

Política energética en Brasil: Implementación del componente renovable

Energy Policy in Brazil: Implementation of Renewable Component

Julieta A. Puerto Rico^{a*}, Ildo Luis Sauer^a

Recibido: septiembre 20 de 2014
Recibido con revisión: mayo 19 de 2015
Aceptado: mayo 28 de 2015

^{a*} Universidad de São Paulo, Brasil,
Instituto de Energia e Ambiente
Av. Prof. Luciano Gualberto 1289.
Cidade Universitária
São Paulo-SP,
Tel.: +(54) 05508-010
julieta@usp.br
lllsauer@iee.usp.br

Energética 45, junio (2015), pp. 95-106

ISSN 0120-9833 (impreso)
ISSN 2357 - 612X (en línea)
www.revistas.unal.edu.co/energetica
© Derechos Patrimoniales
Universidad Nacional de Colombia



RESUMEN

Este documento recoge las iniciativas para la consolidación del alcohol combustible, la implantación del biodiesel y la energía eólica en la matriz energética brasilera. La inserción del componente renovable está relacionada con coyunturas históricas de los precios del petróleo y del azúcar en el caso del alcohol y con preocupaciones de inclusión social y desarrollo regional para el biodiesel. A pesar que la inserción de la energía eólica es reciente, esta es resultado de cambios en el modelo del sector eléctrico brasilero y de decisiones de planeamiento y expansión del sistema, que a su vez son respuesta a periodos de la economía nacional e internacional. El análisis es hecho usando el método histórico, permitiendo identificar las medidas tomadas en diferentes periodos hasta la configuración de la matriz energética actual.

PALABRAS CLAVE

Energía renovable; Brasil.

ABSTRACT

This document explains the initiatives for consolidation of the alcohol fuel, the implementation of biodiesel and of wind energy into the Brazilian energy matrix. The insertion of the renewable component is related to historical junctures in prices of oil and sugar in the case of alcohol and with goals of social inclusion and regional development for biodiesel production. Although the inclusion of wind energy is recent, this is result of changes in the Brazilian electrical sector model and planning decisions and expansion of the system, which in turn have responded to periods of national and international economy. The analysis is done using the historical method in order to identify the measures taken in different periods till the configuration of the current energy matrix.

KEYWORDS

Renewable energy; Brazil.

1. INTRODUCCIÓN

La matriz energética brasilera tiene un componente renovable de 41%, superior a la media mundial de 13% y de los países clasificados como OECD -Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico- de 6%. En 2013 fueron consumidas 296,2 Mtep *"Una tep se puede definir como la cantidad de energía que puede ser obtenida a partir de una tonelada de petróleo padron"* de las cuales 16% correspondieron a los derivados de caña, como el bagazo, usado para la generación de energía eléctrica, y el caldo de caña y la melaza usados para la producción de alcohol combustible [EPE, 2014]. El componente de energía hidráulica representó 12% y la leña y carbón vegetal 8%. Lo que es denominado como otras renovables representó 4% e incluyó la lixivia y la energía eólica.

Con relación a 1975, se observa un cambio significativo en el componente renovable. Para entonces representaba 47% de la matriz energética, siendo que la leña y el carbón vegetal sumaban 36,3% de ese total y la fuente hidráulica y los derivados de caña representaban aproximadamente 6% cada uno [EPE, 2014a]. La leña fue el energético más usado en Brasil hasta la década de 1970 cuando fue sustituido por el petróleo. Actualmente cerca de 34% de la leña producida es usada en el proceso de transformación en carbón vegetal, que a su vez es usado como insumo por el sector industrial (31%), principalmente por el sector siderúrgico y 23% corresponde al consumo del sector residencial [EPE, 2014a].

La matriz energética actual es consecuencia, en parte, de la revisión de la política energética que fue hecha durante el periodo entre choques, con el interés de reducir la importación de petróleo que oscilaba entre 80 y 90%. Para entonces, fue puesto en marcha el programa para exploración de petróleo, la capacidad de expansión de generación de energía hidráulica y nuclear, la sustitución de fuel oil por aceites vegetales y la reducción en el consumo de gasolina a través del uso de alcohol hidratado, pues el alcohol anhidro ya era usado desde la década de 1920 en mezclas con la gasolina. Algunas de estas iniciativas llegaron a buen término, como la exploración off-shore de petróleo por parte de la Petrobras, el Programa Nacional de Alcohol -Proalcool- y la expansión del parque hidroeléctrico [Rico, 2013].

Los biocombustibles son una opción en el mercado de combustibles líquidos y en años recientes han sido usados como elemento para atenuar las emisiones de gases efecto invernadero. En Brasil, el uso del alcohol anhidro se remonta a la década de 1920 y surge como respuesta a fluctuaciones del mercado de azúcar e importaciones de gasolina. Posteriormente fue inserido como alcohol hidratado para competir directamente en el mercado de

derivados de petróleo. La producción de biodiesel es más reciente, a partir del Programa Nacional de Uso y Producción de Biodiesel - PNPB - iniciado en 2004, con objetivo de que parte de la materia prima fuera suministrada desde la agricultura familiar visando la inclusión social. En Brasil, los biocombustibles representan 16% de la matriz de transportes que es mayoritariamente fósil: 46% diesel y 30% gasolina.

El objetivo del trabajo es traer las experiencias de implementación del componente renovable en la matriz energética brasilera, destacando la inserción del alcohol combustible, de la energía eólica y el biodiesel. Es usado el método histórico de forma sucinta en los tres casos, pero permitiendo evidenciar las coyunturas en que cada una de estas fuentes fue siendo implementada.

2. EL ALCOHOL COMBUSTIBLE

Coyunturas históricas mundiales y fluctuaciones del mercado de azúcar y del petróleo influyeron en la implantación del alcohol combustible en Brasil. La producción de azúcar se fue configurando de forma tal que coadyuvaba para la estabilidad económica del país. Las plantaciones fueron iniciadas en la Región Nordeste por parte de los portugueses y esta fue la principal región productora hasta la década de 1950. Actualmente el eje productivo se encuentra en la región Centro-Sur (Región Sudeste, principalmente) del país que concentra 91,5% de la producción de caña y 92% de la producción de alcohol [CONAB, 2014]. Adicionalmente, Brasil es primer productor mundial de caña de azúcar seguido por India. En 2013 fueron producidos 739 y 341,2 millones de toneladas de caña, y 40 y 28,8 millones de toneladas de azúcar respectivamente.

2.1 Periodo pre-choques de Petróleo.

El alcohol comenzó a actuar como válvula reguladora del mercado de azúcar desde la I guerra mundial. Esta coyuntura hizo que fueran utilizados mecanismos para minimizar los efectos de la superproducción de azúcar y retracción de la demanda internacional, los cuales visaron la diversificación de la producción y el control de los volúmenes de caña y de azúcar producidos [Rico, et al., 2010]. Por ejemplo, En 1919 fue decretado que los vehículos oficiales serían movidos con alcohol, como ya eran movidos los camiones en los ingenios. Así fueron instalados puestos de abastecimiento fuera de los ingenios y en la década de 1920 variedades de alcohol fueron vendidas en diferentes Estados: Azulina en Pernambuco, USGA en Alagoas, Motorina en Paraíba y el Cruzeiro do Sul en São Paulo [Rico, 2013].

En 1933 fue creado el Instituto de Azúcar y de Alcohol -IAA- que hizo las veces de administrador de los financiamientos y regulador del sector sucro alcoholero, equilibraba la producción de caña con la producción de azúcar y establecía los planes para uso del alcohol combustible, compraba el alcohol de los productores y también lo comercializaba [Rico, et al., 2010]. El posicionamiento del alcohol está ligado a la gestión y planeamiento del sector sucroalcoholero que hizo el IAA. Fue el organismo institucional más importante para el sector durante 50 años, y fue extinto en 1990 cuando inicia el período de desreglamentación.

