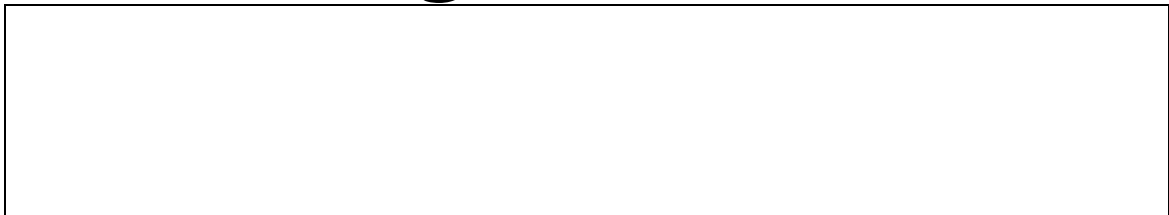
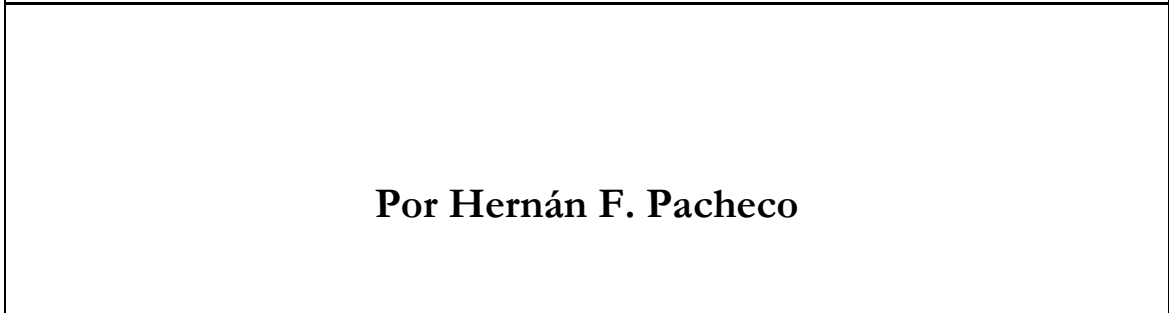
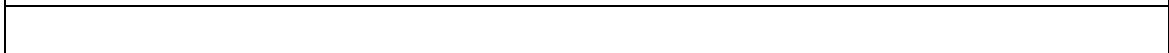




Informe Sobre El Mercado Energético Global



Al 25 de febrero de 2011



Por Hernán F. Pacheco

Índice:

<u>Geopolítica</u> : La extensión del efecto contagio y la reestructuración de la estrategia petrolera	4
✓ <i>Consecuencias de la ruptura de dependencia Libia-empresas petroleras internacionales</i>	7
✓ <i>Escenarios de cortes de suministro y el rol de Arabia Saudita</i>	8
✓ <i>Consecuencias de los levantamientos. Relaciones non-sanctas entre Gran Bretaña y Libia</i>	14
Los relatos del malestar alimentario	15
Análisis del sector eléctrico chileno. Sequía y costos de generación	17
✓ <i>Necesidad de inversión en líneas de transmisión</i>	22
✓ <i>Ampliación de generación renovable en el sector minero</i>	23
Estados Unidos y la superabundante producción de etanol de maíz. La ambigüedad de los subsidios	24
Análisis del desarrollo de biodiesel brasileño a partir de la soja	27
✓ <i>Armonía entre las materias primas para la producción de biodiesel</i>	30
✓ <i>Insumo para proteína animal</i>	33
✓ <i>Mayor participación de la colza en el mix de biodiesel brasileño</i>	35



Geopolítica: La extensión del efecto contagio y la reestructuración de la estrategia petrolera

*La probabilidad de la existencia de interrupciones de la oferta de petróleo en Medio Oriente está en el nivel más alto desde hace varias décadas. No se puede afirmar rotundamente que Arabia Saudita, con pletóricos yacimientos de petróleo, está inmune de los levantamientos que ocurren en la región. Al fin de cuentas, ¿quien habría de prever lo que aconteció en Egipto? La economía mundial está amenazada y es prácticamente imposible prever los desenlaces, país a país, en Medio Oriente y en el Norte de África. La clave del nerviosismo de los mercados es que nadie sabe hasta dónde llegará el movimiento de cambio. Si el efecto dominó sigue su curso, la avalancha de cambios afectará a una zona que produce el 35% del crudo y a un porcentaje muy superior de reservas. Los riesgos económicos de la crisis norteafricana y medio-oriental son evidentes, pero no están definidos todavía, dependerá del tiempo que duren los enfrentamientos, del estado de los pozos cuando retorne la estabilidad y de las soluciones políticas que se arbitren.



