



Estado Plurinacional de Bolivia
Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas
Dirección General de Energías Alternativas



Imagen: GIZ/PEERR

Estudio técnico: Impactos de la implementación del horario de verano en Bolivia

Gestión 2019

MINISTERIO DE
ENERGÍAS

PROGRAMA DE ASISTENCIA TÉCNICA DE LA COOPERACIÓN ALEMANA AL DESARROLLO

La Cooperación Alemana al Desarrollo a través de la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH y su Programa de Energías Renovables (PEERR) tiene como objetivo brindar asistencia técnica a través del Ministerio de Energías (MEN) a las entidades del sector eléctrico en el área técnica, normativa y formación de capacidades para el desarrollo de las Energías Renovables (EERR) y Eficiencia Energética (EE).

En este contexto, la información contenida en este documento es de carácter referencial y no representa necesariamente la política institucional del Ministerio de Energías ni de las entidades del sector eléctrico.



Implementada por:





Estado Plurinacional de Bolivia
Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas
Dirección General de Energías Alternativas



Imagen: GIZ/PEERR

Estudio técnico: Impactos de la implementación del horario de verano en Bolivia

Enero 2019

MINISTERIO DE
ENERGÍAS

PROGRAMA DE ASISTENCIA TÉCNICA

Entre el:

Ministerio de Energías

y

Deutsche Gesellschaft für Internationale

Zusammenarbeit (GIZ) GmbH



Implementada por:



La Paz – Bolivia

2019

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN.....	1
2	CONTEXTO HISTÓRICO DEL HORARIO DE VERANO	2
3	DEFINICIÓN Y OBJETIVOS DEL HORARIO DE VERANO.....	4
4	APLICACIÓN DEL HORARIO DE VERANO: EXPERIENCIA INTERNACIONAL... 5	5
4.1	Estados Unidos	5
4.2	Argentina.....	7
4.3	Chile	13
5	EXPERIENCIA DE BRASIL EN LA APLICACIÓN DEL HORARIO DE VERANO ..	17
6	CARACTERIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGIA EN BOLIVIA.....	26
7	EVALUACIÓN DE LOS EFECTOS DEL HORARIO DE VERANO EN BOLÍVIA	31
7.1	Modelo Econométrico	32
7.1.1	Ajuste del modelo de regresión a los datos de Mato Grosso do Sul	38
7.1.2	Ajuste del modelo de regresión a los datos de Mato Grosso.....	40
7.2	Análisis de los Resultados de los modelos econométricos.....	40
8	BENEFICIOS ESTIMADOS.....	53
8.1	Reducción de Energía	53
8.2	Mitigación de CO ₂	54
8.3	Reducción de demanda	55
9	CONCLUSIONES.....	56
10	BIBLIOGRAFIA	58

LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 2-1- Sistema de husos Horarios	2
Ilustración 4-1- Sur de Indiana, área de estudio	6
Ilustración 4-2- Zonas con implementación del doble horario de verano en Argentina	8
Ilustración 4-3- Curvas de consumo entre 2005 e 2010 de Argentina	10
Ilustración 4-4- Horario de verano en Argentina: efectos estimados en el consumo de electricidad por horarios	12
Ilustración 4-5- Curva de carga por hora en Santiago para el año de 2013. (a) Primer trimestre (b) Segundo trimestre.....	14
Ilustración 4-6- Economía anual en porcentaje del consumo de energía en Chile	16
Ilustración 5-1- Sistema de huso horario en Brasil	17
Ilustración 5-2- Curva de demanda S.I.N en Brasil	20
Ilustración 5-3- Estados brasileros con Horario de verano	21
Ilustración 5-4- Evolución del consumo de energía en el S.I.N de Brasil.....	22
Ilustración 5-5- Comparación de la curva de carga en Brasil [1999, 2010 y 2018]	23
Ilustración 5-6- Evaluación del Horario de Verano 2011/2012 en Brasil.....	23
Ilustración 5-7- Evolución del Horario de Verano 2016/2017 en Brasil.....	24
Ilustración 5-8- Evolución de los impactos de la aplicación del Horario de verano brasileros	25
Ilustración 6-1- Energía generada por tipo de fuente en Bolivia.....	26
Ilustración 6-2- Red de Transmisión boliviana en 69kV, 115 kV y 230 kV	27
Ilustración 6-3- Clasificación de mercado en Bolivia por clase en 2016.....	29
Ilustración 6-4- Evolución del N° de consumidores en Bolivia.....	30
Ilustración 6-5- Curva de carga diaria del S.I.N	30
Ilustración 7-1- Duración del día a lo largo de un año en la ciudad de la Paz...31	
Ilustración 7-2- Duración del día a lo largo de un año en la ciudad de Cochabamba	31
Ilustración 7-3- Duración del día a lo largo de un año en la ciudad de Santa Cruz de la Sierra	31
Ilustración 7-4- Perfiles típicos antes y después del inicio del horario de verano de 2014 en el Estado de Mato Grosso do Sul.....	34

Ilustración 7-5- Perfiles típicos antes y después del inicio del horario de verano de 2014 en el Estado de Mato Grosso	35
Ilustración 7-6- Perfiles típicos antes y después del inicio del horario de verano de 2015 en el Estado de Mato Grosso do Sul.....	36
Ilustración 7-7- Perfiles típicos antes y después del inicio del horario de verano de 2015 en el Estado de Mato Grosso	37
Ilustración 7-8- Modelo econométrico ajustado a los datos de Mato Grosso do Sul.....	39
Ilustración 7-9- Modelo econométrico ajustado a los datos de Mato Grosso	40
Ilustración 7-10- Perfiles típicos de la carga para el año 2016, antes del inicio del horario de verano (en azul), previsto por el modelo después del inicio del HV (en rojo) y verificados después del inicio del horario de verano (en negro) para Mato Grosso do Sul	41
Ilustración 7-11- Perfiles típicos de la carga para el año 2016, antes del inicio del horario de verano (en azul), previsto por el modelo después del inicio del HV (en rojo) y verificados después del inicio del horario de verano (en negro) para Mato Grosso	41
Ilustración 7-12- Perfil de carga antes del inicio del horario de verano (en azul) y posterior al inicio del horario de verano (en rojo: Modelo Mato Grosso do Sul y negro: Modelo Mato Grosso) con el inicio del horario de verano en octubre...	42
Ilustración 7-13- Perfil de carga antes del inicio del horario de verano (en azul) y posterior al inicio del horario de verano (en rojo: Modelo Mato Grosso do Sul y negro: Modelo Mato Grosso) con el inicio del horario de verano en noviembre.	42
Ilustración 7-14- Perfil de carga de Santa Cruz de la Sierra antes del inicio del horario de verano (en azul) y posterior al inicio del horario de verano en rojo (modelo Mato Grosso do Sul) y negro (modelo Mato Grosso). Escenario con el inicio del horario de verano en octubre.....	43
Ilustración 7-15- Perfil de carga de La Paz antes del inicio del horario de verano (en azul) y posterior al inicio del horario de verano en rojo (modelo Mato Grosso do Sul) y negro (modelo Mato Grosso). Escenario con el inicio del horario de verano en octubre.....	43
Ilustración 7-16- Perfil de carga de Cochabamba antes del inicio del horario de verano (en azul) y posterior al inicio del horario de verano en rojo (modelo Mato	

Grosso do Sul) y negro (modelo Mato Grosso). Escenario con el inicio del horario de verano en octubre.....	44
Ilustración 7-17- Perfil de carga de Oruro antes del inicio del horario de verano (en azul) y posterior al inicio del horario de verano en rojo (modelo Mato Grosso do Sul) y negro (modelo Mato Grosso). Escenario con el inicio del horario de verano en octubre.....	44
Ilustración 7-18- Perfil de carga de Sucre antes del inicio del horario de verano (en azul) y posterior al inicio del horario de verano en rojo (modelo Mato Grosso do Sul) y negro (modelo Mato Grosso). Escenario con el inicio del horario de verano en octubre.....	45
Ilustración 7-20- Perfil de carga de Potosí antes del inicio del horario de verano (en azul) y posterior al inicio del horario de verano en rojo (modelo Mato Grosso do Sul) y negro (modelo Mato Grosso). Escenario con el inicio del horario de verano en octubre.....	45
Ilustración 7-20- Perfil de carga de Beni antes del inicio del horario de verano (en azul) y posterior al inicio del horario de verano en rojo (modelo Mato Grosso do Sul) y negro (modelo Mato Grosso). Escenario con el inicio del horario de verano en octubre.....	46
Ilustración 7-22- Perfil de carga de Tarija antes del inicio del horario de verano (en azul) y posterior al inicio del horario de verano en rojo (modelo Mato Grosso do Sul) y negro (modelo Mato Grosso). Escenario con el inicio del horario de verano en octubre.....	46
Ilustración 7-22- Perfil de carga del S.I.N antes del inicio del horario de verano (en azul) y posterior al inicio del horario de verano en rojo (modelo Mato Grosso do Sul) y negro (modelo Mato Grosso). Escenario con el inicio del horario de verano en octubre.....	47

Lista de Tablas

Tabla 4-1- Estadísticas de resumen de las provincias del este de Argentina.....	9
Tabla 4-2- Estadísticas de resumen - provincias del oeste de Argentina.....	9
Tabla 4-3- Modelos de efectos fijos para el experimento natural de horario de verano en Argentina	11
Tabla 4-4- Resumen de los resultados del modelo Econométrico.	15
Tabla 4-5- Economía anual monetario y consumo de energía en Chile.....	16
Tabla 5-1- Histórico del alcance histórico del Horario de Verano en Brasil.....	18
Tabla 6-1- Empresas generadoras de energía en Bolivia en 2016.....	27
Tabla 6-2- Mercado de las Empresas distribuidoras en Bolivia en 2016.....	28
Tabla 6-3- Clasificación de mercado de la distribuidora CRE R.L en 2016.....	28
Tabla 6-4- Clasificación de mercado de la distribuidora DELAPAZ en 2016	29
Tabla 6-5- Clasificación de mercado de la distribuidora ELFEC S.A en 2016.....	29
Tabla 6-6- Clasificación de mercado de energía por clases en Bolivia en 2016	29
Tabla 7-1- Perfiles típicos para el período anterior al horario de verano (X).....	49
Tabla 7-2- Perfiles típicos para el período del horario de verano (Y) según el modelo econométrico ajustado a los datos de Mato Grosso.....	50
Tabla 7-3- Perfiles típicos para el período del horario de verano (Y) según el modelo econométrico ajustado a los datos de Mato Grosso do Sul.....	51
Tabla 8-1- Estimación de los ahorros anuales de energía para el S.I.N.....	53
Tabla 8-2- Estimación de los beneficios financieros de la Economía anual de energía para el S.I.N	54
Tabla 8-3- Estimación de las emisiones causadas por la generación de energía en Bolivia	54
Tabla 8-4- Estimación de la reducción de emisiones (mínima y máxima)	54
Tabla 8-5- Reducción de demanda de potencia para cada modelo.	55

SIGLAS Y ABREVIACIONES

HV:	Horario de Verano
UTC:	Universal Time Coordinate
GMT	Greenwich Mean Time
SIN	Sistema Interconectado Nacional
GIZ:	Deutsche Gesellschaft für internationale Zusammenarbeit
MEN:	Ministerio de Energías
PEERR:	Programa de Energías Renovables

IMPACTOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL HORARIO DE VERANO EN BOLIVIA

1 INTRODUCCIÓN

Con el objetivo de optimizar el uso de la energía eléctrica en Bolivia, el gobierno boliviano, con el apoyo de la cooperación alemana (GIZ) a través del Programa de Energías Renovables – PEERR, ha estado trabajando en el desarrollo de una estrategia de Eficiencia Energética. El marco principal de esta estrategia es evaluar los impactos que tendría en el país la implementación del Horario de Verano (HV).

Con el fin de aprovechar la luz natural durante algunos meses del año, el horario de verano propone adelantar los relojes normalmente en una hora, y en consecuencia habría una disminución en la demanda de energía asociada a iluminación artificial.

Al reducir y desplazar esta demanda máxima, el flujo de carga en los principales componentes del sistema eléctrico también disminuiría, reduciendo la posibilidad de cortes de energía, aumentando la confiabilidad del suministro de energía.

En este contexto, el equipo consultor Generación 7 Ingenieros Asociados y Facto Energy, presentan en el siguiente informe técnico, una evaluación cuantitativa y cualitativa de los efectos de una posible aplicación del HV en el país.

2 CONTEXTO HISTÓRICO DEL HORARIO DE VERANO

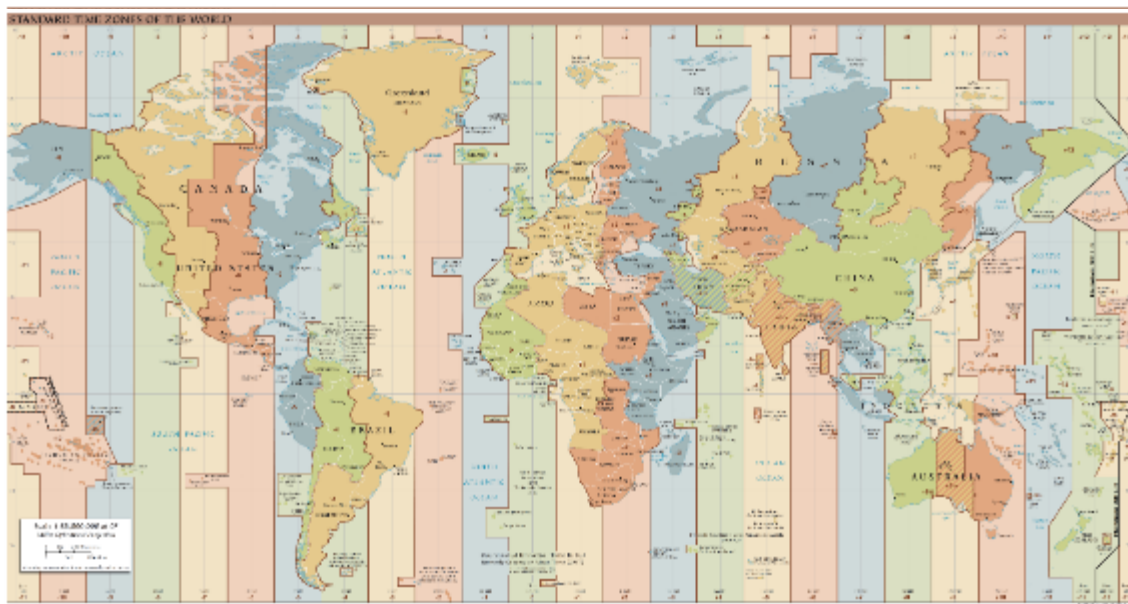
En el pasado las horas marcadas se basaban en el movimiento aparente del sol. Sin embargo, el movimiento de rotación de la Tierra no produce días y noches iguales, y por practicidad fue adoptado un tiempo solar en el que el día y la noche tenían la misma duración.

El uso del reloj solar causaba diferencias horarias en diferentes regiones y la adopción de relojes mecánicos tampoco redujo la diversidad de horarios locales, de hecho, a fines del siglo XIX en Europa había 74 horarios locales diferentes, y 27 en norte américa. (Montalvão, 2005)

Los relojes locales tenían diferentes referencias, por ejemplo, en Estados Unidos el punto de referencia, era el observatorio Naval ubicado en Washington, el punto de referencia en Francia era el observatorio de Paris, en Brasil era el observatorio Nacional de Rio de Janeiro, en Portugal era el observatorio nacional de Lisboa, y en principio la multiplicidad de horario no traía muchos inconvenientes, no obstante, a finales de siglo XIX debido a los avances tecnológicos, principalmente en el área de las comunicaciones, sistema bancario, mercado de acciones y transporte fue evidente la necesidad de implementar un sistema horario estándar.

En 1883, con el objetivo de implementar este sistema, fue realizada una conferencia de astronomía en la ciudad de Roma, donde fue definido un sistema de husos horarios (Montalvão, 2005). Un huso horario consiste en 24 áreas idénticas imaginarias en la que se divide la Tierra, como se puede observar en la Ilustración 2-1, de modo que cada área tenga 15° de longitud (lo que corresponde al ángulo en que la tierra gira en una hora) de una área para otra, estos ángulos son contados a partir de un meridiano inicial y equivalentes a una hora, son definidos a partir del Tiempo Universal Coordinado (UTC).

Ilustración 2-1- Sistema de husos Horarios



Fuente: (HusosHorarios, 2012)

En 1884, en la conferencia internacional del meridiano, celebrada en Washington, se definió un meridiano que sería el punto cero, sirviendo de referencia para todas las naciones mundiales, creando las zonas horarias. Por votación, se estableció que el Meridiano Cero sería en el Observatorio Astronómico de Greenwich, en Inglaterra, cerca de Londres. Es decir, el meridiano de Greenwich pasa a ser la referencia de la hora oficial mundial, la llamada hora GMT (Greenwich Mean Time), también se definió que el meridiano en el que la fecha cambia es el antemeridiano de Greenwich, el que se encuentra a 180° o 12 husos horarios. Por convención internacional, ese meridiano determina el cambio de fecha civil en todo el mundo. (BASILIO, 2017)

Un punto importante de este sistema es que los husos mantienen relación con el mediodía solar en su meridiano central. En todos los días del año, siempre que la Hora Legal marque mediodía en algún huso, será mediodía solar a lo largo de todo el meridiano central de esa zona horaria. En ese momento, el meridiano estará frontal al sol. Las horas de salida del sol y de la puesta de sol, en la mayoría de los casos, no son determinantes para la adopción de la Hora Legal de un huso. Eventualmente, en las latitudes más distantes de Ecuador, las horas en que amanece y atardece pueden justificar un cambio temporal en la zona horaria. Es lo que ocurre cuando se adopta el horario de verano. (Montalvão, 2005).

3 DEFINICIÓN Y OBJETIVOS DEL HORARIO DE VERANO

El principal objetivo del horario de verano es garantizar el mejor aprovechamiento de la luz natural en desmedro de la luz artificial, y consiste en adelantar los relojes (normalmente en una hora), en relación a la hora legal de las zonas horarias del país adoptante, buscando reducir la concentración de consumo en el horario entre las 18 horas y 21 horas. Por consiguiente, alcanzar una disminución de la curva de consumo, reduciendo el nivel del pico máximo de demanda de potencia y aumentando la permanencia de la curva en niveles más bajos. Así provocar un ahorro de energía y aumento de confiabilidad en el sistema eléctrico con menor carga de energía en las líneas de transmisión, subestaciones, y sistemas de distribución, en una época del año en que el sistema es normalmente sometido a las más severas condiciones operacionales de demanda. El horario finaliza cuando estas ventajas dejan de ser significativas.

La idea del horario de verano apareció en 1784 con Benjamín Franklin, pero se consolidó durante la Primera Guerra Mundial, cuando Alemania en 1916 implementó la política con el objetivo de reducir la demanda de iluminación eléctrica y liberar más carbón para el esfuerzo de guerra. Después de Alemania, 31 naciones adoptaron el uso del horario de verano, incluyendo los Estados Unidos, pero la práctica fue generalmente revocada en todo el mundo después de la guerra.

Durante la Segunda Guerra Mundial, 52 naciones implementaron el horario de verano. En los Estados Unidos la política fue implementada durante 3 años y luego fue revocada. (Grant, 2011). Actualmente, 26 naciones practican el horario de verano, que afecta directamente a más de 1.600 millones de personas en todo el mundo. (Grant, 2011)

4 APLICACIÓN DEL HORARIO DE VERANO: EXPERIENCIA INTERNACIONAL

A nivel internacional varios países hacen cambio en el horario convencional para aprovechar la luminosidad del verano. Por ejemplo, los países miembros de la Unión Europea, la mayoría de los países que formaban la antigua Unión Soviética, la mayoría de Oriente Medio (Irán, Irak, Siria, Líbano, Israel, Palestina), parte de Oceanía (Australia, en parte de su territorio e Nueva Zelanda), América del norte (Canadá, Estados Unidos y México), algunos de América Central (Cuba, Honduras, Guatemala, Haití y Bahamas), y de América del Sur (Brasil, Paraguay, Uruguay y Chile).

Algunos de estos países están situados en las regiones consideradas como tropicales, como Brasil y Paraguay, en América del Sur, Cuba, Honduras, Guatemala y Haití, en América Central, México, América del Norte, Australia, Oceanía, Egipto y Marruecos, en África.

Estudios realizados a cerca del horario de verano en Estados Unidos, Argentina, Chile y Brasil son presentados en la siguiente sesión.

4.1 Estados Unidos

En Estados Unidos, la medida se consolida en el llamado "*Daylight Saving Time*", que comienza normalmente el primer domingo de abril y dura hasta el último domingo de octubre. Pero, así como en las demás reglas y reglamentos, los estados de la Federación tienen cierta autonomía para definir las reglas del horario de verano.

La primera ley del uso del horario de verano en los Estados Unidos que no formaba parte de una iniciativa en tiempo de guerra fue la *Uniform Time Act* de 1966, que establecía que el horario de verano comenzaría el último domingo de abril y terminaría el último domingo octubre. A principios de la década de 1970, el embargo del petróleo provocó cambios, cuando una ley en 1973 impuso el horario de verano durante 15 meses y en 1986 se adelantó el inicio del HV en tres semanas. Hoy en día la práctica del uso del horario de verano incluye una extensión adicional autorizada dentro del *Energy Policy Act* de 2005. Comenzando en 2007, el horario de verano comienza en el segundo domingo del mes de marzo y termina el primer domingo de noviembre. (Grant, 2011)

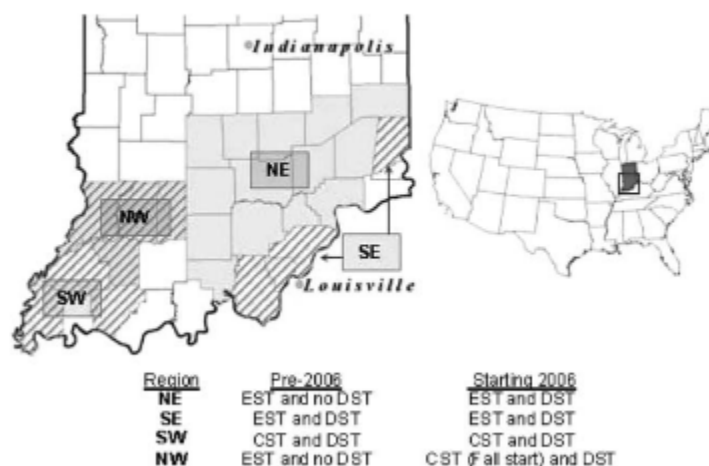
En (Grant, 2011), se presenta un análisis de la experiencia en Indiana, con el objetivo de proporcionar las primeras estimaciones empíricas del efecto general del horario de verano sobre el consumo residencial de electricidad. Su principal conclusión fue que, a diferencia de la intención de esta política pública, el horario de verano causó un aumento en la demanda de electricidad residencial. Se observa que el efecto no es constante a lo largo del período de verano: hay aumento en la demanda de electricidad en la transición de la primavera al horario de verano, pero los aumentos reales ocurren en el otoño, cuando el consumo aumenta entre el 2% y el 4%.

La aplicación del horario de verano dejó escenarios con tres zonas horarias diferentes dentro del estado: 77 condados con zona horaria del Este (EST) que no implementaban el horario de verano; 10 municipios agrupados en el noroeste y suroeste del estado con zona horaria central (CST) que implementaban el horario de verano; 5 condados en la parte sudeste con horario estándar del Este (EST) que practicaron esta política pública. En 2006 todos los condados pasaron a usar la zona horaria central (CST), y todos los estados comenzaron a usar el horario de verano, según lo exigido por una ley que aprobó la Asamblea Legislativa en 2005.