Una de las coyunturas que encontró el sector fue la II guerra mundial. En la ocasión el parque alcoholero nacional fue valorizado por la escasez de los derivados de petróleo, especialmente de gasolina, que era importada casi en su totalidad [Lima, 1943]. La industria de alcohol fue declarada de interés nacional e inclusive comenzó a ser producido el alcohol directamente de la caña, en contraste con la forma que venía siendo producido a partir de miel residual¹. Fueron favorecidos los productores de alcohol que tuvieran plantas en funcionamiento de otras materias primas como las amiláceas, y recibían un valor fijado por Decreto y adicionalmente una bonificación por el alcohol producido [Brasil, 1942].

Terminada la guerra los precios del azúcar volvieron a la normalidad y el gobierno comenzó a subsidiar las exportaciones. Fueron tomadas medidas complementarias como el Plan 48/49 que fijó los precios del alcohol anhidro en correspondencia con el azúcar, condición que existió prácticamente inalterada hasta la década de 1970 cuando la medida fue más específica. Igualmente fue creado el Fondo de Alcohol Anhidro por medio del cual eran atendidas operaciones de costos relacionados con la economía del alcohol combustible [Rico, 2013]. Así, en la zafra 1948/1949, la producción de alcohol, con fines industriales y la de alcohol anhidro, aumentó, llegando a los 167 millones de litros (gráfico 1).

En las zafras siguientes el IAA hizo nuevos intentos por mantener la producción de alcohol pero la situación era cada vez más difícil por los precios internacionales de petróleo que estaban a la baja, y por las perspectivas de exploración de petróleo por el descubrimiento de las reservas de petróleo en Lobato-Bahía que daría inicio a una campaña nacionalista para la exploración de petróleo que llevo por nombre “el petróleo es nuestro” y que culminó con la creación de la empresa petrolífera nacional, Petrobras, en 1953 [Navegantes, 1987]. La instalación de refinerías comenzó a dar resultados en el inicio de los años 60’s y la Petrobras consiguió responder por 93% de la demanda nacional de derivados.

¹ Por cada kilo de azúcar 17% no se cristalizaba y se producía melaza o miel residual y adicionalmente existía la exigencia del gobierno de entregar 7 litros de alcohol residual por cada saco de azúcar, que era considerado el rendimiento promedio.

De forma paralela, la agroindustria cañaviera vivió una década de expansión en los años 50. En 1951 las cuotas de producción de los ingenios azucareros fueron incrementadas de 23,2 para 33,4 millones de sacos (cada saco contenía 60 Kg.). Los mayores incrementos en términos absolutos fueron para São Paulo y en términos porcentuales para Paraná [Szmrecsányi, 1979]. En esta década, la producción fue orientada para mudar el eje de producción del nordeste para la región sudeste del país. En la segunda mitad de la década de 50, los productores de la región sudeste, especialmente São Paulo, fueron autorizados por la primera vez a aumentar la capacidad instalada y los excedentes de la región nordeste fueron destinados a la exportación [Rico, et al., 2010]

Brasil tuvo una visión optimista para fijar sus cuotas de producción de azúcar con la revolución Cubana y el embargo de las exportaciones por parte de los Estados Unidos. Esto hizo que la década de 60 tuviera la mayor sobreproducción de azúcar. En la zafra 65/66 la producción alcanzó 75,9 millones de sacos, contra un consumo de 46 millones [Szmrecsányi, 1979]. Así la válvula reguladora de estos excesos fue mas una vez la producción de alcohol alcanzando cifras record en la zafra 66/67 llegando a 380 millones de alcohol hidratado y 345 millones de alcohol anhidro (gráfico 1). A comienzos de los años 70’s se fue configurando una nueva política para el alcohol dentro de la industria cañaviera. Fueron siendo incorporados planes y programas para la racionalización y consumo de azúcar, y para la concentración y modernización del sector [Rico, et al., 2010]. El fin era mitigar los efectos de la producción de azúcar y viabilizar las exportaciones del producto.

En el período anterior a los choques de petróleo, la estructura agroindustrial del sector estuvo en expansión.

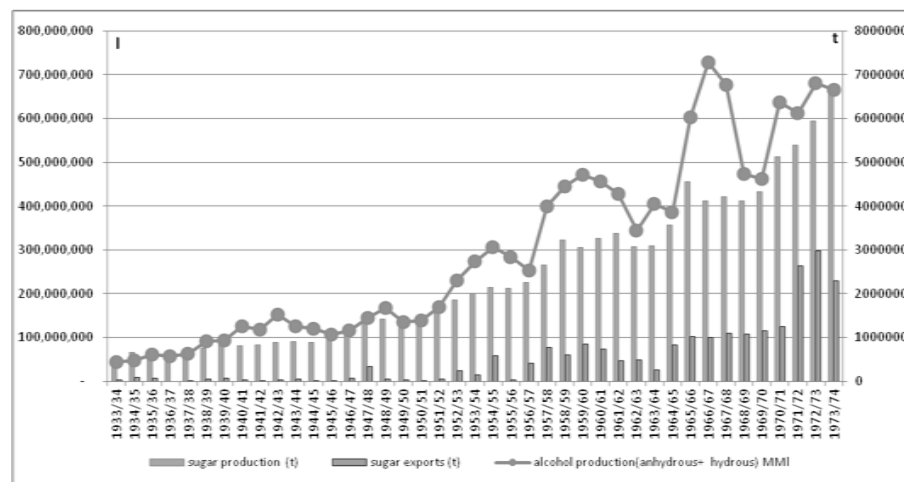


Gráfico 1. Producción de Alcohol en Brasil 1933-1974 (l), Producción y Exportaciones de Azúcar 1933-1974 (t)
Fuente: Rico, 2013.

Desde 1933 hasta 1943 el total de destilerías llegó a 46 unidades con capacidad para producir 109.050.000 litros, pero solamente fueron producidos 50.199.344 dejando una capacidad ociosa de 54% [Lima, 1943]. En la zafra 1970/1971 funcionaban 162 destilerías con capacidad para producir 828 millones de litros de alcohol, 80% localizados en la región sudeste [Szmrecsányi, 1979, p 308]] pero la producción de alcohol entre 1971 y 1975 estuvo en 600 millones de litros (gráfico 1). La mayor producción antes del Proalcool ocurrió en la zafra 66/67 con 766 millones de litros (gráfico 1). Entre las unidades productoras estaban las destilerías centrales del IAA con capacidad de 51,3 millones de litros, también existían algunas destilerías autónomas particulares en São Paulo, pero la gran mayoría de destilerías eran anexas.

2.2 Periodo post-choques de Petróleo.

La estructura institucional formada durante 4 décadas, la coyuntura de bajos precios del azúcar y altos precios del petróleo así como la capacidad ociosa de las plantas productoras de alcohol coadyuvaron con la creación del Programa Nacional de Alcohol –Proalcool– mediante Decreto 76.593 de 1975. Los precios del azúcar tuvieron un incremento significativo entre 1973 y 1974 de US\$209/t a US\$650/t, pero en 1975 bajaron nuevamente a US\$450/t [MAPA, 2012]. Paralelamente, entre 1973 y 1974 los precios del petróleo tuvieron mudanzas significativas y pasaron de US\$3.29/bbl a US\$11.58/bbl [BP, 2012]. El Proalcool tuvo como antecedente una propuesta elaborada por la Associgás que formuló un plan para reducir la dependencia del petróleo externo y atenuar la crisis de precios altos, con base en el aumento de la producción de alcohol, prioritariamente en São Paulo. El Programa inicia con una capacidad ociosa de 400 MI. de alcohol, equivalente a casi 40% de la

capacidad de las destilerías existentes no país [Bray, 1983].

En la primera etapa del Proalcool, entre 1975–1979, la producción de alcohol se quintuplicó de 660 millones de litros para 3.400 millones de litros (gráfico 2). Los mayores rendimientos estuvieron relacionados con los financiamientos para la producción de caña de azúcar y alcohol, los cuales eran otorgados a 30 años con tasas de interés menores que la inflación. El Estado a través del IAA era el único comprador de alcohol y para su distribución fue usada la red de logística de la Petrobras. Así la producción de alcohol con fin carburante sería vendido por el IAA a la Petrobras, en las cantidades y en los locales de mezcla establecidos, a un precio igual a los precios de venta de la gasolina en las distribuidoras menos los gastos en los que se incurría por la mezcla, y en la forma en que lo estableciera el Consejo de Desarrollo Económico –CDE– [Rico, 2013].

