

Análisis de la Tarifa eléctrica

El año 2015 comenzó con un aumento de tarifas tanto por parte de la UTE como de la OSE. En el caso particular de la tarifa eléctrica, dicho aumento se dió de bruces con los anuncios previos del ex-Director Nacional de Energía Ramón Méndez, quién dijo en octubre del año pasado que las tarifas descenderían. A esto, se sumaron versiones de prensa afirmando que los técnicos de la UTE quienes pretendían un aumento del 3,9% y no del 6,9% como el que efectivamente tuvo lugar. Ambas condicionantes fueron caldo de cultivo para una serie de críticas que incluyeron a los partidos tradicionales -haciendo gala del peor oportunismo- y un comunicado del Pit-Cnt, mostrando preocupación por el impacto social de la medida y argumentando que el nivel de hidraulicidad de los últimos años ha sido lo suficientemente bueno como para poder evitar dicho aumento.

Más allá de lo acertado o no de la medida y de las críticas adyacentes, entendemos oportuno aprovechar la visibilidad pública del tema tarifario para explicitar algunas cuestiones que no están presentes en el debate. Para ello es necesario abordar dos discusiones vinculadas: una que hace referencia al nivel tarifario y otra que hace referencia a la estructura de la tarifa.

1. Nivel Tarifario.

La discusión sobre lo caro o barato de la tarifa eléctrica no está exenta de problemas y discusiones sobre cómo considerar los costos de generar, transmitir y distribuir energía y los problemas de estimación que esto implican. Además, dicha discusión debe estar supeditada a la visión que se tenga sobre el rol de las empresas públicas en nuestro país. ¿Deben ser garantes de derechos universales e insumos productivos fundamentales? ¿Deben ser rentables? ¿Deben potenciar el desarrollo tecnológico? ¿Generar encadenamientos hacia atrás y adelante con proveedores nacionales? ¿La eficiencia y productividad debe medirse a nivel empresa, a nivel sector o a nivel país?

Esta discusión, válida para todas las Empresas Públicas, es particularmente relevante para el caso específico de UTE, dada su calidad de garante de un insumo fundamental para la actividad productiva y un bien de consumo vital para la reproducción de la vida como es la energía eléctrica.

En esta mirada más amplia, abordar el análisis del nivel tarifario adquiere otros sentidos. Por un lado, si este estuviera por debajo de los costos de producción durante períodos prolongados, puede traer asociados problemas de suministro de energía y de calidad en el mediano plazo por falta de financiación de las inversiones necesarias para generar, transmitir y distribuir energía. De esta forma, aún con la buena intención de tener tarifas lo más bajas posibles se puede llegar a poner en jaque los objetivos centrales y estratégicos de la UTE como empresa pública.

Volviendo a las preguntas realizadas anteriormente, según la concepción que se tenga de cuál es el papel de las empresas públicas, se valorará de distinta forma la cobertura de los servicios a nivel nacional, llevándolos o no a lugares donde pueden no ser rentables desde la mirada de una empresa capitalista convencional. Un informe del Instituto Cuesta Duarte es contundente en este sentido: "desde una visión exclusivamente empresarial y con una visión que venera la acción del mercado como asignador eficiente de recursos puede considerarse como una inversión excesiva que el consumidor no está dispuesto a pagar y que genera un subsidio cruzado que no contribuye a la correcta asignación de recursos. Desde otra perspectiva se lo puede considerar como parte del papel que deben cumplir las empresas públicas, mejorando la calidad de vida en zonas del país donde la inversión en la infraestructura de los servicios no es rentable para las empresas pero sí lo es para el país en su conjunto" (ICUDU, 2005:1).

En este sentido, es necesario enmarcar la discusión sobre el precio de las tarifas en la trayectoria

institucional de la UTE como una empresa con fuerte vocación social en su génesis. La historia muestra como muchas de las inversiones realizadas no han sido guiadas por la búsqueda de rentabilidad -que es la lógica que rige al capital privado- sino con el objetivo de garantizar el efectivo cumplimiento de un derecho humano básico como el acceso a la energía eléctrica. De hecho, la tasa de cobertura del tendido eléctrico del Uruguay cuenta con niveles históricamente altos en relación a la región y en la actualidad llega al 98,7% de los hogares.

A su vez, debido a la seguridad en la generación por contar con variados respaldos, las inversiones en el tendido y buen servicio al cliente, ha permitido mejorar los indicadores en lo que hace a los tiempos de cortes y en las encuestas de satisfacción al cliente (CIER), encuesta donde por lo general UTE se ubica en los primeros lugares de la región (CEPAL 2010) y en donde el rol de los trabajadores de la UTE y su compromiso con el servicio público ha sido fundamental. En este marco, la discusión de nivel debe hacerse con cuidado y muy especialmente cuando se la compara con los países vecinos. Es decir, muchas veces un nivel tarifario más alto que el resto de la región puede deberse al compromiso con el acceso universal y de calidad, cosa que muchas empresas privadas de la región no garantizan¹ (Ruchansky y Molinari, 2002).

De todas formas, el esfuerzo por responder a qué tan adecuado es el nivel tarifario en Uruguay sigue siendo válido y pertinente. Si bien abordar dicha pregunta de forma rigurosa requiere del estudio de costos en cada una de las etapas del proceso de la producción de la energía², es posible aproximarse siguiendo la evolución de algunos componentes claves que componen el precio final como el petróleo como principal insumo para la generación térmica, el cobre como principal material utilizado para la transmisión y la distribución de la energía y el salario que opera como costo en toda la cadena.

En el gráfico 1, se presentan la evolución de estos componentes para el período 1990 al 2013. Para la evolución del precio de la energía, se usa información suministrada por UTE y se toma el precio promedio ponderado del kw en pesos constantes 2013.

Para el precio del cobre y el de petróleo, se utiliza la información de la página web [indexmundi](http://www.indexmundi.com/)³ y se toman los precios en dólares, se calcula el precio promedio en cada año, se convierte a pesos con el tipo de cambio promedio y se ajusta por el Índice de Precios Productor.

En el caso de la evolución de los salarios, se consultó la página web del Instituto Nacional de Estadísticas⁴ (INE) donde se utiliza el Índice Medio de Salarios de las empresas públicas y se calcula el índice de salario real con la evolución del Índice de Precios al Consumo.

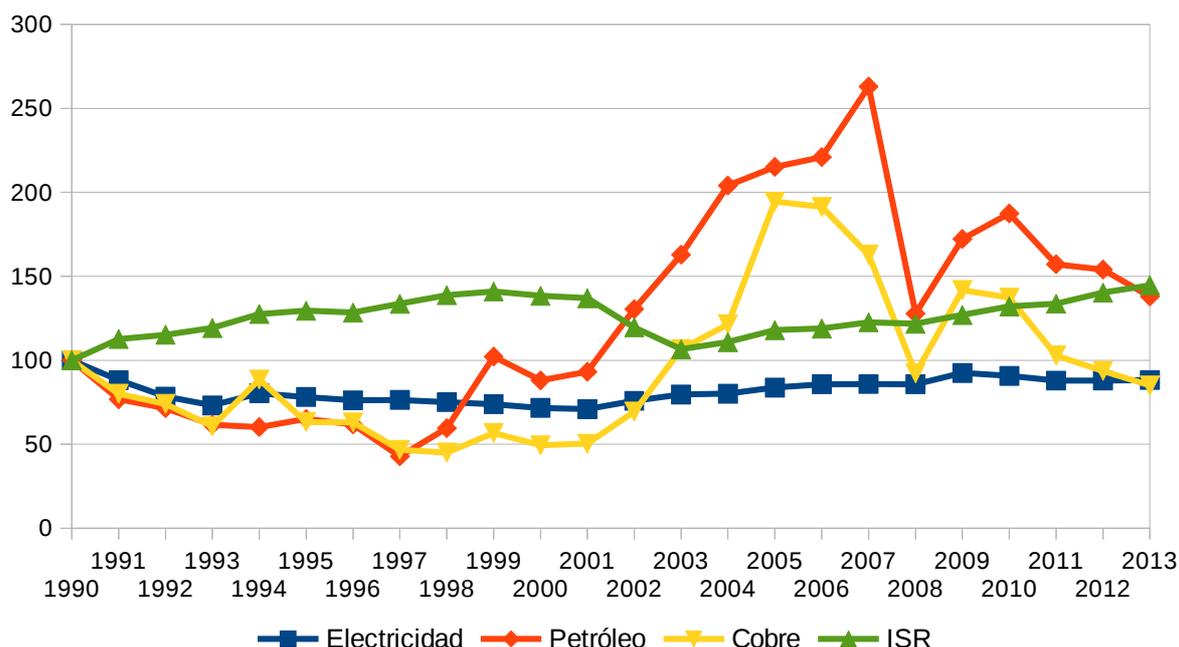
¹ Además existen otras cuestiones como la densidad de clientes por km² que ayudan a explicar diferenciales en los costos.

² Un análisis de estas características requiere realizar una serie de supuestos bastante complicados y heurísticos que si bien enriquecen el análisis, lo dotan de suma complejidad para los propósitos de este informe a la vez que los criterios que existen actualmente no gozan aún de consenso.

³ <http://www.indexmundi.com/>

⁴ <http://www.ine.gub.uy/>

Gráfico 1. Evolución de los precios promedio: del kw, del valor del barril de petróleo, del precio del cobre y del Salario real de los trabajadores de las empresas públicas. Base en 1990.



Como puede observarse en el gráfico 1, la evolución punta a punta presenta una disminución de casi el 12% medido a precios constantes del 2013. Es importante aclarar que la misma es sobre el precio ponderado promedio, pero como no existe una única tarifa, no todas evolucionaron de igual manera, lo que implicó, como se verá en el apartado siguiente, que la tarifa residencial sube de nivel mientras que la de los grandes consumidores cae.

En el gráfico también puede verse que el precio de la tarifa es bastante estable en relación a las fluctuaciones de los principales insumos -petróleo y cobre-, pero tiene una tendencia a evolucionar debido al cambio en esos componentes. Es así, que en la década del 90 la tarifa tiene un comportamiento descendente en todo el período debido a que el precio de estos se mantiene bajo. Luego con la fuerte alza de los costos relevantes que comienza a principio de los 2000, el precio de la energía también aumenta levemente, para luego volver a disminuir con la retracción del precio de estos insumos al final de la década.

Otro resultado a destacar es que el salario no parece estar marcando la evolución de los precios de la tarifa. De hecho, en el cuadro 1 del Anexo puede verse que el salario pesa en promedio para los años construido un 17% del Valor Bruto de Producción de la energía eléctrica. Este bajo peso puede verse al analizar su evolución en comparación con las tarifas, donde en los 90s el salario real muestra un constante crecimiento hasta el año 1999, momento que las tarifas descienden su precio. Luego una caída en la crisis del 2002 que lo ubica en los niveles de 1990, allí las tarifas comienzan su evolución ascendente. Luego de la crisis comienza una lenta recuperación del salario real donde recién en el 2013 supera levemente los niveles del 1999 momento que las tarifas comienza el descenso nuevamente.

2. Estructura Tarifaria

Lo primero que cabe resaltar es que la tarifa eléctrica no es una sola, sino que existen varias "tarifas eléctricas" donde se pueden distinguir: la Tarifa Residencial Simple (que afecta principalmente a hogares), la Tarifa de Alumbrado Público, la Tarifa de Medianos Consumidores (que involucra principalmente a la pequeña industria) y la Tarifa de Grandes Consumidores (gran industria y

comercio), entre otras. Además, cada tarifa tiene distintos componentes, por ejemplo la Residencial Simple tiene un cargo fijo, un cargo fijo por potencia y un cargo por energía con distintas franjas.

Una primera cuestión a constatar es la diferencia de precio entre el valor promedio de las respectivas tarifas. Para el año 2013, último dato que tenemos disponible, el costo promedio de la tarifa residencial fue un 98% mayor respecto a la de los grandes consumidores, o sea que, *los hogares pagan la electricidad al doble de lo que lo hacen las grandes empresas*.

En segundo lugar, conviene preguntarse cuánto es el costo relativo, en el total de los gastos mensuales, de afrontar la factura eléctrica para unos y otros. Para ello calculamos el esfuerzo que significa para los hogares abonar el consumo de electricidad y realizamos el mismo ejercicio para el empresariado.

Según datos de la Encuesta de Gastos e Ingresos de los Hogares (EGIH) 2005-2006, el gasto promedio del hogar sobre el ingreso del hogar⁵ ronda el 4%. Incluso, en los hogares que pertenecen al decil más bajo de ingreso llegan hasta el 11% el esfuerzo en promedio que realizan para pagar la tarifa. Cabe agregar que estos datos deben matizarse en la actualidad al menos por tres razones: a) el ingreso real de los hogares creció por encima del incremento real de las tarifas, lo que da cuenta de un menor esfuerzo promedio; b) existió a partir del 2007 un descuento comercial para los ex-beneficiarios del Plan de Atención Nacional al Emerger Social (PANES); c) a partir del 2010 se instrumentó la Tarifa de Consumo Básico (TCB) con un diseño particular para quienes cobran la Tarjeta Uruguay Social (TUS, conocida como “Tarjeta MIDES”).

Por otra parte, y en sentido contrario, los datos del Balance Energético Nacional para el Sector Residencial muestran que desde el año 2005 el crecimiento del consumo de electricidad creció en términos relativos en comparación con otros energéticos, pasando de un 35% del consumo residencial en el 2005 a un 43% en el 2013. De todas formas, si bien no poseemos datos oficiales que permitan establecer el esfuerzo actual de los hogares en pagar la tarifa, podemos inferir que ha de ser menor al 4% en general y que para el caso particular de los hogares de menores ingresos, del 11% es probable que también haya descendido en buena medida⁶.