En la Ilustración 4-1, se presenta el mapa del sur de Indiana, los condados sombreados, fueron el foco del estudio y se dividieron en 4 grupos. Se obtuvieron datos sobre el consumo residencial mensual, en el período entre enero de 2004 hasta diciembre de 2006, los datos fueron suministrados por la concesionaria responsable de los servicios eléctricos en el sur de Indiana - *Duke Energy*.

Datos sobre la temperatura diaria promedio desde 2004 hasta 2006, también fueron usados, y se obtuvieron del Centro Nacional de Datos Climáticos a partir de 60 estaciones meteorológicas en el sur de Indiana.

Ilustración 4-1 - Sur de Indiana, área de estudio



Fuente: (Grant, 2011)

Los resultados del estudio muestran principalmente que, contrariamente a la intención de la política, el horario de verano resultó en un aumento general de la demanda eléctrica residencial. Las estimaciones del aumento general del consumo son aproximadamente del 1%, con alta significancia estadística.

También fue encontrado que el efecto no es constante durante todo el período de horario de verano: hay evidencia de un aumento en la demanda de electricidad en la transición de primavera a verano, pero los aumentos más grandes llegan en el otoño, cuando el horario de verano incrementa el consumo entre 2% y 4 %.

Estos resultados son generalmente consistentes con los resultados de simulación y los de otros estudios que apuntan a una compensación entre la reducción de

la demanda de iluminación y el aumento de la demanda de calefacción y refrigeración.

Fue estimado un costo para los hogares de Indiana de \$ 9 millones por año con el aumento de las facturas de electricidad. Las estimaciones de los costos sociales debido al aumento de las emisiones contaminantes varían entre \$ 1.7 y \$ 5.5 millones por año.

Se concluyó que la lógica a largo plazo para el horario de verano es cuestionable. En todo caso, la política parece tener el efecto contrario al deseado. Sin embargo, se debe tener en cuenta, que este sorprendente resultado en años pasados pudo haber sido diferente, los cambios causados por el uso de aire acondicionado pueden explicar estos resultados. El aire acondicionado es un factor importante, que ha aumentado su uso en los últimos años; entre 1978 y 2005, la electricidad utilizada para el aire acondicionado en los hogares de los EE. UU. aumentó casi un 250% (Energy Information Administration, 2008).

4.2 Argentina

La implementación del sistema de husos horarios en Argentina ocurrió en septiembre de 1894 y su referencia era el observatorio astronómico de Córdoba. En 1920, Argentina se adhiere a la Convención Internacional del Huso Horario y adopta la zona horaria 4 al oeste de Greenwich (GMT-4).

La primera experiencia con el horario de verano en Argentina fue el primero de diciembre de 1930 y mantuvo cierta regularidad en la observancia de la política hasta el 1 de octubre de 1946, cuando el horario de verano (es decir, UTC-3) permaneció activo hasta 1963.

En 1970, Argentina implementó la zona horaria UTC-3, y por tanto los sucesos siguientes en el uso del horario de verano, involucraron una política doble de horario de verano (es decir, UTC-2).

Después de la devaluación del peso argentino (ARS) en 2002, los precios de la energía fueron controlados por el gobierno causando desequilibrios en los dos principales sectores de energía: Gas natural y electricidad, también dio lugar a que las políticas de precios partieran de los costos de oportunidad sostenibles a largo plazo y una intervención en los mercados de energía, llevando a uno de los mayores congelamientos de precios y tarifas de la historia, afectando principalmente a la ciudad de Buenos Aires, y toda la región metropolitana.

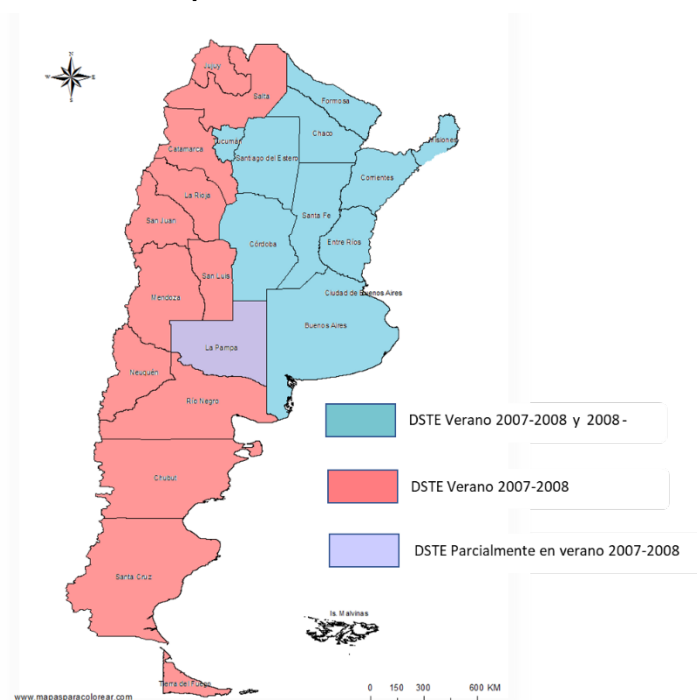
En 2008, un calendario de tarifas se introdujo y los usuarios con precios congelados (especialmente el sector residencial), comenzaron a recibir ajustes. En 2015 el nuevo gobierno ajustó las tarifas de energía, y los usuarios particularmente residenciales recibieron cuentas de energía eléctrica con un aumento de hasta el 400%. A pesar del precio de la energía y de los cambios arancelarios, las cuentas de luz todavía no reflejan totalmente los costos

incrementales de largo plazo, por lo que nuevos ajustes tarifarios probablemente están por ocurrir.

Como consecuencia, la demanda de electricidad aumentó más rápido que el suministro de electricidad durante la última década, ocasionando repetidos episodios de falta de energía y demanda reducida.

En (Margulis, 2016), se analiza el efecto de la implementación del doble horario de verano, ocurrido las dos últimas veces; de 30 de diciembre de 2007 al 15 de marzo de 2008 y del 19 de octubre de 2008 al 14 de marzo de 2009. Debido a las fuertes críticas de la política en el primer período hechas por algunas regiones, en el verano siguiente quedaron excluidos de la obligación, en la Ilustración 4-2 se representa las zonas que implementaron y no implementaron la política en los dos períodos. Posteriormente, al final del verano de 2008 - 2009, el doble horario de verano dejó de aplicarse en cualquier parte del país.

Ilustración 4-2- Zonas con implementación del doble horario de verano en Argentina



Fuente: (Margulis, 2016)

A partir de los datos de consumo de energía por hora, obtenidos de cada región antes y después de los cambios de política, es posible identificar el impacto del uso del doble horario de verano en el consumo de electricidad. Se construyeron dos conjuntos de regiones: el primero con áreas pertenecientes al este, donde en los dos períodos del verano en que el doble horario de verano fue practicado. El segundo con las áreas del Oeste, en las cuales el doble horario de verano en el verano fue practicado en 2007-2008.

El resultado del estudio mostró que el grupo del Este consume más energía que el grupo occidental, como se muestra en la Tabla 4-1 y **Tabla 4.2**. El área metropolitana de Buenos Aires es la región con el mayor consumo de electricidad con más de 4.500 MWh en promedio. El resto de la provincia de

Buenos Aires es el segundo mayor consumidor (aproximadamente 1.500 MWh), seguido por Santa Fe (aprox. 1.200 MWh) y Córdoba (aproximadamente 800 MWh). Todas las provincias del conjunto occidental tienen consumo por debajo de 300 MWh, con la única excepción siendo Mendoza (más de 500 MWh).

Tabla 4-1- Estadísticas de resumen de las provincias del este de Argentina

Oct 19, 2006 to Mar 15, 2007	Consumption (MWh)		Temperature (Celsius)		Humidity (%)		Pressure (hPa)		Wind Speed (km/h)		Sunshine (h/day)	
	mean	sd	mean	sd	mean	sd	mean	sd	mean	sd	mean	sd
AMBA	4519.26	(901.16)	22.79	(3.81)	70.01	(13.49)	1011.96	(4.82)	17.13	(9.15)	13.78	(0.61)
Buenos Aires	1486.67	(177.45)	18.32	(5.24)	73.85	(18.45)	1011.06	(5.45)	14.73	(8.76)	14.06	(0.71)
Chaco	196.47	(43.32)	26.11	(4.85)	72.67	(17.66)	1003.38	(3.74)	11.34	(6.06)	13.36	(0.46)
Cordoba	828.12	(148.13)	21.97	(4.86)	67.55	(20.06)	956.91	(4.23)	13.89	(8.83)	13.59	(0.54)
Corrientes	227.06	(41.56)	26.04	(4.60)	70.20	(16.66)	1002.86	(3.67)	12.38	(6.78)	13.36	(0.45)
Entre Rios	289.36	(50.87)	23.10	(4.80)	70.00	(18.73)	1002.46	(4.35)	12.53	(9.86)	13.61	(0.54)
Misiones	148.98	(15.00)	26.52	(4.42)	68.16	(17.28)	995.79	(3.19)	9.05	(4.92)	13.36	(0.45)
Santa Fe	1171.05	(163.44)	22.88	(4.89)	70.38	(19.01)	1008.23	(4.50)	11.48	(7.99)	13.68	(0.57)
Sgo. Estero	101.43	(22.47)	25.80	(5.34)	67.22	(20.68)	984.74	(40.76)	9.17	(6.63)	13.38	(0.46)
Tucuman	245.46	(46.16)	24.22	(4.58)	74.15	(16.62)	958.11	(4.52)	11.25	(6.80)	13.33	(0.44)

Oct 19, 2007 to Mar 15, 2008	Consumption (MWh)		Temperature (Celsius)		Humidity (%)		Pressure (hPa)		Wind Speed (km/h)		Sunshine (h/day)	
	mean	sd	mean	sd	mean	sd	mean	sd	mean	sd	mean	sd
AMBA	4623.31	(899.65)	22.38	(4.08)	68.15	(14.52)	1011.91	(4.88)	16.75	(9.22)	13.78	(0.61)
Buenos Aires	1547.22	(170.58)	18.02	(5.60)	72.78	(19.87)	1011.06	(5.62)	15.78	(9.04)	14.06	(0.71)
Chaco	201.79	(43.30)	25.16	(5.33)	69.59	(20.33)	1003.79	(3.80)	10.29	(5.89)	13.36	(0.46)
Cordoba	891.87	(151.80)	22.45	(5.21)	59.78	(21.13)	957.17	(4.06)	13.68	(8.83)	13.58	(0.54)
Corrientes	235.80	(41.79)	25.30	(5.05)	65.83	(18.56)	1003.20	(3.74)	12.41	(6.88)	13.36	(0.46)
Entre Rios	308.44	(55.91)	23.04	(5.32)	65.64	(19.01)	1002.68	(4.22)	11.36	(8.24)	13.60	(0.55)
Misiones	157.38	(18.90)	25.64	(4.59)	65.40	(17.75)	995.84	(3.39)	10.06	(5.75)	13.35	(0.46)
Santa Fe	1253.88	(176.40)	22.60	(5.43)	66.40	(19.44)	1008.51	(4.42)	12.38	(9.85)	13.67	(0.57)
Sgo. Estero	108.96	(23.06)	25.70	(5.71)	62.77	(21.64)	983.17	(61.79)	9.30	(6.47)	13.37	(0.46)
Tucuman	261.41	(48.54)	24.20	(4.88)	69.53	(17.45)	958.74	(4.50)	12.10	(6.56)	13.32	(0.44)

Fuente: (Margulis, 2016)

Tabla 4-2- Estadísticas de resumen - provincias del oeste de Argentina

Oct 19, 2006 to Mar 15, 2007	Consumption (MWh)		Temperature (Celsius)		Humidity (%)		Pressure (hPa)		Wind Speed (km/h)		Sunshine (h/day)	
	mean	sd	mean	sd	mean	sd	mean	sd	mean	sd	mean	sd
Catamarca	194.84	(15.83)	26.90	(5.18)	54.61	(19.17)	954.93	(4.52)	19.78	(13.04)	13.42	(0.48)
Jujuy	81.29	(15.23)	22.98	(4.22)	75.14	(17.61)	908.45	(3.76)	8.03	(6.83)	13.19	(0.39)
La Pampa	72.69	(15.80)	21.87	(6.18)	55.53	(23.66)	988.95	(4.67)	14.21	(10.81)	13.92	(0.66)
La Rioja	117.64	(16.66)	26.75	(5.58)	55.69	(20.47)	959.09	(4.67)	11.12	(6.74)	13.47	(0.49)
Mendoza	532.61	(65.29)	23.86	(5.22)	48.41	(17.39)	930.42	(4.08)	8.49	(6.58)	13.67	(0.57)
Neuquen	224.78	(24.21)	21.04	(6.12)	41.33	(19.63)	980.19	(4.50)	11.97	(8.98)	14.08	(0.73)
Salta	140.72	(27.11)	21.21	(4.26)	75.90	(18.11)	877.32	(3.42)	7.85	(6.82)	13.22	(0.40)
San Juan	196.80	(26.70)	25.48	(5.98)	41.25	(17.30)	941.66	(4.45)	15.87	(9.53)	13.59	(0.54)
San Luis	137.17	(24.15)	22.94	(5.13)	54.95	(19.18)	929.75	(3.75)	19.71	(11.26)	13.70	(0.58)
Santa Cruz	48.09	(5.62)	11.49	(4.49)	54.85	(21.00)	998.46	(9.14)	26.71	(16.03)	15.29	(1.18)

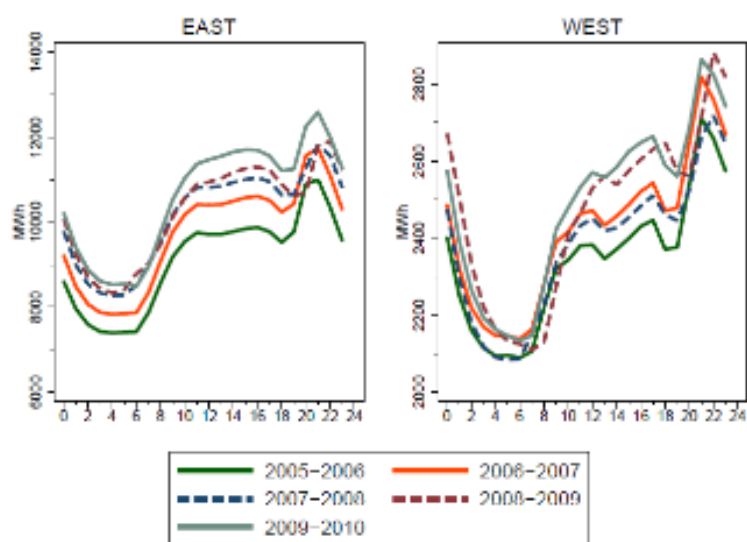
Oct 19, 2007 to Mar 15, 2008	Consumption (MWh)		Temperature (Celsius)		Humidity (%)		Pressure (hPa)		Wind Speed (km/h)		Sunshine (h/day)	
	mean	sd	mean	sd	mean	sd	mean	sd	mean	sd	mean	sd
Catamarca	194.55	(16.22)	26.41	(5.37)	53.42	(20.39)	955.76	(4.52)	18.52	(13.22)	13.41	(0.48)
Jujuy	89.77	(15.12)	22.57	(4.63)	71.54	(18.88)	909.06	(3.80)	9.03	(7.26)	13.19	(0.40)
La Pampa	77.56	(17.79)	21.37	(6.20)	55.86	(22.76)	989.26	(4.55)	15.18	(8.97)	13.91	(0.66)
La Rioja	124.97	(18.93)	27.10	(5.78)	49.41	(20.89)	959.54	(4.71)	11.67	(7.07)	13.50	(0.48)
Mendoza	541.48	(69.49)	23.77	(5.36)	49.70	(18.95)	931.17	(4.17)	8.02	(6.48)	13.67	(0.57)
Neuquen	262.73	(27.12)	22.08	(6.38)	38.89	(18.61)	980.43	(4.52)	12.91	(9.57)	14.07	(0.73)
Salta	151.82	(28.40)	20.49	(4.56)	74.94	(19.14)	877.91	(3.46)	7.62	(6.42)	13.22	(0.40)
San Juan	183.62	(29.73)	25.18	(6.13)	40.16	(19.57)	942.49	(4.49)	16.27	(10.58)	13.59	(0.54)
San Luis	146.78	(24.72)	22.89	(5.47)	53.27	(19.34)	930.48	(3.83)	17.65	(10.14)	13.70	(0.58)
Santa Cruz	46.51	(6.24)	12.53	(5.26)	55.18	(20.20)	1001.02	(9.11)	25.75	(16.50)	15.27	(1.18)

Fuente: (Margulis, 2016)

Los datos utilizados en el análisis consisten en observaciones del periodo comprendido entre el 19 de octubre y el 15 de marzo para los años 2005 a 2010.

En la Ilustración 4.3 se presenta el consumo en las regiones estudiadas, sólo se consideran días laborables, se observa que las formas de las curvas son relativamente estables durante los períodos (líneas continuas) en los dos grupos. Durante los veranos tratados (líneas de traza), las curvas de carga se desplazan hacia la derecha durante la tarde y la noche. Un efecto similar, pero secundario (en términos de magnitud), ocurre durante la mañana.

Ilustración 4-3- Curvas de consumo entre 2005 e 2010 de Argentina



Fuente: (Margulis, 2016)

Para el análisis empírico realizado en este estudio, dos hechos son relevantes y deben ser considerados. Primero, durante el período muestral (es decir, temporadas de verano entre 2005 y 2010), la demanda de electricidad no se vio limitada por problemas de distribución, transmisión o capacidad de generación. En segundo lugar, como se mencionó anteriormente, el horario de verano en 2007-2008 es un experimento natural porque muchas provincias fueron obligadas a aplicar la política por parte del gobierno federal.

El modelo de regresión resultante del estudio tiene la siguiente especificación general:

$$\ln(Q_{ith}) = \gamma_h DST_{ith} + F(W_{ith}) + \eta_t + \zeta_h + \omega_i + \varepsilon_{ith}$$

(Ecuación 1)

donde los subíndices t denotan la fecha, h denota la hora y i denota la provincia. La variable dependiente Q_{ith} es el consumo de electricidad medido en MWh.

La variable DST_{ith} es una variable ficticia que toma el valor 1 si la provincia i en la fecha t y la hora h aplica la política de horario de verano, y es igual a 0 en caso contrario. Adicionalmente, η_t es una intercepción específica de la fecha, ζ_h es una intercepción específica de una hora, ω_i una intercepción específica de la provincia, y ε_{ith} es el término de error. Los argumentos de la función $F(\cdot)$ son variables climáticas, W_{ith} , y se permiten no linealidades e interacciones con las variables ficticias del grupo de provincias.

El principal interés es la estimación de γ_h que captura el efecto causado debido a la política de horario de verano. Más concretamente, estimamos el efecto promedio por hora y también los efectos de horas de horario de verano en el consumo de electricidad.

En la Tabla 4-3, son presentadas las estimaciones de efectos fijos de la Ecuación 1. Las cuatro especificaciones incluyen efectos fijos de fecha, hora y provincia. La primera especificación presentada en la columna A, que es el modelo estándar que representa un único efecto del horario de verano promedio. El modelo en la columna B incorpora interacciones entre horario de verano y cada una de las 24 horas del día. El modelo de la columna C hace uso de las interacciones entre las variables meteorológicas y una variable ficticia para las provincias orientales (es decir, aquellas provincias que aplican el horario de verano en ambos períodos de verano). La columna D incluye los dos tipos de interacciones mencionados anteriormente.

Tabla 4-3- Modelos de efectos fijos para el experimento natural de horario de verano en Argentina

Variable	(A)	(B)	(C)	(D)
DST	0.00634*** (0.00101)		0.00490*** (0.00102)	
temp	-0.02387*** (0.00083)	-0.02499*** (0.00083)	-0.01896*** (0.00098)	-0.01939*** (0.00098)
temp ²	0.00148*** (0.00004)	0.00152*** (0.00004)	0.00117*** (0.00004)	0.00116*** (0.00004)
temp ³	-0.00002*** (0.00000)	-0.00002*** (0.00000)	-0.00002*** (0.00000)	-0.00002*** (0.00000)
humidity	0.00019*** (0.00002)	0.00017*** (0.00002)	-0.00019*** (0.00003)	-0.00019*** (0.00003)
pressure	0.00004* (0.00002)	0.00005* (0.00002)	-0.00125*** (0.00009)	-0.00126*** (0.00009)
wind	-0.00040*** (0.00003)	-0.00038*** (0.00003)	-0.00018*** (0.00003)	-0.00018*** (0.00003)
sunshine	-0.00845*** (0.00126)	-0.00823*** (0.00125)	-0.01024*** (0.00125)	-0.00998*** (0.00125)
DST 00:00		0.01755*** (0.00270)		0.01940*** (0.00268)
DST 01:00		0.02042*** (0.00303)		0.02373*** (0.00301)
DST 02:00		0.02305*** (0.00327)		0.02769*** (0.00326)
DST 03:00		0.02029*** (0.00324)		0.02614*** (0.00325)
DST 04:00		0.01794*** (0.00314)		0.02471*** (0.00316)
DST 05:00		0.02134*** (0.00299)		0.02877*** (0.00302)
DST 06:00		0.06123*** (0.00267)		0.06989*** (0.00269)
DST 07:00		0.06021*** (0.00247)		0.06909*** (0.00245)
DST 08:00		0.02218*** (0.00251)		0.03034*** (0.00250)
DST 09:00		0.00970*** (0.00247)		0.01495*** (0.00245)
DST 10:00		0.00340 (0.00245)		0.00539* (0.00243)
DST 11:00		0.00006 (0.00237)		-0.00188 (0.00237)
DST 12:00		-0.00535* (0.00231)		-0.01094*** (0.00231)
DST 13:00		-0.00008 (0.00232)		-0.00861*** (0.00229)
DST 14:00		0.01325*** (0.00251)		0.00241 (0.00241)
DST 15:00		0.01925*** (0.00261)		0.00656** (0.00249)
DST 16:00		0.01763*** (0.00249)		0.00403 (0.00238)
DST 17:00		0.01371*** (0.00238)		0.00024 (0.00233)
DST 18:00		0.00880*** (0.00219)		-0.00372 (0.00219)
DST 19:00		-0.02950*** (0.00218)		-0.04053*** (0.00221)
DST 20:00		-0.11558*** (0.00245)		-0.12394*** (0.00247)
DST 21:00		-0.05644*** (0.00259)		-0.06050*** (0.00259)
DST 22:00		-0.00087 (0.00229)		-0.00205 (0.00228)
DST 23:00		0.01597*** (0.00230)		0.01646*** (0.00229)
temp × east			-0.01096*** (0.00144)	-0.01377*** (0.00144)
temp ² × east			0.00067*** (0.00007)	0.00082*** (0.00007)
temp ³ × east			-0.00001*** (0.00000)	-0.00001*** (0.00000)
hum × east			0.00104*** (0.00003)	0.00097*** (0.00003)
press × east			0.00129*** (0.00009)	0.00131*** (0.00009)
wind × east			-0.00075*** (0.00006)	-0.00065*** (0.00006)
sun × east			-0.00528*** (0.00073)	-0.00629*** (0.00073)
intercept	7.33928*** (0.02915)	7.34180*** (0.02888)	7.40393*** (0.02999)	7.43276*** (0.02964)
Observations	346,890	346,890	346,890	346,890
Adj. R ²	0.987	0.987	0.987	0.987

All models include date, hour, and province fixed effects.