El segundo choque de petróleo y los avances realizados en la cadena sucro alcoholera llevaron a una nueva etapa del programa que comprendió el período 1979–1985. Allí, los incentivos fueron orientados para la construcción de destilerías autónomas (unidades industriales que orientaban el cultivo de caña de azúcar exclusivamente a la producción de alcohol) y la expansión del parque automovilístico. Es importante mencionar que durante el periodo post-choques de petróleo, el alcohol logró ser usado de forma pura y entró a complementar el consumo de derivados de petróleo en el sector transporte, pues antes era usado el alcohol anhidro mezclado con la gasolina. Fueron creadas nuevas líneas de montaje para producir carros movidos exclusivamente a alcohol. Hasta 1979 el número de vehículos fue de 975.520 (82% automóviles) y de ese total 906.910 eran movidos a gasolina [Rico, 2013]. A través de exenciones fiscales en la compra de vehículos, como la reducción del Impuesto de Productos Industrializados –IPI–, fueron fabricados 300.000 vehículos movidos a alcohol en 1980, 350.000 en 1981 y 400.000 en 1982 [Rico, et al., 2010].

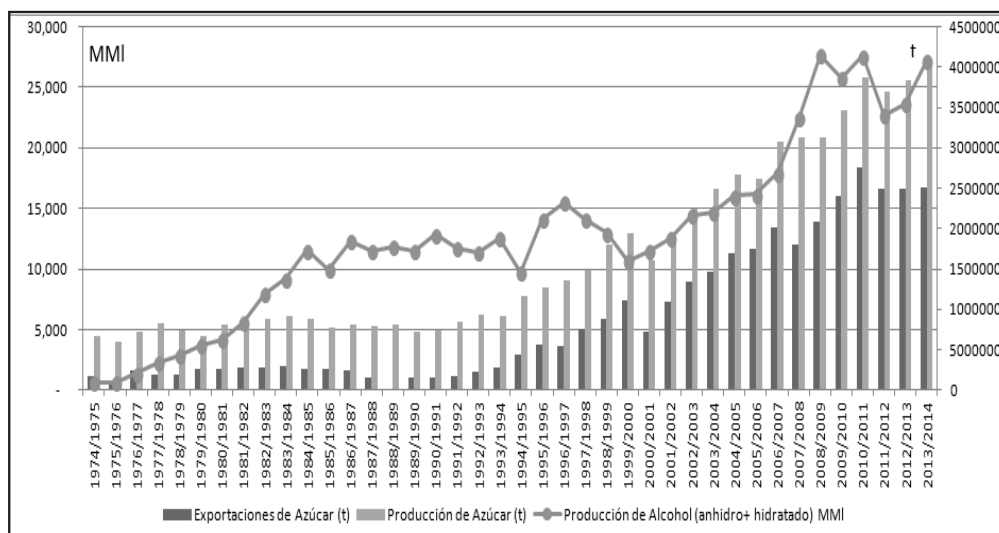


Gráfico 2. Producción de Alcohol en Brasil 1974-2014 (l), Producción y Exportaciones de Azúcar 1974-2014 (t)
Fuente: Rico, 2013.

Al final de la segunda etapa, la producción de alcohol alcanzó los 11.000 millones de litros (gráfico 1)

A partir de 1982, la aceptación del carro a alcohol ganó importancia y el ritmo de sustitución de gasolina por alcohol incrementó rápidamente creando excedentes de gasolina que tuvieron que ser comercializados en el exterior. Como el precio de la gasolina era superior con relación a los precios internacionales, estos fueron llevados a la baja, mientras aumentaban los precios de fuel oil y del GLP. Desde 1986 los precios del petróleo bajaron y el Proalcohol estuvo en riesgo, fue la etapa de estagnación del Programa, demoró prácticamente 10 años y la producción se mantuvo en los 10 millones de litros (gráfico 2). En la zafra 1989-1990 el Proalcohol entró en su peor crisis y hubo falta de alcohol en los puestos de gasolina. Hasta hoy se mantienen versiones encontradas de lo sucedido, ya que los productores [Biagi, 2012] afirman que a pesar de que los stocks eran bajos no había motivo para la falta de abastecimiento y sostienen fue algo programado por el Departamento Nacional de Combustibles –DNC–. Por otro lado existen explicaciones que fue una decisión deliberada de algunos productores que priorizaron la producción de azúcar para exportación, dada la coyuntura de precios altos en el mercado internacional [Szmrecsányi & Moreira, 1991]. En 1988, 98% de los automóviles estaban movidos a etanol y comenzaron a disminuir hasta prácticamente desaparecer. El resultado durante los años 90's el carro movido a alcohol perdió su valor, y el consumidor perdió la confianza en tener un carro a alcohol [Rico, 2013].

El proceso de desreglamentación programada que ya se daba en otros sectores base también afectó el sector sucroalcoholero y el IAA fue extinto (*Atos 8028 - 8029/1990*). Las actividades de este organismo fueron delegadas a la Secretaria de Desarrollo Regional. La política de liberación de precios fue controlada por el gobierno y solamente después de 1995 que comenzaron a ser creadas las Ordenanzas para liberar los precios del alcohol anhidro, del alcohol hidratado y del azúcar; en 2002 el sector estaba totalmente liberalizado. Terminado el período de desreglamentación, los precios del petróleo tuvieron un incremento, que sumado a la introducción de los vehículos flex-fuel, usando como incentivo el IPI reducido, dispararon la producción de alcohol (gráfico 2). A partir de 2003 el licenciamiento de vehículos flex-fuel fue superior al licenciamiento de vehículos a gasolina o diesel. En 2013 la flota de vehículos brasilera contando, comerciales leves, automóviles, y buses sumó 40 millones y 21 millones de vehículos eran flex-fuel y 11 millones a gasolina.

Desde 2007, el precio en el mercado internacional del azúcar estuvo en aumento y la producción de alcohol no disminuyó, inclusive registró uno de los mayores volúmenes en la zafra 2009/2010 con 27.000 millones de litros (gráfico 2). Sin embargo, en la zafra 2010/2011 los precios del azúcar aumentaron debido a condiciones climáticas desfavorables que afectaron la zafra en la India, lo que provocó que en Brasil se optara por las exportaciones de azúcar y reducción de la cantidad de caña destinada a la producción de alcohol. Con esto, la zafra 2010/2011 presentó insuficiencia en la oferta de alcohol que desacompañó el crecimiento de licenciamiento de los vehículos flex-fuel. En

este escenario fue sancionada la Ley 12.490 de 2011, que dio un nuevo tratamiento a los biocombustibles en Brasil, y el alcohol pasa a ser dominio de la Agencia Nacional de Petróleo –ANP–, pues antes estaba sujeto al Ministerio de Agricultura Pecuaria y Abastecimiento MAPA. LA ANP, pasó a tener facultades autorizar y fiscalizar actividades relacionadas con la producción, importación, exportación, almacenamiento, transporte, transferencia distribución, reventa, comercialización, y evaluación de calidad y características técnicas del alcohol en el territorio nacional. La competencia legal para fijar los límites de mezcla está con el Consejo Interministerial de Azúcar y Alcohol (CIMA). El porcentaje actual está fijado en 25% y si es viable las mezclas alcanzan 27,5%.