El mundo árabe está en un estado sin precedentes de rebelión. Túnez y Egipto inspiraron a la gente a incontenible sacudida en acción. Se ha extendido como un reguero de pólvora. Desde los enfrentamientos en Bahrein entre los sunies en el poder y los mayoritarios chiíes, hasta la incógnita de los Hermanos Musulmanes en Egipto, pasando por las dudas sobre el impacto de la revuelta en Marruecos o si los episodios alcanzarán a la todopoderosa Arabia Saudita, todo indica que la zona va a seguir experimentando movimientos convulsos mucho tiempo. Libia es la próxima parada.

Esta Libia que durante años ha sido cargada por muchas relaciones tensas y debilidades. Ahora Muammar Gadafi mismo está arrinconado, tras 42 años de dictadura nacidos desde un pretendido socialismo amarrado al tribalismo.

Nos encontramos con que este contagio ha afectado por primera vez a un exportador de hidrocarburos (Túnez no era un actor relevante en el mercado energético mundial y las revueltas en Egipto causaron preocupación sobre todo por la importancia estratégica del Canal de Suez, no por la producción propia de Egipto). El Magreb y los demás países árabes también están estancados. La mínima mejora de sus condiciones de salud ha aumentado la presión demográfica: la mitad o más de las poblaciones tiene menos de 25 años, muchos sin trabajo y sin esperanza de conseguirlo.

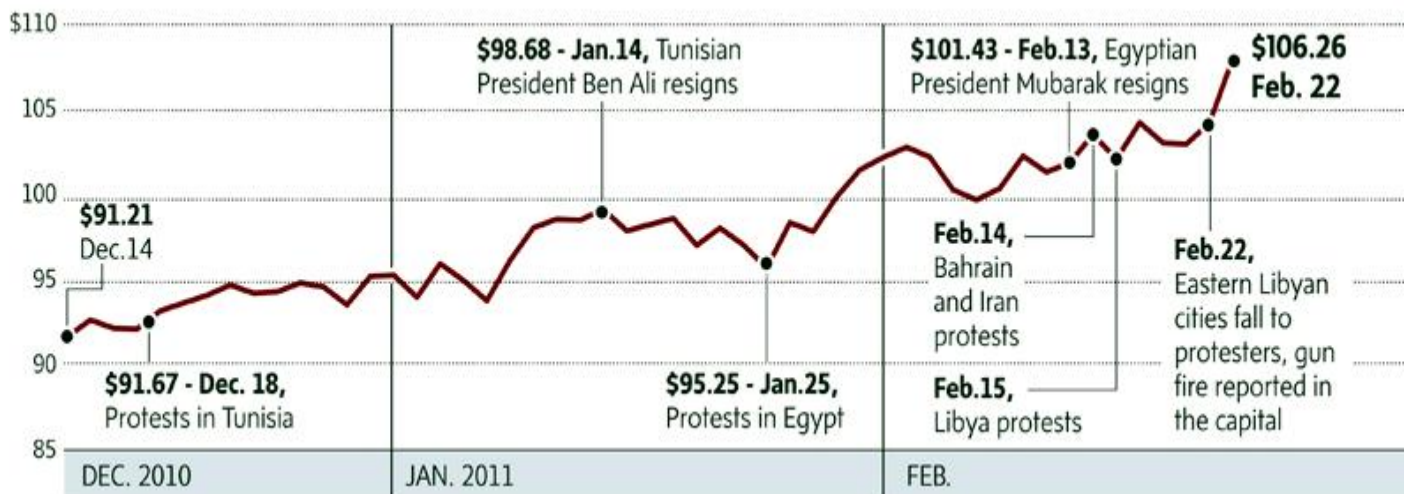
En este caso, la violencia en el Norte de África comenzó a afectar la producción petrolera, cuando las petroleras extranjeras instaladas en Libia cerraron sus operaciones y retiraron el personal para locales seguros en medio de los enfrentamientos crecientes entre partidarios y opositores del coronel Gadafi. La turbulencia creciente amenaza deshacer el esfuerzo de empresas como BP y de gobiernos como el del Reino Unido que, sedientos por

el acceso al petróleo libio, pasaron años cortejando a Gadafi, a pesar que han sido muy criticados.