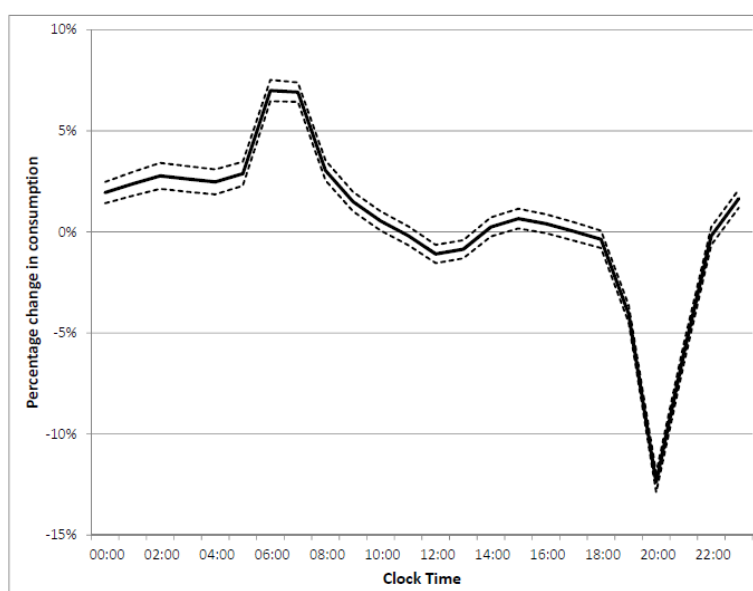
Standard errors in parentheses, significance: *p < 0.05, **p < 0.01, ***p < 0.001.

Fuente: (Margulis, 2016)

El efecto promedio por hora del horario de verano en el consumo de electricidad es positivo y altamente significativo estadísticamente, como se ve en las columnas A y C. En promedio, esta política afecta el consumo por hora 0,49% en el modelo C y 0,63% en A. Para los modelos que permiten el impacto diferencial por hora de horario de verano (columna B y D), nuestras estimaciones indican un patrón claro durante el día.

La aplicación de la política horario de verano incrementa el consumo durante la mañana, especialmente entre las 6 y las 7 h, luego disminuye ligeramente el consumo entre las 11 y las 13 h, y, por último, disminuye el consumo entre las 18 y las 22 h. La Ilustración 4-4 ilustra los patrones de cambio de consumo descritos anteriormente.

Ilustración 4-4- Horario de verano en Argentina: efectos estimados en el consumo de electricidad por horarios



A partir de estas estimaciones, la aplicación de horario de verano implica un ligero aumento en el consumo de electricidad. Que, probablemente se encuentre entre el 0,4% y el 0,6%. Por otro lado, la demanda máxima de potencia se reduce significativamente (en el rango de 2.4% a 2.9%). En otras palabras, los responsables de formular políticas deben comparar: i) la carga fiscal de los subsidios de energía adicionales debido a un mayor consumo de electricidad, versus ii) menores costos de generación en las horas punta si los costos marginales están aumentando en el segmento relevante afectado por la política, y iii) la reducción de la capacidad instalada necesaria.

También es interesante calcular el costo adicional asociado con la aplicación de la política de horario de verano, que, como se vio anteriormente, tiene un impacto positivo en el consumo de electricidad. El cálculo del costo no es una tarea sencilla en Argentina, debido a los subsidios desiguales que prevalecen en el sector eléctrico. Las distorsiones estaban, y aún están, presentes en la generación, transmisión y distribución de electricidad.

Con base a las estimaciones calculada en (P. Hancevic, 2016), solo fue calculado el efecto del horario de verano en los costos de generación. Por lo tanto, los costos de generación adicionales causados por la política fueron de \$ 10.9 y \$ 18.0 millones de dólares estadounidenses en los períodos australes de verano entre 2007-2008 y 2008-2009, respectivamente.

4.3 Chile

El sistema de husos horarios en Chile comenzó a funcionar en 1894 en Valparaíso, ya en 1910, Chile adoptó el UTC-5 como tiempo oficial.

Con el fin de reducir el consumo residencial, en 1970, se implementó una política de horario de verano, por primera vez, por decreto ejecutivo. A partir de esa fecha, argumentos como economía de energía, permitieron establecer decretos para aumentar la duración del horario de verano.

En los últimos tiempos la implementación del horario de verano tanto a nivel nacional como internacional ha sido cuestionada, debido a diversos factores como, políticas de eficiencia energética destinadas a reducir el consumo de electricidad en la iluminación artificial, el aumento en el consumo eléctrico en horas de la mañana (horarios fuera de la punta), el uso de equipos como el aire acondicionado o los calentadores en invierno.

Por tanto, en (Humberto Verdejo, 2015) se analiza el impacto de la aplicación del horario de verano en términos de disminución del consumo eléctrico en el área residencial, en este estudio se utilizaron dos métodos complementarios, uno basado en un enfoque heurístico y otro usando un modelo econométrico.

Para el desarrollo del estudio se analizaron los consumos de energía residenciales de algunas ciudades, sin embargo, debido a la particularidad geográfica de Chile, es difícil encontrar una región representativa de todo el país, en el momento de hacer un análisis de la política de Horario de verano en todo el país, pues existen particularidades en la diferentes regiones , como por ejemplo, variaciones climáticas, número de horas de luz en el día, actividad económica predominante, cantidad de consumidores residenciales, etc.

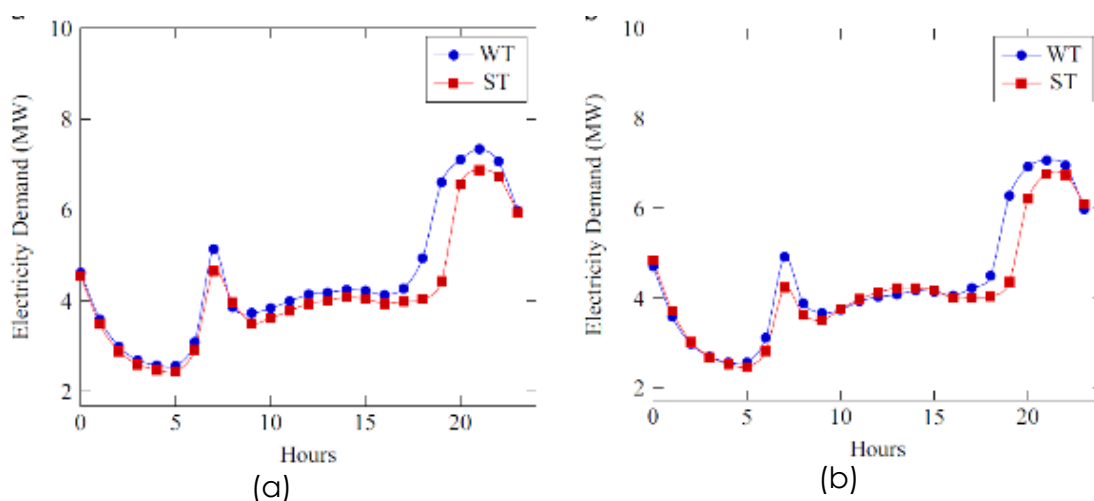
Considerando estas particularidades se eligieron 4 ciudades para analizar el impacto de la política, las ciudades de Santiago y Concepción fueron seleccionadas por tener la mayor población del país. Las ciudades de Arica y Punta Arenas fueron elegidas por estar localizadas geográficamente en el extremo norte y sur del país. Estas regiones fueron definidas por el Ministerio de Energía de Chile, que también suministró los datos de consumo, ya las informaciones relacionadas a la temperatura fueron suministradas por la Dirección Meteorológica de Chile, considerando la temperatura por hora de cada región estudiada.

La información fue seleccionada en las fechas en que se produjeron los cambios de horario correspondientes en verano e invierno. En 2013 el invierno inició el 27 de abril y el verano el 7 de septiembre, ya en el 2014 el invierno inició el 26 de

abril y el verano el 6 de septiembre. La selección de las dos franjas horarias se debe al hecho de que en Chile la política del Horario de verano se aplica uniformemente a todo el territorio en dos épocas del año, en las fechas mencionadas, y a las restricciones físicas de acceso a la información perteneciente al país.

El método heurístico fue utilizado para el cálculo aproximado de la economía de energía eléctrica después de aplicar el Horario de Verano. La idea es, comparar la demanda eléctrica entre dos períodos de tiempo en los que se aplica el cambio de horario, tratando de abordar teóricamente el efecto de la política, sin utilizar un modelo matemático formal. En la Ilustración 4-5, se puede observar la curva de la demanda por horas como resultado de la metodología heurística aplicada.

Ilustración 4-5- Curva de carga por hora en Santiago para el año de 2013. (a) Primer trimestre (b) Segundo trimestre.



Fuente: (Humberto Verdejo, 2015)

En las curvas de carga en la Ilustración 4-5, es posible observar una diferencia en el consumo entre el invierno y el verano, evidenciado por un desplazamiento a la derecha de la curva roja (demanda en verano) cuando se compara con la curva azul (demanda en invierno), indicando los efectos de la política del horario de verano que hacen desplazar el consumo. La ilustración también destaca picos de consumo tanto de mañana como de noche, lo que lleva a notar que el efecto de la política del horario de verano trae efectos al anochecer.

La metodología utilizada en el modelo econométrico de este estudio (Humberto Verdejo, 2015) es conocida en la literatura empírica como Diferencias en las Diferencias. Tiene como objetivo, calcular la diferencia registrada de dos conjuntos de horas; un primer conjunto de horas afectadas por la política del horario de verano, principalmente en aquellas horas que sufrieron un cambio significativo de luz, ya que los patrones de consumo se modifican significativamente. Y un segundo grupo de horas que no son afectadas por la política, pues la luz tiene poco cambio para afectar los patrones de consumo.

Se colectaron informaciones de los dos grupos antes y después de aplicar la política del horario de verano para construir una diferencia media de consumo de energía inicial antes de las implementaciones de la política entre los dos grupos. Cuando la política se aplica uniformemente, este diferencial se recalcula con el fin de conocer el efecto de la política en los grupos tratados. Al comparar estas dos diferencias medias, se obtiene una medida (segunda diferencia o diferencia en la diferencia), que permite analizar el impacto de la política del horario de verano en una hora representativa en el intervalo de tiempo pico de consumo.

Uno de los resultados de este estudio, presentados en la Tabla 4-4, muestran que cuando la temperatura aumenta un grado, en general el consumo de energía disminuye un poco menos del 1% por hora (un efecto que se duplica en el caso de Santiago) en el caso de Arica el mismo cambio de temperatura provoca un aumento en el consumo de energía del 1%.

Tabla 4-4- Resumen de los resultados del modelo Econométrico.

Variable	Santiago	Arica	Concepción	P.A
Morning Peak ^a	52.92%	4.00%	33.60%	N/A
Evening Peak	21.20%	N/A	33.21%	46.06%
C.F.M ^b	N/A	N/A	4.90%	N/A
ST ^c (DST)	-2.11%	-0.90%	-0.28%	-4.40%
Temperature	2.16%	1.06%	0.78%	0.70%
DST controls	-1.90%	-3.80%	-1.70%	7.30%
Holidays	-7.38%	-23.65%	-2.89%	-6.28% ^d
Saturdays	1.39%	7.97%	0.97%	6.97%
Sundays	1.38%	-32.97%	-0.52% ^e	-3.48%
Year 2014	-27.94%	3.08% ^f	4.06%	26.94%
PDST ^g (morning ^h)	-4.40%	-1.46%	16.07%	N/A
PDST (evening ^h)	-7.76%	N/A	12.44% ⁱ	-12.96%
C.H.D ^j	Effect (-)	Effect (+/-)	Effect (-)	Effect (+/-)
C.M.A ^k	Effect -	NS ^l	Effect (+)	Effect (+)

^a Case that applies only to Santiago and Concepción.

^b Midday counterfactual.

^c Summer time.

^d DST peak.

^e Controls per hours of the day.

^f Controls per analyzed months.

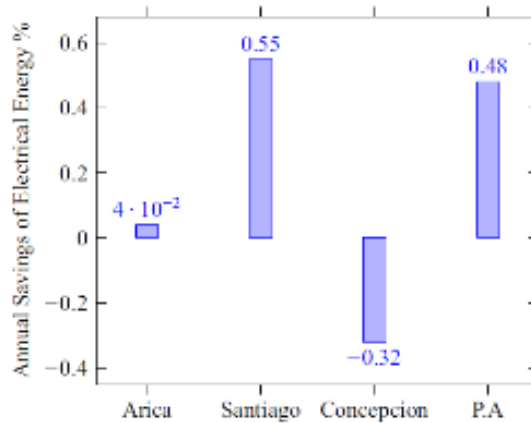
^g Not significant variables.

Fuente: (Humberto Verdejo, 2015)

El estudio da validez empírica a la hipótesis de que los sábados, domingos y feriados el consumo de energía disminuye. Sin embargo, la observación de que esto no sucede en Santiago los domingos plantea cuestiones interesantes de investigación en términos de políticas públicas.

El estudio muestra un resultado positivo al implementar la política en Santiago y conseguir una disminución en el consumo, pero eso no sucede en Concepción, ciudad en la que el efecto en el pico de consumo, de la noche en relación al pico de la mañana no es significativo. Este efecto puede estar justificado por el hecho de que, una vez que la región está ubicada cerca de la costa, se ve obligada a iniciar actividades portuarias más temprano que las ciudades restantes que se han estudiado. En la Ilustración 4-6 se presentan los resultados anuales de ahorro de energía en porcentaje para las ciudades consideradas en este estudio.

Ilustración 4-6- Economía anual en porcentaje del consumo de energía en Chile



Fuente: (Humberto Verdejo, 2015)

En la Tabla 4-5, se muestra un resumen de la economía anual de consumo de energía y monetaria en las ciudades del estudio en Chile.

Tabla 4-5- Economía anual monetario y consumo de energía en Chile

City	Distributor	Savings (GWh)	SavingsMMUS\$ ^a
Arica	EMELARI	0.97100	0.2121
Santiago	CHILECTRA	94.3120	15.312
Concepción	CGE Distribución	-21.322	-3.795
Punta Arenas	EDELMAG	1.88800	0.3635

(a) Value of the dollar on Thursday, March 5, 2015, equivalent to ch\$622

Fuente: (Humberto Verdejo, 2015)

En general, este estudio permite inferir que la aplicación de la política del horario de verano muestra una economía general de energía eléctrica en los clientes residenciales de Chile, el consumo promedio se redujo en el 3,18% como resultado de la aplicación del horario de verano.

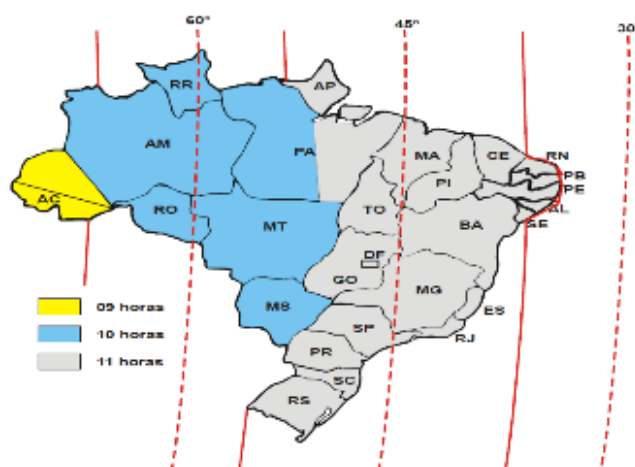
Para esta reducción se asumió el consumo constante durante las 24 horas del día. La reducción media puede ser extrapolada a Santiago, dándonos una reducción del 0,5% de la demanda total en Santiago. Ya en otras regiones, podemos mencionar que los ahorros son mayores en Punta Arenas que en Arica, mientras que en Concepción la política parece tener un efecto opuesto a lo esperado

Finalmente es importante considerar otros aspectos no relacionados a las cuestiones económicas, de mucha importancia determinantes en el comportamiento de la población, como efectos psicológicos, transporte público y accidentes de tránsito, sociales y biológicos.

5 EXPERIENCIA DE BRASIL EN LA APLICACIÓN DEL HORARIO DE VERANO

En Brasil, el sistema de husos horarios sólo fue adoptado en 1913, según el Observatorio Nacional. Las zonas horarias que posee Brasil desde la publicación de la Ley N° 2.784 aprobada por el Congreso, se presentan en la Ilustración 5-1.

Ilustración 5-1 - Sistema de huso horario en Brasil



Fuente: (Montalvão, 2005)

Brasil se encuentra al oeste del meridiano de Greenwich y, debido a su gran extensión territorial, comprende cuatro zonas horarias, variando entre dos y cinco horas menos que la hora del meridiano de Greenwich (GMT).

Considerando dos ciudades, João Pessoa, que es la capital de estado más oriental del país y que está cerca de Ecuador, y Porto Alegre, la capital de estado más meridional del país, y que se encuentra a una hora al oeste de João Pessoa. En el solsticio de verano, el amanecer en Porto Alegre (5h 23min) y en João Pessoa (5h 04min) ocurre en momentos próximos. La puesta del sol en la costa brasileña, João Pessoa comienza el anochecer (17h 36 min) y en Porto Alegre (19h 28 min). Mientras el día en el solsticio de verano, en João Pessoa, dura cerca de 12 horas y media, en Porto Alegre dura poco más de 14 horas. El día comienza aproximadamente en el mismo momento en todos los Estados de la costa brasileña, pero termina más tarde en los Estados del Sur.

Evidentemente, en el verano las ciudades localizadas más cerca de los polos tienen mayor tiempo con luz natural al final del día, pero esta situación es invertida durante el invierno, cuando las líneas del amanecer y de la puesta del sol cambian entre sí el ángulo de inclinación con respecto a un meridiano, como consecuencia del amanecer en Porto Alegre (7h22min) y en Joao Pessoa (5h22min). Pero el anochecer ocurre en momentos cercanos, por lo tanto, los días de la ciudad de Porto Alegre son menores cuando se comparan con la ciudad de João Pessoa (10h13min y 11h43min, respectivamente).

En Brasil, el horario de verano fue adoptado por primera vez, en el verano de 1931/1932. Desplegó por decreto del Presidente de la República, apoyado legalmente por el decreto de Ley N° 4.295, en mayo 13 de 1942, y fundamentado por informaciones del Ministerio de Minas y Energía, que toma

de base los estudios técnicos realizados por el Operador Nacional del Sistema Eléctrico – ONS. Su primera versión duró casi medio año, vigente desde el 3 de octubre de 1931 hasta el 31 de marzo de 1932.

En el verano siguiente se reeditó la medida con el mismo tiempo de duración. Posteriormente, la adopción de la medida fue retomada en períodos no consecutivos, en los años 1949 hasta 1953, de 1963 hasta 1968, y en los tiempos actuales a partir de 1985. El período de vigencia es variable, pero en promedio la duración de la aplicación de la medida en Brasil ha sido de 120 días, en los últimos 20 años. En la Tabla 5-1, se presenta el alcance histórico de la implementación del Horario de verano en Brasil hasta hoy.

Tabla 5-1- Histórico del alcance histórico del Horario de Verano en Brasil

Período	Alcance
1931/1932	Todo el territorio nacional
1932/1933	Todo el territorio nacional
1949/1950	Todo el territorio nacional
1950/1951	Todo el territorio nacional
1951/1952	Todo el territorio nacional
1952/1953	Todo el territorio nacional
1963/1964	Inicialmente en el Sudeste y después en todo el territorio nacional
1965	Todo el territorio nacional
1965/1966	Todo el territorio nacional
1966/1967	Todo el territorio nacional
1967/1968	Todo el territorio nacional
1985/1986	Todo el territorio nacional
1986/1987	Todo el territorio nacional
1987/1988	Todo el territorio nacional
1988/1989	Regiones Sur, Sudeste, Centro-Oeste y Nordeste
1989/1990	Regiones Sur, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Islas Oceánicas
1990/1991	Regiones Sur, Sudeste, Centro-Oeste y Bahía
1991/1992	Regiones Sur, Sudeste, Centro-Oeste y Bahía
1992/1993	Regiones Sur, Sudeste, Centro-Oeste y Bahía
1993/1994	Regiones Sur, Sudeste, Centro-Oeste, Amazonas y Bahía
1994/1995	Regiones Sur, Sudeste, Centro-Oeste y Bahía
1995/1996	Regiones Sur, Sudeste, Centro-Oeste, Alagoas, Bahía, Sergipe y Tocantins
1996/1997	Regiones Sur, Sudeste, Centro-Oeste, Bahía y Tocantins
1997/1998	Regiones Sur, Sudeste, Centro-Oeste, Bahía y Tocantins
1998/1999	Regiones Sur, Sudeste, Centro-Oeste, Bahía y Tocantins
1999/2000	Regiones Sur, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste y Roraima
2000/2001	Inicialmente en las Regiones Sur, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste, Roraima y Tocantins. Después, excluye Pernambuco y Roraima. Después, excluye todo el Nordeste, con excepción de Bahía
2001/2002	Regiones Sur, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste y Tocantins
2002/2003	Regiones Sur, Sudeste, Centro-Oeste, Bahía y Tocantins
2003/2004	Regiones Sur, Sudeste y Centro-Oeste, con excepción de Mato Grosso
2004/2005	Regiones Sur, Sudeste y Centro-Oeste
2005/2006	Regiones Sur, Sudeste y Centro-Oeste
2006/2007	Regiones Sur, Sudeste y Centro-Oeste

Período	Alcance
2007/2008	Regiones Sur, Sudeste y Centro-Oeste
2008/2009	Regiones Sur, Sudeste y Centro-Oeste
2009/2010	Regiones Sur, Sudeste y Centro-Oeste
2010/2011	Regiones Sur, Sudeste y Centro-Oeste
2011/2012	Regiones Sur, Sudeste, Centro-Oeste y Bahía
2012/2013	Regiones Sur, Sudeste, Centro-Oeste y Tocantins
2013/2014	Regiones Sur, Sudeste y Centro-Oeste
2014/2015	Regiones Sur, Sudeste y Centro-Oeste
2015/2016	Regiones Sur, Sudeste y Centro-Oeste
2016/2017	Regiones Sur, Sudeste y Centro-Oeste
2017/2018	Regiones Sur, Sudeste y Centro-Oeste

Fuente: (Ribeiro, 2017)

El sistema eléctrico en Brasil posee características bastante singulares; las fuentes de generación de electricidad son mayoritariamente hidroeléctricas (68.1%) (EPE, 2017), y se encuentran muy alejados de los principales puntos de consumo, por ejemplo, las mayores usinas del país - Tucuruí (8.500 MW) e Itaipú (96.387.357 MW-hora) (ITAIPIU-Binacional, 2018)- dista cientos de kilómetros de los grandes centros de consumo de energía, por lo que es necesaria una extensa y compleja red de transmisión.

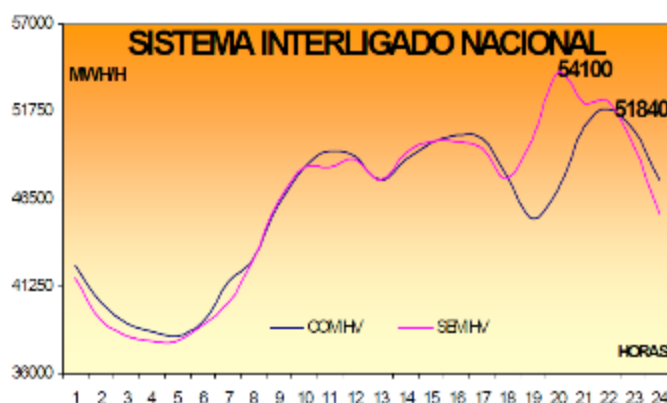
Por lo tanto, el horario de verano busca menos ahorrar dinero en combustible para las centrales térmicas o la energía de las centrales hidroeléctricas (*a pesar de que esto ocurre debido a la reducción de la iluminación residencial*) y más a disminuir las puntas diaria y anual del Sistema Eléctrico Interconectado.