¿Cuánto les cuesta las tarifas a las empresas? La evolución de la facturación de los Grandes Consumidores y Medianos Consumidores y la Tarifa General Simple se observa que el costo de la facturación representó un 0,77% del Valor Bruto de Producción (VBP) en el año 2005 y fue descendiendo hasta un 0,39% en el año 2013.

Por tanto, en una comparación un tanto grosera, podríamos afirmar que en promedio *a los hogares la tarifa eléctrica les significa un esfuerzo 10 veces mayor que al sector productivo en su conjunto*.

El diferente peso relativo según ramas de actividad obedece a distintas razones. En primer lugar, existen sectores de actividad más “energo intensivos”, donde el consumo claramente es mayor en la estructura de costos. En segundo lugar, el peso relativo de las distintas tarifas consideradas es diferente por sector. Por ejemplo, en el sector industrial la Tarifa de Grandes Consumidores explica la mayor parte de la facturación, por lo tanto, si bien es bastante más intensivo en consumo, compra en promedio más barato el MW. En el caso de la Construcción, no existen prácticamente Grandes Consumidores y la mayor parte de la facturación se distribuye entre la Tarifa de Medianos

⁵ Se consideró el gasto total del hogar y se lo dividió por el ingreso total del hogar incluyendo diversos conceptos sin considerar el valor locativo.

⁶ El esfuerzo del decil es de un 11% si se excluyen a quienes tiene “conexión irregular” dentro del total. Si se los incluye con “gasto cero”, las estimaciones dan que el decil más pobre hace un esfuerzo del 8% de sus ingresos en promedio para cubrir el costo de la tarifa. Cabe agregar que esto no implica que quienes tienen conexión irregular no paguen ningún costo. De hecho, un trabajo de Andrea Magnone (2014) registra una serie de accidentes fatales que se explican principalmente por el uso de leña pero también por las conexiones irregulares al tendido eléctrico.

Consumidores y la General Simple. Por último, si bien para el total del sector productivo los cuadros comprenden la mayoría de la facturación, en el caso del sector Primario está un poco subestimada por no considerar la tarifa zafral⁷.

Cuadro 1. Costo relativo del pago de factura eléctrica sobre VBP

	Industrial	Construcción	E, G y Agua	Com y Serv	Primario	Total
2005	0,74%	0,03%	0,95%	1,61%	0,31%	0,77%
2006	0,68%	0,02%	0,84%	1,45%	0,28%	0,69%
2007	0,65%	0,02%	0,68%	1,34%	0,24%	0,65%
2008	0,53%	0,02%	0,68%	1,09%	0,21%	0,53%
2009	0,57%	0,02%	0,60%	1,15%	0,21%	0,55%
2010	0,56%	0,02%	0,55%	1,08%	0,20%	0,53%
2011	0,50%	0,02%	0,57%	0,97%	0,16%	0,47%
2012	0,45%	0,02%	0,52%	0,90%	0,15%	0,42%
2013	0,44%	0,02%	0,47%	0,87%	0,13%	0,39%

Fuente: elaboración propia en base a datos de la UTE y BCU.

2.1 Evolución de la Estructura Tarifaria. El pasado 13 de febrero salió publicada una nota en El Observador titulada “Costo de Electricidad Subió más para Industrias que para Hogares” refiriendo a que la tarifa promedio de la energía eléctrica para los Grandes Consumidores creció por encima de la inflación en los últimos 10 años. Asumiendo la validez de estos datos nos preguntamos ¿qué pasa con el costo del sector residencial si tomamos un período de tiempo más prolongado?

Tomando las tarifas a precios constantes del 2013 y comparando 2005-2013 punta a punta, vemos que la tarifa residencial promedio en 2013 era un 11,5% mayor en términos reales que para el 2005, mientras que cuando realizamos la misma comparación para los Grandes Consumidores el aumento en términos reales es de un 32,9%, lo que podría dar la razón a éstos últimos.

No obstante, una mirada de mayor alcance ayuda a contextualizar las actuales discusiones. La evolución del precio promedio de las tarifa residencial y de grandes consumidores de 1990 al 2013 arroja resultados bien distintos. Mientras la tarifa residencial aumentó un 6,4% en términos reales en todo el período, la tarifa de los Grandes Consumidores descendió un 16,2%. Dicha evolución tiene tres períodos relativamente bien diferenciados: a) 1990-1996; b) 1997-2004; c) 2005-2013.

En el primer período, la tarifa residencial descendió un 18,2% en términos reales mientras que la tarifa de Grandes Consumidores que disminuyó un 51,2%. La explicación es difícil encontrarla en la lógica tarifaria que “refleje fielmente los costos” sino que obedece a una medida política claramente antipopular de la época: *ajustar las tarifas residenciales tomando en consideración el IPC y ajustar la tarifa de los Grandes Consumidores tomando en consideración la evolución del dólar* (Vaillant et al, 1996). Debido a dicha lógica de ajuste, el ancla cambiaria aplicada en los 90s llevó a que el precio de la tarifa de los Grandes Consumidores se redujera más de la mitad en términos reales mientras que, todavía con niveles muy altos de inflación hasta casi finalizar la década, la tarifa residencial no tuvo la misma suerte. Esto en un contexto en el que la oferta de energía era creciente dado que en 1996 entró la última turbina de Salto Grande en el sistema, un año después comienza a regir el nuevo Marco Regulatorio.

En el segundo período, la tarifa residencial aumentó un 13,2% y la tarifa de los Grandes Consumidores lo hizo en un 18,6% de forma tal que no logró contrarrestar las diferencias del período

⁷ La subestimación no invalida en absoluto ninguna de las afirmaciones que se realizan en el documento, dado que constituyen apenas un 0,7% de la facturación total.

anterior. De hecho, la tarifa de Grandes Consumidores alcanzó su mínimo histórico -para el período analizado- en el año 2000. Entre 2005-2013, el aumento de la tarifa residencial fue de 11,5% y de 32,9% para los Grandes Consumidores. A partir del 2006, la Tarifa Residencial superó el nivel de 1990 y se mantuvo por encima en todo el período, alcanzando su máximo histórico en el 2009, cuando comenzó a descender nuevamente. En suma, los aumentos diferenciales en detrimento de los Grandes Consumidores en los últimos años -a partir de 1997 en adelante- ni por asomo han logrado revertir la reducción sistemática de la tarifa en términos que tuvieron hasta 1996.

Cuadro 2- Evolución de la Tarifa Promedio 1990-2013 según Categoría Tarifaria

	1990-2013	1990-1996	1997-2004	2005-2013
Residencial	6,4%	-18,2%	13,2%	11,5%
Grandes Consumidores	-16,2%	-51,2%	18,6%	32,9%

Fuente: elaboración propia en base a datos de la UTE e INE

En síntesis, la comparación de la Tarifa Residencial Simple con la Tarifa de los Grandes Consumidores arroja tres grandes resultados: a) la evolución desde los 90s hasta ahora ha sido disímil entre ambas, en perjuicio de los hogares; b) los niveles promedio actuales de ambas tarifas muestran que los hogares pagan el kwh al doble que los Grandes Consumidores; c) el esfuerzo relativo de gasto que hacen los hogares para consumir energía es mayor que el que realiza globalmente el “sector productivo”.

2.2 ¿Qué razones explican esta evolución tarifaria desigual?

Intentar buscar una razón única a dicha evolución parece desatinado. La evolución tarifaria es resultado de ciertas condiciones en la generación de energía eléctrica, condiciones climáticas, precio de los energéticos a nivel global, cambios de política económica, decisiones empresariales específicas de la UTE y también de ciertos cambios institucionales. De esa multicausalidad, en el presente informe abordaremos el marco institucional vigente, por entender que es una de las cuestiones más relevantes detrás de la evolución desigual entre la Tarifa Residencial y la Tarifa de Grandes Consumidores.

Los hitos más sobresalientes del marco institucional que regula la política de precios en el mercado eléctrico son: la ley de Electricidad de 1977 y la imposición de una nueva lógica tarifaria asociada a esta, y la instrumentación del “Mercado Eléctrico” y su “Marco Regulatorio” en 1997. La concepción detrás de este cambio institucional y los mecanismos de participación social que instrumentó son una de las causas fundamentales que explican el poder de lobby de los Grandes Consumidores y la impunidad de su accionar.

La Ley de Electricidad y la actual lógica tarifaria. La composición actual de la Estructura Tarifaria es resultado de un proceso histórico de cambios y continuidades. El trabajo monográfico de Carracelas, Ceni y Torrelli (2006) muestra que la estructura de la tarifa eléctrica del Uruguay ha estado desde su génesis muy vinculada a los objetivos que tenía la UTE -otro UEE- como empresa pública. Específicamente universalizar el acceso, fomentar el consumo eléctrico, priorizar inversiones en generación, entre otros y en sentido más amplio (con los objetivos principales del modelo de acumulación del momento), dinamizar el consumo, la industria local, etcétera.

Los autores identifican 3 modelos tarifarios desde 1912 hasta el 2000. El **primero**, que abarca desde 1912 hasta 1944, tenía como objetivos centrales *"abaratando los servicios, mejorar su calidad, incrementar los ingresos del Estado, reducir las ganancias de las compañías extranjeras e impulsar el desarrollo nacional disminuyendo la dependencia externa"*. Las "categorías tarifarias" dependían en este modelo según el uso específico que se le otorgue a la energía eléctrica distinguiendo según para calefacción y cocción, alumbrado o fuerza motriz. El **segundo** modelo tarifario, operó con nitidez hasta 1969, sus innovaciones principales radican en el surgimiento del cargo fijo, la

creación de una tarifa social -que más allá del discurso, no siempre fue la más barata- y el otorgamiento de ciertos beneficios para la industria sustitutiva de importaciones, que era pilar económico del modelo de crecimiento junto con el consumo de los hogares. Tras una transición entre 1969 hasta 1986, comienza a partir de allí a consolidarse el actual y **tercer** modelo de estructura tarifa. En ese sentido, cabe preguntarse cuáles fueron las lógicas detrás del modelo tarifario vigente.

Si bien ha sido objeto de permanentes modificaciones la génesis de la estructura tarifaria actual deviene de la "Ley de Electricidad" (N°14.694) de 1977. Impuesta en dictadura, en un claro avance liberalizador, desmonopoliza a la UTE permitiendo concesiones del "servicio público de energía", y prevé una nueva lógica en el diseño tarifario estableciendo que *"dentro de cada modalidad de consumo, no serán tenidos en cuenta para la determinación de las tarifas, el carácter social o jurídico del suscriptor, como tampoco el destino final que dé a la energía que consume"* únicamente tomando en consideración un criterio: *"a fin de que la estructura tarifaria refleje los costos que los suscriptores originan"*. Esta concepción, recién regirá en 1986 tras una reestructuración del Ente, no logró barrer con toda la "lógica tarifaria" previa. Un ejemplo de "inercia institucional" claro, se observa en la continuidad de tramos en la tarifa residencial más baratos a menores consumos, como el caso del tramo que va de 0 a 100 kwh, o el cargo fijo vigente desde 1947⁸.

De todas formas, la reestructuración de la empresa significó cambios importantes que implicaron entre otras cosas que los "suscriptores" de la UTE pasan a ser "clientes", asumiendo un rol cada vez más "empresarial" en detrimento de lo social. Más allá de que introducir mejoras y cambios en la gestión era importante, la dirección y el sentido que éstos tuvieron fue en una lógica liberalizante que atentaba contra los principios fundacionales de la empresa pública.

El mercado eléctrico y su marco regulatorio. Tras la aplicación de la Ley de Electricidad de 1977 y su nueva lógica tarifaria, tuvo lugar en los 90s la instrumentación del "Mercado Eléctrico" y su "Marco Regulatorio". La concepción detrás de este cambio institucional y los mecanismos de participación social que instrumentó son una de las causas fundamentales que explican el poder de lobby de los Grandes Consumidores y la impunidad de su accionar.

El Marco Regulatorio vigente toma como base la Ley de Electricidad impuesta en la dictadura y tiene un segundo mojón en 1997 donde culmina el diseño actual del mismo, en pleno auge de las políticas neoliberales amparadas en el Consenso de Washington de fines de los ochenta y se fundamentó en la necesidad de reestructurar el funcionamiento de la UTE y el "sector eléctrico" a los objetivos de competencia, fomento a la iniciativa privada y la regulación.

La lógica detrás de la conformación de un "mercado eléctrico" amerita al menos dos comentarios. Por una parte, se concibe al mercado como elemento fundamental de mejora en la gestión, sin considerar que el tipo de servicio ("electricidad") y el tamaño del mercado (la demanda) más que competencia, es probable genere una fuerte presencia de oligopolios privados en disputa con UTE. Por otra parte, los adalides del "libre mercado" de aquella época no sólo no prohibieron sino que fomentaron la concentración de los "Grandes Consumidores", dándoles reconocimiento institucional en el mercado eléctrico agrupándolos en la Asociación de Grandes Consumidores de Energía Industrial (AGCEI) otorgándoles un poder de lobby mayor al que de por sí tenían.

Participación Social en el Mercado Eléctrico. Si bien hemos asistido a fuertes debates sobre la participación social de trabajadores y usuarios en la educación y en la salud, lo cierto es que poco se debate sobre la participación social en lo que hace al "mercado eléctrico". Todo indica que hay una

⁸ El costo fijo tiene efectos claramente regresivos porque si bien todos pagan lo mismo, el esfuerzo relativo que significa para los hogares de menores ingresos es muchísimo mayor que para los hogares de altos ingresos.

fuerte razón de fondo: una concepción clasista de la participación. Parece ser que en la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) sólo tienen cabida los Grandes Consumidores y los Generadores Privados y nadie critica su rol ni su accionar.