Cambios en el sector sucroalcoholero, como los periodos de entre-zafra, aumento en los costos de producción, o eventos climáticos, entre otros, desestabilizan la diferencia de precios entre el alcohol y la gasolina. El precio del alcohol debe llegar hasta 70% del precio de la gasolina para reflejar la eficiencia termodinámica entre los dos combustibles. Igualmente, reducciones en la carga tributaria de la gasolina, como sucedió durante 2013 y 2014 con la eliminación de la CIDE –Contribución de la Intervención en el Dominio Económico– impuesto del cual el alcohol combustible es exento, descompensaron esta diferencia. Las medidas adoptadas recayeron en la reducción o eliminación de otros impuestos al alcohol como el del Programa de Integración Social/Programa de formación del Patrimonio del Servidor Público –PISP/ASEP– y el de la Contribución para el Financiamiento de la Seguridad Social –COFINS–. Adicionalmente, el sector aún recibe algunos beneficios como el financiamiento para el almacenamiento de alcohol, las mezclas obligatorias, y los institutos de investigación con fondos para mejorar las variedades de caña y avanzar en las iniciativas de alcohol de segunda generación.

De acuerdo a la relación producción-consumo de gasolina, Brasil presentó excedentes hasta 2010, en parte esto es resultado del plan de construcción de refinerías iniciado en la década de 1960, y de la producción de alcohol de forma creciente. Sin embargo, fue un país importador de petróleo hasta 2006, año en que alcanzó la autosuficiencia. En 2013 la importación de gasolina fue de 2.200 millones de litros y 28.000 millones de litros fueron producidos [EPE, 2014]. Actualmente el sector sucroalcoholero cuenta con 437 unidades productoras, siendo 168 productoras de alcohol, llamadas destilerías autónomas (38,4%), 16 producen azúcar (3,6%) y 253 de azúcar y alcohol (57,8%), llamadas destilerías anexas [Ministerio de Desenvolvimento, 2013]. En la zafra 2013/2014 en Brasil fueron producidos 12 millones de litros de alcohol anhidro y 15 millones de alcohol hidratado [EPE, 2014]. El país ocupa el segundo lugar

en la producción de alcohol desde 2005, después de los Estados Unidos, país que produjo 54 millones de litros en 2012 [Earth Policy Institute, 2013].

Desde 1990 hubo algunas fusiones de capital privado nacional con capital internacional en el sector, entre ellas, el mayor productor de alcohol y azúcar en el Brasil -Cosan S.A (Costa Pinto), entró en alianza con a Tate& Lie (francesa) para construir una terminal azucarera en el puerto de Santos y en la década de 2000 Cosan se une con Crystalsev, Cargill, Nova América e Plínio Nasari para formar un Terminal de Exportaciones de Alcohol en Santos [Rico J.A.P, 2013]. Recientemente la Cosan ha hecho alianzas con empresas del sector petrolífero como la Esso y la Shell. Al inicio de la década de 2000, 1% de la molienda era hecha por grupos extranjeros, pero en la zafra 2007/2008 llegó a 12%, y con el aumento de precios de commodities y crisis de 2008, más grupos internacionales adquirieron empresas nacionales y en 2011 el porcentaje de molienda por grupos extranjeros llegó a 32% [SIAMIG, 2009].

2.3 El biodiesel

El biodiesel fue una de las iniciativas de sustituir el diesel por óleo vegetal, durante el periodo entre choques. Fue lanzado inicialmente como programa en 1975 pero institucionalizado hasta 1980 como Programa de Producción de Óleos Vegetales para Fines Energéticos (Proóleo). La iniciativa estuvo enfocada en aumentar la producción de óleos vegetales de girasol, maní y canola y formar una “reserva estratégica” con la plantación de palma africana y coco [Rico, 2013]. Contando todos los óleos se esperaba tener un excedente de 6% en 1981 para fines carburantes. Sin embargo, otras iniciativas como el Proalcool tuvieron más relevancia y el biodiesel terminó en segundo plano.

En 2003, se crea un grupo de trabajo interministerial GTI coordinado por la casa civil (ministerio del interior) en pro de diagnosticar la viabilidad de implementación del biodiesel. El grupo recomendó la inserción del biodiesel con objetivo de inclusión social y desarrollo regional, entre otros. El Programa Nacional de Uso y Producción de Biodiesel inició en 2004 y orientó la producción de biodiesel con materia prima proveniente de la agricultura familiar. El mecanismo creado para incluir los agricultores familiares es el Sello Combustible Social cuya adquisición debe ser tramitada por los productores de biodiesel para tener acceso a las subastas de biodiesel, espacio donde el biodiesel es comercializado. Este mecanismo también permite la reducción de algunos impuestos en porcentajes diferentes de acuerdo a la región donde es producido. El número de empresas portadoras del Sello ha variado a lo largo del programa pero actualmente suman 46 de 57 plantas autorizadas para producción de biodiesel [Ministério de Minas y Energia, 2014].

En las subastas (leilões) es fijado el precio de mercado del Biodiesel y son organizadas por la ANP. Las compras suceden entre los productores de biodiesel y la Petrobras y la Refapde acuerdo a las necesidades de las distribuidoras. Hasta 2012 el precio estuvo basado en el precio del aceite de soja pero posteriormente existen precios diferenciados por región. El biodiesel comercializado tiene diferencia con el biodiesel que efectivamente es entregado, y a lo largo del programa esta relación ha oscilado entre 70 y 90%. El biodiesel producido hasta el momento suma 14.900 millones de litros y el comercializado en subastas 15.500 millones de litros.

Hasta el momento existen 7.000 millones de litros de capacidad instalada, predominantemente en la región Centro-Oeste (figura 1), caracterizada por el monocultivo de la soja. Parte del Biodiesel de la región Sur es proveniente también de la soja, tanto del monocultivo como de la agricultura familiar; en esta región se cultiva la canola que carecía de zoneamiento agrícola hasta 2008 y que en la zafra 2011/2012 sumó 42.000 hectáreas, y el girasol que es alternativa en la zafra de invierno y no compete con la soja

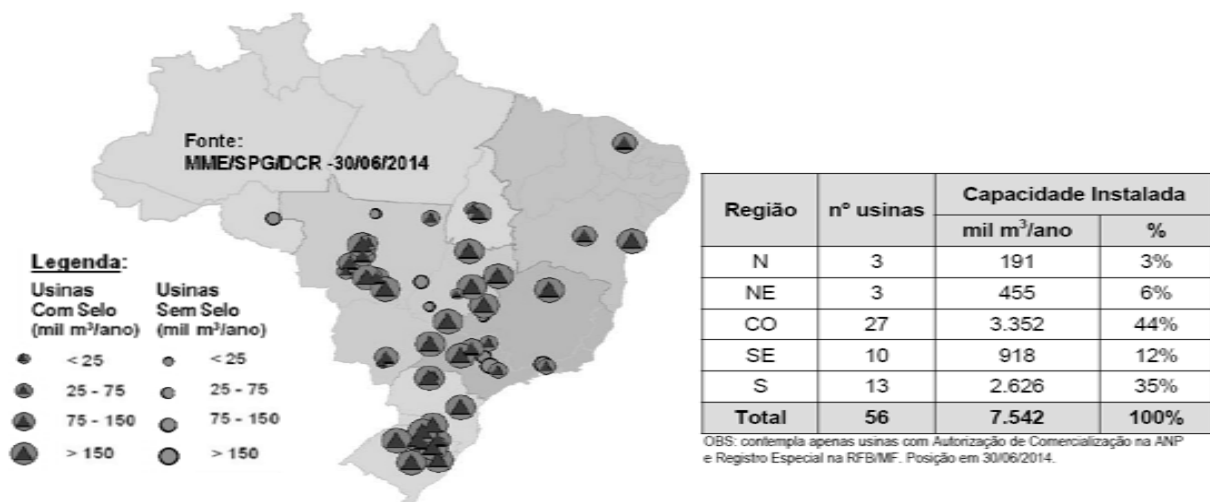


Figura 1. Capacidad Instalada de Biodiesel por Región
Fuente: MME, 2014b

[Rico, 2013; Gazzoni, 2009; Reporter Brasil, 2009]. El biodiesel de la región sudeste es proveniente del sebo bovino, del aceite de cocina usado, y de la soya. En general, entre la soya y el sebo bovino forman el total del biodiesel producido desde 2008 hasta 2014 y la participación de las otras materias primas es reducida, gráfico 3. Cultivos como la palma africana y la higuierilla fueron una gran expectativa del PNPB en su inicio pero en el primer caso hay problemas fundiarios relevantes y legislación ambiental que impide su expansión, apenas 100.00 hectáreas plantadas fueron registradas en 2011 [UDOP, 2010]. La demanda del aceite de higuierilla está en la industria farmacéutica y ricino química que dejan margen estrecho para el biodiesel [Reporter Brasil, 2009].