La entidad encargada de evaluar la expectativa del impacto del horario de verano es el Operador Nacional del Sistema Eléctrico - ONS, creado por la Ley N° 9.648 / 1998, con el objetivo, entre otros, de "Promover la optimización de la operación del sistema electro-energético, visando el menor costo para el sistema".

Fuera del horario de verano, en Brasil, comúnmente las personas llegan a casa alrededor de las 18 horas, accionando el consumo de energía eléctrica, al mismo tiempo que la iluminación pública. Este consumo se agrega al consumo industrial, provocando un pico en el Sistema Eléctrico Interconectado generalmente mantenido hasta las 19 horas. Al implementar el horario de verano, la iluminación pública y parte del consumo de energía residencial se desplazan hasta después de las 19 horas, reduciendo la intensidad del pico de consumo.

En la Ilustración 5-2, se pueden observar curvas típicas de la demanda a lo largo de las 24 horas de un día, con y sin horario de verano en 2004. El desplazamiento de la iluminación pública y residencial en una hora provocaba la dispersión del pico de potencia, que ocurría en un determinado momento entre las 18h y las 21h.

Ilustración 5-2- Curva de demanda S.I.N en Brasil



Fuente: (Montalvão, 2005)

Es posible observar que la reducción de la punta era importante, aproximadamente 5%, el equivalente a una usina de 2.280 MW, o varias usinas que suplan esa demanda. Esta disminución evita la construcción de una planta de ese tamaño, que requeriría una inversión aproximada de US\$ 2.000 millones, además de refuerzos importantes en el sistema de transmisión, costos que finalmente pasarían las tarifas de los consumidores, adicionalmente, aquella usina únicamente sería usada en el período en que dura la punta de la demanda (Montalvão, 2005).

El alivio al sistema de transmisión previene al Sistema Interconectado Nacional (SIN) de sobrecargas, minimizando el riesgo de apagones de alcance regional e incluso nacional, así como de restricciones operacionales, preservando la integridad de los equipos. Como ejemplo, algunos hechos técnicos que justificaron la decisión de implementar el horario de verano en 2004/2005 fueron:

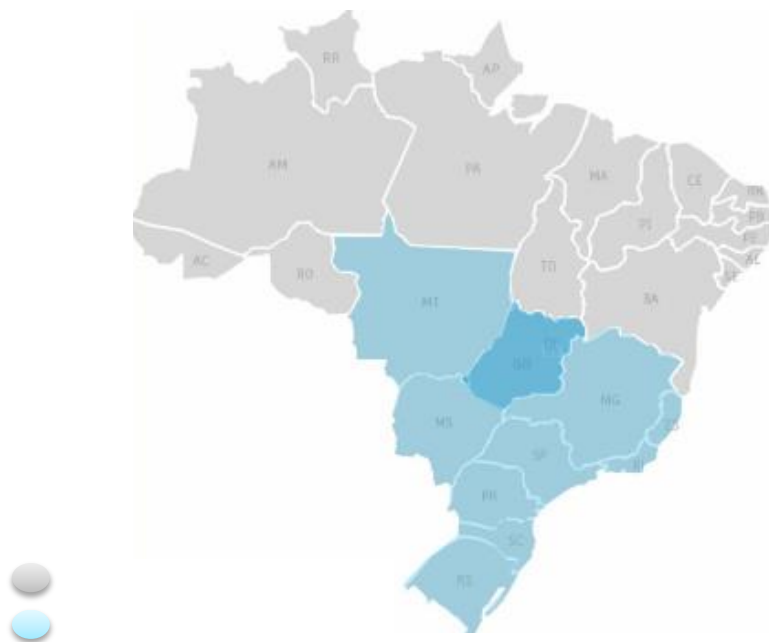
- La reducción estimada de 50 MW en la punta de Brasilia evitó sobrecarga en los transformadores de las subestaciones de Brasilia Sur y Brasilia General, que ya operaban con potencia nominal (Montalvão, 2005).
- La reducción estimada de 65 MW en la punta de Goiás ayudó a prevenir una sobrecarga en los transformadores de Xavantes, 39 subestaciones que atendían Goiânia, que ya operaban con potencia nominal (Montalvão, 2005).
- La reducción estimada de 430 MW en la punta de Río de Janeiro y Espírito Santo disminuiría los riesgos de "apagones", resultantes de contingencias en el SIN, como la indisponibilidad de Angra 2, la pérdida de una de las líneas de 500 kV que suplen la región, o incluso la sobrecarga de la línea Adrianópolis-Macaé, de 345 kV. Esta reducción evitó también la necesidad de accionar las usinas térmicas de Macaé Merchant y Norte Fluminense, con consecuentes ahorros para el Sistema (Montalvão, 2005).
- La reducción estimada de 300 MW en el Área Minas Gerais dio a la Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) un margen de seguridad para operar su sistema eléctrico. Además, esa disminución de la punta evitó

el accionamiento de la central térmica de Ibiritermo, con un ahorro estimado en R \$ 1 millón (Montalvão, 2005).

Es importante destacar que hay dos variables que permiten la separación de la hora legal de una ciudad en relación a su hora solar: una, de carácter permanente y dependiente de su longitud, es el desvío provocado por la estandarización de la zona horaria, que puede llegar a la media hora, para más o para menos; la otra, de carácter temporal y dependiente de su latitud, se refiere al efecto de las estaciones del año sobre la insolación. La combinación de ambas puede ser determinante para recomendar el horario de verano en una determinada región. Habiendo estos factores en determinado estado, se hace posible contemplar el horario de verano, pero su adopción de hecho queda dependiente de factores técnicos y políticos.

Actualmente, el horario de verano en Brasil es implementado en las regiones Sur, Sudeste y Centro-Oeste, en los estados más distantes de la línea del Ecuador, donde hay una diferencia más significativa en la luminosidad del día entre el verano y el invierno. En las regiones del Amazonas, Roraima, Amapá, Pará, Maranhão y Piauí, no hay beneficios significativos para el S.I.N. En los estados de Tocantins, Rondônia y Acre normalmente, el horario de verano no es aplicable, pero, en situaciones de emergencia del sistema eléctrico, puede ser adoptado. La Ilustración 5-3 muestra los estados de Brasil con horario de verano.

Ilustración 5-3- Estados brasileiros con Horario de verano



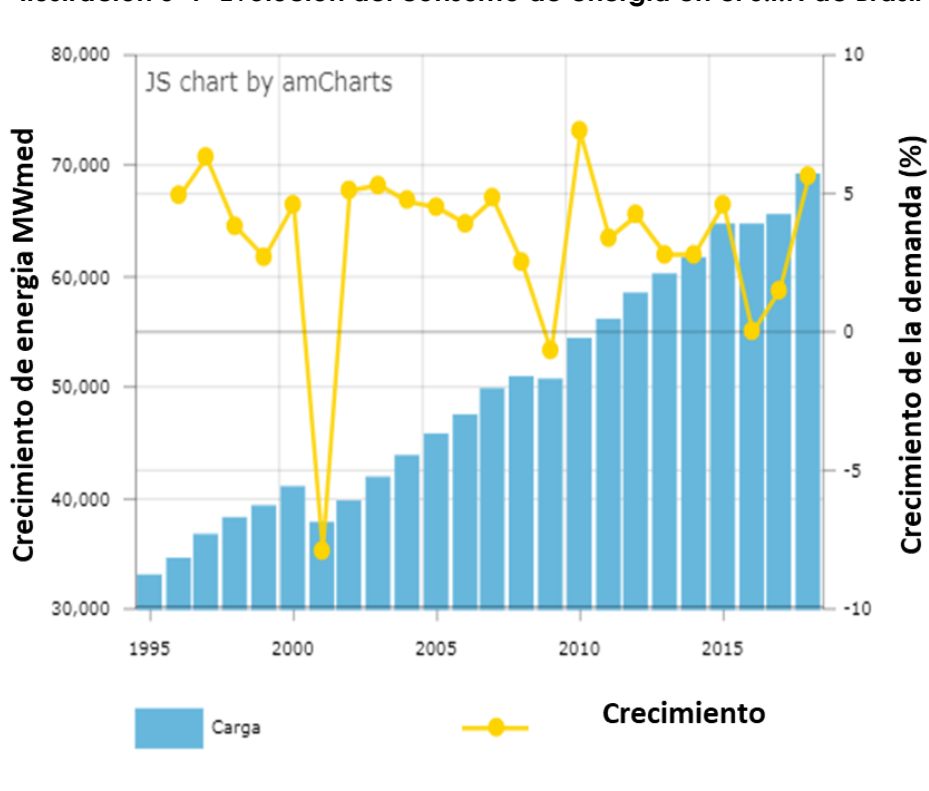
Fuente: (Jornal_a_redação, 2017)

La implementación del horario de verano en Brasil ha traído tanto críticos, como defensores de su práctica, algunos de los reclamos hacen referencia a daños a la salud de la población debido a los efectos negativos sobre el biorritmo de las personas, otros se refieren a la incomodidad causada a aquellos que tienen que levantarse muy temprano a hacer las actividades diarias aún en la oscuridad.

Los defensores del horario de verano minimizan los argumentos de los efectos negativos sobre los seres humanos, pues según ellos la población se adapta fácilmente al cambio, sin ningún efecto colateral permanente. Entre los aspectos positivos de la aplicación del HV, están el uso racional de la energía, los beneficios al medio ambiente, evitar la construcción de nuevas usinas, el aumento de confiabilidad del Sistema Eléctrico Interconectado, llevando a un ahorro de recursos financieros.

A lo largo de los últimos 20 años, el consumo de energía eléctrica en Brasil ha sufrido una evolución. El crecimiento anual del consumo de energía eléctrica fue negativo sólo tres veces en este período: en el racionamiento de energía de 2001 (-8%), en la crisis económica mundial de 2008 (-0,7%) y en la crisis económica y política de 2015 (-0,7%), como se observa en la Ilustración 5-4, El crecimiento promedio anual del consumo de electricidad fue de aproximadamente el 3% al año. (Lima, 2018)

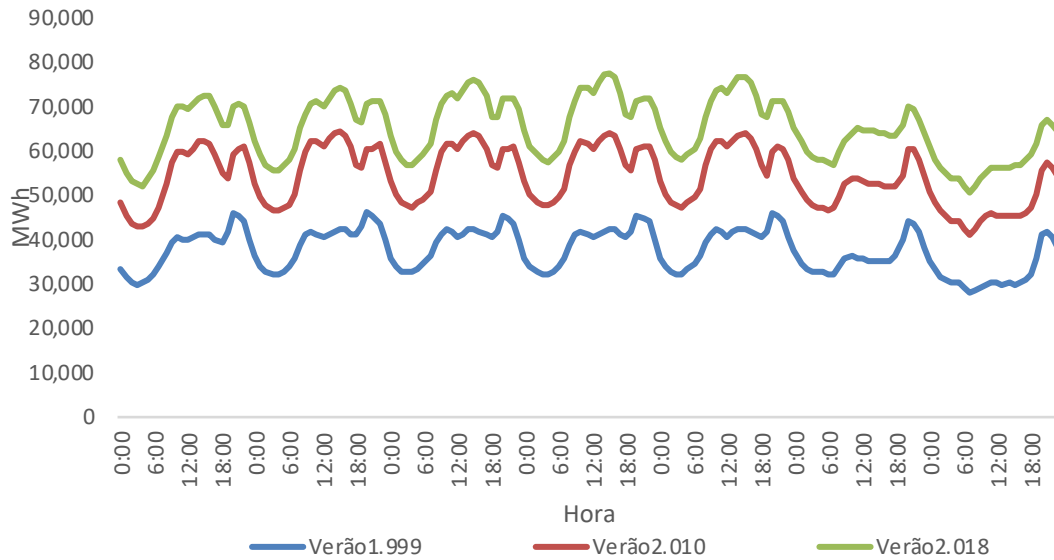
Ilustración 5-4- Evolución del consumo de energía en el S.I.N de Brasil



Fuente: (Lima, 2018)

La curva de carga en Brasil ha sufrido modificaciones, no sólo en el consumo y sí en la forma de la curva, principalmente en el período de mayor consumo, verano. La Ilustración 5-5 presenta una comparación de la curva de carga de una semana durante el verano en los años 1.999, 2.010 y 2.018.

Ilustración 5-5- Comparación de la curva de carga en Brasil [1999, 2010 y 2018]

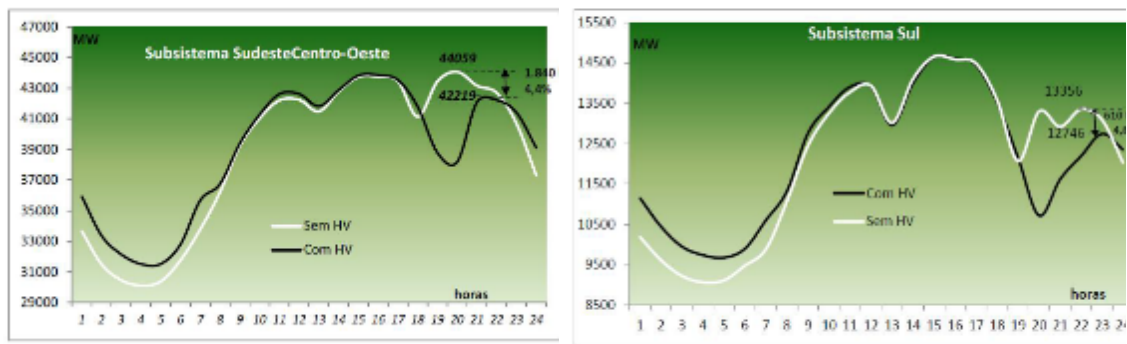


Fuente: Elaboración propia a partir de los datos disponibles por (Operador Nacional do Sistema, 2018)

Es posible observar que las curvas de los días laborales pertenecientes al mismo año son semejantes, pero al comparar entre años, se encuentran cambios en los picos de la demanda, en otras palabras, el mayor pico encontrado en un día típico de verano en 1.999 fue a las 20 horas, hoy en día existe un pico en ese horario, pero el punto más alto de la demanda registrada es a las 15 horas.

Para el horario de verano 2010/2011, la reducción de la demanda pasó a ser del 4,4% en el subsistema Sudeste / Centro-Oeste y del 4,7% en el subsistema Sur, como se muestra en la Ilustración 5-6. El ahorro de energía fue nuevamente estimado en un 0,5% en ambos subsistemas. (Ribeiro, 2017)

Ilustración 5-6- Evaluación del Horario de Verano 2011/2012 en Brasil



Subsistema Sureste y Centro oeste

Subsistema Sur

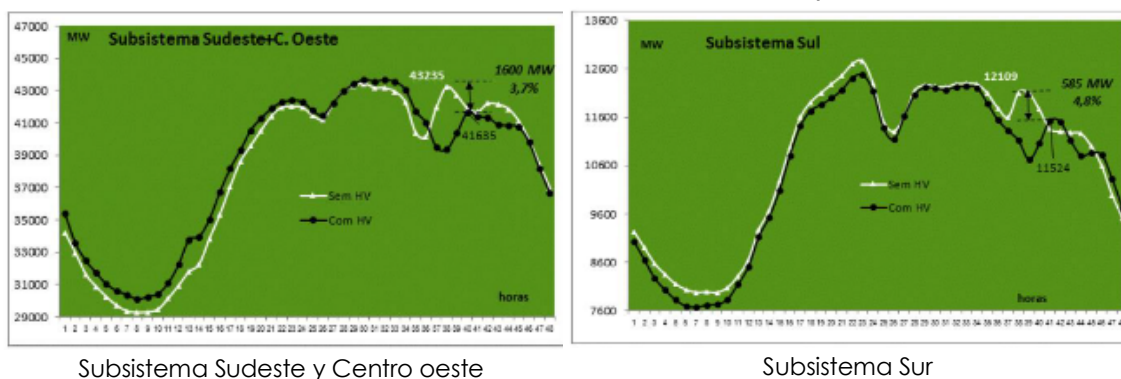
Fuente: (Ribeiro, 2017)

Al considerar el dimensionamiento en la expansión de la generación, la reducción del consumo en el período nocturno representó una inversión evitada aproximada de R\$ 2 mil millones para atender la demanda, así como proporcionó una economía de R\$ 30 millones en la generación térmica en el Sistema Interconectado Nacional (Ribeiro, 2017).

Las ganancias referentes al costo evitado de generación térmica en la seguridad operacional y en el período nocturno resultaron en beneficios económicos de aproximadamente R\$ 160 millones en el S.I.N. En términos de inversión evitada para atender el aumento de carga del período de verano, asociado a la construcción de térmicas para atender en los horarios de punta, se calculó un valor aproximado de R\$ 3,5 mil millones en el S.I.N, costo estimado de US\$ 750/kW (Ribeiro, 2017).

En la evaluación de los beneficios obtenidos con la implantación del Horario de Verano 2016/2017, la reducción de la demanda en el período nocturno correspondió al 3,7% y el 4,8%, respectivamente a los subsistemas Sudeste / Centro-Oeste y Sur. En la Ilustración 5-7 se puede observar las reducciones obtenidas a partir de curvas de carga típicas, de los subsistemas brasileiros. El costo total evitado de inversión para construcción de térmicas para atender la punta de la demanda fue aproximadamente de R\$ 5,4 mil millones

Ilustración 5-7- Evolución del Horario de Verano 2016/2017 en Brasil



Fuente: (Ribeiro, 2017)

Según el economista *Mateus Frozza*, ese cambio en los picos de la demanda durante el verano se puede atribuir a un mayor poder de compra de los consumidores, principalmente entre los años 2009 y 2011. *Frozza* explica que el aumento de la renta y la facilidad de obtención de crédito llevaron a las personas a adquirir más equipos que utilizan energía eléctrica, por ejemplo, quien tenía solo un aparato de aire acondicionado en 2003, posteriormente pasó a tener dos. Algunas encuestas indican que el número de electrodomésticos se ha triplicado en las residencias.

Cuando el objetivo del horario de verano era conseguir reducción de energía eléctrica adelantando el reloj durante las estaciones del verano y primavera, para aprovechar la iluminación natural del sol la efectividad de su aplicación trajo beneficios importantes, sin embargo, actualmente en Brasil, la punta del consumo del sistema ya no es al final del día, lo que ha causado una "caída de

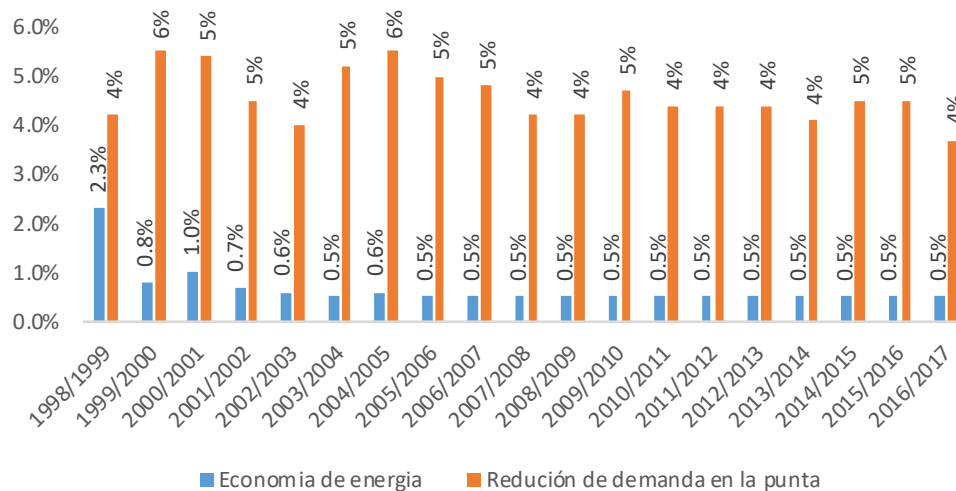
efectividad". Informes técnicos indican que el beneficio financiero para el país era de R\$ 450 millones en 2013, cayendo para R\$ 159,5 millones en 2016.

Sin embargo, entre 2010 y 2015, las estimaciones de reducción de energía en términos porcentuales se mantuvieron prácticamente estables. Cada temporada, el horario de verano representó una reducción media del 0,5% en el consumo de energía, llegando al 5% en los horarios pico. Esa energía ahorrada es suficiente para abastecer una ciudad como Brasilia, con 2,8 millones de habitantes, por hasta un mes.

Según *João Carlos Mello*, más que la reducción "directa" (en energía ahorrada), es importante dar un alivio al sistema en los horarios pico, para dar seguridad al sistema eléctrico nacional, si ese sistema se sobrecarga va a quedar inestable, surgiendo el riesgo de apagón. Durante el verano, el nivel de las reservas cae y la demanda de energía aumenta, ocasionada principalmente, por el uso de duchas y aire acondicionado.

En la Ilustración 5-8, es posible observar la evolución de los resultados de la aplicación del horario de verano, a pesar que los resultados muestran una reducción de la demanda en la punta nocturna (alrededor del 4,5%, históricamente), el ahorro de energía siempre fue bajo y hubo una reducción significativa entre los horarios de verano de los años 1998/1999 y 1999/2000, cuando pasó del 2,3% al 0,8% (Ribeiro, 2017).

Ilustración 5-8- Evolución de los impactos de la aplicación del Horario de verano brasileiro

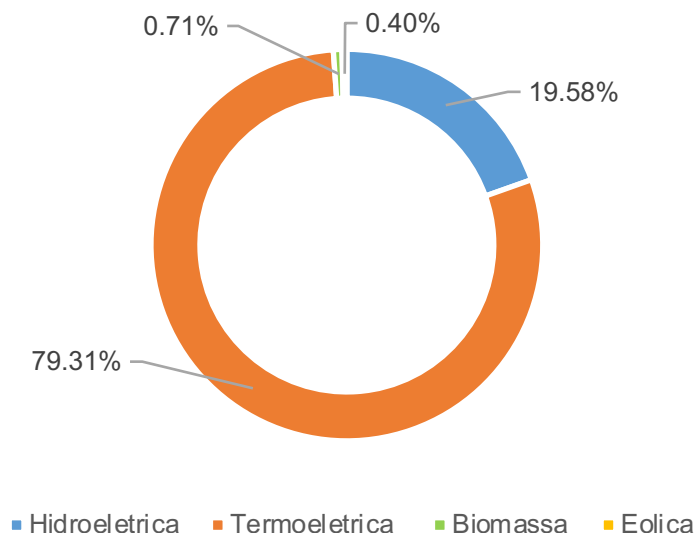


Fuente: (Ribeiro, 2017)

6 CARACTERIZACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA EN BOLIVIA

En 2016 la generación total de energía eléctrica fue de 8.759 GWh en Bolivia, la principal fuente de generación es atribuida a las centrales termoeléctricas, generando 6.946 GWh lo que representa el 79.3%, seguida por la generación hidroeléctrica con 1.715 GWh representando el 19.6%, 34.9 GWh generados por la fuente Eólica y 61.9 GWh de la Biomasa, como es mostrado en la Ilustración 6-1 (CNDC, RESULTADOS DE LA OPERACIÓN DEL SIN MEMORIA ANUAL CNDC, 2016)

Ilustración 6-1- Energía generada por tipo de fuente en Bolivia



Fuente: (CNDC, RESULTADOS DE LA OPERACIÓN DEL SIN MEMORIA ANUAL CNDC, 2016)

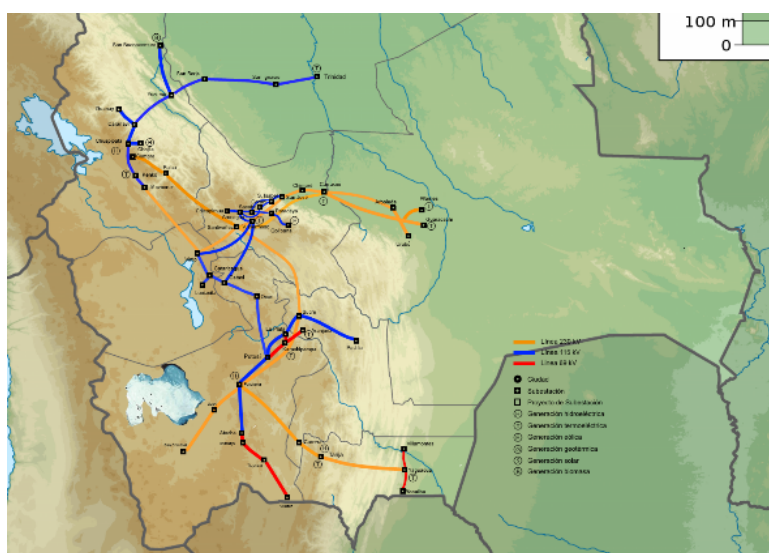
La industria eléctrica en Bolivia está conformada por empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras, pero cada una de ellas está obligada a practicar solamente una actividad, para evitar posiciones dominantes en el mercado.