La AGCEI, que nuclea a la casi totalidad de los grandes grupos de poder económico que operan en nuestro país, ha demostrado sistemáticamente una gran capacidad de lobby bajo el asesoramiento -las más de las veces- del Ing. José Luis Pou. Su figura merece un capítulo aparte. Mientras es común ver que se critique en la prensa si un militante sindical pertenece a tal o cual partido o sector político, ¿qué tanto se hace con los grupos económicos y sus asesores? El Ing. Pou no sólo aparece como asesor en política industrial de Luis Lacalle Pou en la última campaña, sino que en un extraño diseño institucional fue también asesor de los Generadores Privados de energía eléctrica. Esta doble afiliación ayuda a entender algunas rarezas. Por ejemplo, en el 2010 la AGCEI envía una carta al presidente de la UTE -Gonzalo Casaravilla- pidiendo que se eleve el “precio spot” (precio al que pueden vender energía los generadores privados) que estaba topeado en dicho mercado a U\$S 250 dólares pidiendo se lleve al nivel del costo de la generación térmica. Pero, ¿a cuánto compraban en el valle los Grandes Consumidores? El precio rondaba los U\$S 60 (confirmar dato). El Sr. Pou, entonces, proponía un negocio redondo para la clase dominante: comprar barato como Grandes Consumidores y vender caro como Generadores Privados

2.3 ¿Es posible bajar la tarifa?

Pensar en bajar la tarifa no es tarea sencilla ni puede hacerse al barrer. Una política de defensa de la empresa pública implica cuidar sus ingresos de forma tal de garantizar su correcto funcionamiento. No obstante, como hemos visto en los apartados anteriores, el precio de la tarifa y el esfuerzo relativo que implica pagarla es diferencial según tipo de consumidor y también según nivel socioeconómico de los hogares en el caso de la tarifa residencial. En ese sentido, entendemos importante bajar las tarifas para quienes menos tienen, profundizando algunas medidas que se han tomado y dando por tierras otras.

En primer lugar, conviene mirar algunos datos básicos de la UTE en cuanto a clientes (servicios activos), su consumo de energía eléctrica y el nivel de facturación que implican para la empresa. En ese marco, se observa que los Grandes Consumidores representan un porcentaje totalmente minúsculo de los servicios de la UTE, 0,03%. Sin embargo, su nivel de consumo de energía asciende a un 26,8% (2250 Gwh) del total vendido por la empresa (8390 Gwh) mientras que representa un 17,2% de la facturación total.

Cuadro 3. Servicios activos, Facturación y Consumo de Energía año 2013.

Año 2013	Serv. Activos	Venta (millones de dólares)	Gwh
Residencial	1018212 (74%)	762,2 (42,7%)	2814 (33,6%)
Grandes Consumidores	432 (0,03%)	306,4 (17,2%)	2250 (26,8%)
Total	1373559	1785,9	8390

Fuente: elaboración propia en base a datos de la UTE.

En segundo lugar, anteriormente hacíamos referencia a que el esfuerzo relativo que significa pagar la factura eléctrica para los hogares es sustantivamente mayor para los hogares -especialmente los más pobres- que para el sector productivo. Éste representó en el año 2013 un 44,96% de la facturación, con lo que se puede inferir que aumentando parte de la recaudación de la empresa vía aumentando las tarifas al sector productivo (en particular a los grandes capitales), se podría financiar una reducción de las tarifas residenciales.

Cuadro 4. Facturación total y relativa al sector productivo (2013)

Categoría Tarifaria	Venta (millones de dólares)
General	188 (10,5%)
G.C.	306,4 (17,2%)
M.C.	308,6 (17,3%)
Total	803 (44,96%)

Fuente: elaboración propia en base a datos de la UTE.

En tercer lugar, cabe tomar en consideración que buena parte del sector productivo (en particular los Grandes Consumidores) tienen otra serie de beneficios importantes además de la tarifa más barata. A modo de ejemplo, hemos tomado como insumo el gasto tributario (lo que se deja de recaudar por exoneraciones fiscales diversas) en impuesto al patrimonio e impuesto a la renta de la actividad empresarial (IRAE) para Zonas Francas y Ley de Promoción de Inversiones. La elección no es caprichosa: todas las Zonas Francas son Grandes Consumidores a la vez que buena parte de las inversiones promovidas no sólo tienen tarifas más baratas (no todas son GC) sino que además, muchas son beneficiadas en el marco del fomento a la “eficiencia energética”. El cuadro 5 muestra a cuánto ascienden esas exoneraciones. Entre IRAE e IPAT ascienden a un 1,29% del PBI.

Cuadro 5. Gasto Tributario Z.F y Prom. Inver. IRAE e IPAT

Imp. Patrimonio		
	Zona Franca	Prom. Invers.
Gasto Tributario	1771	216
% s/Recaudación	16,7%	2,00%
% PBI	0,17%	0,02%
IRAE		
	Zona Franca	Prom. Invers.
Gasto Tributario	6191	4809
% s/Recaudación	25,4%	19,7%
% PBI	0,6%	0,5%

Fuente: elaboración propia en base a datos de la DGI

¿Se pueden cambiar las actuales reglas de juego detrás de la lógica tarifaria?

Actualmente se encuentra una nueva política energética en curso: la Canasta de Servicios. Al igual que los descuentos comerciales del PANES y la TCB-T es esperable que sea un nuevo instrumento que alivie el esfuerzo que realizan los hogares de menores ingresos. Como vimos, estas políticas son interesantes y dan cuenta de una sensibilidad diferente de los gobiernos progresistas. De hecho, el Plan Nacional de Energía aprobado en el año 2008 definió como uno de los cuatro grandes ejes estratégicos de la política energética a la dimensión social, tomando como meta universalizar el acceso para este año, a la vez que se proponía garantizar el consumo “sostenible” y “equitativo” siendo particularmente considerados con quienes sufren distintos tipos de vulnerabilidad.

De todas formas, cabe preguntarse qué tan posible es continuar avanzando en hacer más equitativa la distribución sin modificar las actuales reglas de juego que rigen el marco tarifario. En ese sentido, entendemos que la energía no puede analizarse únicamente en términos físicos -como la capacidad de realizar un trabajo- sino que por lo contrario, constituye una “relación social inmersa en densas redes de poder y transformaciones socio-ecológicas” (Huber, 2009). O sea que, la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía debe entenderse como relacional y contradictoria. Implican tanto un negocio rentable, como un insumo fundamental para la producción a la vez que una necesidad básica para la reproducción de la vida (Abramsky, 2010).

¿Existen fuerzas sociales para torcer la pulseada? Para pensar en posibles soluciones, conviene

recordar algunos ejemplos históricos de luchas sociales por la tarifa eléctrica. A modo de ejemplo, la lucha llevada a cabo por el Sindicato Mexicano de Electricistas (SME) tuvo uno de los ejes principales el “derecho social a la energía” pretendiendo que la empresa pública funcionara como garante de una “tarifa social doméstica” que oficie de forma universal en detrimento de la implementación de propuestas focales como el “Oportunidades Energético”⁹ (Belmont Cortés, 2009). Más atrás en el tiempo, existió en Italia en 1974, un movimiento que peleó por la “autoreducción tarifaria”. Consistió en la organización de “comités de autoreducción” cuyo cometido principal radicaba en coleccionar las tarifas eléctricas de hogares obreros y sellarse la reducción del 50% con “sello sindical” -la anuencia de los trabajadores de la ENEL era fundamental porque desobedecían las órdenes de corte de la empresa-. Lo más interesante, es que en algunos barrios, la consigna de los comités de autoreducción era “paguemos lo mismo que los patrones”, que en la vía de los hechos, significaba una reducción de más del 75% (Ramírez, 1975).

Si bien no encontramos en nuestro país antecedentes inmediatos de luchas sociales amplias por la cuestión tarifaria, existen antecedentes institucionales interesantes que conviene analizar como la "Comisión de Tarifas" de 1946. La misma fue constituida a pedido del entonces directorio de la UTE con el cometido de rebajar las tarifas -además que fue en el contexto en que se unificó la tarifa a nivel nacional- así como también fomentar aparatos electrodomésticos. Además, esta política se acompañó con el subsidio estatal de buena parte de la canasta de consumo de los sectores populares incluyendo el pan, la leche y la carne (Bertoni et al, 2008). En este sentido, es posible diseñar un nuevo esfuerzo, social y/o institucional, que adecue los viejos objetivos de la “Comisión de Tarifas” a la realidad actual de nuestro país.

⁹ El programa Oportunidades en México es un programa de transferencias asemejable al Bolsa Familia en Brasil o a las Asignaciones Familiares del Plan de Equidad en Uruguay.

Análisis sobre la Generación Privada de Energía Eléctrica

La energía, considerada desde su generación hasta su utilización final, es un componente central para el desarrollo. Diversos estudios demuestran que la capacidad de la biósfera de cubrir los recursos que actualmente demandan los patrones de consumo y producción actuales son insuficientes, haciendo que el desarrollo sostenible diste de ser una opción y pase a ser una necesidad¹⁰.

Según diversos estudios, las emisiones de gases de efecto invernadero aumentaron cerca de un 70 % entre 1970 y 2004, principalmente por emisiones de dióxido de carbono (CO₂) originados en el empleo de combustibles fósiles así como también debido a cambios en el uso de la tierra (Informe Medio Ambiente y Energía en Uruguay, 2014).

En ese marco, cabe remarcar que el consumo energético ha tenido un nivel de crecimiento a escala mundial muy importante. El análisis de la oferta de energía primaria desde 1971 hasta 2011 muestra algunas cuestiones interesantes. En primer lugar, la oferta energética aumentó aproximadamente al doble. En segundo lugar, no todas las fuentes evolucionaron de igual forma. El Carbón, el Gas Natural, la Energía Nuclear y la Hidroeléctrica, crecieron. Los Residuos de Biomasa tienen un participación más o menos estable, y el petróleo ha perdido peso relativo, pasando del 46% al 31% (Bertoni et al, 2014).

De acuerdo a cifras provistas por el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPPC), en 2007, la generación de energía eléctrica y calor, a nivel mundial, representó el 26% del total de emisiones de gases de efecto invernadero (Informe Medio Ambiente y Energía en Uruguay, 2014)

En nuestro país el consumo energético ha crecido 50% en los últimos 10 años. El crecimiento más relevante obedece al consumo industrial, que pasó del 20% al 34% del consumo energético total. Dicho crecimiento ha ido acompañado a un cambio en la composición de la matriz, principalmente la biomasa, aunque esta se explica principalmente por la instalación de fábricas de producción de pulpa celulósica.

Así como la generación de energía eléctrica es una de las actividades que contribuye en mayor grado a la emisión de CO₂ a nivel global. En nuestro país, a pesar de tener una matriz energética más limpia que la media mundial, la emisión de gases de efecto invernadero no deja de ser un problema de nuestro sistema eléctrico.

En este sentido, la diversificación de la matriz energética tiene un doble asidero en nuestro país: a) reducir las emisiones y los niveles de contaminación, b) reducir el problema en el frente externo de nuestra economía, dotándole de una mayor soberanía. De hecho, el actual plan de Política Energética 2005-2030 enmarca como objetivo general diversificar fuentes como proveedores y fomentar la participación de fuentes energéticas autóctonas, en particular las renovables. De esta forma, proponen para este año 2015 que las renovables no tradicionales (eólica, residuos de biomasa y la microgeneración hidráulica) lleguen al 15% de la generación de energía eléctrica (Política Energética 2005-2030).

De esta forma, el presente informe intentará releer críticamente algunos componentes de la diversificación de la matriz energética, centrándose en la generación eléctrica. Para ello se analizarán por un lado, el problema ambiental y, por otro lado, los aspectos económicos, técnicos y políticos que hacen a la tan mentada “soberanía energética”.

¹⁰La “huella ecológica” es el indicador que se utiliza para medir los requerimientos “biosféricos” de nuestro patrón de vida. Los datos de las Naciones Unidas muestran que en 2006 la huella ecológica de la humanidad superaba en más de 40% la capacidad del planeta de cubrir esta demanda (Informe Medio Ambiente y Energía en Uruguay, 2014)

1. La Dimensión Ambiental

En el año 1997, varios de los países industrializados firmaron el Protocolo de Kyoto, donde se comprometieron a adoptar una serie de políticas para disminuir la emisión de gases de efecto invernadero. El acuerdo entró en vigencia en el año 2005 y según el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC) reducir los impactos ecológicos relacionados con el calentamiento global, se deben disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) entre 50% a un 85% de los niveles del año 2000 para el año 2050 (IPCC; 2007).

No obstante, el consumo energético no muestra un patrón de reducción de la emisión a escala global como vimos anteriormente aunque sí existe una creciente preocupación internacional por la adopción de las energías renovables como alternativa, siendo la energía del viento una opción crecientemente elegida dado su gran potencial (Trobo, 2013). En ese sentido, existen países como Dinamarca, España y Alemania están haciendo una fuerte apuesta a las renovables y muy especialmente a la eólica (Sovacool, 2008).

Si bien el aporte de emisiones en Uruguay no es de gran cuantía dado su tamaño, cuando se analiza per cápita es relativamente importante (Trobo, 2013). En este contexto, la apuesta a las renovables en Uruguay -y más considerando su dependencia petrolera- puede verse como buena apuesta de cara a reducir lo contaminante de nuestra matriz energética y evitar tener problemas a futuro por nuestro nivel de emisiones¹¹.