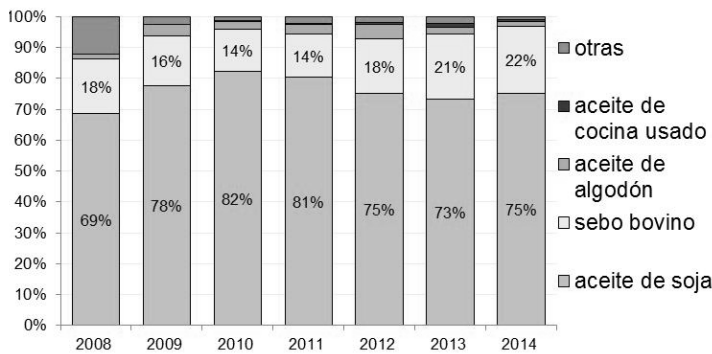


Gráfico 3. Materias Primas Usadas en la Producción de Biodiesel 2008-2014 (%)

Fuente: Abiove, 2014.

Aun con incentivos, los precios de mercado del biodiesel que han sido superiores a los del diesel importado y nacional, y a pesar que últimamente esta diferencia fue siendo reducida, ha sido una de las barreras para la entrada del biodiesel junto a el comportamiento de los precio de los aceites vegetales [Rico, 2013; UNCTAD, 2013; BP, 2012; Petrobras, 1997]. La idea es tener precios de materia prima mas bajos, ya que en el proceso de producción de biodiesel esta representa 80% y son necesarios precios de mercado del biodiesel inferiores a los del diesel. Otro de los motivos es complementar la importación de diesel que en 2013 sumó 10.000 millones de litros de 60.000 millones de litros consumidos [EPE, 2014].

2.4 Energía Eléctrica

A comienzos del siglo XX, la industria de electricidad en Brasil creció principalmente con capital privado. Su uso era focalizado en transportes e iluminación y así permaneció hasta mediados de la década de 1940 con una reducida presencia de empresas municipales y empresas de pequeño porte, en su mayoría propietarias de una central [Mello, 1996; Iannone, 2006]. Había predominio de dos empresas extranjeras, la Amforp (American & Foreign Power Co.), Que pertenecía al grupo americano Electric Bond & Share Corporation que comenzó a actuar en Brasil en 1927 y tenía la concesión de la generación y distribución de electricidad en las principales capitales menos Río y São Paulo, pero en ciudades importantes en el Estado de São Paulo y el

segundo grupo extranjero Brazilian Traction, Light and Power Company, conocida como Light, tenía concesión en las ciudades de São Paulo y Rio de Janeiro [Mello, 1996].

A partir de la década de 1940, el crecimiento de la población brasilera hizo que la demanda fuera superior a la oferta y en consonancia con el modelo keynesiano, los gobiernos estatales comenzaron a intervenir de acuerdo con el gobierno federal y el modelo del sector fue mudando paulatinamente hasta la década de 1970 [Mello, 1996]. La crisis del 29, que también tuvo impacto en Brasil, dio paso a un período keynesiano y desenvolvimentista, durante el cual el rasgo principal del pensamiento económico fue la industrialización [Mercedes, 2012]. Durante este período fueron implantados las industrias brasileras de base: Compañía Siderúrgica Nacional –CSN–, Petróleo Brasileiro S.A. –Petrobras–, Banco Nacional de Desarrollo Económico (posteriormente Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social –BNDES), Vale do Rio Doce y el desarrollo de la industria automovilística nacional, y la Eletrobras, creada para coordinar todas las empresas del sector eléctrico y desenvolver el potencial hidroeléctrico del país.

Entre 1945, cuando fue creada la Compañía Hidroeléctrica del São Francisco -CHESF-, y 1979, cuando fue comprada la Light, el sector que era 100% privado se tornó 98% público [Iannone, 2006; Mello, 1996; Mercedes, 2012]. La Eletrobras configuró una nueva estructura productiva del sistema eléctrico brasilero y representaba el Estado. En los lineamientos de la Eletrobras la prioridad fue la energía hidráulica oponiéndose a la construcción de termoeléctricas, construyó grandes centrales generadoras de alcance regional visando obtener economías de escala, atender demanda reprimida y responder por el crecimiento económico que vivía el país. Construyó también líneas de transmisión y subestaciones. Para el financiamiento de esa expansión conjugó recursos de diferentes fuentes: tarifaria, impuestos, préstamos compulsorios y prestamos del sistema financiero internacional. El planeamiento Energético durante este período era de tipo determinístico, en cabeza del “*Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos*” (GCPS) [Mercedes, 2012]

Las medidas para la expansión se mostraron eficientes hasta el inicio da década de 1980, pero el resurgimiento de la economía liberal culminó con las reformas estructurales fomentadas en los últimos años de la década de 1970, afianzadas durante 1980 y aplicadas a la mayor parte de países de América Latina [Fiori, 1999 & Mercedes, 2012]. En la década de 1980, el Estado fue responsabilizado por la degradación de las tasas de crecimiento del período Keynesiano y según las nuevas concepciones debía ser eliminado de la gestión

de las economías, con argumentos como el Estado es ineficaz en la gestión, el Estado es incapaz de asegurar la eficiencia económica y se inicia con la desconstrucción del Estado [Mercedes, 2012]. Había la interpretación de que el Estado era un problema. Brasil, que en la época pasaba por la redemocratización iniciada en 1985, mostró una transición entre el modelo intervencionista y el modelo liberal.

En consecuencia, fue iniciada en 1994 una etapa de privatización y transición para la economía de mercado. Hubo reducción de 500.000 puestos de trabajo del sector estatal y 15% del PIB fue transferido del poder público al sector privado. La Vale do Rio Doce mayor exportador de mena de hierro del mundo desde 1969, estratégica para planes de industrialización, fue privatizada en 1997, inclusive con información de reserva mineral de Sierra Sul en Carajás, PA (10.000 millones de toneladas de mena de hierro), hoy uno de los mayores proyectos (S11D) de la Vale privatizada. Entre las muchas consecuencias se puede mencionar pérdidas en la logística de la población ya que la malla de transporte público ferroviario fue “sucateada”. Las únicas mallas que siguieron siendo construidas por el privado fueron para exportación de soya y de mena de hierro.

El plan de desestatización, que fue iniciado en el gobierno Figueredo (1979-1984), se aceleró en el gobierno Fernando Henrique Cardoso (1994-2002) [Iannone, 2006; Mercedes, 2012]. El sector eléctrico fue ampliamente reestructurado y el nuevo modelo fue elaborado por la consultora inglesa Coopers & Lybrand, desconsiderando características fundamentales del sistema brasileiro, genuinamente hidroeléctrico y no térmico como era el sistema de generación inglés. La Eletrobras fue incluida en este plan de desestatización perdiendo algunas funciones y teniendo que actuar en el segmento de la distribución de energía. Durante el gobierno FHC también existió la idea de transformar la Petrobras en una empresa común pero no siguió el camino natural de la privatización, sin embargo, fue hecho un intento con la venta acciones y por la quiebra del monopolio, cortaron la parte petroquímica y de los fertilizantes, sin embargo, propósitos como la exploración off-shore, continuaron.