Comúnmente, los generadores de energía son los responsables de la oferta, y los distribuidores o consumidores no regulados son responsables de la demanda, todos conectados al sistema de transmisión operado por las empresas transmisoras

El Sistema Interconectado Nacional (S.I.N), está compuesto por 25 centrales hidroeléctricas y 12 centrales térmicas, además de utilizar 26 sistemas eléctricos aislados, hidroeléctricos y térmicos. La generación en bruto en 2016 fue de 8.763,22 (GWh), representando el 93.19% de la energía producida en Bolivia. Las principales centrales de generación se ubican en ocho de nueve departamentos que conectan el S.I.N en Bolivia: La Paz, Cochabamba, Santa Cruz, Chuquisaca, Potosí, Oruro, Beni y Tarija

La extensión total del S.I.N en 2007 alcanzó los 458.145 km de los cuales, 2.400 km son líneas de transmisión de 69 KV, 115 KV y 230 KV, la entidad responsable de la calidad de energía eléctrica superior a 69 KV es el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC). En la Ilustración 6-2 son presentados los puntos de generación eléctrica y líneas de transmisión en Bolivia.

Ilustración 6-2- Red de Transmisión boliviana en 69kV, 115 kV y 230 kV



La potencia efectiva total en diciembre de 2016 fue 2.162,97 MW, incluyendo S.I.N, sistemas aislados y auto productores. Las empresas responsables por la capacidad de generación instalada en el S.I.N en 2016, se presentan en la Tabla 6-1. (AE, 2016)

Tabla 6-1- Empresas generadoras de energía en Bolivia en 2016

Nombre de la Generadora	SIGLA	Capacidad instalada en MW
Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A.	COBEE	242,90
Compañía Eléctrica Central Bulu Bulu S.A.	CECBB	152,80
Empresa Eléctrica Corani S.A.	CORANI	174,30
Empresa Río Eléctrico S.A.	ERESA	19,78
ENDE VALLE HERMOSO S.A.	ENDE VALLE HERMOSO S.A.	372,35
GUABIRÁ ENERGÍA S.A.	GUABIRÁ ENERGÍA S.A.	25,00
Hidroeléctrica Boliviana S.A.	HB	95,31
Servicios de Desarrollo de Bolivia S.A.	SDB S.A.	2,22
Sociedad Industrial Energética y Comercial Andina S.A	SYNERGIA S.A.	7,60
Empresa Eléctrica ENDE GUARACACHI S.A.	ENDE GUARACACHI S.A.	550,83
ENDE ANDINA Sociedad Anónima Mixta	ENDE ANDINA S.A.M.	464,80
Empresa Nacional de Electricidad	ENDE	33,20
Capacidad total instalada		2.141,09

Fuente: (AE, 2016)

Las compañías de distribución que atienden el mercado boliviano pueden ser observados en la Tabla 6-2. En 2016 las ventas de energía realizadas alcanzaron 7.153,2 GWh, de los cuales 39.8% se concentró en Santa Cruz (CRE RL), 22,6% en La Paz (DELAPAZ), 16.82% en Cochabamba (ELFEC SA), 6,1% en Oruro (DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD ENDE DE ORURO SA), 3,8% en Chuquisaca (CESSA), 3,28% en Potosí (SEPSA - Potosí), 1,3% en Beni (ENDE DELBENI SAM) y 2,1% en Tarija (SETAR).

Tabla 6-2- Mercado de las Empresas distribuidoras en Bolivia en 2016

Distribuidora	Venta al consumidor (MWh)	% Participación
CRE R.L.	2.844.035	39,76%
DELAPAZ	1.617.845	22,62%
ELFEC S. A	1.203.342	16,82%
Distribuidora de electricidad ende de Oruro s.a.	436.250	6,10%
CESSA	274.676	3,84%
SEPSA - Potosí	234.952	3,28%
SETAR - Tarija	151.254	2,11%
ENDE DELBENI S.A.M. - Trinidad	92.084	1,29%
SEPSA - San Bartolomé	66.270	0,93%
SEPSA - Sistema Sur	63.079	0,88%
SETAR - Yacuiba	57.543	0,80%
SETAR - Villamontes	27.609	0,39%
ENDE - Camargo	26.902	0,38%
ENDE - Uyuni	11.985	0,17%
SEPSA - Villazón	10.542	0,15%
ENDE DELBENI S.A.M. - San Borja	9.007	0,13%
ENDE DELBENI S.A.M. - Rurrenabaque	6.057	0,08%
ENDE DELBENI S.A.M- Santa Ana de Yacuma	5.312	0,07%
ENDE DELBENI S.A.M. - Moxos	4.412	0,06%
ENDE DELBENI S.A.M. - Yucumo	2.728	0,04%
ENDE DELBENI S.A.M. - Reyes	2.699	0,04%
ENDE DELBENI S.A.M - Santa Rosa	2.334	0,03%
SETAR - El Puente	1.229	0,02%
EMDEECRUZ S.A.	943	0,01%

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos disponibles en (AE, 2016)

En la Tabla 6-2, se observa que las 3 mayores distribuidoras en Bolivia son: CRE R.L, DELAPAZ y ELFEC S.A alcanzando juntas 79% del mercado de energía. En la Tabla 6-3, Tabla 6-4 y Tabla 6-5 se observa la participación de mercado por clase de consumidor para cada distribuidora.

Tabla 6-3- Clasificación de mercado de la distribuidora CRE R.L en 2016

Distribuidora: CRE R.L.			
Clase	Mercado (MWh)	% participación	Usuarios
Residencial	1.237.789,20	43,5%	474.643
General	725.387,00	25,5%	54.313
Industrial	761.394,78	26,8%	3.270
Minería	0	0,0%	0
Alumbrado Público	115.234,85	4,1%	1.302
Otros	4.228,96	0,1%	36
Total	2.844.034,79	100%	533.564

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos disponibles en (AE, 2016)

Tabla 6-4- Clasificación de mercado de la distribuidora DELAPAZ en 2016

Distribuidora: DELAPAZ 2016			
Clase	Mercado (MW/h)	% participación	Usuarios
Residencial	758.773,06	46,9%	697.258
General	364.966,76	22,6%	70.139
Industrial	358.775,01	22,2%	3.947
Minería	17.058,70	1,1%	64
Alumbrado Público	97.927,08	6,1%	50
Otros	20.344,55	1,3%	1.417
Total	1.617.845,16	100,0%	772.872

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos disponibles en (AE, 2016)

Tabla 6-5- Clasificación de mercado de la distribuidora ELFEC S.A en 2016

Distribuidora: ELFEC S.A			
Clase	Mercado (MW/h)	% participación	Usuarios
Residencial	515.517,16	42,8%	463.725
General	213.532,98	17,7%	66.220
Industrial	315.506,22	26,2%	7.933
Minería	0	0,0%	0
Alumbrado Público	102.157,61	8,5%	178
Otros	56.628,15	4,7%	3.984
Total	1.203.342,12		542.040

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos disponibles en (AE, 2016)

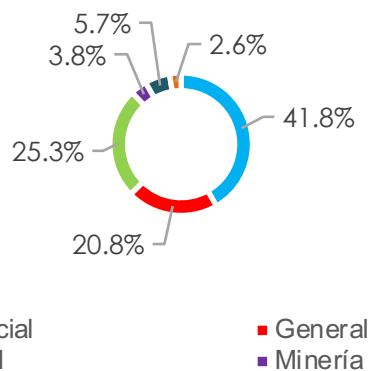
Así llegamos a la clasificación de mercado a nivel nacional por clases presentada en la 6-6 Tabla y la Ilustración 6.3. .

Tabla 6-6- Clasificación de mercado de energía por clases en Bolivia en 2016

Bolivia			
Clase	Mercado (MW/h)	% participación	Usuarios
Residencial	2.986.959,74	41,8%	1.635.626
General	1.489.908,53	20,8%	190.672
Industrial	1.812.622,86	25,3%	15.150
Minería	268.710,31	3,8%	64
Alumbrado Público	406.728,34	5,7%	1.530
Otros	188.160,32	2,6%	5.434
Total	7.153.090,10	100%	1.848.476

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos disponibles en (AE, 2016)

Ilustración 6-3- Clasificación de mercado en Bolivia por clase en 2016



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos disponibles en (AE, 2016)

Ilustración 6-4- Evolución del N° de consumidores en Bolivia

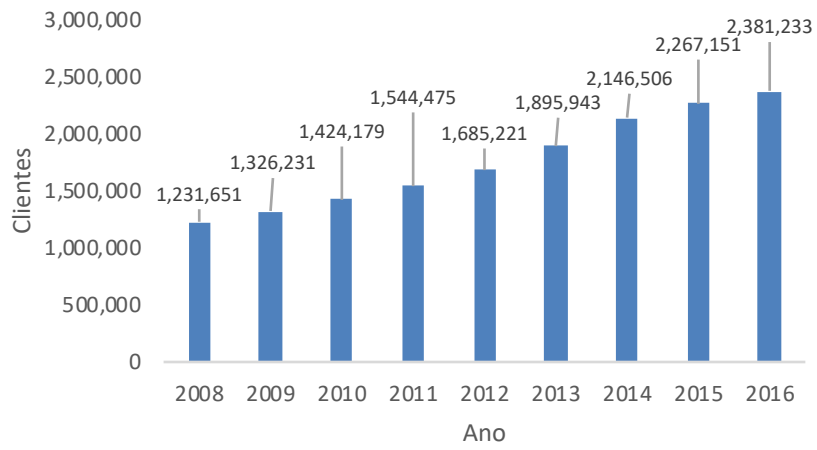


Ilustración 6-5- Curva de carga diaria del S.I.N



7 EVALUACIÓN DE LOS EFECTOS DEL HORARIO DE VERANO EN BOLÍVIA

La Ilustración 7-1, muestra la evolución de la duración del día a lo largo de un año en las ciudades de La Paz, Cochabamba y Santa Cruz de la Sierra (<https://www.timeanddate.com/sun/@3904906>). En las tres localidades los días de verano tienen una duración de alrededor de 13 horas entre mediados de noviembre y enero. En octubre y febrero, los días duran entre 13 y 12 horas. En el período de invierno, la duración de los días está entre 11 horas y 12 horas. Por lo tanto, en Bolivia, hay una ventana con una duración de cerca de poco más de 1 hora que puede ser útil para la implementación del horario de verano.

Ilustración 7-1- Duración del día a lo largo de un año en la ciudad de La Paz

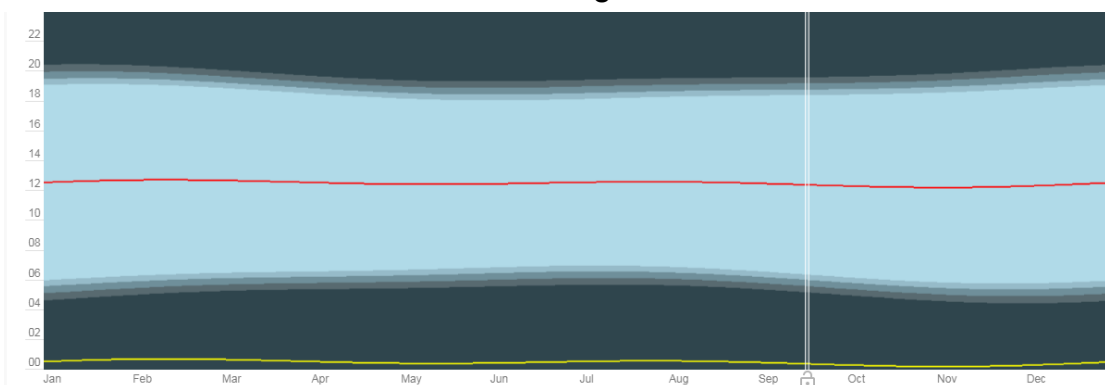


Ilustración 7-2- Duración del día a lo largo de un año en la ciudad de Cochabamba

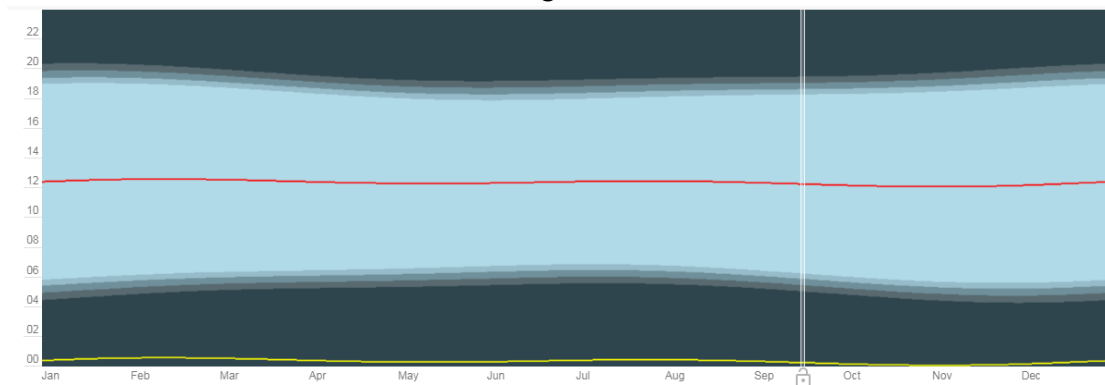
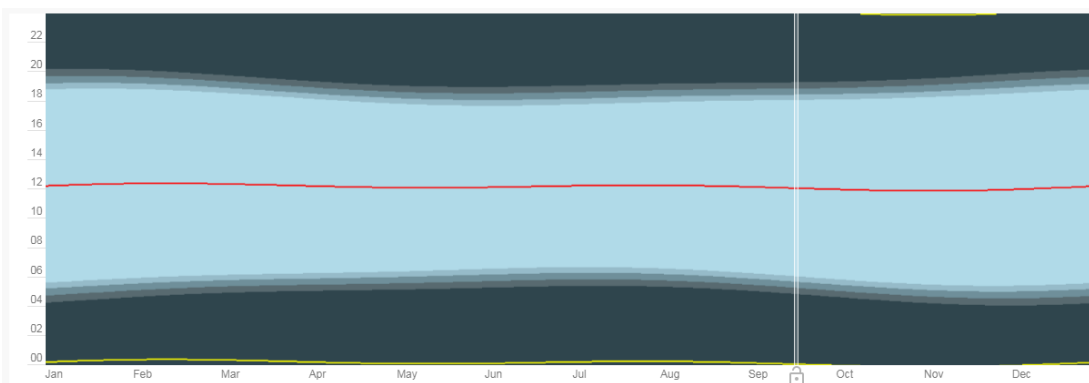


Ilustración 7-3- Duración del día a lo largo de un año en la ciudad de Santa Cruz de la Sierra



7.1 Modelo Econométrico

¿Cuál es el efecto del horario de verano en el perfil de carga del sistema eléctrico boliviano? Responder esta pregunta es un reto cuando no hay datos de experiencias anteriores de la adopción del horario de verano, que es justamente el caso de Bolivia.

Afortunadamente, para el caso boliviano se puede contar con la experiencia y datos del sistema eléctrico brasileño en regiones de la misma latitud de Bolivia, más específicamente los estados de Mato Grosso y de Mato Grosso do Sul, dos de los estados brasileños que adoptan el horario de verano. Se resalta que los dos estados hacen frontera con Bolivia.

La metodología propuesta para estimar el efecto del horario de verano sobre la curva de carga del sistema eléctrico boliviano está basada en un modelo econométrico ajustado a los datos de carga de Mato Grosso y Mato Grosso do Sul. El modelo econométrico propuesto tiene el objetivo de estimar el perfil de la curva de carga Boliviana, durante la aplicación del horario de verano. Se ajustaron dos modelos: uno con datos de Mato Grosso del Sur y otro para Mato Grosso. La metodología propuesta tiene dos etapas, que son descritas a continuación:

Ajuste de modelos econométricos a los datos de carga de los estados de Mato Grosso y Mato Grosso do Sul.

Los modelos se ajustan por separado para cada estado. Tales modelos pretenden explicar los perfiles típicos de carga posteriores al inicio del horario de verano, en función de los perfiles típicos de carga de los días anteriores al inicio del horario de verano. Para la aplicación de los modelos econométricos a los datos del sistema boliviano, los modelos de los estados brasileños se ajustaron en base a datos de carga expresados en p.u. de la demanda media diaria.

Aplicación de los modelos econométricos ajustados en la etapa 1 a los datos de carga del sistema eléctrico boliviano.

El horario de verano brasileño comienza a mediados del mes de octubre de cada año, o sea, durante el mes de octubre hay datos de carga para los períodos anteriores y posteriores al inicio del horario de verano.

La metodología propuesta, parte de la idea que el efecto del horario en la curva de carga puede capturarse, mediante el establecimiento de relaciones entre los datos antes y después del inicio del horario de verano. En función de la estacionalidad de la carga, los perfiles anteriores al horario de verano pueden pertenecer al período entre septiembre y octubre. Los perfiles posteriores al horario de verano pueden pertenecer al período entre octubre y noviembre.

Como los perfiles de carga difieren en función de los días de la semana, los perfiles de carga antes y después del horario de verano se clasificaron por día de la semana. A continuación, en la Ilustración 7-4, se tienen los perfiles típicos (en pu) para el mes de octubre de 2014 en el estado de Mato Grosso do Sul

para los períodos anteriores (curvas en azul) y posteriores (curvas en rojo) al inicio del horario de verano.

La observación de las curvas en la Ilustración 7-4 indica que el principal efecto del horario de verano sobre el perfil de la curva de carga en Mato Grosso do Sul, es la reducción de la demanda horaria en el intervalo entre 19:00 y 20:00 (hora 20), especialmente en los días laborales.

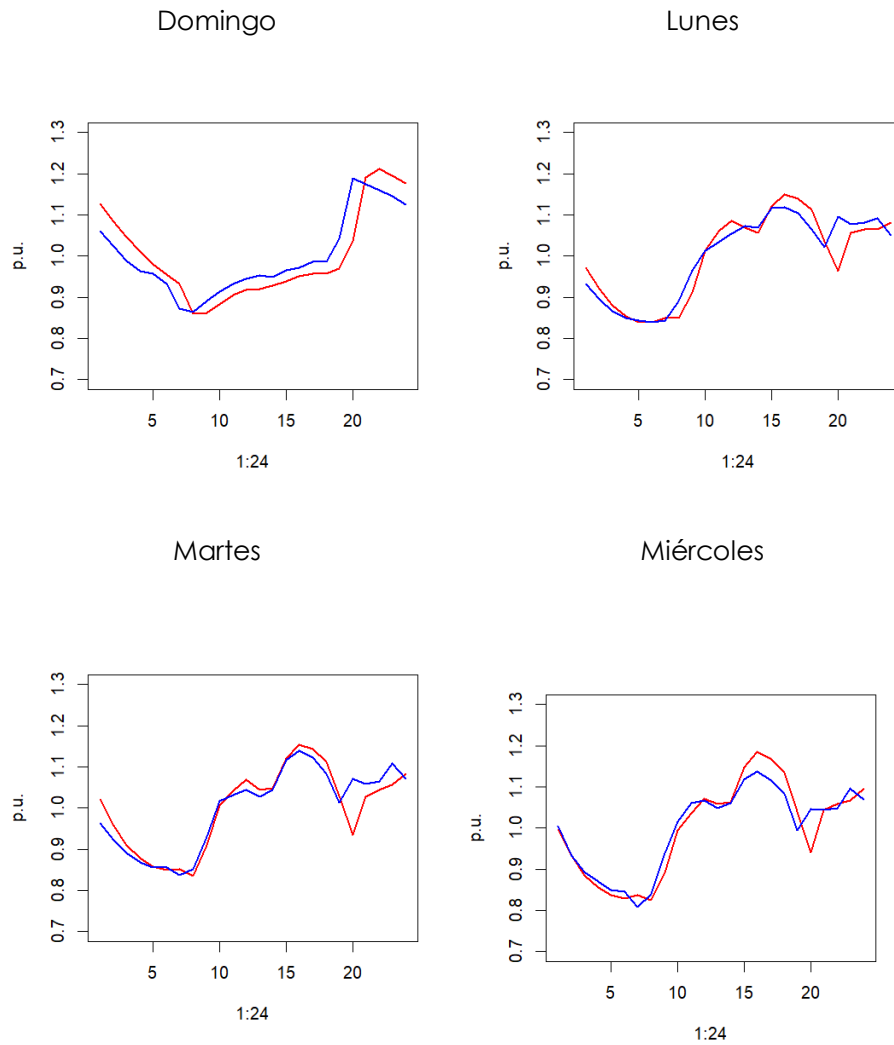
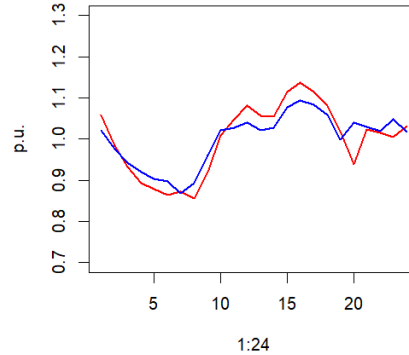
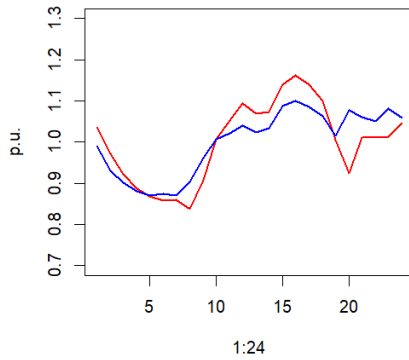


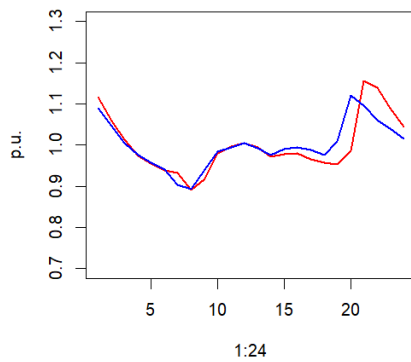
Ilustración 7-4- Perfiles típicos antes y después del inicio del horario de verano de 2014 en el Estado de Mato Grosso do Sul