Dentro de la matriz de generación eléctrica, la generación térmica (fuel oil o gas oil) es sin dudas la que emite en mayor porcentaje. Una buena forma de visualizar dicho fenómeno es tomar en consideración las emisiones en años de buena hidraulicidad y compararlas con años de mala hidraulicidad. En este sentido, el Balance Energético Nacional arroja que mientras para el 2013 las emisiones de dióxido de carbono de las “industrias de la energía” significaron un 26% del total, para el 2012, un año relativamente seco, ascendieron a casi el 40% de las emisiones.

Pero la energía eólica no está exenta de problemas ambientales. Uno de sus impactos más estudiados tiene que ver con la mortalidad de aves e incluso de murciélagos. Los primeros trabajos datan de principios de los 90s y se focalizan en San Francisco, California. Conforme esta forma de generación de energía eléctrica ha crecido a nivel mundial la resistencia de movimientos ambientalistas en defensa de las aves migratorias ha tenido diversas manifestaciones. De todas formas, cabe acotar que mayor cautela en la ubicación de los parques eólicos ha logrado disminuir la mortandad de aves y si se realizan comparaciones con la generación de energía nuclear o de energía en base a combustibles fósiles, es la que en promedio menos mortandad genera (Sovacool, 2008).

Por otra parte, los análisis ambientales cada vez más incorporan “el ciclo vital” de lo energético. En este sentido, hay dos elementos que deberían incorporarse al análisis de la energía eólica que no suelen estar presentes en el debate. En primer lugar, la instalación de parques eólicos implica la construcción de molinos que requieren necesariamente del desarrollo de la minería, la siderúrgica y la metalúrgica, todas actividades industriales altamente contaminantes. En segundo lugar, así como se discute qué hacer con el uranio en la generación de energía nuclear, no existen respuestas muy claras aún a los residuos que generan los parques eólicos. Las aspas son intensivas en fibra de vidrio y endurecidas con grandes cantidades de resina. En algunos parques llegan a unos 120 metros de largo y la estructura con la que se construyen hacen que sean elementos no reutilizables y de difícil degradación. En algunos países como España esto se está convirtiendo crecientemente en un

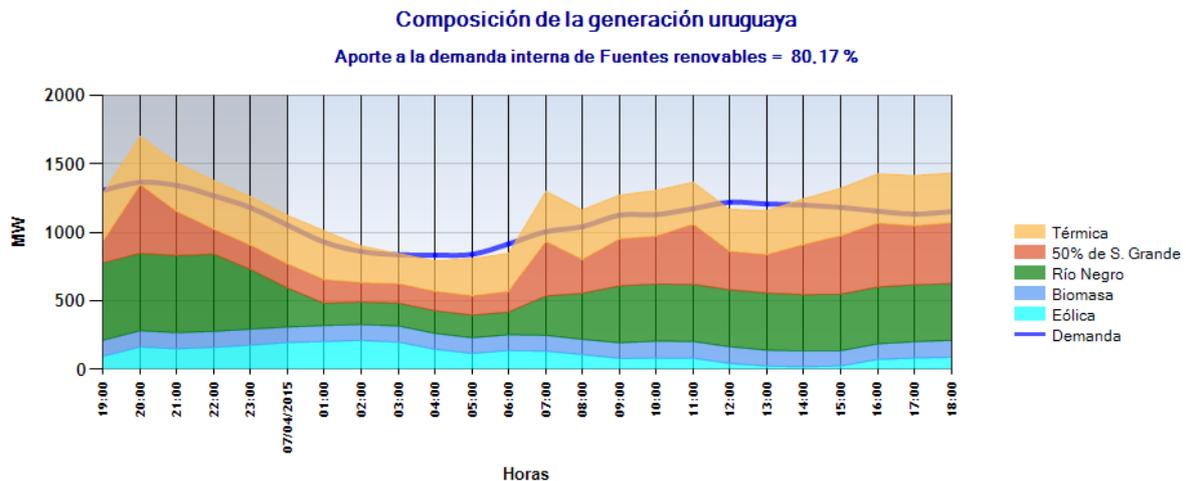
¹¹ Otras actividades productivas explican también buena parte de la contribución del Uruguay a la emisión de gases de efecto invernadero. Por ejemplo, la emisión de gas metano asociada a la producción ganadera.

problema de difícil manejo.

Un tercer elemento, tiene que ver con la variabilidad que poseen las fuentes renovables de energía. Tanto la energía hidráulica como la eólica dependen de que existan flujos (lluvia o viento) que hacen que no siempre la oferta energética pueda dar seguridad de abastecimiento a la demanda energética. Para ello, la única forma de garantizar el abastecimiento es teniendo un respaldo nuclear o térmico (gas natural o petróleo) y si bien es cierto que una central térmica puede fallar, dicha falla es independiente del resto del respaldo térmico (lo que garantizaría cubrir la demanda) mientras que cuando se trata de vientos las “sequías de vientos” suelen afectar a todos los generadores (Sovacool, 2008). Uno de los casos más claros es el alemán, que tuvo que construir un gran margen de respaldo (cercano al 50%) para cubrir la eólica. Tan así que existen quienes dicen que a cada foto de un parque eólico deberían añadirle una central térmica al fondo del paisaje. En ese sentido, el costo de la eólica si incorporara los costos sociales, económicos y políticos de no poder garantizar el abastecimiento, por ejemplo que hubiera un par de días de corte de suministro, subiría enormemente¹² (Sovacool, 2006).

Un ejemplo bien ilustrativo puede observarse en el gráfico 1, donde mostramos un ejemplo teórico de la evolución de la demanda diaria y de la oferta según fuentes. Lo interesante a notar es que el comportamiento promedio de la eólica indica que vuelca más después de las 8 de la noche (20hs) hasta las 4hs de la mañana, con un pico entre la 11 de la noche (23h) y las 3hs de la mañana. Siendo su aporte a partir de las 7h de la mañana bastante marginal hasta las 7 de la tarde (19h). Esto lo hace interesante porque la eólica vuelca muy poco cuando la energía es cara (cuando hay mayor demanda) y vuelca mucho más cuando la energía es barata (le demanda es menor). Esto sirve para mostrar la importancia del respaldo térmico (y la existencia de distintas fuentes en general).

Gráfico 1. Composición de la Generación Eléctrica del Uruguay



Fuente: UTE

Por último, un elemento que no ha estado del todo presente en el debate del actual cambio de la matriz energética son los excedentes de fuel oil. Ningún petróleo crudo puede suministrar la gama total de productos que necesita la sociedad en las proporciones y cantidades necesarias. La función de una refinería consiste en obtener, a partir de los crudos disponibles, las cantidades adecuadas de derivados en la forma más económica posible. En Uruguay, la actual estructura de la Refinería

¹² Existen otros impactos de los parques eólicos como ser los impactos en la salud humana provenientes de los ruidos. Pérdida de equilibrio, mareos, dolores de cabeza son algunos de los síntomas de lo que algunos han llamado el “Síndrome de la Turbina Eólica”. De todas formas, los estudios científico-médicos no son 100% concluyentes sobre dicho impacto a la vez que cabe agregar que para el caso uruguayo, los parques eólicos suelen estar lejos de lugares densamente poblados, lo que permite inferir que este impacto, de existir, sería relativamente menor.

produce por cada barril de petróleo crudo, un 6% de GLP (Supergas), 27% de gasolinas, un 39% de gas oil, 23% de fuel oil.

La refinería de ANCAP produce en promedio unos 500.000 m³ por año de fuel oil y la demanda interna sin considerar el consumo de UTE, asciende a unos 150.000 m³. De esta manera se puede afirmar que en nuestro país hay un excedente de fuel oil; la cantidad va a depender del consumo que pueda tener UTE. En años de buena disponibilidad de agua en las represas, UTE no consume fuel oil y se debe recurrir a la exportación para colocar el excedente, ya sea directamente o a través de bunkers.

Esto abre una discusión importante. Si bien quemar fuel oil es más contaminante que otras formas, es imposible refinar petróleo sin que se genere fuel oil. Entonces, en la medida que sigamos consumiendo derivados del petróleo, el fuel oil se producirá. ¿Qué hacer entonces? La opción ha sido vender los excedentes que no son consumidos por el sector productivo ni por la UTE. Incluso, la política de vender a búnkers ha llevado en algunos años a importar más caro para cubrir dichas ventas (ver Anexo “Informe sobre Fuel Oil”). Asimismo, cabe agregar que ese fuel oil que se vende es para ser quemado, con lo que el debate ambiental asociado al fuel oil, debe abordarse de una forma más integral ya que no sólo termina siendo quemado sino que además, al ser vendido, colaboramos con la contaminación que implica el flete.

2- La Dimensión Económica

Como comentábamos en la introducción, diversificar la matriz energética aumentando la participación de las fuentes renovables no sólo puede ayudar a disminuir los niveles de contaminación, sino que también puede contribuir al alivio de los problemas económicos estructurales que nuestro país tiene en el frente externo.

De hecho, los trabajos históricos sobre la evolución de la matriz energética en nuestro país, identifican como uno de los principales problemas su “dependencia petrolera”. Esta dependencia no sólo tiene impactos ambientales como vimos anteriormente sino que, para el caso uruguayo ha contribuido con sus problemas de estrangulamiento externo, dado que el crecimiento del consumo energético significó desde la década de los 60s un creciente esfuerzo importador¹³ (Bertoni, 2010).

El esfuerzo importador, contribuye a que en momentos de auge económico, el crecimiento de las importaciones sea sustantivamente mayor al de las exportaciones, cercenando las perspectivas de crecimiento de largo plazo. De hecho, la crisis del 82 y del 2002 tuvieron entre sus causas una crisis del frente externo y si miramos el saldo de cuenta corriente sobre el PBI en la actualidad, podemos observar que la importación de petróleo y derivados ascendía casi el 40% de las exportaciones totales y para el 2002 superaba el 20%.

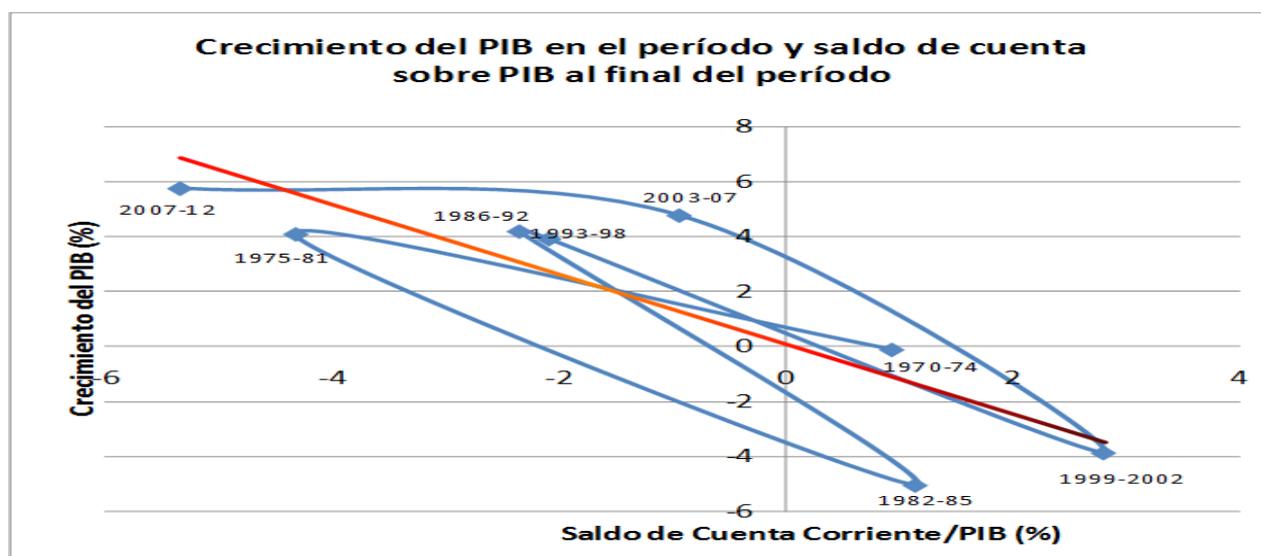
Siguiendo el trabajo de Bértola, Isabella y Saavedra (2013) podemos observar con cierta claridad que los períodos de crecimiento de la actividad económica en nuestro país son coincidentes con crecientes desajustes en el saldo de cuenta corriente. Esto quiere decir que conforme crece la riqueza generada, crecen más las importaciones que las exportaciones, haciendo que el proceso de crecimiento no pueda ser sostenido, dado que ese desequilibrio en la balanza comercial requiere ajustarse comprometiendo la dinámica de acumulación.

El Gráfico 2, muestra la evolución de la tasa de crecimiento del PBI (en el eje vertical) y del Saldo de Cuenta Corriente como porcentaje del PBI (en el eje horizontal). La evolución desde los 70s hasta nuestros días permite observar con cierta claridad lo afirmado en el párrafo anterior. El

¹³ Cabe aclarar que esta afirmación es cierta para la matriz energética en su conjunto y no en específico para la matriz de generación eléctrica, donde comenzó en los 60s a tener mayor participación la hidráulica con la puesta en funcionamiento de la Represa de Baygorria.

crecimiento económico que comenzó en el año 1974, con un saldo de cuenta corriente positivo de un 1% del PBI implicó que para el período 1975-1981, en parte por el uso de la tablita que fomentó las importaciones, el saldo de cuenta corriente pasó a ser de más de un 4% negativo. Este ajuste requirió el “quiebre de la tablita”, lo que implicó un súbito aumento del dólar (y encarecimiento de las importaciones) acompañados de aumentos del desempleo, baja del salario real y profundización de la crisis social. La recuperación, tuvo lugar a partir de 1985 y conforme comenzó la recuperación, con un saldo positivo en cuenta corriente, este saldo comenzó a deteriorarse y para fines de los 90s, en el año 1998 teníamos más de 2% del PBI de saldo negativo. Nuevamente eso requirió de un ajuste para recomponer el frente externo que se desencadenó en la crisis del 2002. Para el año 2007 ya habíamos recuperado y superado los niveles de producción previos a la crisis y para el 2012 el nivel de saldo de cuenta corriente negativo cercano al 5% del PBI.