Este modelo también fue siendo consolidado en el sector eléctrico a través de privatizaciones y concesiones. Una de las mayores privatizaciones fue la de la empresa Light precedida por aumento de las tarifas de energía en 58%. La privatización del sector comenzó por la comercialización, siguió por la transmisión y terminó con la generación. A través de la Ley 9074/1995 se establecieron normas para otorgar y prorrogar las concesiones del sistema de generación y transmisión y estableció reglas para el productor independiente de energía. Otra de los pasos en el nuevo modelo fue

la creación de las agencias en el sector de energía. La Ley N° 9427 de 1996 instituyó la Agencia Nacional de Energía Eléctrica –ANEEL, para reemplazar el Departamento Nacional de Aguas y Energía Eléctrica –DNAEE y al mismo tiempo determinó que la exploración de los potenciales hidráulicos fuera concedida por medio de subasta donde el mayor valor ofrecido por el uso del bien público sería el vencedor. El Estado pasó a coordinar el sector eléctrico a través del Operador Nacional do Sistema –ONS y las negociaciones de energía serían hechas en el Mercado Mayorista de Energía –MAE. En este período se contó con la implantación de un programa de electrificación rural llamado Luz no Campo, creado en 1999 con la intención de llevar la electricidad a 1000.000 de propiedades rurales pero el balance fue de 570.640 conexiones. En términos de generación con fuentes alternativas, en 1994 fue iniciado el Programa de Desarrollo Energético de los Estados y Municipios –PRODEEM– y en 2011 tuvo como resultado 8956 proyectos fotovoltaicos con 5.000 kWp. instalados [Pereira, et al., 2012]. Este programa pasó por una reformulación y en 2004 pasa a ser una extensión del Programa Luz para Todos.

A pesar de las reformas, el nuevo modelo no garantizó de forma suficiente la expansión de la oferta de energía, y el país fue llevado al racionamiento en 2001. Algunos atribuyen esto a la falta de planeamiento efectivo y la falta de monitoreo eficaz centralizado, al final no existía un órgano que planeara de forma exclusiva la expansión del sistema, pues era el Consejo Nacional de Política Energética –CNPE–, que articula la política energética a las demás políticas públicas, el encargado de hacer este planeamiento de forma indicativa. En razón de las fallas evidentes del modelo anterior el sector eléctrico que ya llevaba una reforma, ahora pasaría por una contra reforma, transitando de un modelo de liberalización plena, para un modelo de menor grado de liberalización. Esta nueva etapa inició en 2004 con el “*Novo Modelo do Setor Elétrico*” y tuvo como justificativa asegurar la modicidad tarifaria, la garantía de abastecimiento y la inclusión social a través de programas de universalización. Otra de las medidas fue sacar a la Eletrobras del plan de desestatización. Actualmente la Eletrobras opera con 12 subsidiarias, un centro de investigación llamado Eletrobras - CEPEL, y la mitad de Itaipú Binacional. Tiene instalados 42.987 MW, que incluyen mitad de la potencia de Itaipú, y 57.290 Km. de líneas de transmisión [Eletrobras, 2014].

Un paso fundamental, aunque demorado, fue la creación de un órgano encargado de planear el sector energético en el corto, mediano y largo plazo, la Empresa de Pesquisa Energética –EPE. También fueron creadas las Subastas de Energía (leilões), con la idea de que la competencia no sería por el mercado sino en el mercado. En el camino de la universalización, en 2003 fue creado el Programa Nacional de Universalización del Acceso y Uso de la Energía Eléctrica “*Programa Luz para Todos*”, con el objetivo de electrificar, inicialmente 2 millones de domicilios (10 millones de personas) hasta 2008. Dada la demanda reprimida encontrada en la implementación del Programa se hizo una primera prórroga en 2008 y otra en 2011. En esta última fueron proyectadas 3.215.858 conexiones adicionales para final de 2014 [Ministério de Minas y Energía, 2014]. La meta es cubrir 15 millones de personas que representa 50% más de la meta inicial.

Con el nuevo modelo, iniciado en 2004, las fuentes alternativas tuvieron un lugar a través del Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica –PROINFA con la visión de inserir productores autónomos independientes que generaran principalmente a partir de biomasa, del recurso eólico y de PCH's. La primera etapa del PROINFA tuvo como objetivo la implantación de 3.300 MW de capacidad hasta 2010, y la compra de energía fue asegurada por medio de la Eletrobras, en un plazo de 20 años, a partir de la fecha de entrada en operación [Ministério de Minas y Energía, 2014a]. El programa inició principalmente con plantas eólicas que no fueron escogidas por un análisis técnico-económico y si por la existencia de una licencia ambiental, quedando seleccionadas aquellas que tenían las licencias más antiguas [Ricosti & Sauer, 2013]. En 2011 existían 119 proyectos del PROINFA que sumaban 2.649,87 MW: 963,99 MW eólicas, 1.152,54 MW en PCHs y 533,34 MW de biomasa [Eletrobras, 2014a].

Los costos del PROINFA son rateados entre todas las clases de consumidores finales que atiende el Sistema Interconectado Nacional, proporcionalmente al consumo, excluyendo los de baja renta. Las cotas de costos del PROINFA son calculadas y publicadas por la ANEEL y se establecen de acuerdo al plano Anual del PROINFA elaborado por la Eletrobras y homologado por la ANEEL. El valor de estas cotas para 2014, fue de R\$ 2.800 millones, valor que es dividido en cuotas mensuales y recogido por las distribuidoras, transmisoras y cooperativas y repasadas a la Eletrobras. El número de plantas participantes proyectado fue de 131, contando 60 PCH's, 52 eólicas y 19 térmicas movidas a biomasa que juntas deberían alcanzar 11,1 millones de megawatts-hora (MWh) hasta final de 2014 [ANEEL, 2014].

Para la comercialización de energía eléctrica, el nuevo modelo propuso un Ambiente de Contratación Regulado –ACR, un Ambiente de Contratación Libre –ACL, y un mercado de corto plazo en donde se liquidan las diferencias entre los montantes generados, contratados y consumidos a través del Precio de Liquidación de las Diferencias –PLD. Este precio es determinado semanalmente para cada rango de carga con base en el costo marginal de operación, con límites fijados anualmente por un precio máximo y mínimo y por submercado.

En el ACR, la contratación de energía se hace por parte de las distribuidoras a través de las Subastas (Leilões) regulados por la ANEEL, en dos modalidades, la de energía “vieja” que visa la sustitución de contratos próximos al vencimiento y corresponde a la energía proveniente de plantas en operación, que debe ser entregada en período inferior a 1 año, llamada Subasta A-1, y la modalidad de energía nueva, proveniente de usinas en etapa de planeamiento y construcción y con períodos de entrega entre 3 y 5 años, llamadas Subastas A-3 e A-5. En los dos casos los criterios para contratación son los de menor precio. En el período entre 2013-2017 vencen concesiones de generación de energía contratada en la subasta de energía vieja de 2004 que suman 14 GW de energía, y 12 GW sin renovación por la legislación actual exigiendo que las concesionarias compren cantidad equivalente en la Subasta A-1 [Sauer, 2014].

Al comienzo del nuevo modelo, durante las subastas de 2005 y 2006, A-3 y A-5 respectivamente, fue contratada energía hidroeléctrica pero también termoeléctricas a óleo diesel y fuel oil, estas últimas con precios de generación altos. En el momento existía algún margen de actuación que el racionamiento de 2001 había dejado pero la opción termoeléctrica tuvo que ser sustituida y fueron retomados dos proyectos, Belo Monte iniciativa de la época de la dictadura y las centrales del Rio Madeira Jirau y Santo Antonio del gobierno FHC, ambos con grandes cuestionamientos ambientales [Sauer, 2014]. Estas últimas pasaron a formar parte de las llamadas subastas estructurantes y actualmente Jirau y Santo Antonio se encuentran en funcionamiento aportando 7.000 MW a la matriz eléctrica brasilera. La entrada de Belo Monte está prevista para 2015 con 11.000 MW [Agencia Nacional de Energía Eléctrica, 2014].

En 2007 fueron introducidas las subastas para fuentes alternativas con el objetivo de diversificar la matriz energética y ampliar la participación de energía eólica y bioelectricidad. Hasta el momento (noviembre de 2014) han sido realizadas 2 Subastas de Energía Alternativa, la primera, en 2007, que incluyó proyectos de generación de energía eólica y PCH's con 638 MW de capacidad instalada. La segunda en 2010, incluyó mayoritariamente el recurso eólico con 2047 MW y plantas a Biomasa (tabla 1). También fueron creadas las Subastas de Reserva para aumentar la seguridad de abastecimiento. El aumento de oferta tiene como objetivo disminuir la generación hidroeléctrica y preservación de los embalses así como reducir los costos operativos del sistema evitando la inclusión de las térmicas. Hasta el momento fueron realizadas 6 subastas de energía de reserva, con una participación significativa del recurso eólico, alcanzando un total de 5260 MW contratados. En la última subasta de energía reserva fue incluida, por primera vez, la energía solar con 890 MW y con costos mayores de generación con relación a las otras fuentes (tabla 1).