Dos de las tres mayores agencias de clasificación de riesgo rebajaron las notas de **Bahrein** y de Libia, haciendo con que el costo para hacer seguros para las deudas soberanas de Medio Oriente y de África subiera. **Fitch Ratings** rebajó a Libia a BBB debido a una “*erupción de riesgo político*”, mientras **Standard & Poor's Ratings Services** rebajó la nota de crédito soberano de Bahrein a A-, debido a la expectativa de las protestas políticas en que el país continúen a pesar que el gobierno comenzó a usar la fuerza.¹

Los actuales problemas en el sector petrolero del país, miembro de la OPEP, generará distorsiones a largo plazo del suministro o incluso daños permanentes. *Oil markets don't like surprises*. Ninguno de los varios resultados posibles es benéfico para la industria petrolera de Libia o para los precios del crudo. Los escenarios van desde una guerra civil incondicional, ataques a la infraestructura energética, abandonos y daños a depósitos, en medio de una huida de expertos extranjeros del país.²

En países de la OPEP, la guerra y otras crisis políticas graves generalmente resultaron en interrupciones del suministro que llevan años o décadas de reparación. La revolución de 1979 en Irán recortó la producción del país en más de la mitad y la producción nunca se recuperó del todo. La invasión de Kuwait por parte de Irak en 1990 eventualmente redujo la producción en ambos países por años, y arruinó los pozos petroleros kuwaitíes. La masiva huelga de 2002 por el sector petrolero en Venezuela dañó la producción, que nunca volvió a los niveles previos.



Libia fue en los años 70 una de las mayores productoras de la **Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP)**, bombeando más de 3 millones de barriles diarios. Durante un breve periodo produjo más hasta que Arabia Saudita, el ancla de la OPEP. Pero después del golpe en 1969 que colocó a Gadafi en el poder, y la posterior nacionalización de la industria petrolera, la producción cayó fuertemente, perjudicada por sanciones internacionales, cuotas de la OPEP y mala administración. Con el tiempo, Libia realizó algunas licitaciones para exploración de petróleo y gas, vendiendo varias concesiones a petroleras de países ricos. Pero los resultados fueron ambiguos y el entusiasmo inicial con el fin de las sanciones decayó. La falta de grandes descubrimiento de

¹ The Washington Post, “Crisis in Libya rocks world's financial markets, boosts crude-oil prices”, (22/2)

² Reuters, “Analysis: Revolt in Libya likely to scar its oil sector”, (24/2)

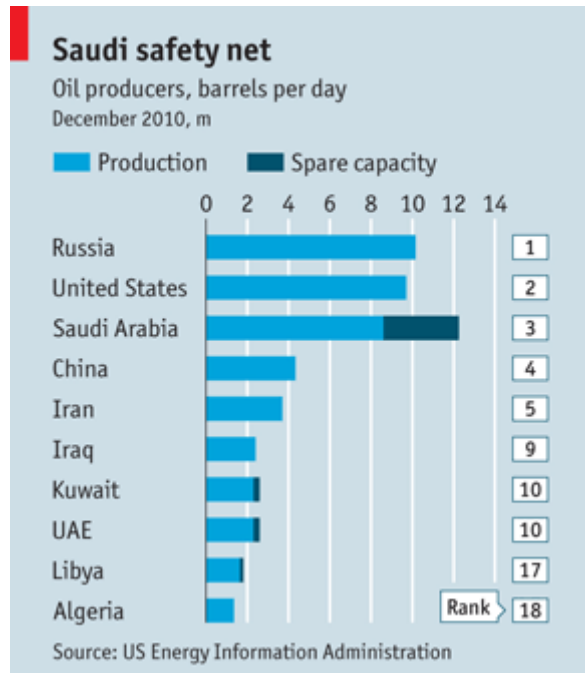
yacimientos llevó a algunas empresas, como la británica **BG**, simplemente a abandonar el país.