Jueves

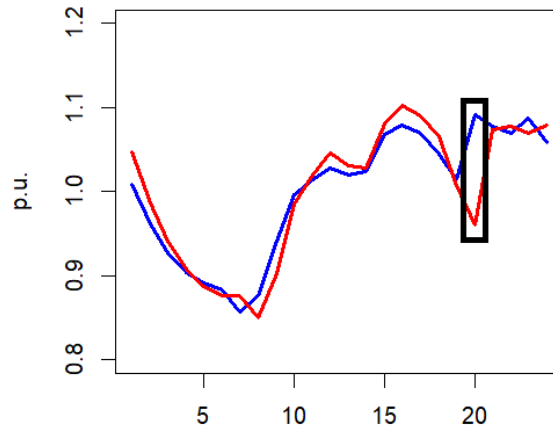
Viernes



Sábado

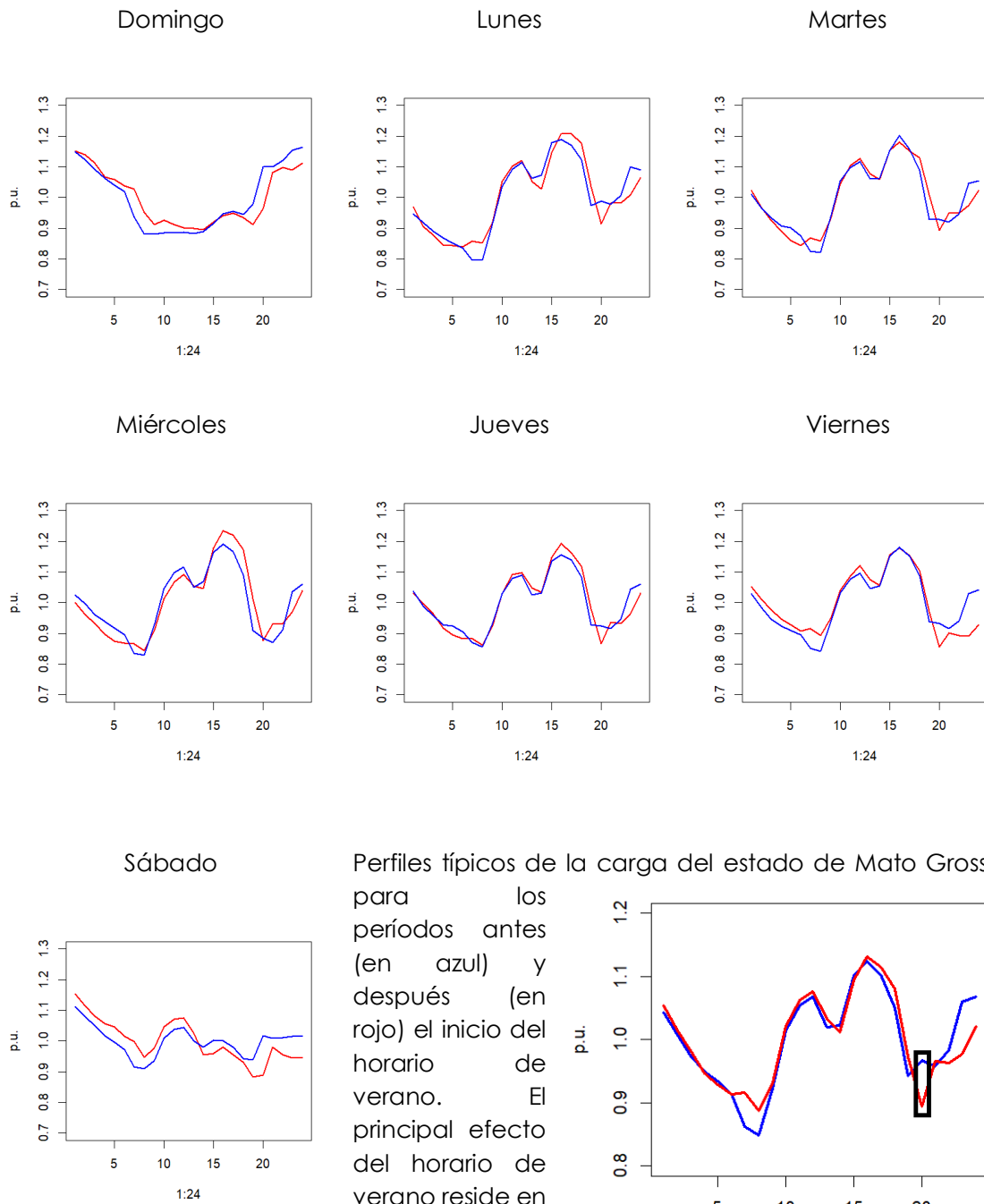


Perfiles típicos de la carga del estado de Mato Grosso do Sul para los períodos antes (en azul) y después (en rojo) al inicio del horario de verano. El principal efecto del horario de verano es en la demanda del intervalo 19:00-20:00.



Los perfiles de carga antes (curvas en azul) y después (curvas en rojo) del inicio del horario de verano para el estado de Mato Grosso se presentan en la Ilustración 7-5. Como en el caso anterior, la observación de las curvas indica que el principal efecto del horario de verano sobre el perfil de la curva de carga de Mato Grosso es la reducción de la demanda entre 19:00 y 20:00, especialmente en los días laborables, pero esta vez el efecto es menor, pues el Estado de Mato Grosso está más cerca de la línea de Ecuador que Mato Grosso do Sul.

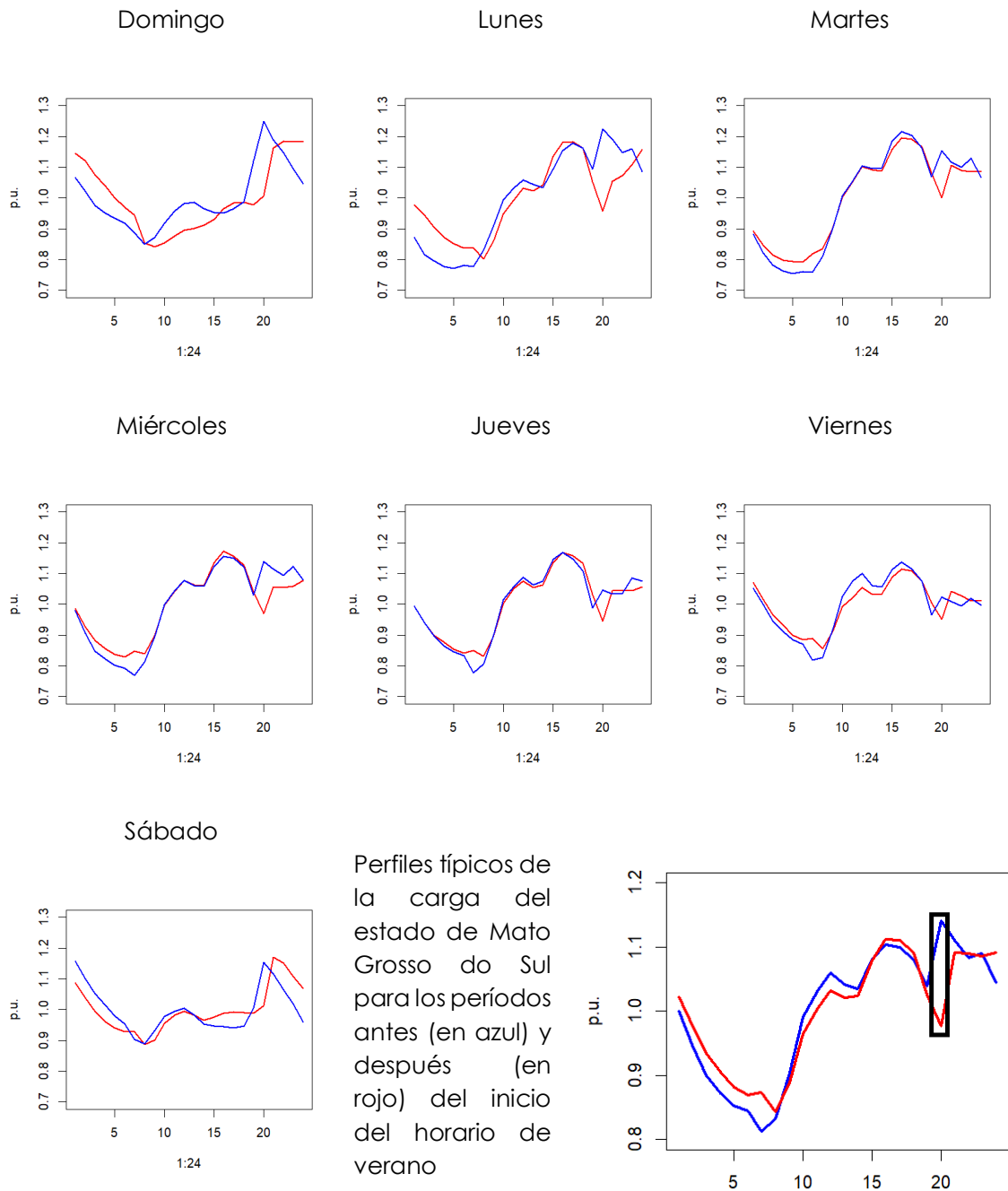
Ilustración 7-5- Perfiles típicos antes y después del inicio del horario de verano de 2014 en el Estado de Mato Grosso



Perfiles típicos de la carga del estado de Mato Grosso para los períodos antes (en azul) y después (en rojo) el inicio del horario de verano. El principal efecto del horario de verano reside en la demanda del intervalo 19:00 y 20:00 h.

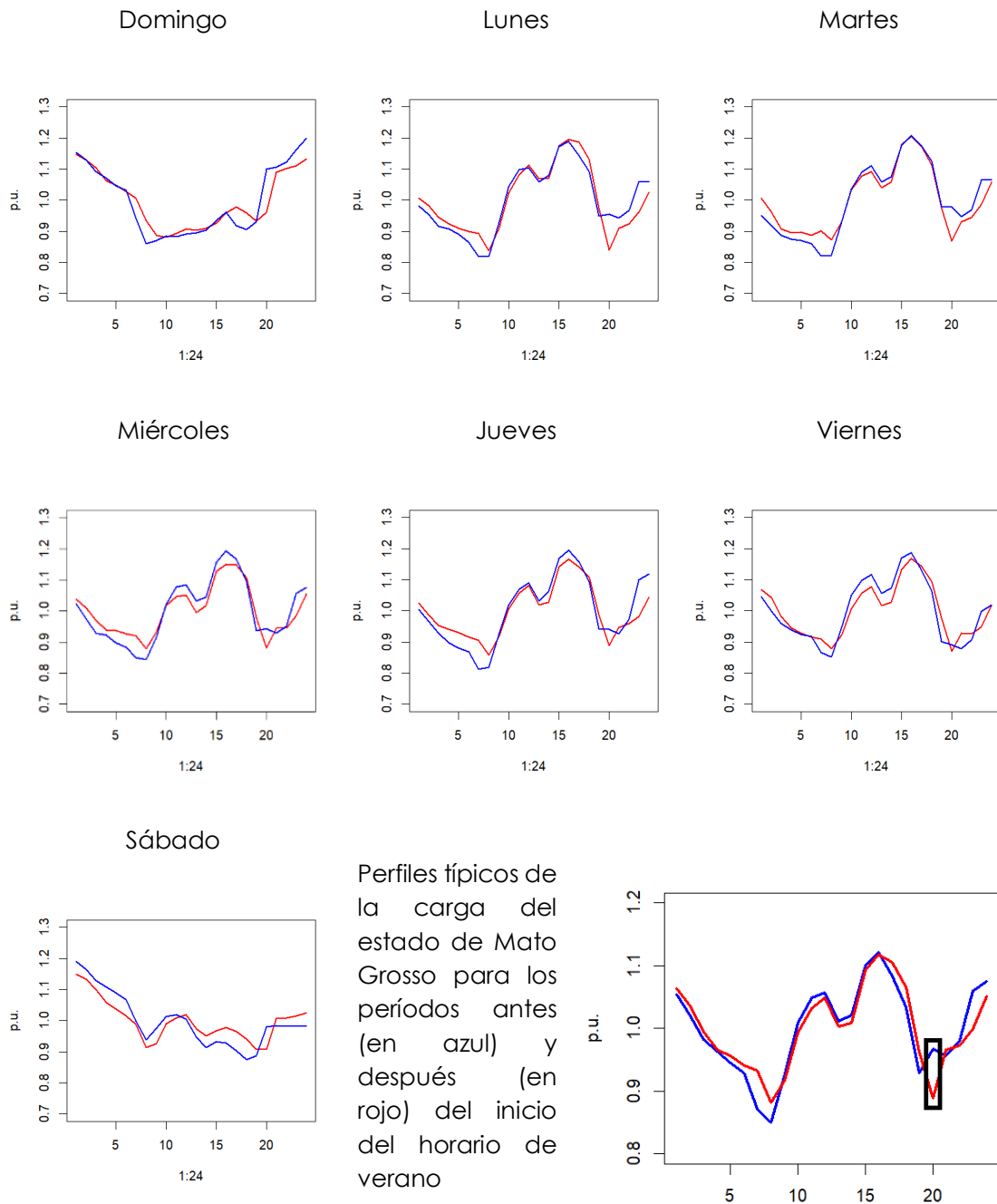
En la Ilustración 7-6 se presentan los perfiles de carga típicos (en pu) para el mes de octubre de 2015 en Mato Grosso do Sul para los períodos anteriores (curvas en azul) y posteriores (curvas en rojo) al inicio del horario de verano. De nuevo, se observa el efecto del horario de verano en la demanda del intervalo entre 19:00 y 20:00h.

Ilustración 7-6- Perfiles típicos antes y después del inicio del horario de verano de 2015 en el Estado de Mato Grosso do Sul



Los perfiles de carga antes (curvas en azul) y después (curvas en rojo) del inicio del horario de verano de 2015 para el estado de Mato Grosso se muestra en la Ilustración 7-7 . Una vez más se observa el efecto del horario de verano en la demanda del intervalo entre 19:00 y 20:00 horas.

Ilustración 7-7- Perfiles típicos antes y después del inicio del horario de verano de 2015 en el Estado de Mato Grosso



Perfiles típicos de la carga del estado de Mato Grosso para los períodos antes (en azul) y después (en rojo) del inicio del horario de verano

Las Ilustración 7-4, 7.5, 7.6 y 7.7 muestran la alteración en el perfil de carga provocada por el horario de verano, sobre todo en la hora 20 (19:00 – 20:00).

7.1.1 Ajuste del modelo de regresión a los datos de Mato Grosso do Sul

Los perfiles de carga típicos de la Ilustración 7-4 y de la Ilustración 7-6 totalizan 672 observaciones. Si las observaciones son horarias tenemos un vector X con 336 datos para el período antes de la aplicación del horario de verano (168 datos del año 2014 y 168 del año 2015). Igualmente, podemos definir un vector Y con 336 observaciones para el período posterior a la aplicación del horario de verano.

Así, cada elemento en X tiene un elemento correspondiente en Y , por lo tanto, cada demanda horaria en un determinado día y año antes del horario de verano tiene un valor correspondiente a la misma hora y día de la semana y año, pero después de iniciado el horario de verano.

Así, el valor de la carga en una hora h en un día de semana d después del inicio del horario de verano, $Y_{h,d}$, se puede escribir como el valor de la carga a la hora h el mismo día de la semana d antes del inicio del horario de verano, $X_{h,d}$, agregado del efecto del horario de verano a la hora h , $\Delta_{h,}$, i.e., $Y_{h,d} = X_{h,d} + \Delta_{h,} \forall h=1,24$ e $\forall d=1,7$.

A partir de estas consideraciones, la relación entre las curvas de carga antes y después del inicio del horario de verano puede ser establecida por medio del siguiente modelo de regresión lineal (KUTNER et al, 2004; KLEIBER & ZEILEIS, 2008):

$$Y_{h,d,a} = B_0 + B_1X_{h,d,a} + B_2D_1 + B_3D_2 + \dots + B_{h+1}D_h + \dots + B_{23}D_{23} + e_h$$

(Ecuación 2)

Donde:

$Y_{h,d,a}$ es la demanda horaria (en p.u.) en la hora "h" del día de semana "d" y año "a" en el período posterior al inicio del horario de verano.

$X_{h,d,a}$ es la demanda horaria (en p.u.) en la hora "h" del día de semana "d" y año "a" en el período anterior al inicio del horario de verano.

$D_1, D_2, \dots, D_h, \dots, D_{23}$ es un conjunto de variables dummy, una variable dummy para cada hora del día (hora 1 hasta la hora 23), tal que D_h tiene un valor 1 para la hora "h" y 0 para las demás horas.

Los coeficientes (B) de las variables dummy cuantifican el efecto del horario de verano sobre la curva de carga horaria. El modelo de regresión especificado en (1) se puede estimar por mínimos cuadrados ordinarios, los resultados de la estimación fueron realizados en ambiente R (Team Core R, 2017) se muestran a continuación en la Ilustración 7-8.

**Ilustración 7-8- Modelo econométrico ajustado a los datos de
Mato Grosso do Sul**

```

Coefficients:
      Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  0.123389   0.024685   4.998 9.67e-07 ***
x            0.851864   0.021922  38.858 < 2e-16 ***
dummyhora1  0.042224   0.010676   3.955 9.47e-05 ***
dummyhora2  0.037785   0.010741   3.518 0.000500 ***
dummyhora3  0.031558   0.010859   2.906 0.003921 **
dummyhora4  0.018228   0.010961   1.663 0.097322 .
dummyhora5  0.018733   0.011051   1.695 0.091048 .
dummyhora6  0.019145   0.011165   1.715 0.087377 .
dummyhora7  0.062609   0.011572   5.411 1.26e-07 ***
dummyhora8  0.037801   0.011729   3.223 0.001403 **
dummyhora9  0.013211   0.011138   1.186 0.236481
dummyhora10 0.022799   0.010745   2.122 0.034651 *
dummyhora11 0.028162   0.010673   2.639 0.008745 **
dummyhora12 0.034533   0.010666   3.238 0.001335 **
dummyhora13 0.029544   0.010735   2.752 0.006268 **
dummyhora14 0.016021   0.010720   1.495 0.136057
dummyhora15 0.032751   0.010682   3.066 0.002359 **
dummyhora16 0.044102   0.010722   4.113 5.00e-05 ***
dummyhora17 0.055359   0.010673   5.187 3.87e-07 ***
dummyhora18 0.062049   0.010684   5.808 1.56e-08 ***
dummyhora19 0.046832   0.011072   4.230 3.08e-05 ***
dummyhora20 -0.056078   0.010908  -5.141 4.84e-07 ***
dummyhora21 0.026668   0.010956   2.434 0.015494 *
dummyhora22 0.008158   0.010843   0.752 0.452386
dummyhora23 -0.038255   0.010667  -3.586 0.000389 ***
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.02821 on 311 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.9149,    Adjusted R-squared:  0.9083
F-statistic: 139.2 on 24 and 311 DF,  p-value: < 2.2e-16

```

7.1.2 Ajuste del modelo de regresión a los datos de Mato Grosso

Aplicando el mismo procedimiento anterior de la sección 7.1.1 de este documento, el modelo econométrico usando los datos do Estado de Mato Grosso, puede ser observado en la Ilustración 7-9.

Ilustración 7-9- Modelo econométrico ajustado a los datos de Mato Grosso

```

Coefficients:
      Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  0.21880    0.03680   5.946 7.38e-09 ***
X            0.82451    0.03376  24.419 < 2e-16 ***
dummy1      -0.01266    0.01374  -0.921 0.357706
dummy2      -0.02256    0.01405  -1.605 0.109410
dummy3      -0.03416    0.01443  -2.368 0.018495 *
dummy4      -0.04452    0.01472  -3.024 0.002700 **
dummy5      -0.05263    0.01493  -3.524 0.000489 ***
dummy6      -0.05856    0.01505  -3.892 0.000122 ***
dummy7      -0.03233    0.01548  -2.089 0.037535 *
dummy8      -0.07593    0.01519  -4.999 9.63e-07 ***
dummy9      -0.08384    0.01432  -5.853 1.22e-08 ***
dummy10     -0.06306    0.01379  -4.572 6.98e-06 ***
dummy11     -0.05045    0.01369  -3.686 0.000269 ***
dummy12     -0.03997    0.01365  -2.927 0.003671 **
dummy13     -0.04270    0.01367  -3.123 0.001955 **
dummy14     -0.04139    0.01367  -3.027 0.002675 **
dummy15     -0.02408    0.01367  -1.761 0.079212 .
dummy16     -0.01145    0.01372  -0.835 0.404469
dummy17     -0.01334    0.01370  -0.974 0.331041
dummy18     -0.01634    0.01366  -1.197 0.232334
dummy19     -0.04874    0.01368  -3.564 0.000423 ***
dummy20     -0.17049    0.01383 -12.329 < 2e-16 ***
dummy21     -0.03866    0.01373  -2.816 0.005166 **
dummy22     -0.02263    0.01368  -1.654 0.099103 .
dummy23     -0.03873    0.01371  -2.825 0.005035 **
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.03612 on 311 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.8812,    Adjusted R-squared:  0.8721
F-statistic: 96.14 on 24 and 311 DF,  p-value: < 2.2e-16

```

7.2 Análisis de los Resultados de los modelos econométricos

En el caso de Mato Grosso do Sul, entre las variables dummy en la Ilustración 7-8 destaca la significancia estadística del coeficiente de regresión negativo de la variable dummyhora20, o sea, el horario de verano reduce significativamente la demanda en el intervalo horario 19: 00-20:00 En Mato Grosso se verifica el mismo signo negativo en el coeficiente de la variable dummyhora20 (Ilustración7-9), o sea, el horario de verano reduce la demanda en el intervalo horario 19: 00-20: 00. Este resultado confirma lo observado en la Ilustración 7-4, 7.5, 7.6 y 7.7.

Para evaluar la calidad predictiva de los modelos, fueron utilizados datos del año 2016 (*out sample data*) del período anterior al inicio del horario de verano de 2016 (curvas en azul en la **Error! Reference source not found.** y la Ilustración 7-11). Los perfiles de la **Error! Reference source not found.** (Mato Grosso do Sul) y la Ilustración 7-11 (Mato Grosso) muestran que los resultados previstos por el modelo de regresión (en rojo) son compatibles con los perfiles verificados en el período del horario de verano de 2016 (en negro), o que demuestra la calidad

de previsión de los modelos. También es posible comparar la curva azul con la negra para observar el efecto del horario de verano para el año 2016.