Gráfico 2.



Fuente: Bértola, Isabella y Saavedra (2013)

La pequeña síntesis que acabamos de describir del “dilema estructural” que afecta a las economías latinoamericanas se agrava para el caso uruguayo por su dependencia del petróleo. En los momentos en que el precio del dólar se “sobresalta” la necesidad de importar petróleo para continuar con el proceso productivo hace que el desajuste externo sea más gravoso que en otros países del continente. A su vez, cuando hay bonanza vía aumento del precio de los commodities, como la hubo en los últimos años para el continente, el aumento del petróleo hace que el “viento de cola” sea menos potente que en otros países. De hecho, si miramos el período 2005-2013, la importación de petróleo supera en promedio el 20% de las importaciones totales. En suma, más allá de la dimensión ambiental, diversificar la matriz energética hacia fuentes renovables autóctonas puede contribuir a aliviar los ajustes externos sistemáticos a la vez que generar más soberanía.

Cuadro 1. Importación de Petróleo sobre Importaciones y Exportaciones Totales

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Petróleo y Deriv/Imp. Totales	22%	23%	20%	28%	21%	18%	19%	24%	18%
Petróleo y Deriv/Exp. Totales	25%	28%	25%	40%	25%	24%	25%	33%	23%

Fuente: elaboración propia en base a DNE y BCU

Sin embargo, la actual diversificación de la matriz energética no sólo implicó agregar nuevas fuentes y tecnologías (ejemplo eólica y biomasa) sino que también ha significado la participación cada vez más importante de nuevos actores, los generadores privados, que pueden socavar con los intentos de tener mayor soberanía, atentar contra las empresas públicas vinculadas a la energía a la vez que restringir los márgenes de libertad para el desarrollo de la política energética en nuestro país.

2.1. El Marco Normativo y la Participación del Sector Privado

La Ley de Electricidad de 1977, vigente hasta nuestros días, dió el puntapié inicial para habilitar la participación del sector privado en el sector de la energía eléctrica. No obstante, por deficiencias institucionales y cuestiones tecnológicas, la UTE continuó teniendo el monopolio absoluto de la generación, transmisión, distribución y consumo durante los 20 años posteriores a su promulgación.

Si bien la dictadura abogaba por una gestión eficiente y moralizadora, a la vez que poseía un discurso liberalizador, en la realidad nada de ello se concretó. La gestión de las empresas públicas en dicho período estuvo bajo el mandato jerárquico de las FFAA, donde la arbitrariedad y la ineficiencia fueron una constante (Dubrovsky y Ruchansky, 2010).

A finales de los 80' y principios de los 90', en el marco de un contexto económico pautado por la existencia de profundos problemas económicos, sociales y políticos empieza a tener lugar un amplio debate sobre la viabilidad y deseabilidad de las empresas públicas.

En ese contexto, se sumaron algunos factores específicos que coadyudaron al fomento de la liberalización del sistema eléctrico. Por una parte, el Banco Mundial que otrora apoyaba el desarrollo de empresas verticalmente integradas, empezó a recomendar la introducción de competencia y apertura a inversores privados, por lo que su política crediticia se concentró en los países que seguían estos principios. En segundo lugar, la irrupción de tecnología en base a gas natural permitían reducir el impacto de las economías de escala en la generación y se consideraba hacía viable la competencia en generación¹⁴. Y por último, en los 80s hubo un importante deterioro en la calidad del servicio producto del bajo nivel de inversiones de la empresa (Dubrovsky y Ruchansky, 2010).

En el año 1991, durante el gobierno de Lacalle se aprobó la “Ley de Servicios Públicos Especiales” (Ley 16.291) que permitía conceder la ejecución de los servicios públicos a terceros (capital privado) dando empuje de esta manera a la política de “privatizaciones”. Abarcaba diferentes actividades como el transporte aéreo, las telecomunicaciones y el energía eléctrica. Sin embargo, la “Comisión de Defensa Nacional” logró convocar a Referéndum y se triunfó con el 72,5% de los votos la derogación de algunos artículos de dicha ley. Esto implicó la privatización de PLUNA, y la Compañía del Gas, entre otros.

¹⁴ Esto que puede ser cierto para mercados grandes como el argentino es de muy dudosa validez para el caso uruguayo.

En 1997, se decretó el actual Marco Regulatorio de la Energía Eléctrica y con él, la conformación del “Mercado Eléctrico”. Aquí se generaron las condiciones institucionales adecuadas para que la participación del sector privado tuviera lugar. O sea, dada la imposibilidad de privatizar debido al resultado del Referéndum, se fomentó la participación del capital privado en nuevos emprendimientos, intentando principalmente captar inversión extranjera directa (Dubrosky y Ruchansky, 2010). Además, previó la creación de un “mercado eléctrico” que terminó de consolidarse en el año 2003 y dió reconocimiento institucional -y posibilidades de participación social- a los Grandes Consumidores y a los Generadores Privados¹⁵.

Fue a partir de allí que el sector privado empezó a disputar con la UTE la generación de energía eléctrica y amparándose en el marco normativo de fuerte impronta liberalizante, con sus hitos en dictadura y en los 90s, que se posibilitó la actual proliferación de operadores privados en la generación de energía eléctrica.

Si observamos las estadísticas de la Dirección Nacional de Energía (DNE) vemos que tanto en la generación del sector privada volcada a la red como en la “autoproducción” (autoabastecimiento del sector privado a sí mismo) ha habido un gran crecimiento desde el 2007, pasando a representar de 1,5% de la generación total al 13,2% para el año 2013. De todas formas, conviene analizarse por separado, ya que la autoproducción es sustitutiva de la UTE de la “producción privada” que es competitiva de la UTE. Esta última, pasó de representar un 0,2% a un 5,3% de la generación total.

Cuadro 2. Participación de la Generación Privada en el Total 2007-2013

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Producción Privada	0,2%	1,7%	2,2%	2,7%	3,6%	4,8%	5,3%
Autoproducción	1,3%	8,4%	8,8%	7,7%	7,8%	8,2%	7,9%
Total	1,5%	10,1%	11,0%	10,4%	11,4%	12,9%	13,2%

Fuente: elaboración propia en base a información de la DNE

Para el año 2013, la generación privada -excluyendo la autoproducción- significó unos 613 mil MWh de energía generada. Sin embargo, en 2013 el fenómeno de la energía eólica era aún muy incipiente. Actualmente, entre proyectos en funcionamiento y aprobados en eólica hay más de 1000 MW de potencia en manos del sector privado y algunos proyectos de la UTE en asociación con otras empresas (Electrobrás, Teyma, etcétera).

Si bien esto contribuye a que se cumpla y con creces la meta de superar el 15% de generación eléctrica con renovables no tradicionales, implica a la vez, un crecimiento importante del sector privado en la oferta. ¿Existe capacidad de que se oligopolicen? ¿Permitirá esto aumentar su poder de lobby? ¿Compromete los márgenes de libertad del Estado para definir la política energética? A nuestro entender, las respuestas a las preguntas anteriores son todas afirmativas. De hecho, existe un discurso imperante que ve en los parques eólicos pequeños generadores pero que no siempre contempla que se corresponden con grandes grupos de poder económico tanto a nivel internacional como nacional. A modo de ejemplo, Teyma, Abengoa S.A y el Grupo Otegui son algunos de los tantos vinculados a la generación de energía eléctrica por el sector privado.

¹⁵ Cabe agregar que una vez aprobada la Ley de Marco Regulatorio, AUTE comenzó una campaña para convocar a Referéndum en contra de dicha norma que lamentablemente no consiguió el objetivo.

2.2. El Plan de Energía 2005-2030 y el fomento a la Generación Privada

Por primera vez en mucho tiempo, nuestro país cuenta con una planificación estratégica de la política energética. El énfasis en el cambio de la matriz energética hacia las energías renovables es uno de los ejes pilares de dicha planificación, y sin embargo, ha sido privilegiada la participación creciente del sector privado. ¿Podría haberse realizado de otra forma? ¿Estaba la UTE en condiciones de asumir las inversiones en eólica? ¿Puede inferirse que el aumento de los privados lejos de un mal necesario fue un objetivo de la política energética actual?

Una pregunta recurrente cuando se habla de inversiones refiere a si efectivamente el Estado está en condiciones de realizar la inversión, cuya capacidad suele ponerse fácilmente en tela de juicio. Si uno mira los actuales niveles de déficit fiscal de 3,5% del PBI se atrevería a afirmar rotundamente que no. Sin embargo, cuando se analiza un tanto más detenidamente las conclusiones tanto de las causas del déficit fiscal como sobre las posibilidades de inversión de las empresas públicas uruguayas, y la UTE muy particularmente, pueden cambiar drásticamente¹⁶.

Si pudiéramos en tela de juicio la capacidad de invertir en eólica del sector privado, podríamos hacernos preguntas bien interesantes. ¿Cuentan quiénes realizan los proyectos de generación eólica con los recursos necesarios para llevarlos adelante? En general, la respuesta es negativa. De hecho, un inversor capitalista no podría dignarse de tal si para realizar una oportunidad rentable de inversión esperase a juntar todo el dinero necesario para la misma. Lo que hacen los inversores es más bien todo lo contrario. Diseñan el proyecto y buscan fondos, endeudándose, para invertir a sabiendas de que la rentabilidad del proyecto permitirá cubrir los costos de endeudamiento y además garantizar determinada rentabilidad. Tan así proceden, que incluso se les facilitó -como veremos más adelante- vías de préstamo a través del BID por parte del Estado Uruguayo así como también exoneraciones fiscales amparadas en la Ley de Promoción de Inversiones como en una modalidad específica para la inversión privada en energía.

En el presente informe, se intentará mostrar cómo además de la Ley de Electricidad y el Marco Regulatorio, otros tres instrumentos dotados de una lógica liberalizante son centrales para explicar el fomento a la generación privada: a) los Manuales del FMI sobre la Contabilidad del Sector Público; b) la Ley de Tope de Endeudamiento; c) exoneraciones fiscales de diverso tipo.

2.2.1 Los Manuales del FMI

Las cuentas públicas uruguayas en lo que hace a las “empresas públicas no financieras”, que engloba a la Ancap y la Ute entre otras, se rige por la metodología del manual del FMI de 1986. Dicho manual establece “un marco para consolidar con el gobierno datos seleccionados de empresas públicas no financieras, ajustados con objeto de lograr una **aproximación a valores de caja** que representen algunos aspectos del sector público no financiero” (FMI, 1986).

La utilización de “valores de caja” implica que a diferencia de lo que le sucede a los inversores privados, que amortizan su inversión de acuerdo a lo que estipulan será el desgaste según la vida útil del bien de capital en el que invierten, las empresas públicas deben considerar el monto total de la inversión (ej. Parque Eólico) como gasto corriente del año en que se invierte y paga. Sumándose en totalidad para la contabilización del déficit fiscal¹⁷. Este criterio explica cómo el reciente déficit

¹⁶ Una forma complementaria que contribuye a mirar como el actual déficit fiscal no puede explicarse ni única ni principalmente por los fundamentos macroeconómicos, se puede visualizar en cómo a pesar de la evolución reciente del resultado fiscal, todos los indicadores disponibles sobre la “calidad” de la deuda emitida por el gobierno uruguayo tienen evolución inversa a la del resultado fiscal y se ubican actualmente en niveles históricamente favorables.

¹⁷ Este criterio caja también implica otros posibles disparates como reducir el déficit fiscal no pagándole a los acreedores cuando en realidad es un gasto “comprometido”, ya que los atrasos y las variaciones en el nivel de

de 3,5% del PBI tiene un componente importante en las inversiones realizadas por ANCAP.

La génesis de esta lógica contable tiene su explicación en la década perdida de los 80s tras la crisis de la deuda que afectó a varios países de la periferia capitalista y muy particularmente a América Latina, donde Uruguay no fue la excepción. En nuestro país, tuvo lugar la liberalización del sistema financiero en 1976 que implicó un acelerado incremento de los depósitos de no residentes en la plaza uruguaya -en un contexto de abundancia de petrodólares- y también un endeudamiento creciente acompañado con la financiación vía organismos multilaterales de crédito de grandes obras de infraestructura a fines de los 70s (entre ellas las represas y la política de vivienda del BHU). Una vez que el desempeño económico de la dictadura se tornó insostenible, se produjo la ruptura de la “tablita” y se desató la crisis de la deuda en 1982.

La superación de la crisis de deuda estuvo asociada a una concatenación de negocios -bajo la tutoría del FMI- que culminaron con el ingreso al Plan Brady como política de repago en 1991 (Bertino y Bertoni, 2004) y en ese contexto fue que el FMI, queriéndose garantizar el cobro a sus deudores, impuso una lógica contable que para el caso de las empresas públicas, atenta claramente contra las posibilidades de inversión y facilita la inversión privada.