Libia produce ahora cerca de 1,8 millones de barriles diarios –cerca de un 2% del suministro mundial.³ Buena parte de eso es exportada y cualquier interrupción puede perjudicar a las refinerías localizadas en la costa mediterránea del sur de Francia, de Italia y de España. Para las economías europeas la amenaza principal procede del contagio inflacionista que puede provocar la subida del crudo si la situación no se estabiliza en un tiempo razonable (un máximo de dos meses). La presión del petróleo sobre los precios está tasada: por cada 10 dólares de subida del barril la inflación en Europa puede aumentar hasta en dos décimas. Conste que los efectos inflacionistas no proceden solo del crudo. En los últimos meses los precios de los alimentos y de otras materias primas se han disparado.

A pesar de la preocupación mundial, los mercados mundiales están actualmente bien suministrados. Aunque los niveles de stock hayan disminuido en los últimos seis meses, aún hay petróleo suficiente guardado para cubrir la demanda futura. Y, en una situación de escasez, la OPEP puede volver a producir sus 6 millones de barriles diarios de capacidad ociosa.

Alrededor de un 95% de las exportaciones de esta nación norteafricana son exclusivamente de este producto. El petróleo también es responsable por el 25% de Producto Bruto Interno (PBI) y de un 80% de los ingresos del gobierno local.

Las condiciones climáticas adversas y los suelos pobres limitan la producción agrícola en el norte africano. Por eso, alrededor del 75% de los alimentos consumidos por los libios son importados. Estimaciones de 2010 señalaban que sólo un 2,6% del PBI libio es producido en la agricultura. La mayor parte, de un 63,8%, es industria (petrolera en su mayoría) y un 33,6% de los servicios. Las grandes cifras producidas por el sector petrolero, sumadas a una pequeña población, dan a Libia uno de los mayores PBI per cápita en África, alrededor de 13.800 dólares. El doble que en Egipto (6.200 dólares) y casi tres veces mayor que en Marruecos (4.900 dólares). Por eso, Libia recibió miles de trabajadores de países vecinos en los últimos años. Pero pocos de estos ingresos llegan hacia las clases bajas de la sociedad.



³ Stratfor, via Asia Times, “Oil to feed civil war”, (24/2)

Consecuencias de la ruptura de dependencia Libia-empresas petroleras internacionales

Entre los grupos con una alta exposición a Libia están la italiana ENI, la austriaca OMV y la española Repsol. Todos los grandes operadores se encuentran ahora evacuando persona. Repsol ya cerró algunos grifos y Eni está suspendiendo parte de la producción. En concreto, los puertos y las terminales están cerrados al tráfico de buques. El daño a las infraestructuras –pese a que la mayoría están en medio del desierto- es también un riesgo. Si el régimen de Gadafi cae, el nuevo orden podría nacionalizar los activos o romper los contratos existentes. La estrecha asociación de Eni con Gadafi sería entonces muy contraproducente.

Según algunos análisis, Libia no puede permitirse cortar lazos con los grupos integrados del sector petrolero. No tiene capacidad para desarrollar recursos propios y por eso las grandes empresas petroleras fueron las primeras en ser cortejadas. Un nuevo régimen querría mantener la experiencia occidental a bordo, incluso si las condiciones del negocio cambian. *In extremis*, los contratos de las grandes petroleras se rigen por el derecho internacional, lo cual reduce el riesgo de nacionalización.

Las petroleras no son ciegas frente a riesgos de expropiación o cambios repentinos en las condiciones fiscales o relativas a una producción compartida. Si el riesgo político es inevitable, es mejor diversificar la exposición y centrarse en las áreas donde mejor se valora la experiencia técnica. La italiana **Eni**, mayor petrolera en Libia, con una producción de cerca de 244.000 barriles diarios, anunció que iba a retirar todos los operarios no esenciales y sus dependientes, aunque informó también que eso no afectará la producción. El grupo italiano tiene un programa de inversión de 14.000 millones de euros en el país, así como contratos de suministro que se extienden hasta 2047. En general, el petróleo libio supone alrededor de 27% del consumo italiano.

Repsol redujo a la mitad su producción. La gestión de los pozos de Repsol, cuya inversión en el país africano cifró en 650 millones de dólares, corresponde a una empresa conjunta de la que el estado argelino tiene 51%. La producción diaria de los proyectos en los que participa Repsol en el país africano es de 360.000 barriles, de los que 30.000 corresponden a la petrolera española, se redujo a 160.000 barriles debido a la crisis. Por volumen de actividad e importancia, Libia es importante para Repsol. El problema no es inocuo, pues bombea 34.800 barriles diario en Libia, el 4% de su producción mundial. Repsol desembarcó en Libia en la década de los setenta y dispone de derechos mineros sobre nueve bloques, ocho de exploración y uno de producción, que suman una superficie de 20.709 kilómetros cuadrados.