La energía eólica aparece de forma creciente y es proyectada en el plano decenal de energía como la fuente con mayor crecimiento hasta 2022, alcanzando 17 GW, pasando de 1,5% de participación en 2012 a 9,5% en 2022 [EPE, 2013]. El país ha superado barreras y actualmente cuenta con varios fabricantes instalados en el país “*Suzlon – 800 MW instalados até final 2013 Wobben/Enercon – 1000 MW instalados; Impsa/Vensys – 1.536 MW instalados; Vestas – 382 MW instalados; GE Energy – 1400 MW instalados e contratados Alstom – contratos > 1,5GW Siemens, Aciona e WEG*”, hubo un cambio de expectativa con relación al PROINFA y las subastas de fuentes alternativas y de energía de reserva han incluido de forma importante esta fuente [Silva & Costa, 2013]. A pesar de algunas características propias de este tipo de generación como la imprevisibilidad

Subasta	Tipo de Planta	Proyectos	US\$/MWh*	Potencia (MW)
Energía de Reserva/2014	Eólica	62	59	889
	Solar		89	769
A-3/2014	UHE	1	55	417
	Eólica	21	58	550
A-5/2013	PCH	16	59,5	307
	Eólica	97	51,7	2.337
	Biomasa	5	58,2	162
	UHE	1	37	700
Estructurante/2010	UHE Belo Monte	1	45	11.233
Fuentes alternativas/ 2010	Eólica	70	74	2.047
	Biomasa	12	82,2	713
	PCH	7	81,1	131
Energía de Reserva /2009	Eólica	71	85,8	1.805
Fuentes Alternativas/2007	Biomasa	12	72,3	540
	PCH	6	70,3	96,7
PROINFA	Eólica	-	95,61	1.452

Tabla 1. Precios de Compra de Energía en algunas Subastas US\$/MWh y Capacidad Contratada (MW)
Fuente: EPE, 2014b, dólares corrientes

de la disponibilidad y generación inflexible, en el caso brasilero se ven compensadas con la complementariedad con el ciclo hidrológico de la región Nordeste y con precios de generación que comienzan a reflejar una curva de aprendizaje y posibilidad de competir con otras fuentes (tabla 1). Esta curva ya fue analizada por otros autores mostrando sus avances desde el PROINFA [Ricosti J.F.C & Sauer, 2013]. En general, el comportamiento de la energía eólica ha sido creciente en los últimos años (figura 2).

Durante los años 2011 y 2012, el despacho de térmicas fue evitado y la generación hídrica alcanzó 85%. Las hidráulicas generaron por encima de la garantía física

[Araujo, 2014] y en el mercado de corto plazo, el Precio de Liquidación de Diferencias –PLD, se posicionó en los R\$40/MWh (US\$21/MWh, dólares corrientes de 2012). El crecimiento de eólicas a pesar de haber iniciado de forma creciente desde 2010 (figura 2) debió estar en el planeamiento inicial y complementar el sistema hidro-térmico después del racionamiento de 2001. Sin nuevas fuentes alternativas, la reserva estratégica² del país fue disminuyendo pasando de 6 para 5 meses [Araujo, 2014]. En consecuencia, durante 2014 las hidráulicas generaron debajo de su garantía física y tuvo que ser despachada energía térmica (cara). Entre febrero y mayo de 2014, el PLD llegó a R\$800/MWh (US\$320/MWh dólares corrientes), siendo que desde el racionamiento, el PLD promedio había llegado a R\$66/MWh.

² Capacidad Máxima de los Reservorios – Carga Total de cada mes desde 2004.

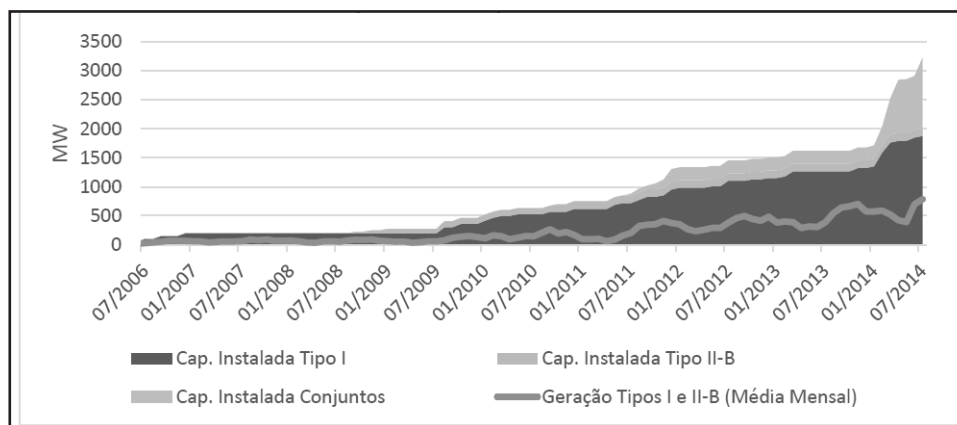


Figura 2. Capacidad Eólica Instalada (MW) – Julio de 2014

Fuente: ONS, 2014

Frente a la coyuntura de 2014, plantas eólicas continuaron siendo construidas y en la subasta de 2013 los costos de generación fueron razonables comparados con los de otras fuentes (tabla 1). Con todo, la matriz eléctrica brasilera continua con un componente hidroeléctrico alto, y otras fuentes como las térmicas fueron más significativas en la matriz de 2014, incluyendo la generación con biomasa, que es contabilizada dentro de esta forma de generación. El gráfico 3 muestra el porcentual representado por cada fuente, en octubre de 2014.

Años después del nuevo modelo, cerca de la renovación y fin de las concesiones de generación y transmisión, fue anunciada también la disminución de las tarifas eléctricas con la medida provisoria MP579 de 2012 que posteriormente se convirtió en Ley 12.783 de 2013. La disminución está basada en capital que ya fue amortizado, “plantas ya pagas que corresponden al sistema Eletrobras y algunas subsidiarias como CHESF y Furnas fueron las que sirvieron de referencia” [Sauer, 2014]. Según algunos analistas, a pesar de la tarifa de energía eléctrica tener costos altos, el componente de electricidad, con relación a otros países (Portugal, Alemania), no debería tener mayores inconvenientes pues es de 31% [Araujo, 2014]. Ahora, si este componente es incrementado (despacho de térmicas), los porcentajes correspondientes a impuestos y de distribución, 37% y 27% respectivamente, tendrían que ser alterados afectando el ya existente el déficit fiscal, y por otro lado, negociar con el privado en el segmento de distribución sería complicado (Araújo. R, 2014).

3. CONCLUSIONES

En resumen, la configuración del componente renovable en la matriz energética brasilera pasa por decisiones de política energética en diferentes periodos de la historia económica de Brasil y del mundo. Su permanencia es debida a la intervención del estado durante sus diferentes etapas y de otros sectores como el agroindustrial (alcohol e biodiesel) durante la implantación de las propuestas. La configuración del sector eléctrico, mayoritariamente hidroeléctrico, depende en gran parte del planeamiento iniciado durante el periodo “desenvolvimentista” y la creación de las industrias de base. La reformulación del sector corresponde a las propuestas hechas en la década de 1990 y al nuevo modelo de 2004, sin embargo, algunas metas como la modicidad tarifaria, y la complementariedad al sistema hídrico, entre otras, no fueron concretizadas y dejan un espacio para la intervención del organismo de planeamiento.