En el año 2001, el FMI modificó varios aspectos de su manual sobre el registro contable del sector público. En lo que hace al criterio con el que se contabiliza el sector público no financiero, se sustituye el criterio caja de 1986 por el criterio de lo devengado. Es decir, los flujos se registran cuando “se crea, transforma, intercambia, transfiere o extingue valor económico” (FMI, 2001). Sin embargo, en nuestro país no se ha modificado aún la contabilidad de las empresas públicas de acuerdo a este nuevo criterio.

Lo anterior, es particularmente llamativo cuando se sabe además que desde noviembre del 2006 se canceló toda la deuda con el FMI, emitiéndose deuda soberana en el mercado. Si el plan de política energética que preveía grandes inversiones se aprobó en el 2008, ya habiendo cancelado la deuda con el FMI, ¿por qué no se cambió el criterio contable? ¿se desconocía que eso implica cercenar de alguna forma las posibilidades de inversión de las Empresas Públicas para el cambio en la matriz energética?

2.2.2. El Tope de Endeudamiento

Si se logrará sortear el problema de cómo contabilizar las inversiones de las empresas públicas sin que estas se consideren en su totalidad gasto corriente, el Estado uruguayo se vería enfrentado a un segundo problema: el tope de endeudamiento del sector público global. Esto implica que, las restricciones a la inversión de las empresas públicas no dependen tanto de la salud financiera de las mismas, sino más bien de la salud financiera del Estado.

El tope de endeudamiento en Uruguay surgió en el año 1994 y constituye una “regla fiscal”. Su génesis tiene mucho que ver con los postulados del Consenso de Washington en cuanto a qué obedecen a una concepción de política macroeconómica ortodoxa, donde los principales objetivos deben ser la disciplina fiscal y la estabilidad de precios.

Si bien se reconoce que pueden tener buenos resultados en cuanto a sus propósitos de reducir la inflación, las tasas de interés y dotar de credibilidad a la política macroeconómica, también han originado varias distorsiones como la contabilidad creativa, usos desprolijos de los instrumentos tributarios y medidas fiscales temporales para no sobrepasar el tope (por ejemplo, las privatizaciones para que puedan hacer caja los gobiernos y con ello reducir el déficit) (Licandro, 2000).

La redacción original, y varias de sus modificaciones posteriores, ponían topes al endeudamiento en Bonos del Tesoro y en Letras de Tesorería mientras no lo hacían para con los organismos internacionales -bilaterales o multilaterales-, para con el sistema bancario residente o no residente ni para con proveedores del Estado. Esto traía aparejado que el “tope” no hiciera a la sostenibilidad fiscal (se podía sobrepasar utilizando otros instrumentos no topeados) a la vez que, permitió se privilegie el uso intensivo del endeudamiento con los organismos multilaterales de crédito, en particular el FMI. Además, se basaba en la deuda bruta y no la deuda neta, por lo que no se consideraba los activos en propiedad del Estado para sopesar debidamente el nivel de endeudamiento.

Entre noviembre de 2005 y febrero del 2006, la ley de tope de endeudamiento sufre sus principales modificaciones. Se volvió más consistente en sus objetivos, ampliando los topes a diversos instrumentos y haciendo énfasis en la deuda neta. Estos cambios, enmarcados en la concepción del gobierno progresista sobre cómo llevar adelante una gestión macroeconómica prudencial, permitieron que menos de un año después se cancelara la deuda con el FMI, dejando así abierta la posibilidad de no sucumbir ante las condicionalidades que este impone con sus “cartas de intención”.

No obstante, la planificación de cuantiosas inversiones en infraestructura energética -entre otras- requeriría de un cambio en el enfoque contable, como vimos en la sección anterior, así como también de transformar en un sentido que permita la inversión pública la ley de tope de endeudamiento. Las modificaciones en 2006, 2010 y la más reciente, si bien contemplan aspectos interesantes, no han sido pensadas para permitir -aunque sea en carácter de excepcionalidad- la inversión en infraestructura pública de carácter estratégico. Incluir a las empresas públicas dentro de la política fiscal, o sea, como un componente del programa financiero del Estado, da cuenta de una concepción reduccionista sobre el potencial de las mismas, a la vez que, limita su desarrollo por las restricciones financieras del Estado en sentido amplio, desconociendo las capacidades reales de las empresas.

Lo anterior, es particularmente relevante si atendemos que en Uruguay en los últimos 5 años han tenido lugar inversiones en infraestructura energética que supera los US\$ 7.000 millones y que significan más de un 3% del PBI anual, donde un porcentaje importante fue realizada por el sector privado.

2.2.3. Las exoneraciones a la inversión privada en energía

Además de las limitaciones analizadas anteriormente para la inversión pública tanto desde el punto de vista de la lógica contable que rige para Empresas Públicas -a diferencia de la que rige para el sector privado- así como también por el “tope de endeudamiento” del programa financiero global del Estado, existen incentivos específicos para la inversión privada en generación de energía.

Por una parte, se ha utilizado la Ley de Promoción y Protección de Inversiones (Ley 16906) de 1998 que exonera buena parte del pago de impuestos como el Impuesto a la Rentabilidad de la Actividad Empresarial (IRAE) así como también del Impuesto al Patrimonio (IPAT). Esta ley fue modificada con la Reforma Tributaria del 2007, donde algunos de sus criterios facilitaban la inversión en infraestructura energética y a partir del 2012 se volvió a modificar incorporándole ventajas específicas para la generación de energía eléctrica con fuentes renovables no tradicionales, dotándolas a éstas de la posibilidad de descontar un porcentaje mayor aún del IRAE.

Por otra parte, en el año 2009 se aprobó el Decreto 354/009 que define como prioritario la Promoción de este sector, también utilizando como método las exoneraciones tributarias. Las

exoneraciones van desde un 90% y hasta un 40% según determinado cronograma de inversiones.

En ese marco, entre enero de 2008 y junio de 2014 fueron recomendados por COMAP 41 emprendimientos vinculados a la generación de energía (considerando tanto la energía eólica como la biomasa) donde más de dos tercios se concentran entre el 2013 y el 2014. Asimismo, el 76% de los emprendimientos fue desarrollado por “empresas nuevas” (Uruguay XXI, 2014).

Lo paradójico es que las inversiones realizadas por el sector privado han podido acogerse a los beneficios de uno u otro tipo, siendo declaradas de interés nacional y obteniendo las respectivas exoneraciones de impuestos, no sucediendo lo mismo para los proyectos de inversión de la UTE. ¿Acaso son menos relevantes? ¿Cuál es el sentido de que a la Empresa Pública le salga más cara la misma inversión en parques eólicos por tener que pagar todos los tributos? ¿No se consideran estratégicas las inversiones de la UTE y sí las del sector privado?

2.2.4 Otros apoyos al sector privado para la generación de energía eléctrica

Además de los incentivos analizados anteriormente para el sector privado -conjugados con ciertas “trabas” al sector público- el Estado Uruguayo celebró con el BID una línea de financiamiento al sector privado para la inversión en generación de energía eléctrica. Esta compromete, en caso de diferendos entre los inversores privados y el Estado uruguayo que el conflicto no se dirima en la jurisdicción nacional sino en cortes de La Haya, lesionando nuestra soberanía.

En suma, la apuesta a las energías renovables autóctonas del plan de Política Energética del 2008, ratificado en el Acuerdo Multipartidario del 2010 si bien es deseable, fue instrumentado de una forma que alentó inequívocamente la generación privada, generando mejores condiciones para esta que para el desarrollo de la inversión pública en dicho sector.

3. ¿Hubiera podido la UTE realizar dichas inversiones?

Parte de nuestra argumentación anterior radica en la siguiente idea fuerza: la UTE tenía las condiciones para llevar adelante las inversiones necesarias para la transformación de la matriz energética si se hubieran modificado algunos “compromisos institucionales” de claro cúneo “neoliberal”. A saber, la lógica contable de las inversiones para las Empresas Públicas y cambios en el tope de endeudamiento, que no impongan restricciones a la inversión por fuera de la salud financiera que puedan tener las empresas.

Asimismo, cabe agregar que desde el punto de vista financiero, la UTE estaba en óptimas condiciones para llevar adelante dicho proceso ya que contaba con un apalancamiento operativo y financiero razonable y además, podría tener al Estado uruguayo como garante para la obtención del crédito.

Además, es necesario un diagnóstico sectorial en el que se analice en profundidad la estructura del mercado en el cual operan las empresas públicas, estudiando en particular las características de los agentes potenciales que podrían sustituir a las empresas públicas o que serían los eventuales competidores (ICUDU, 2005). Esto es particularmente relevante si consideramos que atrás de los pequeños y medianos generadores privados hay grandes grupos de poder económico, que pueden tornarse un obstáculo a las capacidades del Estado para llevar adelante su política energética a futuro.

Sin embargo, no se realizaron dichos esfuerzos mientras que sí se promovieron exoneraciones tributarias de distinto tipo para el sector privado que no fueron replicadas para las inversiones públicas como ser el Parque Eólico de Sierra los Caracoles, que no contó con la declaración de

interés nacional.

De hecho, la UTE asumió algunas inversiones de respaldo importantes como Punta del Tigre que permitió un aumento de la potencia instalada de 300 MW entre el 2006 y el 2008 y a los que se han agregado otros 200 MW más recientemente, así como también la incorporación de motores en la Central Batlle desde el año 2009 agregando otros 80 MW. La ampliación de potencia de respaldo térmico es importante y más aún si se toma en consideración que no se hacían inversiones importantes de respaldo relevantes en la UTE desde que entre 1991 y 1992 se construyó la Central Térmica de Respaldo de La Tablada compuesta por dos unidades de generación eléctrica de Turbo Gas de 113 MW de potencia cada una.

Lo problemático radica en que el respaldo térmico que realiza la UTE es la parte menos rentable del negocio mientras que por otro lado, se le otorga la parte más rentable a los generadores privados. Si a esto sumamos que la UTE deberá afrontar el 90% de los costos de la Regasificadora Gas Sayago S.A., nos encontramos ante un escenario complejo a mediano plazo para la UTE.

4. Reflexiones Finales

La diversificación de la matriz energética mediante el fomento de fuentes renovables autóctonas tiene asidero tanto en lo ambiental como en lo económico. No obstante, el debate actual sobre el cambio de la matriz energética y en particular el desarrollo de la eólica para la generación eléctrica amerita profundizar el debate público sobre algunos posibles problemas emergentes.

En particular, en el presente trabajo se destacó la escasa discusión sobre los excedentes de fuel oil en el debate así como también varios de los posibles problemas asociados con la creciente participación de los inversores privados en la generación. Entre ellos, destacamos la ausencia en la planificación estratégica de cambios en ciertos “compromisos institucionales” que facilitarían la inversión pública en infraestructura energética y la problemática instalada a mediano plazo en la que, para el caso de la energía eléctrica, la UTE monopoliza la parte menos rentable del “negocio energético” mientras se deja en manos de privados la parte más rentable. Este escenario, para quiénes entendemos estratégica la defensa de las Empresas Públicas, amerita la mayor de las alertas.

Bibliografía

Abramsky K (2010). “Energy, Work, and Social Reproduction in the World-Economy”. In Sparking a Worldwide Energy Revolution: Social Struggles in the Transition to a Post-Petrol World ed. Kolya Abramsky pg 91-101, Oakland; AK Press.

Bértola L, Isabella F y Saavedra C (2014). “El ciclo económico del Uruguay, 1998-2012”. FCS-UdelaR ISSN:1688-9037.

Bertoni R, Messina P, Sanguinetti M 2014. “Ficha para el plan de formación de AUTE”.

Bertoni R (2011). “Energía y desarrollo : la restricción energética en Uruguay como problema (1882-2000)”. UR-UCUR:CSIC, 2011 ISBN: 978-9974-0-0838-0.

Bertino M y Bertoni R (2004). “Más de un siglo de deuda pública uruguaya: una historia de ida y vuelta”. The Nordic Journal of Latin American and Caribbean Studies, Vol. 34: 1-2 , 2004, Estocolmo.

Carracelas G, Ceni R y Torrelli M (2006). “Las tarifas públicas bajo un enfoque integrado. Estructura tarifaria del sector eléctrico en el Uruguay del siglo XX.” Universidad de la República,

Montevideo, Uruguay.

Cortés B (2009). “El debate sobre la protección del consumo energético de Mexica: Oportunidades energético vs la tarifa social doméstica”. Universidad Autónoma de Querétaro, El cotidiano 157 p 57:64.DNETN-MIEM. “Política energética 2005-2030”. Extraído de <http://www.dne.gub.uy/documents/49872/0/Pol%C3%ADtica%20Energ%C3%A9tica%202030?version=1.0&t=1352835007562>

Dubrovsky H, Ruchansky B (2010). “El desarrollo y la provisión de servicios de infraestructura: La experiencia de la energía eléctrica en Uruguay en el período 1990-2009”. CEPAL

FMI (1986). “Manual de estadísticas públicas”. Consultado en <https://www.imf.org/external/pubs/ft/gfs/manual/1986/esl/pdf/file1s.pdf>

FMI (2001). “Manual de estadísticas públicas”. Consultado en <https://www.imf.org/external/pubs/ft/gfs/manual/esl/pdf/all.pdf>

Huber M (2009). “Energizing Historical Materialism: Fossil Fuels, Space and the Capitalist Mode of Production”. Geoforum 40(1): 105-115

Licandro, G (2000). “Las reglas de responsabilidad fiscal en el Uruguay”. BCU extraído de <http://www.bvrie.gub.uy/local/File/doctrab/2000/6.2000.pdf>

Mollinari J, Ruchansky B (2002). “Sector Eléctrico: Uso y Abuso de las Comparaciones Tarifarias”.