Aproximadamente, un tercio de la producción diaria de petróleo libio está suspendida, de acuerdo con analistas. **Wintershall**, la división de exploración de petróleo y gas de la alemana **BASF AG** y una de las mayores petroleras en Libia, anunció la suspensión de su producción de cerca de 100.000 barriles diarios –casi el doble de la producción diaria de Bahrein⁴. Wintershall, que opera en Libia desde 1958, actualmente

⁴ Reuters, “*Wintershall says has stopped Libya oil production*”, (23/2)

explora ocho campos en el desierto de Libia, cerca de 350 kilómetros al suroeste de Bengasi, ciudad costera cuyo control fue asumido por los opositores de Gadafi.

En el este de Libia, donde la mayor parte de los enfrentamientos se concentra, responde por cerca de la mitad de la producción diaria de 1,8 millones de barriles diarios. El líder de una tribu del este, **Al-Zuwayya**, amenazó con cortar la exportación de petróleo a no ser que las autoridades interrumpieran lo que llamó “opresión de los manifestantes”. **David Fyfe**, analista señor del mercado petrolero de la **Agencia Internacional de Energía**, dijo que la pérdida de tanta producción “es una fuente de preocupación”, pero “no es un motivo de pánico”. No tendrá algún impacto sustancial en el suministro, sostuvo.

BP también anunció que suspendió los preparativos para una serie de pozos exploratorios en el desierto de Libia, y también está preparándose para retirar sus operarios y las familias. La petrolera gigante del Reino Unido aún no produce en Libia, pero tiene un ambicioso programa de exploración. Mientras la noruega **Statoil** informó que ya cerró su oficina en **Trípoli**, la capital del país. La francesa **Total** es operador de dos bloques de producción de hidrocarburos en el país, uno en la región de **Sirte** y otro en el mar, de los que en 2010 extrajo una media de 55.000 barriles diarios. También es propietario de algunos permisos de exploración.

Incluso si Libia no acaba en una guerra civil, puede permitirse un periodo prolongado de interrupción a pesar de la absoluta dependencia de su economía de la producción de petróleo. Con los rastros de una guerra civil, es poco probable que más empresas vuelvan pronto al país. Primero, es inseguro. Segundo, y más importante, la fuerte presión política impedirá que así sea, en particular después de informaciones de atrocidades. Ninguna empresa estará dispuesta, en esta nueva etapa, a subvencionar la guerra civil de Gadafi.

COMPANIES EVACUATING

OIL & GAS

BP (Britain)

Eni (Italy)

Gazprom (Russia)

OMV (Austria)

PGNiG (Poland)

Shell (Netherlands)

Statoil (Norway)

► Suncor (Canada)

Total (France)

Wintershall (Germany)

OTHERS

Siemens (Germany)

Russian Railways
(building railway line
from Sirte to Benghazi)

Escenarios de cortes de suministro y el rol de Arabia Saudita

Los temores sobre el impacto de la crisis política y la suspensión de una porción del bombeo libio en la oferta mundial de petróleo impulsaron la cotización del commodity. Las primeras estimaciones cifraban en cerca de 400.000 barriles al día la reducción del bombeo de crudo del país africano. **Goldman Sachs** elevaba esta cifra a 500.000, y **Barclays Capital** a un millón de barriles. **Financial Times** publica que se ha parado la mitad de la producción. Según datos de **Bloomberg**, el pasado mes Libia bombeó 1,59 millones de barriles. Pero seamos claros en este caso, el recorte en el abastecimiento libio no afectará significativamente al suministro mundial. Pero sí puede tener consecuencias para los principales importadores de crudo libio. Más de un 85% de su petróleo va para Europa. Su mayor socio es la antigua metrópoli: Italia importa un 32% de todo el oro negro que sale de Libia. Le siguen Alemania (14%), Francia (10%) y España (9%).