En Brasil, las condiciones de inserción del alcohol combustible dentro del mercado de azúcar y de gasolina son resultado de la intervención del Estado durante décadas en todos los segmentos de la cadenas ucroalcoholera. Los incentivos quedaron reflejados en alta productividad y costos competitivos para la producción de caña de azúcar, azúcar y alcohol combustible, y en el reconocimiento del programa brasilero como pionero en la producción de biocombustibles. Nuevos rumbos para la producción de alcohol necesitan ser mostrados, esta vez sin intervención “total” del Estado pero con planeamiento riguroso para preservar su papel en la matriz energética brasilera.

La consolidación del biodiesel en Brasil está vinculada al comportamiento del mercado de aceites vegetales y de diesel nacional e importado. Los menores de precios de diesel, comparados con los del biodiesel, y los precios mayores de los aceites vegetales comparados con los del diesel, hacen que los incentivos para producción de biodiesel con materia prima de la agricultura familiar, a pesar de estar bien orientados, se tornen insuficientes. Racionamiento en 2001, mal planeamiento al comienzo del nuevo modelo, y precios altos en el mercado físico de energía (PLD), muestran fallas en la expansión del sistema brasilero. La coyuntura abrió la posibilidad de inserción de fuentes alternativas como la energía eólica y mayor impacto de la biomasa. Como se debe planear? racionalizar el uso, aumento de fuentes alternativas, térmicas más baratas?. Todos estos atributos evaluados en la dimensión técnica, social, ambiental y económica deberán conjugarse en los próximos planes de expansión.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo fue realizado con apoyo de la Coordinación de Perfeccionamiento del Personal de Educación Superior CAPES, proyecto 59528-2010.

REFERENCIAS

- Abiove, Associação Brasileira das Industrias de Óleos Vegetais Abiove, 2014. Materias Primas para la Producción de Biodiesel.
- ANEEL, Agência Nacional de Energía Eléctrica, 2014. ANEEL aprova custo do valor do custeio do PROINFA em 2014. Disponible en: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=7557&id_area=90.
- ANEEL, 2014a. Banco de Informações de Geração.
- Araujo Roberto, 2014. Da Superfície às Profundezas. Um modelo com defeitos genéticos. *Ilumina*, 22 de Agosto de 2014.
- Biagi, M. A Falta de Etanol no Brasil, 1990: Jr no seminário: O Renascimento do etanol brasileiro: os fundadores do Proálcool, 04-06-2012. Instituto de Eletrotécnica e Energía.
- BP, 2012, British Petroleum, 2012. Statistical Review. Preços do Petróleo. Disponible en: <http://www.bp.com/sectionbodycopy.do?categoryId=7500&contentId=706848>.
- Brasil, 1942. Decreto-Lei nº. 5.068, Dezembro de 1942. Dispõe sobre a produção de álcool de origem amilácea e de óleos leves derivados do petróleo natural.
- Bray, S. C. Agricultura Energética. 4^ª Encontro Nacional de Geografia Agrária. Universidade Federal de Uberlândia. Minas Gerais, 1983.
- CONAB, Companhia Nacional de Abastecimento. Segundo Levantamento Safra 2014/2015. Cana de

- Açúcar. Agosto de 2014.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética, 2014. Balance Energético Nacional 2014, datos 2013.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética, 2014a. Balance Energético Nacional: Series Históricas.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética, 2014^a. Leilões. Disponible en: <http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/default.aspx>
- Earth Policy Institute, EPI, 2013. Climate, Energy and Transportation. Disponible en: http://www.earth-policy.org/data_center/C23. Acesso em marco de 2013.
- Eletrobras, 2014. Historia. Disponible en: <http://www.eletrobras.com/elb/data/Pages/LUMISB33DBED6ITEMIDPTBRIE.htm>.
- Eletrobras 2014a. Proinfa. Disponible en: <http://www.eletrobras.com/elb/Proinfa/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRIE.htm>
- Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Energía 2012-2022.
- Iannone, R.A., 2006. Evolução do Setor Elétrico Paulista. Tese. Faculdade de Filosofia Letras e Ciências Humanas. Departamento de Historia. Universidade de São Paulo.
- Lima Sobrinho, B., 1943. Álcool-motor: a ação do Instituto do Açúcar e do Álcool na defesa do carburante nacional, Americ-Edit, Rio de Janeiro.
- MAPA, Ministério da Agricultura Pecuária e Abastecimento, 2012. Anuário Estatístico de Agroenergia.
- Mello, M.F., 1996. Os impasses da Privatização do Setor Elétrico. Texto para Discussão N° 365. Departamento de Economia. PUC, Rio de Janeiro.
- Mercedes, S.S.P., 2012. Economia da Geração Termoelétrica: Curso de Especialização Latu Sensu, Gestão e Supervisão de Termelétricas.
- Ministério do Desenvolvimento, Industria e Comércio Exterior, (MDIC), 2013. Álcool. Disponible en: <http://www.mdic.gov.br/sitio/interna/interna.php?area=2&menu=999>.
- Ministério de Minas e Energia, MME, 2014. Programa Luz Para Todos. Disponible: https://www.mme.gov.br/luzparatodos/Asp/o_programa.asp.
- Ministerio de Minas y Energía, MME. Boletín de Combustibles Renovables, marzo de 2014. MME, 2014a. Proinfa. Disponible en: <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa>.
- Ministério de Minas e Energia (MME), 2014b. Boletim Mensal dos Combustíveis Renováveis. Ed. N°78, Julho de 2014.
- Navegantes de Oliveira, L.M.S.R., 1987. Formação dos preços dos derivados do petróleo: um estudo retrospectivo, 1974 -1984. Tese. COPPE. Universidade Federal do Rio de Janeiro
- Operador Nacional del Sistema, NOS, 2014. Boletín Mensal de Geração Eólica. Julio de 2014.
- Pereira, M. G., 2012. The Renewable Energy Market in Brazil: Current Status and Potential. *Renewable & Sustainable Energy Reviews* (16) 2012, 3786-3802.
- Petrobras, Petróleo Brasileiro S.A., 1997. Principais Indicadores. Petrobras, Serplan, Sedin.
- Reporter Brasil, 2009. Soja, Mamona. Impacto das Lavouras sobre a Terra o Medio e a Sociedade
- Rico, J.A.P. 2013. Biocombustíveis, Alimentos e Petróleo: uma análise retrospectiva da experiência brasileira. Tese. Instituto de energia e Ambiente. Universidade de São Paulo.
- Rico, J. A. P; Mercedes, Sonia S.P. ; Sauer, Ildo L., 2010. Genesis and consolidation of the Brazilian bioethanol: A review of policies and incentive mechanisms. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*.p. 1874-1887, 2010.
- Ricosti, J.F.C.; Sauer, I.L. An Assessment on Wind Power Prospects in the Brazilian Hydrothermal System. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*. 19 (2013), 742-753.
- Sauer, I.L., 2014. Next Steps: Challenges and Opportunities in Brazil's Energy Sector. En: presentación de conferencia .Duke University. Febrero de 2014.
- Sauer, I.L., 2014a. Setor Elétrico em Crise Permanente Exige Mudanças Urgentes. AEPET, Outubro de 2014.
- SIAMIG, Sindicato da Indústria da Fabricacion do alcool no Estado de Minas Gerais. Capital Estrangeiro no Setor Sucroalcooleiro Brasileiro, In: Relatório Econômico N° 007 - Belo Horizonte/MG - 28/01/2009.
- Silva, S.R.; Costa, W.U, 2013. Impacto de GD a las Redes Eléctricas. Panorama de las Energías Alternativas. Universidad Federal de Minas Gerais.
- Szmrecsányi, T., 1979. O planejamento da agroindústria canavieira do Brasil: 1930 – 1975, Hucitec, São Paulo.
- Szmrecsányi, T.; Moreira, E.P., 1991. O desenvolvimento da agroindústria canavieira do Brasil desde a Segunda Guerra Mundial. *Estudos Avançados*, 11(5), 57-79.
- UDOP, União dos Produtores de Agroenergia (2010). Texto do Planejamento questiona viabilidade do programa. Junho 21 de 2010.
- UNCTAD, United Trade Conference on Trade and Development (2013). Precios de Óleos Vegetales.