Olivet B. “Informe: Medio ambiente y energía en Uruguay. Aspectos de la temática energética desde una visión ambiental”

Ramirez B (1975). “The Working Class Struggle against the Crisis: Self-reduction of Prices in Italy”. Extraído en <http://zerowork.org/RamirezSelfReduction.html>.

Sovacool B (2008). “Valuing the greenhouse gas emissions from nuclear power: A critical survey”. National University of Singapore.

Sovacool B (2006). “The power production paradox: revealing the socio-technical impediments to distributed generation technologies”. Dissertation submitted to the Faculty of the Virginia Polytechnic Institute and State University in partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor in science and technology studies.

Trobo M (2013). “Energía eólica y aceptación social: Lecciones para Uruguay y guía para la acción”. Ministerio de Industria, Energía y Minería. FCS-UdelaR páginas web consultada: Uruguay XXI: <http://www.uruguayxxi.gub.uy/inversiones/oportunidades-de-inversion/>

Instituto Nacional de estadísticas: <http://www.ine.gub.uy/>

Dirección General de Energía: <http://www.dne.gub.uy/>

Banco Central del Uruguay: <http://www.bcu.gub.uy>

Anexo sobre El Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico

El Marco Regulatorio vigente toma como base la Ley de Electricidad impuesta en la dictadura y tiene un segundo mojón en 1997 donde culmina el diseño actual del mismo, en pleno auge de las políticas neoliberales amparadas en el Consenso de Washington de fines de los ochenta y se fundamentó en la necesidad de reestructurar el funcionamiento de la UTE y el "sector eléctrico" a los objetivos de competencia, fomento a la iniciativa privada y la regulación.

Las principales modificaciones que trajo aparejada esta ley fueron:

- a) Se fomentó la inversión privada en la generación de energía, habilitando el ingreso de privados a la misma y se creó un mercado mayorista de energía eléctrica (MMEE).
- b) Se estableció la posibilidad de ingresos de privados a la distribución de energía, aunque en los hechos todavía sigue siendo monopolizado por la UTE.
- c) Se habilita contratos entre generadores y usuarios de Uruguay y Argentina, por ejemplo, en lo que constituyó un avance liberalizador en la comercialización de energía.
- d) Permite la asociación de UTE con otras empresas.
- e) Se separan las funciones de Estado regulador de las empresas propiedad del Estado.

En un trabajo realizado para AUTE, Vaillant et al. (1996) realizan un interesante racconto de la génesis del marco normativo imperante en el mercado eléctrico. Comenzó en el año 1993, cuando la Oficina Nacional de Planeamiento y Presupuesto solicitó un informe a una consultora chilena (SYNEX Ingenieros Consultores Asociados) sobre el Sector Energía en el Uruguay con el objetivo de generar un marco que permitiera efectivizar los postulados de 1977.

La propuesta fue demasiado "pragmática" o, mejor dicho, no fue lo suficientemente "liberalizante". Es que si bien Chile supo ser el principal laboratorio neoliberal en los 70s, el espejo del Uruguay en los noventa era otro: Argentina. Y no era casualidad, ya que fue el país más obediente en aplicar las reformas neoliberales de segunda generación en la región. En ese contexto, no debe llamarnos la atención que se contratara en 1994 a un argentino, el Ing. Caruso, en el entendido que éste había cumplido un rol muy importante en la desregulación del mercado eléctrico en dicho país. Sus propuestas se centraron en cómo instrumentar la integración de mercados a nivel región; inversión de privados de riesgo en la expansión de la industria y una reestructuración de la UTE para hacerla más eficiente y competitiva (Vaillant et al., 1996)

De los contenidos del Marco Regulatorio vale la pena destacar algunos. En primer lugar, genera un mercado eléctrico y define cuáles serán sus actores: generadores, transmisores, distribuidores y grandes consumidores. En segundo lugar, otorga ciertas garantías para los nuevos entrantes privados, de forma tal de evitar "posiciones dominantes de las empresas públicas". Un ejemplo: evitar la fijación de tarifas con criterios "políticos". Para ello, se prevé la regulación del mercado eléctrico, que tendrá lugar en la UREE primero y la URSEA después.

Por otra parte, pretendía generar competencia una mayor liberalización del comercio de energía desconociendo la rica tradición histórica de integración energética entre Uruguay y Argentina. En ese sentido, pretendía imponer prácticas que implicaban comercializar maximizando la rentabilidad, lo que implica -entre otras cosas- vender lo más caro posible cuando la contraparte está más urgida por acceder a energía.

Anexo Metodológico Sobre el Peso de la Masa Salarial en la Energía Eléctrica

Desde el año 1997 al 2005 el BCU publicaba la desagregación del VAB en Remuneraciones, consumo de capital fijo, impuesto-subsidios y los excedentes de explotación bruto. Luego de ese año con el cambio de base se dejó de publicar esa información. A su vez, la agregación según la clasificación industrial internacional uniforme revisión 3 es a nivel de letra, esto quiere decir que en esos datos se engloba el suministro de electricidad, gas y agua.

Para obtener un dato más cercano en el tiempo y lograr separar la electricidad del resto de los sectores, se recurrió a la Encuesta de Actividad económica que cuenta con la información más desagregada. Esta encuesta está disponible anualmente desde el año 2001 al 2011 y con esa información se construyó una serie y se halló el peso de la energía en la letra, se calculó el peso promedio y con esa información se prorrateo la de Cuentas Nacionales.

Cuadro 1. Peso de la masa salarial de los trabajadores de la UTE en el VBP de la energía eléctrica.

Años	Remuneraciones/VBP
2011	17,54%
2010	14,83%
2009	14,91%
2008	16,03%
2007	18,47%
2006	20,17%
2005	19,74%
2004	20,12%
2003	21,09%
2002	19,58%
2001	21,77%
2000	18,07%
1999	13,17%
1998	11,29%
1997	14,05%
Promedio	17,39%

Elaboración propia, fuentes: BCU e INE.

Nota metodológica del gráfico 1.

Para el caso de la evolución del precio del petróleo y del cobre, se extrajeron de la pag ... cuyos precios están mensuales en dólares. Por tanto, se calcula el precio promedio anual y se pasa a pesos uruguayos usando el promedio anual del tipo de cambio. Luego se ajustan con el Índice de Precio Productor del INE.

Para el caso de los salarios, se utiliza el Índice Medio de salarios del INE y se ajusta por el IPC. Para el caso de la energía eléctrica, se utiliza el precio promedio ponderado y se ajusta por IPC.

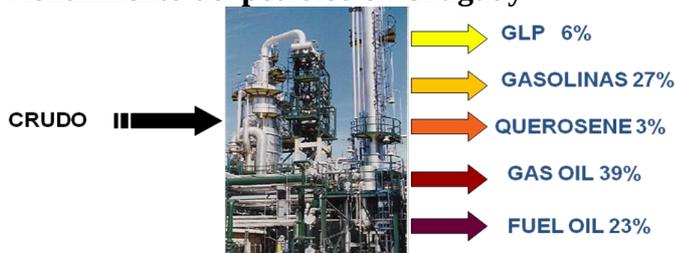
Anexo sobre Excedentes del Fuel Oil

Cuando se refina un barril de petróleo se obtienen determinados productos (derivados del petróleo): nafta, gas oil, fuel oil, etc. Las cantidades de cada uno de esos combustibles y sus proporciones dependen del tipo de crudo y de la conformación de la refinera que lo procesa.

Ningún petróleo crudo puede suministrar la gama total de productos que necesita la sociedad en las proporciones y cantidades necesarias. La función de una refinera consiste en obtener a partir de los crudos disponibles, las cantidades adecuadas de derivados en la forma más económica posible.

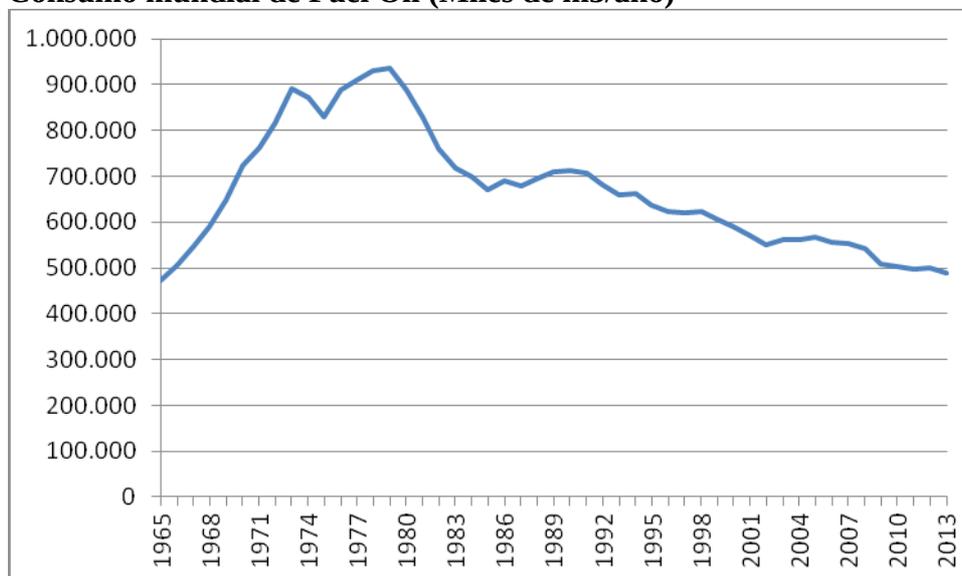
En Uruguay, la actual estructura de la Refinería produce por cada barril de petróleo crudo, un 6% de GLP (Supergas), 27% de gasolinas, un 39% de gas oil, 23% de fuel oil:

Rendimiento del petróleo en Uruguay



Debido a que los hábitos de consumo de los derivados del petróleo van cambiando, las refineras han debido invertir introduciendo nuevos procesos que permitan satisfacer la nueva demanda. Como ejemplo a nivel mundial, se puede citar el consumo de kerosene que pasó de ser el principal combustible empleado a nivel residencial a su casi desaparición. Otro ejemplo es el consumo de gasolinas, en constante crecimiento debido al empleo masivo de vehículos particulares. El fuel oil dejó de ser el principal combustible a nivel industrial, siendo sustituido en el mundo principalmente por el gas natural y el carbón. En el gráfico a continuación se aprecia claramente la disminución de la demanda mundial de fuel oil a partir de 1980.

Consumo mundial de Fuel Oil (Miles de m³/año)



Fuente: Elaboración propia datos de BP Statistical Review of World Energy

En nuestro país también se ha dejado de consumir fuel oil a nivel industrial, siendo sustituido a partir de 1980 principalmente por leña y electricidad y últimamente también por residuos de biomasa.

Fuel Oil

La refinera de ANCAP produce en promedio unos 500.000 m³ por año de fuel oil y la demanda

interna sin considerar el consumo de UTE, asciende a unos 150.000 m³. De esta manera se puede afirmar que en nuestro país hay un excedente de fuel oil; la cantidad va a depender del consumo que pueda tener UTE. En años de buena disponibilidad de agua en las represas, UTE no consume fuel oil y se debe recurrir a la exportación para colocar el excedente, ya sea directamente o a través de bunkers.¹⁸

En años de baja hidráulicidad, cuando se debe generar energía eléctrica en las centrales térmicas, Uruguay puede llegar a importar fuel oil.

Como la demanda de fuel oil ha bajado en todo el mundo y las refinerías inevitablemente continúan produciendo, los precios de exportación son cada vez más bajos. El mercado de bunkers se inició intentando colocar los excedentes a un mejor precio que el de exportación. Sin embargo, con el correr de los años se consolidó este mercado, de dudosa rentabilidad, ya que frecuentemente es necesario importar fuel oil para atender el suministro a bunker, vendiéndolo a un precio más bajo que el de importación. Un ejemplo es lo que sucedió en el año 2008:

Año 2008

Producción de fuel oil en la refinería

Mercado Interno

UTE

Excedente de Mercado Interno+ UTE

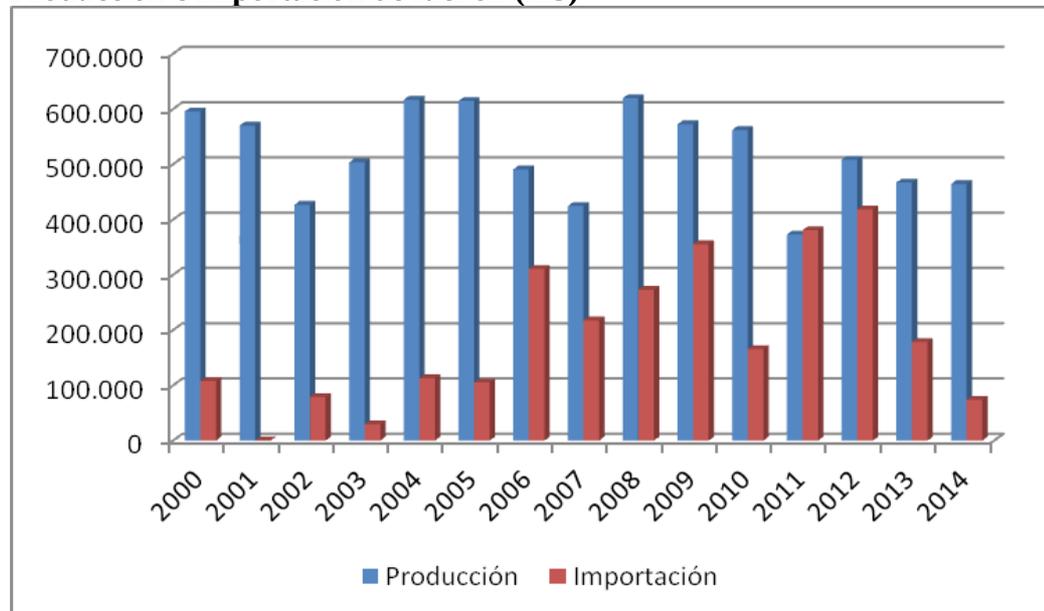
Venta a Bunkers

En el cuadro se aprecia que las ventas al mercado de bunkers superan a los excedentes de fuel oil, por lo que hubo que recurrir a la importación.