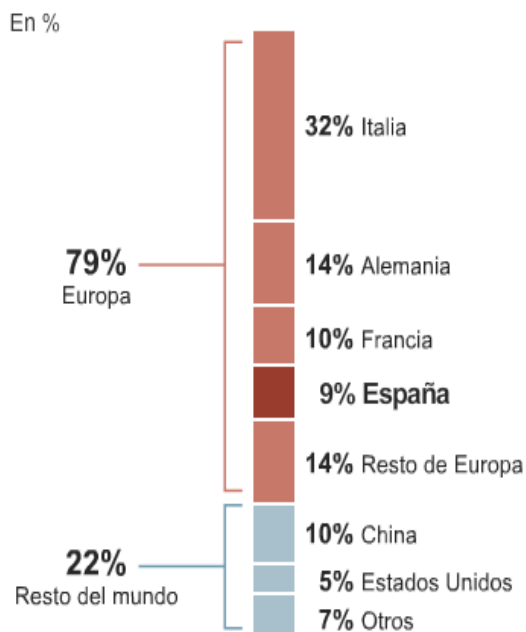
Y para los países más dependientes, como España o Italia, los problemas se agudizan. Tienen que buscar más cantidad de hidrocarburo para alimentar las refinerías, luego el alza en el precio de la gasolina, por ejemplo, será superior, pues el alza en el precio pagado por dichas refinerías será mayor que el alza en los precios de referencia internacionales. Uno de los puntos a destacar es que las refinerías europeas, en Italia, Francia, España, Alemania y Portugal, son particularmente vulnerables. Como grupo, las refinerías del continente son relativamente viejas y carecen de la tecnología que les permitiría procesar crudos de menor calidad. Eso sí, Arabia Saudí está manteniendo “*conversaciones activas*” con petroleras europeas para afrontar esta situación⁵. Al parecer, el país está considerando dos opciones para aumentar el suministro. Por un lado, impulsar su producción y enviar más crudo a Europa, y, por otro, llegar a un acuerdo para que el petróleo de África occidental destinado a Asia se envíe a Europa y el país se encargue del suministro a los clientes asiáticos.

Visto el carácter central del mundo árabe en la economía de los hidrocarburos, el impacto de estos sucesos políticos desembocará en el alza de precios o, en el menor del peor de los casos, en el sostenimiento de los ya elevados niveles en que los mismos se encuentran. Aunque, hasta este estallido, la convulsión social en el Norte de África y en Medio Oriente surtió poco efecto real en el equilibrio mundial de la oferta de combustibles⁶. Los navíos-tanque continuaron transitando por el Canal de Suez a pesar de las gigantescas protestas que derrumbaron al dictador egipcio **Hosni Mubarak**.

Uno de los síntomas de los conflictos regionales es una mayor separación de precios en la historia de los dos tipos de petróleo más negociados en el mundo: el WTI y el Brent. Usados como base referencia, respectivamente, para el mercado estadounidense y europeo, las dos cotizaciones siempre mantuvieron una diferencia entre sí de 1 a 3 dólares por barril. Ahora, la disparidad sobrepasa los 10 dólares. La principal explicación es la proximidad de la región de conflicto con el mercado en que el Brent es negociado. El Brent puede sacar ganancias en un grado mayor por su disponibilidad más apretada y su proximidad geográfica al malestar en Libia y su peligro que se extiende a otros países productores de petróleo, según una nota de los analistas del **Commerzbank**.⁷

Además de eso, Estados Unidos tienen *stocks* más elevados por cuenta de una caída en el consumo interno. Por eso, el WTI estaría sólo sufriendo los “*respingos*” de la crisis actual. Fuera de la dirección del mercado, los dos tipos de crudo difieren muy poco en características, como el porcentaje de azufre y otros elementos químicos. Ambos son considerados crudos “*leves*”, con valor comercial más elevado. Normalmente, el petróleo WTI es un poco más caro que el Brent, reflejando exactamente esta calidad más elevada, que proveen de menor costo para refinación y transporte.