Ilustración 7-10- Perfiles típicos de la carga para el año 2016, antes del inicio del horario de verano (en azul), previsto por el modelo después del inicio del HV (en rojo) y verificados después del inicio del horario de verano (en negro) para Mato Grosso do Sul

Perfil de un día laboral en p.u

Perfil del fin de semana en p.u

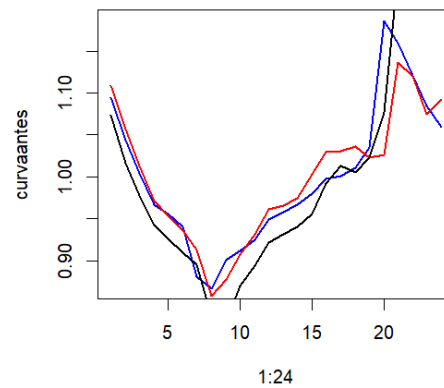
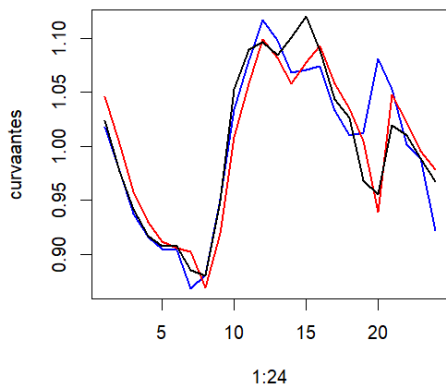
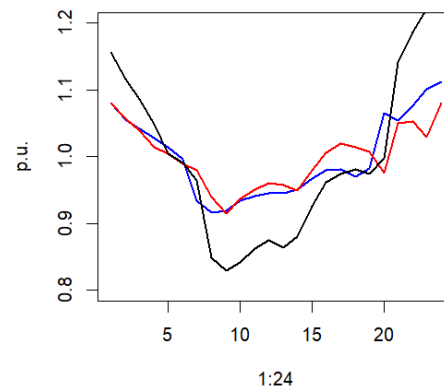
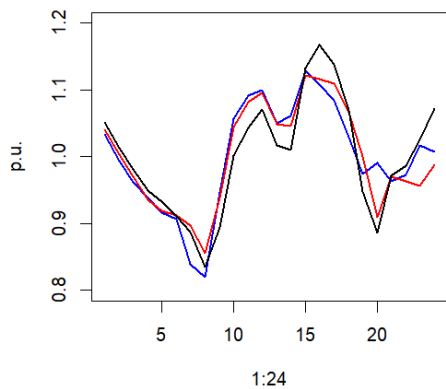


Ilustración 7-11- Perfiles típicos de la carga para el año 2016, antes del inicio del horario de verano (en azul), previsto por el modelo después del inicio del HV (en rojo) y verificados después del inicio del horario de verano (en negro) para Mato Grosso

Perfil de un día laboral en p.u

Perfil del fin de semana en p.u



En la hipótesis que el horario de verano en Bolivia comience en octubre o noviembre, los mismos meses propuestos para el inicio del horario de verano en Brasil, la aplicación de los modelos ajustados a los perfiles de carga de octubre y noviembre en las áreas de Cochabamba, La Paz y CRE resultaría en los perfiles de la **Error! Reference source not found.** para el período después del inicio del horario de verano.

Las curvas en rojo representan los resultados obtenidos con el modelo ajustado a los datos de Mato Grosso do Sul y en negro los resultados con el modelo ajustado con los datos de Mato grosso.

Ilustración 7-12- Perfil de carga antes del inicio del horario de verano (en azul) y posterior al inicio del horario de verano (en rojo: Modelo Mato Grosso do Sul y negro: Modelo Mato Grosso) con el inicio del horario de verano en octubre.

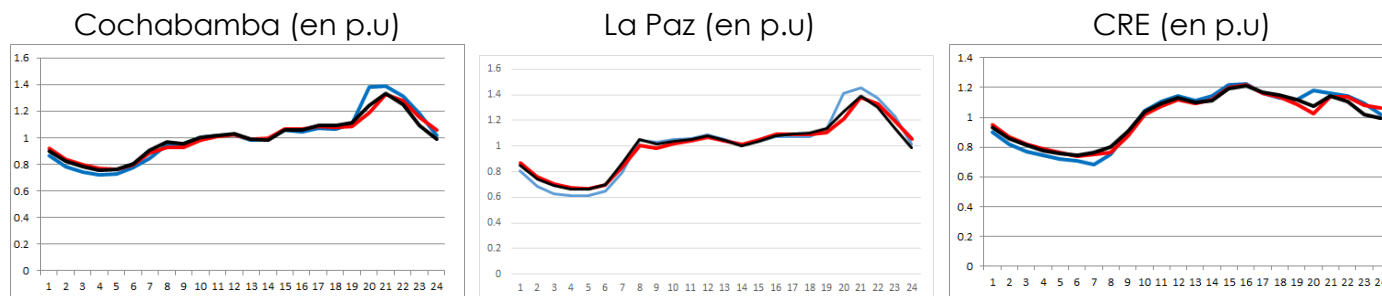
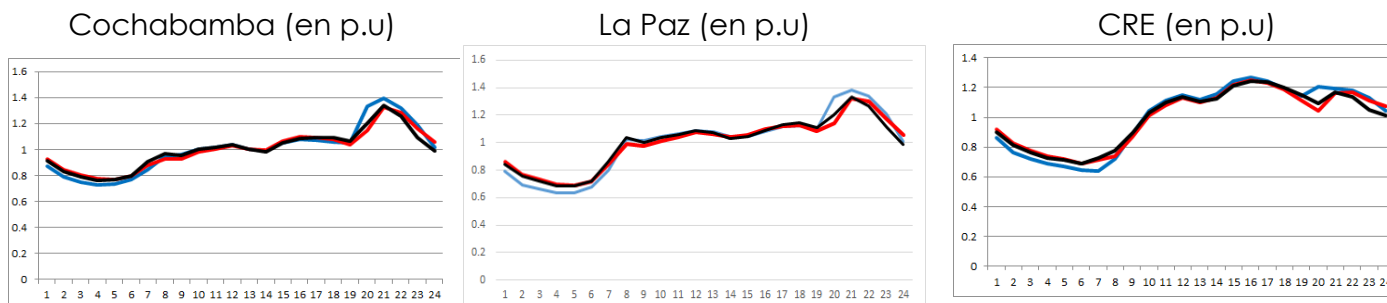


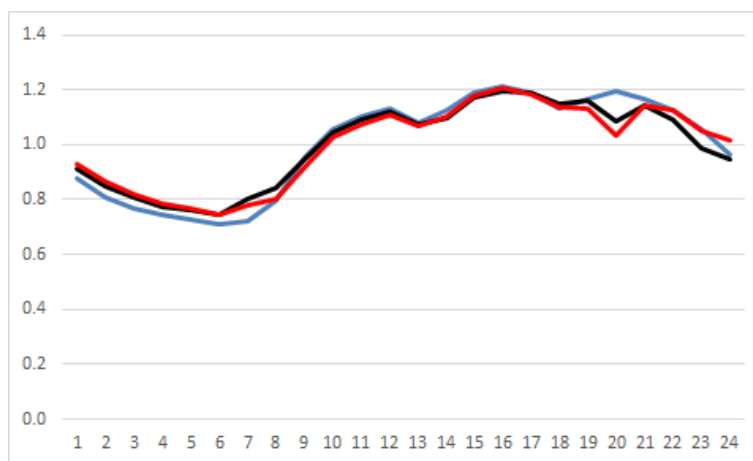
Ilustración 7-13- Perfil de carga antes del inicio del horario de verano (en azul) y posterior al inicio del horario de verano (en rojo: Modelo Mato Grosso do Sul y negro: Modelo Mato Grosso) con el inicio del horario de verano en noviembre.



En la hipótesis que el horario de verano en Bolivia comience en octubre, el mismo mes propuesto para el inicio del horario de verano en Brasil, la aplicación de los modelos ajustados a los perfiles de carga de octubre en las áreas de Santa Cruz, La Paz, Cochabamba, Oruro, Sucre, Potosí, Beni, Tarija resultaría en los perfiles de la **Error! Reference source not found.** a la Ilustración 7-21 para el período después del inicio del horario de verano. Las curvas en rojo representan los resultados obtenidos con el modelo ajustado a los datos de Mato Grosso do Sul y en negro los resultados con el modelo ajustado con los datos de Mato grosso.

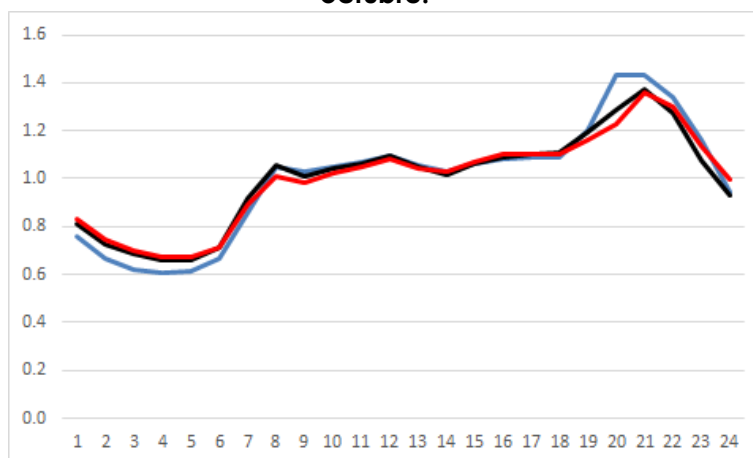
Santa Cruz (en p.u)

Ilustración 7-14- Perfil de carga de Santa Cruz de la Sierra antes del inicio del horario de verano (en azul) y posterior al inicio del horario de verano en rojo (modelo Mato Grosso do Sul) y negro (modelo Mato Grosso). Escenario con el inicio del horario de verano en octubre.



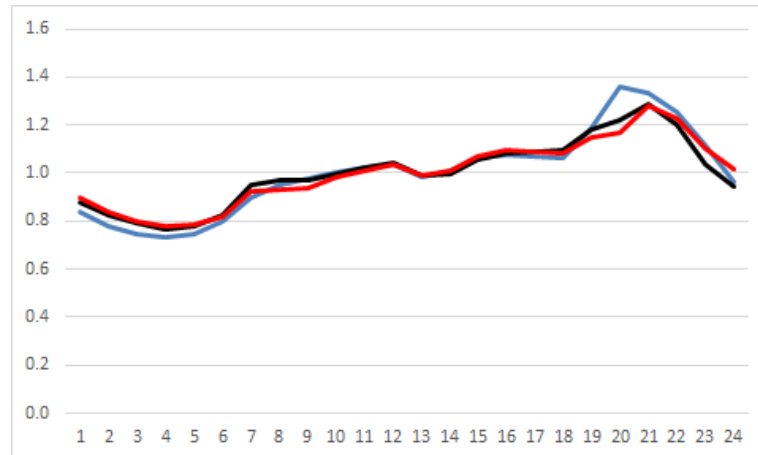
La Paz (en p.u)

Ilustración 7-15- Perfil de carga de La Paz antes del inicio del horario de verano (en azul) y posterior al inicio del horario de verano en rojo (modelo Mato Grosso do Sul) y negro (modelo Mato Grosso). Escenario con el inicio del horario de verano en octubre.



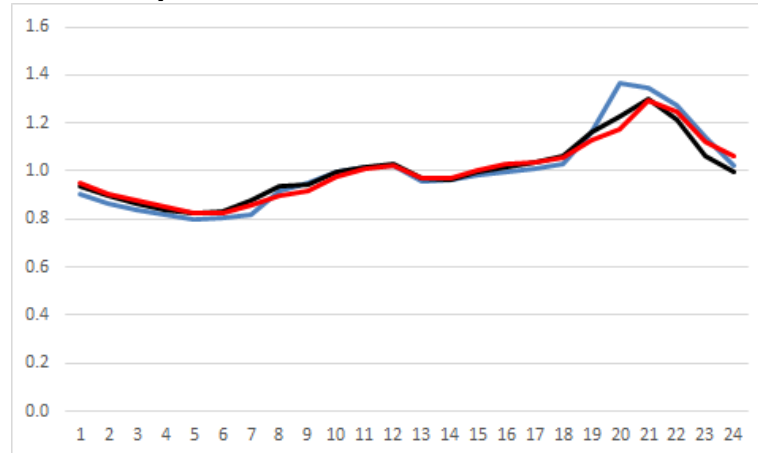
Cochabamba (en p.u)

Ilustración 7-16- Perfil de carga de Cochabamba antes del inicio del horario de verano (en azul) y posterior al inicio del horario de verano en rojo (modelo Mato Grosso do Sul) y negro (modelo Mato Grosso). Escenario con el inicio del horario de verano en octubre.



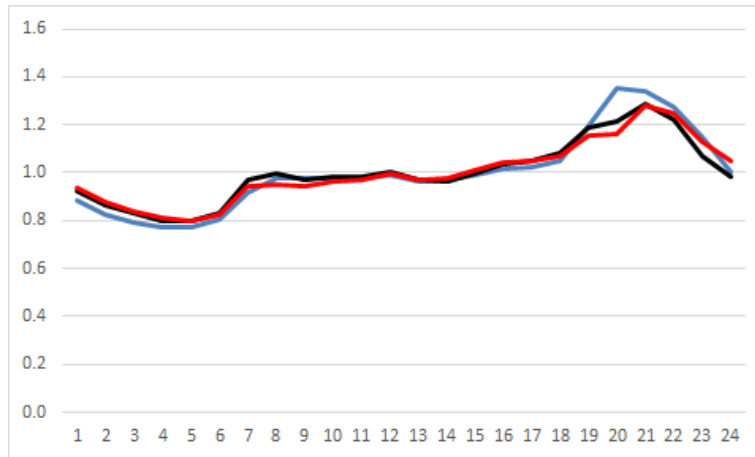
Oruro (en p.u)

Ilustración 7-17- Perfil de carga de Oruro antes del inicio del horario de verano (en azul) y posterior al inicio del horario de verano en rojo (modelo Mato Grosso do Sul) y negro (modelo Mato Grosso). Escenario con el inicio del horario de verano en octubre.



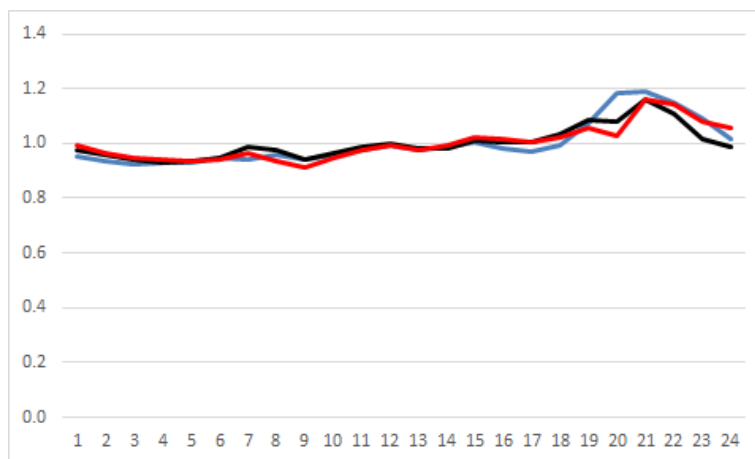
Sucre (en p.u)

Ilustración 7-18- Perfil de carga de Sucre antes del inicio del horario de verano (en azul) y posterior al inicio del horario de verano en rojo (modelo Mato Grosso do Sul) y negro (modelo Mato Grosso). Escenario con el inicio del horario de verano en octubre.



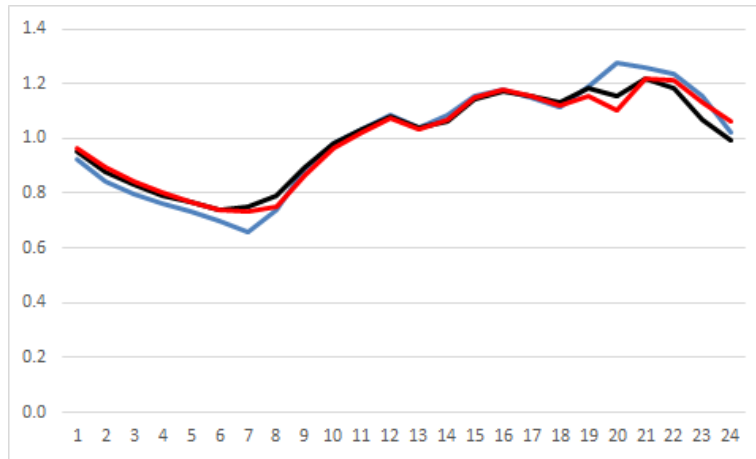
Potosí (en p.u)

Ilustración 7-19- Perfil de carga de Potosí antes del inicio del horario de verano (en azul) y posterior al inicio del horario de verano en rojo (modelo Mato Grosso do Sul) y negro (modelo Mato Grosso). Escenario con el inicio del horario de verano en octubre.



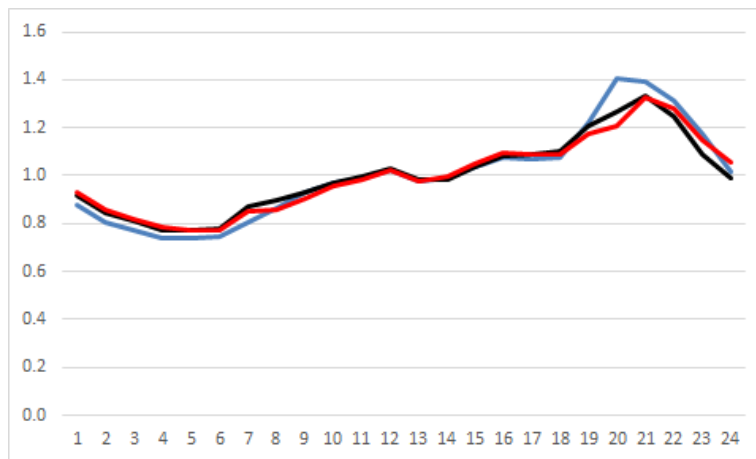
Beni (en p.u)

Ilustración 7-20- Perfil de carga de Beni antes del inicio del horario de verano (en azul) y posterior al inicio del horario de verano en rojo (modelo Mato Grosso do Sul) y negro (modelo Mato Grosso). Escenario con el inicio del horario de verano en octubre.



Tarija (en p.u)

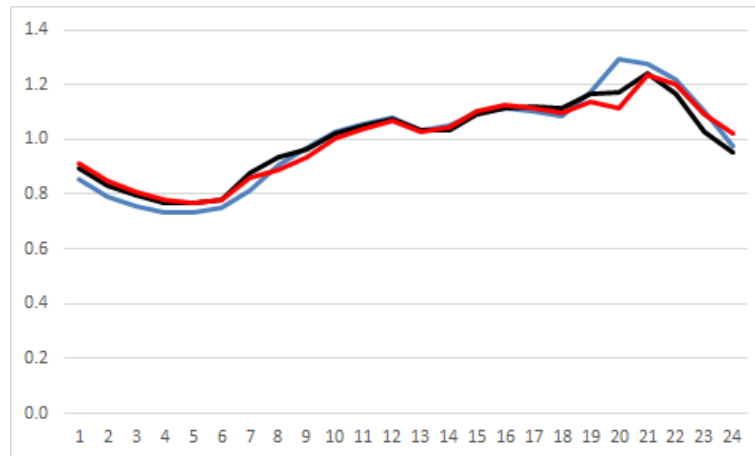
Ilustración 7-21- Perfil de carga de Tarija antes del inicio del horario de verano (en azul) y posterior al inicio del horario de verano en rojo (modelo Mato Grosso do Sul) y negro (modelo Mato Grosso). Escenario con el inicio del horario de verano en octubre.



La aplicación de los mismos modelos ajustados para el S.I.N resultaría en los perfiles de carga del Sistema en la Ilustración 7-22 para el período después del inicio del horario de verano.

S.I.N (en p.u)

Ilustración 7-22- Perfil de carga del S.I.N antes del inicio del horario de verano (en azul) y posterior al inicio del horario de verano en rojo (modelo Mato Grosso do Sul) y negro (modelo Mato Grosso). Escenario con el inicio del horario de verano en octubre.



En todos los casos analizados la reducción de la demanda máxima en el intervalo entre 19:00 - 20:00 horas es de aproximadamente 10% según el modelo ajustado con datos de Mato Grosso y el 14% según el modelo ajustado con los datos de Mato Grosso do Sul.

Se asumió la premisa que el horario de verano comenzaría en octubre, el mismo mes que en Brasil, y se construyeron perfiles típicos de la carga total del sistema interconectado nacional para ese mes. Para cada día de la semana se calculó el perfil medio con base en los datos de octubre de 2016. Tales perfiles representan el comportamiento de la carga antes del horario de verano.

Las ilustraciones 7-14 a la 7.22 indican que el principal efecto del horario de verano sobre el perfil de la curva de carga reside en la reducción de la demanda de punta en el horario nocturno (19:00 – 20:00) y en la reducción de la energía consumida en el intervalo entre las 18:00 - 21:00 horas.

Los valores calculados en p.u. de los perfiles típicos en horario de verano fueron obtenidas de la siguiente forma:

Modelo econométrico estimado con base en los datos de Mato Grosso do Sul (coeficientes provenientes de la Ilustración7-8)

$Y_h = X_h$ para cualquier hora fuera del intervalo entre las 18:00 y las 21:00 horas

$$Y_{18-19} = 0,21880 + 0,82451X_{18-19} - 0,04874$$

$$Y_{19-20} = 0,21880 + 0,82451X_{19-20} - 0,17049$$

$$Y_{20-21} = 0,21880 + 0,82451X_{20-21} - 0,03866$$

Modelo econométrico estimado con base en los datos de Mato Grosso (coeficientes provenientes de la Ilustración 7-9)

$Y_h = X_h$ para cualquier hora fuera del intervalo entre las 18:00 y las 21:00 horas

$$Y_{18-19} = 0.12339 + 0,85186X_{18-19} + 0,04683$$

$$Y_{19-20} = 0.12339 + 0,85186X_{19-20} - 0,05608$$

$$Y_{20-21} = 0.12339 + 0,85186X_{20-21} + 0,02667$$

En los dos conjuntos de ecuaciones, X representa el perfil típico (en promedio de la demanda media diaria) antes del inicio del horario de verano y "Y" representa el perfil estimado (en promedio de la demanda media diaria) para el horario de verano.

Al final se tienen siete perfiles típicos (curvas de carga) para el período anterior al inicio del horario de verano (X) y siete perfiles típicos para el período del horario de verano (Y); un perfil para cada día de la semana y todos en p.u. de la demanda media diaria.

Para calcular los valores de la curva en MW, se multiplica cada perfil Y por la demanda media (MW) del perfil X correspondiente (mismo día de la semana).

Los perfiles típicos para el Sistema Interconectado Nacional, para el periodo anterior al inicio del horario de verano, obtenidos con base en los datos de octubre de 2016, se presentan en la Tabla 7-1. El perfil típico para cada día de la semana corresponde al respectivo perfil medio.

El perfil típico para el horario de verano según el modelo econométrico ajustado a los datos de Mato Grosso y Mato Grosso do Sul son presentados en Tabla 7-2 y Tabla 7-3 respectivamente. La premisa básica adoptada para fines de cuantificación del efecto del horario de verano es que la diferencia entre los perfiles reside en el intervalo entre 18:00 y 21:00 horas.

Tabla 7-1- Perfiles típicos para el período anterior al horario de verano (X)

Intervalo	Sábado	Domingo	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes
0:00 - 1:00	908	890	858	918	915	892	891
1:00 - 2:00	838	824	792	847	844	820	822
2:00 - 3:00	800	784	755	809	807	785	785
3:00 - 4:00	780	758	736	788	787	765	767
4:00 - 5:00	774	744	733	783	782	764	765
5:00 - 6:00	779	729	751	799	801	782	783
6:00 - 7:00	775	683	839	855	863	844	847
7:00 - 8:00	834	726	941	953	957	937	940
8:00 - 9:00	929	782	1.013	1.032	1.015	997	997
9:00 - 10:00	998	824	1.083	1.096	1.066	1.053	1.050
10:00 - 11:00	1.027	852	1.122	1.126	1.095	1.082	1.073
11:00 - 12:00	1.036	871	1.157	1.149	1.115	1.106	1.090
12:00 - 13:00	1.000	872	1.121	1.100	1.064	1.054	1.034
13:00 - 14:00	986	875	1.146	1.130	1.080	1.078	1.045
14:00 - 15:00	995	892	1.188	1.179	1.130	1.128	1.092
15:00 - 16:00	998	909	1.202	1.192	1.146	1.147	1.117
16:00 - 17:00	990	916	1.192	1.181	1.130	1.139	1.111
17:00 - 18:00	989	925	1.173	1.158	1.114	1.121	1.097
18:00 - 19:00	1.119	1.061	1.252	1.241	1.205	1.210	1.186
19:00 - 20:00	1.268	1.226	1.372	1.371	1.343	1.347	1.315
20:00 - 21:00	1.254	1.231	1.353	1.356	1.329	1.329	1.293
21:00 - 22:00	1.200	1.192	1.288	1.293	1.266	1.262	1.224
22:00 - 23:00	1.102	1.095	1.174	1.176	1.147	1.146	1.115
23:00 - 24:00	988	963	1.036	1.033	1.007	1.004	989

Tabla 7-2- Perfiles típicos para el período del horario de verano (Y) según el modelo econométrico ajustado a los datos de Mato Grosso.