Entonces el fuel oil disponible procede de la producción de la refinería y de la importación. Las cantidades varían año a año, dependiendo de varios factores:

- Producción de la refinería, variable según los crudos procesados y de paros programados por mantenimiento de la misma.
- Importación, variable según el consumo de UTE y de las exportaciones a bunkers. La demanda de UTE a su vez depende de la hidráulicidad disponible.

Producción e importación de fuel oil (m3)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Dirección Nacional de Energía

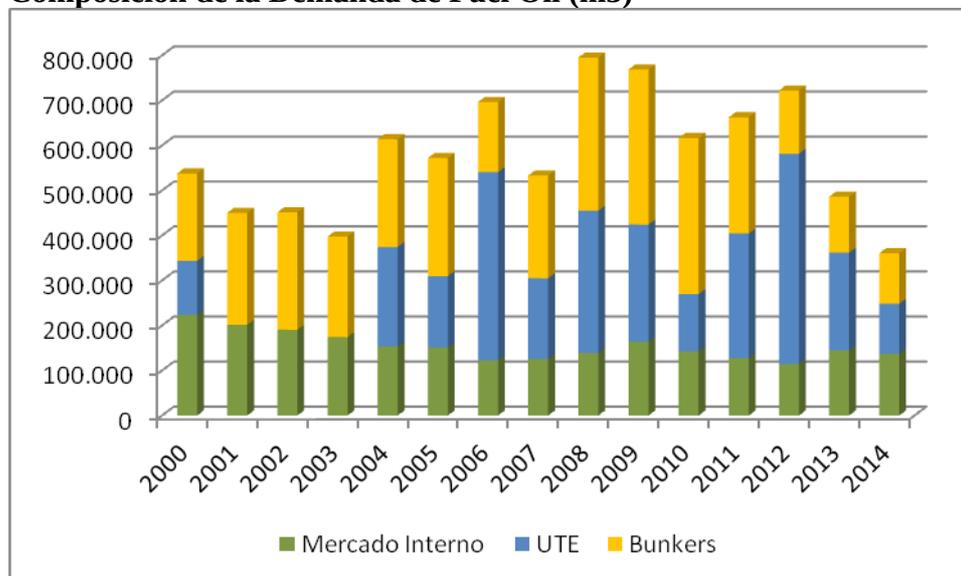
¹⁸ Bunker es el suministro de combustibles para barcos. En este caso se trata de fuel oil a barcos de bandera extranjera, por lo que se considera una exportación. Cuando un barco necesita cargar combustible, solicita precios a distintos proveedores, de Argentina, de Brasil y de Uruguay y compra al más conveniente.

En años de buena hidraulicidad como 2001, 2002, 2003, 2014. Las importaciones fueron bajas. En el 2011 la producción de refinería se redujo por mantenimiento.

Destino del fuel oil

Parte del fuel oil se comercializa en el mercado interno, parte se destina a la generación de electricidad y parte se comercializa como combustible para los barcos (bunker) de bandera extranjera.

Composición de la Demanda de Fuel Oil (m3)



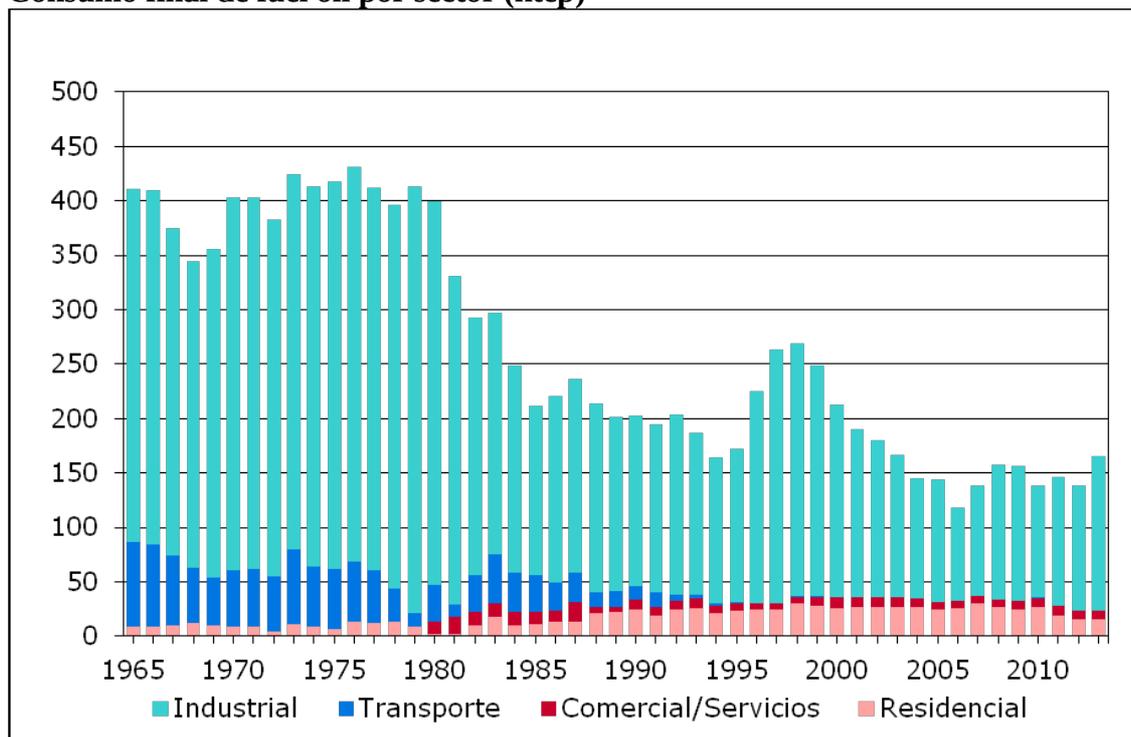
Fuente: Elaboración propia, datos de Dirección Nacional de Energía

El consumo interno de fuel oil se ha mantenido prácticamente constante en los últimos diez años, promediando los 130.000 m3. El mercado de bunkers se ha incrementado en los años 2008 a 2011, aunque últimamente se redujo. El factor determinante de las oscilaciones en la demanda es el consumo de UTE en las centrales térmicas.

Uso del fuel oil en el Mercado Interno

Como surge de la información reunida en el gráfico siguiente, la industria ha sido el sector demandante de fuel oil. No obstante, se ha operado un proceso de sustitución de este combustible por leña, muy asociado a las crisis económicas (años 1982 y 2002) y a la evolución de los precios internacionales del petróleo (crisis mundial de 1979). Hasta 1980 el consumo de fuel oil ascendía a unos 400.000 m3/año y últimamente se ha estabilizado en unos 150.000 m3/año.

Consumo final de fuel oil por sector (ktep)



Fuente: Balance Energético Nacional 2014, Dirección Nacional de Energía

Uso del fuel oil para generación de Energía Eléctrica

En función de la hidráulicidad disponible en cada año es que se debe generar más o menos energía eléctrica en las centrales térmicas. Los combustibles utilizados por UTE para abastecer estas centrales son el gas oil y el fuel, y es entonces que dependiendo de su demanda, se requiere la importación de estos combustibles.

En el cuadro siguiente se detalla la demanda de UTE de derivados del petróleo en los últimos ocho años.

Consumo de derivados del Petróleo por parte de UTE (m³)

año	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Gas Oil	151.500	608.765	559.600	132.300	433.638	560.129	283.492	90.162
Fuel Oil	179.000	315.549	260.000	127.000	276.367	467.445	216.682	111.066
Total	330.500	924.314	819.600	259.300	710.005	1.027.574	500.174	201.228

Fuente: Elaboración propia, datos de la Dirección de Energía

La entrada en servicio de la central Punta del Tigre en el año 2006 generó un incremento de un 50% en el consumo de gas oil por parte de UTE. Cuando en el año 2008 completa sus 300 MW, la demanda de gas oil supera los 600.000 m³/año.

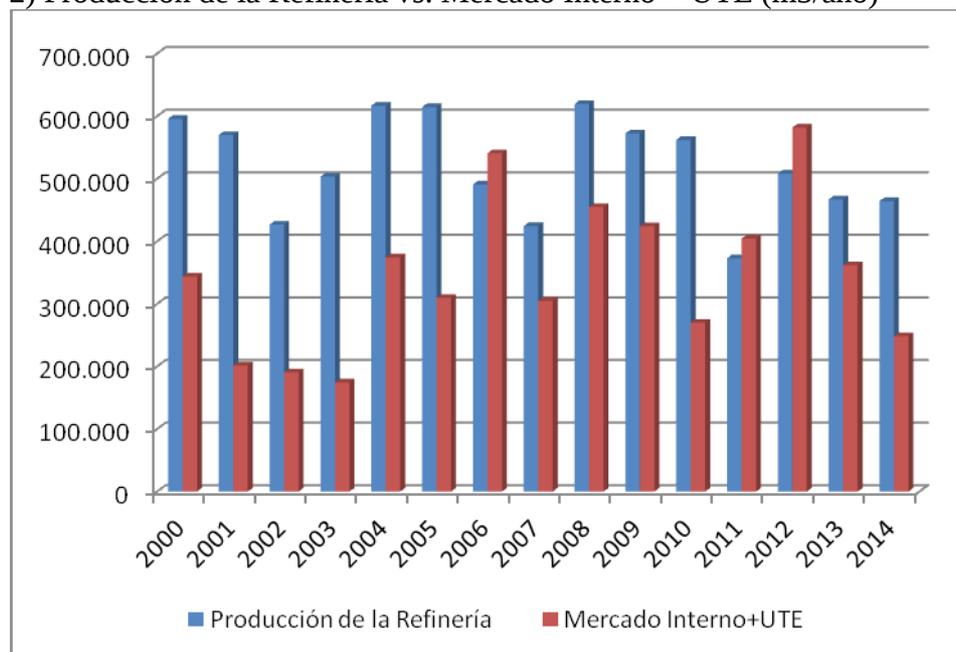
El fuel oil se consume en las Térmicas de Central Batlle y en los motores reciprocantes instalados.

Cuadros y Gráficos:

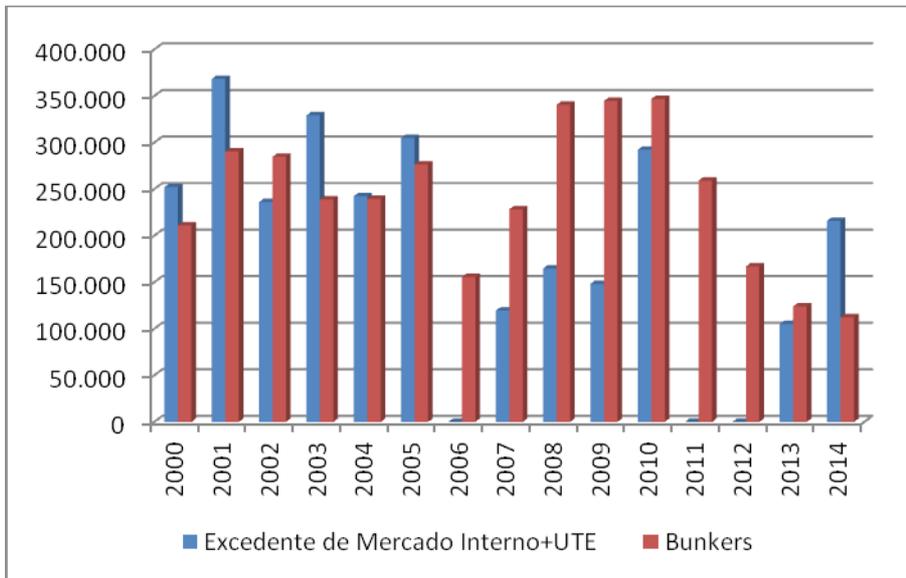
1) Oferta y demanda anual de Fuel Oil (m3/año)

AÑO	Producción	Importación	Exportación	Mercado Interno	UTE	Bunkers
2000	595.593	107.528	16.755	223.500	120.000	194.200
2001	569.879	108	41.593	201.600	0	248.700
2002	426.636	78.756	23.864	190.600	0	260.900
2003	503.424	29.474	15.753	174.300	0	223.200
2004	616.730	112.901	0	153.200	221.100	239.400
2005	614.478	105.279	14.218	150.900	158.800	262.300
2006	490.731	310.549	0	122.900	417.800	155.700
2007	424.352	217.420	0	125.900	179.000	228.300
2008	619.452	272.828	0	139.246	315.549	340.500
2009	572.370	355.241	0	164.150	260.000	344.600
2010	561.993	165.490	0	142.700	127.000	346.800
2011	372.787	380.675	959	127.966	276.367	258.300
2012	508.154	418.394	26.565	114.270	467.445	140.434
2013	466.885	178.346	0	145.141	216.682	124.178
2014	464.201	73.828	0	137.197	111.066	112.225

2) Producción de la Refinería vs. Mercado Interno + UTE (m3/año)



3) Excedentes de consumo en Uruguay vs. Ventas a Bunkers (m3/año)



A partir del año 2006 las exportaciones bajo la modalidad de bunkers superan los excedentes de fuel oil, lo que ha obligado a importar este combustible para luego exportarlo. La tendencia se revirtió recién en el 2014.