Exportación de petróleo de Libia



⁵ Financial Times, “*Saudis seek to calm oil panic*”, (25/2)

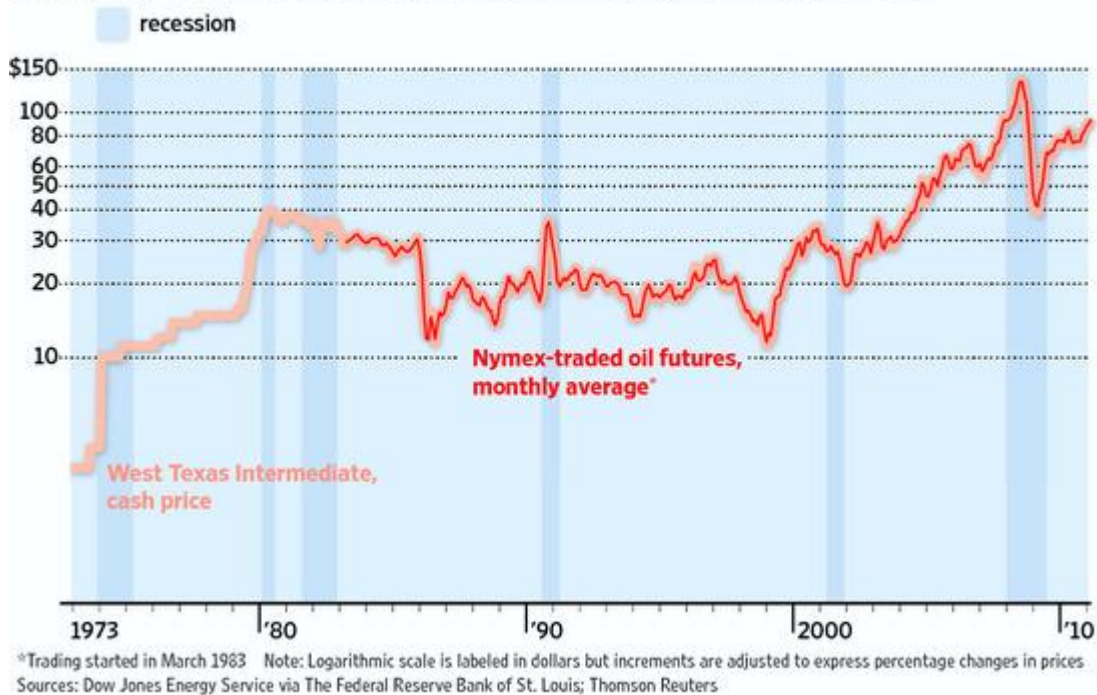
⁶ Financial Times, “*Libya’s impact on oil*”, (23/2)

⁷ Globe and Mail, “*Libyan crisis pushes oil higher*”, (23/2)

Los contratos futuros del WTI cuentan con el mayor nivel de liquidez y contratación de todos los petróleos mundiales (hay muchos otros, además de los dos tipos de referencia mundial de precios). Aunque la producción real del WTI corresponda a sólo un 0.4% de la extracción mundial, cerca de 150 millones de barriles son negociados diariamente en la Bolsa de Nueva York, casi el doble del consumo de petróleo mundial.

Past Price Hikes Fed Recessions

Climbing oil prices have often led the way into recession. Monthly prices in dollars per barrel.



Y es que el rendimiento del barril oscila en el mercado dependiendo del origen y la calidad del petróleo. El rendimiento bruto diario del barril libio **Es Sider** es de 101.41 dólares y el del argelino **Saharand Blend** es 101.48 dólares. Ambas, primeras marcas en el mercado. Casi dos puntos menos obtiene el saudí **Arab Light** (99.64 dólares). Descontados los costos de transporte, Arab Light pierde un dólar más con respecto al Saharian Blend y el Es Sider. La calidad del crudo libio hace que su proceso de refinación sea menos costoso. Reemplazar un barril libio por uno saudí supondría a las refinerías italianas una pérdida de tres dólares por barril. *Libyan crude is sweeter...*⁸ La mayor parte del petróleo marginal disponible de Arabia Saudita y los **Emiratos Árabes Unidos** tiene un mayor contenido de azufre, lo que lo hace más difícil de refinar y transformarlo en gasolina. Además, el petróleo del Golfo Pérsico demora mucho más en llegar a Europa que el proveniente de Libia. La calidad del petróleo libio fue una de las principales razones que empujaron a los clientes occidentales hacer negocios con Gadafi a partir de su reconciliación con Estados Unidos y la liberalización de su mercado en 2005.