Intervalo	Sábado	Domingo	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes
0:00 - 1:00	908	890	858	918	915	892	891
1:00 - 2:00	838	824	792	847	844	820	822
2:00 - 3:00	800	784	755	809	807	785	785
3:00 - 4:00	780	758	736	788	787	765	767
4:00 - 5:00	774	744	733	783	782	764	765
5:00 - 6:00	779	729	751	799	801	782	783
6:00 - 7:00	775	683	839	855	863	844	847
7:00 - 8:00	834	726	941	953	957	937	940
8:00 - 9:00	929	782	1.013	1.032	1.015	997	997
9:00 - 10:00	998	824	1.083	1.096	1.066	1.053	1.050
10:00 - 11:00	1.027	852	1.122	1.126	1.095	1.082	1.073
11:00 - 12:00	1.036	871	1.157	1.149	1.115	1.106	1.090
12:00 - 13:00	1.000	872	1.121	1.100	1.064	1.054	1.034
13:00 - 14:00	986	875	1.146	1.130	1.080	1.078	1.045
14:00 - 15:00	995	892	1.188	1.179	1.130	1.128	1.092
15:00 - 16:00	998	909	1.202	1.192	1.146	1.147	1.117
16:00 - 17:00	990	916	1.192	1.181	1.130	1.139	1.111
17:00 - 18:00	989	925	1.173	1.158	1.114	1.121	1.097
18:00 - 19:00	1.119	1.057	1.246	1.239	1.204	1.207	1.183
19:00 - 20:00	1.146	1.105	1.239	1.239	1.214	1.217	1.189
20:00 - 21:00	1.214	1.184	1.310	1.315	1.288	1.287	1.254
21:00 - 22:00	1.200	1.192	1.288	1.293	1.266	1.262	1.224
22:00 - 23:00	1.102	1.095	1.174	1.176	1.147	1.146	1.115
23:00 - 24:00	988	963	1.036	1.033	1.007	1.004	989

Tabla 7-3- Perfiles típicos para el período del horario de verano (Y) según el modelo econométrico ajustado a los datos de Mato Grosso do Sul.

Lunes	Sábado	Domingo	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes
0:00 - 1:00	908	890	858	918	915	892	891
1:00 - 2:00	838	824	792	847	844	820	822
2:00 - 3:00	800	784	755	809	807	785	785
3:00 - 4:00	780	758	736	788	787	765	767
4:00 - 5:00	774	744	733	783	782	764	765
5:00 - 6:00	779	729	751	799	801	782	783
6:00 - 7:00	775	683	839	855	863	844	847
7:00 - 8:00	834	726	941	953	957	937	940
8:00 - 9:00	929	782	1.013	1.032	1.015	997	997
9:00 - 10:00	998	824	1.083	1.096	1.066	1.053	1.050
10:00 - 11:00	1.027	852	1.122	1.126	1.095	1.082	1.073
11:00 - 12:00	1.036	871	1.157	1.149	1.115	1.106	1.090
12:00 - 13:00	1.000	872	1.121	1.100	1.064	1.054	1.034
13:00 - 14:00	986	875	1.146	1.130	1.080	1.078	1.045
14:00 - 15:00	995	892	1.188	1.179	1.130	1.128	1.092
15:00 - 16:00	998	909	1.202	1.192	1.146	1.147	1.117
16:00 - 17:00	990	916	1.192	1.181	1.130	1.139	1.111
17:00 - 18:00	989	925	1.173	1.158	1.114	1.121	1.097
18:00 - 19:00	1.088	1.028	1.211	1.205	1.171	1.174	1.151
19:00 - 20:00	1.093	1.054	1.182	1.182	1.158	1.161	1.134
20:00 - 21:00	1.209	1.178	1.305	1.310	1.283	1.282	1.250
21:00 - 22:00	1.200	1.192	1.288	1.293	1.266	1.262	1.224
22:00 - 23:00	1.102	1.095	1.174	1.176	1.147	1.146	1.115
23:00 - 24:00	988	963	1.036	1.033	1.007	1.004	989

Al considerar un mes con 21 días hábiles y 10 días de fines de semana, el porcentaje de economía mensual generada por el horario de verano puede estimarse por la siguiente expresión:

$$Economia\ de\ energia = \left(1 - \frac{Consumo\ mensual\ con\ HV}{Consumo\ mensual\ sin\ HV}\right) 100\%$$

(Ecuación 3)

donde:

$$Consumo\ mensual\ con\ HV = \frac{21}{5} \sum_{dia=lunes}^{dia=viernes} \sum_{h=1}^{h=24} Y_{h,dia} + \frac{10}{2} \sum_{dia=sabado}^{dia=domingo} \sum_{h=1}^{h=24} Y_{h,dia}$$

(Ecuación 4)

$$Consumo\ mensual\ sin\ HV = \frac{21}{5} \sum_{dia=lunes}^{dia=viernes} \sum_{h=1}^{h=24} X_{h,dia} + \frac{10}{2} \sum_{dia=sabado}^{dia=domingo} \sum_{h=1}^{h=24} X_{h,dia}$$

(Ecuación 5)

As estimaciones puntuales son acompañadas por intervalos de confianza obtenidos para las horas del intervalo 18:00 - 21:00 horas, como se indica a continuación.

$$Y_h \pm t_{5\%,n-25} \sqrt{\sigma_{\epsilon}^2 Z_h^T (Z^T Z)^{-1} Z_h} \quad \forall h \in \{18 - 19, 19 - 20, 20 - 21\}$$

(Ecuación 6)

donde:

Y_h = demanda horaria durante el horario de verano

t = estadística t-Student

σ_{ϵ}^2 = estimación de la variancia del componente aleatorio (error)

Z_h = vector con los valores de las 24 variables explicativas para la hora h

Z = matriz con datos de las 24 variables explicativas en las $n=336$ observaciones horarias.

La estimación de la economía mensual de energía en octubre (considerando que el horario de verano comenzará el primer día del mes), resultado de la aplicación del horario de verano a principios de octubre. es de **0,71%** con base en el modelo de Mato Grosso, el punto central del intervalo **[0,46% ; 0,96%]** con 95% de confianza.

La economía mensual de energía alcanza el **1,09%** cuando el modelo econométrico es ajustado a los datos de Mato Grosso do Sul, el punto central del intervalo **[0,81% ; 1,37%]** con 95% de confianza.

8 BENEFICIOS ESTIMADOS

A continuación, son presentados los beneficios estimados por los modelos ajustados, en el caso de aplicación del horario de verano en Bolivia.

8.1 Reducción de Energía

Para calcular la reducción de energía en la aplicación del HV, se asume que su duración sería de 126 días, iniciando en el mes de Octubre, similar a la aplicación en Brasil.

El resultado del modelo de Mato Grosso do Sul indica que la reducción de energía es de 1,09% en los meses de aplicación del HV, o sea 0,38% de reducción anual de energía ($1,09\% \cdot 126/365$).

La estimación puntual de 1,09% en los meses de aplicación del HV viene acompañada del intervalo [0,81% ; 1,37%] con 95% de confianza. Por lo tanto, el intervalo con 95% de confianza para la reducción anual de energía es [0,28% ; 0,47%], i.e., [$0,81\% \cdot 126/365$; $1,37\% \cdot 126/365$].

Por otro lado, el modelo de Mato Grosso señala una reducción de 0,71% en los meses de aplicación del HV, o sea 0,24% de reducción anual de energía ($0,71\% \cdot 126/365$).

La estimación puntual de 0,71% en los meses de aplicación del HV viene acompañada del intervalo de confianza de 95% [0,46% ; 0,96%]. Por lo tanto, el intervalo de 95% de confianza para la reducción anual de energía es [0,16% ; 0,33%], i.e., [$0,46\% \cdot 126/365$; $0,96\% \cdot 126/365$].

Según datos de CNDC, la energía generada en los últimos 12 meses fue igual a 9.137 GWh, lo que significaría en reducción de energía en el S.I.N igual a la presentada en la Tabla 8-1

Tabla 8-1- Estimación de los ahorros anuales de energía para el S.I.N

Modelo Utilizado	Ahorro Anual (%)	Ahorro Anual (GWh)	Intervalo (%)	Intervalo de Ahorro Anual (GWh)
Mato Grosso	0,24%	21,93	0,16%	14,62
			0,33%	30,15
Mato Grosso do Sul	0,38%	34,72	0,28%	25,58
			0,47%	42,94

Fuente: propia.

Para calcular los beneficios financieros producto de la reducción del consumo de energía, fueron utilizados los valores máximos y mínimos de la Tabla 8-1 (14,62 GWh/año y 42,94 GWh/año). Esos valores fueron multiplicados por una tarifa media la cual fue evaluada en 660,15 (Bs/MWh) y que fue calculada considerando valores de tarifa residencial de 2017 más datos de inflación en los años 2017 y 2018 (Página Siete, 2017).

Tabla 8-2- Estimación de los beneficios financieros de la Economía anual de energía para el S.I.N

Mínimo Beneficio financiero (Bs/año)	Máximo Beneficio financiero (Bs/año)
Bs. 9.651.506	Bs. 28.351.298

Fuente: propia.

8.2 Mitigación de CO₂

Basado en la reducción del consumo de energía obtenida por una posible aplicación del horario de verano, es posible simular la reducción de CO₂. Como puede ser observado, en la Tabla 8-4, la reducción varía entre 18.369,47 (tCO_{2eq}/año), si se considera la mayor reducción en el consumo de energía calculada por el modelo de Mato Grosso do Sul y 6.253,44 (tCO_{2eq}/año), si se considera el menor dato de reducción calculado por el modelo de Mato Grosso.

Tabla 8-3- Estimación de las emisiones causadas por la generación de energía en Bolivia

Fuente	Participación (%)	Factor de Emisión gCO_{2eq}/kWh	Generación de Electricidad GWh/año	Emisión anual (tCO_{2eq}/año)
Termo	79,31%	518	7.247,00	3.753.946,89
Hidro	19,58%	86	1.789,13	153.865,61
Biomasa	0,71%	0	64,88	-
Eólica	0,40%	16	36,55	584,80
Total	100,00%		9.137,56	3.908.397,30

Fuente: (Miranda, 2012) e (CNDC,

<https://www.cndc.bo/media/archivos/boletindiaro/genemaxdiaria.php?id=041118>, 2018) e (Lizarazu, 2013)

Tabla 8-4- Estimación de la reducción de emisiones (mínima y máxima)

Fuente	Mínima Reducción Energía HV (GWh/año)	Mínima Reducción Anual (tCO_{2eq}/año)	Máxima Reducción Energía HV (GWh/año)	Máxima Reducción Anual (tCO_{2eq}/año)
Termo	11,60	6.006,32	34,06	17.643,55
Hidro	2,86	246,18	8,41	723,17
Biomasa	0,10	-	0,30	-
Eólica	0,06	0,94	0,17	2,75
Total	14,62	6.253,44	42,95	18.369,47

Fuente: propia.

8.3 Reducción de demanda

Los modelos econométricos también fueron usados para calcular la reducción de demanda, en el caso de aplicación del HV. En la Tabla 8-5, son presentados los valores de reducción de demanda estimados por los dos modelos utilizados para cada día de la semana. Los valores son presentados en % y en MW y fueron calculados comparando la demanda máxima de la curva de carga actual del sistema boliviano, con la demanda máxima de las nuevas curvas, obtenidas por los dos modelos econométricos. Se observa, que la mayor reducción promedio fue calculada por el modelo de Mato Grosso do Sul, y equivale a 63,71 MW (4,96%). En términos de inversión evitada, asociado a la construcción de térmicas para atender en los horarios de punta, por ejemplo, se calculó un valor aproximado de US\$ 48 millones Bs. 331 Millones) en el S.I.N, considerando un costo estimado de una planta de gas natural US\$ 750/kW instalado, con una capacidad de 64 MW.

Tabla 8-5- Reducción de demanda de potencia para cada modelo.

Modelo	Reducción	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Promedio
Modelo Mato Grosso	MW	61,66	56,30	54,84	59,67	60,65	58,62
	%	4,71%	4,28%	4,26%	4,64%	4,84%	4,54%
Modelo Mato Grosso do Sul	MW	66,99	61,35	59,85	64,97	65,42	63,71
	%	5,1%	4,7%	4,7%	5,1%	5,2%	4,96%

9 CONCLUSIONES

Este documento presenta un método para cuantificar los efectos, que la aplicación del horario de verano causaría en el sistema eléctrico boliviano. El método utilizado, tiene como base la construcción de dos modelos econométricos ajustados a datos históricos (años 2014 y 2015) de los sistemas eléctricos de las regiones brasileñas de Mato Grosso do Sul y Mato Grosso, ambas regiones fronterizas con Bolivia. La principal hipótesis es que existe una relación matemática entre el comportamiento de las curvas de carga antes y después del inicio del horario de verano y que esa relación puede ser “capturada” usando modelos econométricos.

Los modelos construidos fueron puestos a prueba utilizando datos *out sample*, en este caso los datos del año 2016, verificándose una gran capacidad de previsión de los modelos ajustados. Posteriormente, los modelos ajustados fueron aplicados a los datos de las regiones de Santa Cruz, La Paz, Cochabamba, Oruro, Sucre, Potosí, Beni, Tarija y también al S.I.N.

Los resultados presentados en este informe técnico muestran que ambos modelos econométricos logran capturar las modificaciones de los perfiles de carga, en una eventual aplicación del horario de verano.

Los beneficios cuantificados en este informe son también de gran valía e indican que la demanda máxima del sistema puede ser reducida en casi 5% en el horario de punta del sistema, colaborando para la seguridad energética y promoviendo la optimización de la operación del sistema electro-energético, causando un menor costo para el sistema y posiblemente atrasando inversiones de refuerzo en la red.

La reducción de la punta puede llegar a ser equivalente a una usina de 64 MW, o varias usinas que suplan esa demanda. Esta disminución de demanda evita la construcción de una planta de ese tamaño, que exigiría inversiones de aproximadamente US\$ 48 millones, además de refuerzos importantes en el sistema de transmisión, costos que finalmente serían transferidos a las tarifas de los consumidores, adicionalmente, aquella usina sería usada solamente en el período en que dura la punta de demanda del sistema.

Es importante observar, que en este estudio fue calculada una reducción de energía con la aplicación de HV, la cual se verifica principalmente entre las 18:00 h y las 21:00h y que puede llegar a 42,95 (GWh/año), produciendo un beneficio financiero que supera los Bs 28 millones/año. También es destacable comentar, que la reducción de energía generada puede reducir las emisiones de CO₂, que fueron calculadas en este informe en 18.369,47 tCO_{2eq}/año.

La experiencia de Brasil indica que en los primeros años de aplicación del HV los beneficios tienden a ser mayores, disminuyendo a lo largo del tiempo, principalmente cuando existe un aumento del poder de compra de los consumidores, por causa de escenarios macroeconómicos favorables. Otro factor que ha reducido la efectividad de la aplicación del HV en Brasil fueron

las políticas de eficiencia energética y la fuerte presencia de tecnología LFC (lámparas fluorescentes compactas) después del racionamiento de 2001 y de la tecnología LED (*Light Emitting Diode*) recientemente. El impacto de una mayor eficiencia en los sistemas de iluminación se da tanto en la iluminación residencial, como en la iluminación pública.

La implementación del horario de verano ha traído en casi todos los países, críticos y defensores de su práctica, algunos de los reclamos se refieren a daños a la salud de la población debido a los efectos negativos sobre el biorritmo de las personas, efectos psicológicos, transporte público, accidentes de tránsito etc. Otros detractores, se refieren a la incomodidad causada a aquellos que tienen que levantarse muy temprano a hacer las actividades diarias aún en la oscuridad. Por otra parte, los defensores del horario de verano minimizan los argumentos de los efectos negativos sobre los seres humanos, pues según ellos la población se adapta fácilmente al cambio, sin ningún efecto colateral permanente. Entre los aspectos positivos de la aplicación del HV, están el uso racional de la energía, los beneficios al medio ambiente, evitar la construcción de nuevas plantas de generación, el aumento de confiabilidad del Sistema Eléctrico Interconectado, llevando a una optimización de los recursos financieros. Otro aspecto positivo señalado por especialistas es el impacto positivo en la seguridad ciudadana debido a la mayor luminosidad en las tardes.

Por estos antecedentes, es importante que Bolivia considere la posibilidad de encontrar barreras que obstaculicen este tipo de medidas, por lo que es importante que estudios específicos sean realizados por las autoridades antes de la aplicación de esta política pública.

Las evidencias que este estudio arroja, desde un punto de visto 100% técnico, nos permiten recomendar la aplicación del horario de verano en el país, usando parámetros similares a Brasil, o sea, con una duración de 126 días comenzando al inicio del mes de octubre. La aplicación puede ser realizado en todo el país como un proyecto piloto y utilizar esa experiencia para calcular los verdaderos beneficios del HV, a nivel regional y nacional. Posteriormente las autoridades pueden aplicar en las regiones que presentaron mayores beneficios,

10 BIBLIOGRAFIA

AE. (2016). *Anuario Estadístico del sector eléctrico de la gestión 2016*. Bolivia: Autoridad de fiscalización y control social de electricidad (AE).

BASILIO, A. L. (28 de setembro de 2017). *Entenda o horário de verão*. Obtenido de <http://www.cartaeducacao.com.br>: <http://www.cartaeducacao.com.br/carta-explica/entenda-o-horario-de-verao/>

CNDC. (2016). *RESULTADOS DE LA OPERACIÓN DEL SIN MEMORIA ANUAL CNDC*.

CNDC. (05 de noviembre de 2018).

<https://www.cndc.bo/media/archivos/boletindiario/genemaxdiaria.php?id=041118>. Obtenido de CNDC: <https://www.cndc.bo>

DSIRE. (Fevereiro de 2017). *Renewable Portfolio Standard Policies*. Obtenido de N.C. Clean Energy Technology Center.

EIA. (2012). *Most states have Renewable Portfolio Standards*. Recuperado el 08 de Noviembre de 2017, de U.S. Energy Information Administration: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=4850>

ENDE. (2015). *SECTOR ELÉCTRICO EN BOLIVIA*. Obtenido de <http://www.endetransmision.bo/etr/index.php/nosotros/sector-electrico-en-bolivia>

EPE. (2017). *BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL*.

estándares, H. h. (7 de Agosto de 2015). *Husos horarios estándares*. Obtenido de https://es.wikipedia.org/wiki/Huso_horario#/media/File:Standard_World_Time_Zones.png

FusosHorarios. (05 de 11 de 2012). *World Time Zones Map*. (US Central Intelligence Agency) Recuperado el 26 de 07 de 2018, de https://commons.wikimedia.org/wiki/File:World_Time_Zones_Map.png

GIZ. (2016). *O controle e o Meio Ambiente*. Obtenido de GIZ Worldwide: <https://www.giz.de/en/worldwide/44033.html>

Grant, M. J. (2011). DOES DAYLIGHT SAVING TIME SAVE ENERGY? EVIDENCE FROM A NATURAL EXPERIMENT IN INDIANA. *The Review of Economics and Statistics*, (págs. 1172–1185).

Humberto Verdejo, C. B. (05 de 10 de 2015). Impact of daylight saving time on the Chilean residential consumption. *Energy Policy*, págs. 456-464.

ITAIPU-Binacional. (08 de 2018). *Produção anual de energia - GWh*. Obtenido de Geração: <https://www.itaipu.gov.br/energia/geracao>

Jornal_a_redação. (14 de 09 de 2017). *Faltam 31 dias para o início do horário de verão em GO, DF e mais 9 Estados*. (Jornal a redação) Recuperado el 30 de 07 de 2018, de <https://www.aredacao.com.br/noticias/92055/faltam-31-dias-para-o-inicio-do-horario-de-verao-em-go-df-e-mais-9-estados>

Lima, A. G. (28 de 08 de 2018). *Consumo de Energia Elétrica no Brasil*. Recuperado el 2018, de Cursos de Engenharia Elétrica 2018: <http://www.antonioaguilherme.web.br.com/blog/destaques/demanda-de-energia-eletrica-no-brasil/>

Lizarazu, R. (Mayo de 2013). Escenarios de emisión de gases de efecto invernadero CO2 en el sector energético en Bolivia. *LAJED*, págs. 77-98.

Margulis, P. H. (2016). *Daylight saving time and energy consumption: The case of Argentina*.

Miranda, M. M. (2012). *Fator de emissão de gases efeito estufa da geração de energia elétrica no Brasil: Implicações da aplicação da avaliação do ciclo de vida*. São Carlos -SP: USP.

Montalvão, E. (2005). *O SETOR ELÉTRICO E O HORÁRIO DE VERÃO*. Brasília: Consultoria Legislativa do Senado Federal.

Operador Nacional do Sistema. (2018). *HISTÓRICO DA OPERAÇÃO*. (ONS) Recuperado el 2018 de 7 de 30, de <http://ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao>

P. Hancevic, W. C. (2016). Energy Populism and Household Welfare. *Energy Economics*, págs. 464-474.

Página Siete. (23 de junio de 2017). *Página Siete*. Obtenido de Página Siete: <https://www.paginasiete.bo/economia/2017/6/23/tarifas-electricas-subiran-entre-centavos-bolivianos-142108.html#!>

Ribeiro, I. S. (2017). *Impacto do Horário Brasileiro de Verão do ponto de vista do sistema elétrico: avaliação em grandes centros urbanos*. Rio de Janeiro.

Título: Estudio técnico: impactos de la implementación del horario de verano en Bolivia

Desarrollado por: GENERACAO 7 ENGENHEIROSASSOCIADOS (G7) - FACTO ENERGY

Ejecutado por: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Programa: Programa de Energías Renovables (PEERR)

Programa Nø: 15.2035.2-001.0

Gestión: 2019

1. La elaboración de este documento es apoyado por la Cooperación Alemana a través de la GIZ – Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GmbH) y su Programa de Energías Renovables (PEERR).

2. Se autoriza la reproducción total o parcial del presente documento sin fines comerciales y citando adecuadamente la fuente, previa autorización escrita del Ministerio de Energías.

Ministerio de Energías

Calle Potosí esquina calle Ayacucho S/N, zona Central
Teléfono: 2188800
www.minenergias.gob.bo

Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas

Edificio Ex BBA, Av. Camacho N° 1413 Esq. calle Loayza
Teléfono: 2188800

Cooperación Alemana al Desarrollo con Bolivia

Oficina de la Cooperación Alemana al Desarrollo
Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
Av. Julio C. Patiño N° 1178, entre calles 17 y 18, Calacoto
Casilla 11400
La Paz, Bolivia

Oficina del Programa de Energías Renovables (PEERR)
Av. Sánchez Bustamante N° 504 entre calles 11 y 12 de Calacoto
La Paz, Bolivia
T +591 (2) 2119499
F +591 (2) 2119499, int. 102
E johannes.kissel@giz.de
www.giz.de

Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo (BMZ)

BMZ Bonn
Dahlmannstraße 4
53113 Bonn, Germany
T +49 (0) 228 99 535 -0
F +49 (0) 228 99 535-3500
poststella@bmz.bund.de
www.bmz.de

BMZ Berlín
Stresemannstraße 94
10963 Berlin, Germany
T +49 (0) 30 18 535 - 0
F +49 (0) 30 18 535-2501



Implementada por:

giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH