>

Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), (2011, 31 de diciembre) *Inyecciones y retiros de energía - 2011*

https://www.cndc.bo/php/dload.php?f=inretkw_2011.htm&d=estano

Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), (2011, 31 de diciembre) *Demandas máximas - 2011*

https://www.cndc.bo/php/dload.php?f=dmax_2011.htm&d=estano

Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), (2011, 07 de diciembre) *Cargos por Inyecciones – Noviembre / 2011 a Diciembre / 2011*

https://www.cndc.bo/php/dload.php?f=c_iny_1111.htm&d=estmes

https://www.cndc.bo/php/dload.php?f=c_iny_1112.htm&d=estmes

Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), (2011, 07 de diciembre) *Cargos por Retiros – Noviembre / 2011 a Diciembre / 2011*

https://www.cndc.bo/php/dload.php?f=c_ret_1111.htm&d=estmes

https://www.cndc.bo/php/dload.php?f=c_ret_1112.htm&d=estmes

Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), (2011, 31 de diciembre) *Demandas máximas coincidentales con la máxima del sistema - 2011*

https://www.cndc.bo/php/dload.php?f=dcoinc_2011.htm&d=estano

Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), (2012, 31 de diciembre) *Inyecciones y retiros de energía - 2012*

https://www.cndc.bo/php/dload.php?f=inretkw_2012.htm&d=estano

Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), (2012, 31 de diciembre) *Demandas máximas - 2012*

https://www.cndc.bo/php/dload.php?f=dmax_2012.htm&d=estano

Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), (2012, 07 de febrero) *Cargos por Inyecciones – Enero / 2012 a Diciembre / 2012*

https://www.cndc.bo/php/dload.php?f=c_iny_0112.htm&d=estmes;

https://www.cndc.bo/php/dload.php?f=c_iny_1212.htm&d=estmes

Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), (2012, 07 de febrero) *Cargos por Retiros – Enero / 2012 a Diciembre / 2012*

https://www.cndc.bo/php/dload.php?f=c_ret_0112.htm&d=estmes

https://www.cndc.bo/php/dload.php?f=c_ret_1212.htm&d=estmes

Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), (2012, 31 de diciembre) *Demandas máximas coincidentales con la máxima del sistema - 2012*

https://www.cndc.bo/php/dload.php?f=dcoinc_2012.htm&d=estano

Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), (2013, 31 de diciembre) *Inyecciones y retiros de energía – 2013*

https://www.cndc.bo/php/dload.php?f=inretkw_2013.htm&d=estano

Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), (2013, 31 de diciembre) *Demandas máximas - 2013*

https://www.cndc.bo/php/dload.php?f=dmax_2013.htm&d=estano

Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), (2013, 06 de febrero) *Cargos por Inyecciones – Enero / 2013 a Diciembre / 2013*

https://www.cndc.bo/php/dload.php?f=c_iny_0113.htm&d=estmes

https://www.cndc.bo/php/dload.php?f=c_iny_1213.htm&d=estmes

Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), (2013, 06 de febrero) *Cargos por Retiros – Enero / 2013 a Diciembre / 2013*

https://www.cndc.bo/php/dload.php?f=c_ret_0113.htm&d=estmes

https://www.cndc.bo/php/dload.php?f=c_ret_1213.htm&d=estmes

Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), (2013, 31 de diciembre) *Demandas máximas coincidentales con la máxima del sistema - 2013*

https://www.cndc.bo/php/dload.php?f=dcoinc_2013.htm&d=estano

Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), (2015, 06 de enero) *Inyecciones y retiros de energía – 2014*

https://www.cndc.bo/php/dload.php?f=inretkw_2014.htm&d=estano

Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), (2015, 06 de enero) *Demandas máximas – 2014*

https://www.cndc.bo/php/dload.php?f=dmax_2014.htm&d=estano

Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), (2015 06 de enero) *Cargos por Inyecciones – Enero / 2014 a Diciembre / 2014*

https://www.cndc.bo/php/dload.php?f=c_iny_0114.htm&d=estmes

https://www.cndc.bo/php/dload.php?f=c_iny_1214.htm&d=estmes

Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), (2015, 06 de enero) *Cargos por Retiros – Enero / 2014 a Diciembre / 2014*

https://www.cndc.bo/php/dload.php?f=c_ret_0114.htm&d=estmes

https://www.cndc.bo/php/dload.php?f=c_ret_1214.htm&d=estmes

Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), (2015, 06 de enero) *Demandas máximas coincidentales con la máxima del sistema - 2014*

https://www.cndc.bo/php/dload.php?f=dcoinc_2014.htm&d=estano

Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), (2015, 07 de diciembre) *Inyecciones y retiros de energía – 2015*

https://www.cndc.bo/php/dload.php?f=inretkw_2015.htm&d=estano

Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), (2015, 07 de diciembre) *Demandas máximas – 2015*

https://www.cndc.bo/php/dload.php?f=dmax_2015.htm&d=estano

Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), (2015 06 de febrero) *Cargos por Inyecciones – Enero / 2015 a Diciembre / 2015*

https://www.cndc.bo/php/dload.php?f=c_iny_0115.htm&d=estmes

https://www.cndc.bo/php/dload.php?f=c_iny_1215.htm&d=estmes

Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), (2015, 06 de febrero) *Cargos por Retiros – Enero / 2015 a Diciembre / 2015*

https://www.cndc.bo/php/dload.php?f=c_ret_0115.htm&d=estmes

https://www.cndc.bo/php/dload.php?f=c_ret_1215.htm&d=estmes

Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), (2015, 06 de febrero) *Demandas máximas coincidentales con la máxima del sistema - 2015*

https://www.cndc.bo/php/dload.php?f=dcoinc_2015.htm&d=estano

Gaceta Oficial Estado Plurinacional de Bolivia, (1994, 21 de diciembre) *Ley de Electricidad 1604.*

<http://www.gacetaoficialdebolivia.gob.bo/normas/buscar/1604>

Gaceta Oficial Estado Plurinacional de Bolivia, (2001, 02 de Marzo) *Decreto Supremo N° 26093, Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME).*

<http://www.gacetaoficialdebolivia.gob.bo/normas/buscar/26093>

Gaceta Oficial Estado Plurinacional de Bolivia, (2001,02 de marzo) *Decreto Supremo N° 26094*,
Reglamento de Precios y Tarifas (RPT).

<http://www.gacetaoficialdebolivia.gob.bo/normas/buscar/26094>