A algunos les preocupa la posibilidad de que si Arabia Saudita y otros países se ven forzados a reemplazar la producción Libia, el mundo tendrán menos margen para manejar otras crisis en la oferta, lo que podría disparar los precios del petróleo aún más alto. Los analistas empezaron a considerar la posibilidad de que el precio suba mucho más⁹. “*El crudo*

⁸ Financial Times, FTalphaville, “*Why you really can’t swap Libyan oil for Saudi*”, (23/2)

⁹ Globe and Mail, “*Surge in crude now in ‘same league’ as past oil shocks*”, (24/2)

podría alcanzar 150 dólares por barril si se interrumpe la producción de Libia y otro gran exportador”, advirtió **Michael Wittner**, jefe de investigación de commodities de **Société Générale**. Si el segundo país fuera Argelia, un exportador más grande que Libia, los precios podrían trepar a un máximo de 220 dólares por barril. La situación más parecida a la actual es la generada en 1990 y 1991 por la Guerra del Golfo. Entonces, la OPEP redujo su producción en 1,8 millones de barriles diarios, y el precio se disparó hasta un 130% en siete meses. “Parece que 2011, donde la evolución del petróleo estuvo ligada inicialmente al crecimiento económico, ahora está dando paso a un escenario dominado por las preocupaciones sobre una interrupción del suministro”, dijo **Ruchir Kadakia**, de **IHS Cambridge Energy Research Associates**¹⁰.

El escenario casi inimaginable sería una interrupción de suministros de Arabia Saudita, que cubre cerca de un 10% de la demanda mundial de petróleo y también posee gran parte de la capacidad adicional global. Además, es el único productor capaz de responder rápidamente con grandes volúmenes de petróleo a fin de compensar una seria interrupción de suministros.

El temor a que el contagio llegue a Arabia, gran bastión del conservadurismo religioso y político, es el principal acicate para un repunte aún mayor del crudo. Este país es, a priori, mucho menos vulnerable a los movimientos por las democracias, gracias a su vasta riqueza petrolera, su poderosa dirigencia de tipo religioso y la popularidad de su rey. Igualmente, el temor a ser alcanzados por las protestas pro-democracia, llevó al gobierno de Arabia Saudí a tomar medidas. El rey **Abdullah** anunció un paquete de reformas económicas y sociales estimado en 38,7 mil millones de dólares, que incluye subsidios para habitación, auxilio al desempleo, distribución de recursos a la población para compensar la inflación y bolsas para jóvenes sauditas que quieren estudiar en el exterior¹¹.

Desde el levantamiento en Túnez el mes pasado, el reino saudita ha sido escenario de algunas protestas en **Jedá** a causa de defensas inadecuadas contra inundaciones, así como pequeñas protestas en **Riad** por mayores derechos para las mujeres, y han surgido algunos textos en webs de redes sociales exigiendo más democracia. Estas señales de insatisfacción ocurrieron después de algunos enfrentamientos sectarios de pequeña escala que ocurrieron el año pasado entre musulmanes chiítas y sunitas. Pero a pesar de la ausencia casi total de democracia en el reino y el alto nivel de desempleo de los jóvenes – dos factores que pesaron mucho en Egipto y en Túnez- pocas personas creen que Arabia esté a punto de enfrentar el tipo de tumultos que se esparció recientemente por otras partes del mundo árabe. La mayor economía de Medio Oriente no tiene una histórica política de oposición. La familia real es apoyada tanto por clérigos conservadores como por políticos reformistas, y los sauditas tienen ingresos mayores que otros ciudadanos de países árabes.

Estudiosos y analistas ya afirmaron que la familia real saudita quedó especialmente preocupada con las protestas que sacudieron Bahrein –el único integrante del grupo de países ricos en petróleo que integra el Consejo de Cooperación del Golfo en ser afectado hasta ahora por el levantamiento regional¹². El pequeño reino está conectado a Arabia Saudita por un puente de 25 kilómetros y su población de mayoría chiíta es comandada por una familia real de la facción islámica sunita.

Aunque Arabia Saudita sea de mayoría sunita, su minoría chiíta vive en la parte este del país, rica en petróleo y adyacente a Bahrein, y tiene una historia de compartir la insatisfacción con los vecinos por discriminación religiosa y la falta de oportunidades económicas. El gobierno de Bahrein aceptó negociar recientemente con la oposición, después de lanzar una breve ofensiva para forzar a los manifestantes a dejar las calles. La posición conciliatoria contrasta ligeramente con el apoyo total ofrecido por Arabia Saudita

¹⁰ The Wall Street Journal, “U.S. Crude Oil Touches \$100 a Barrel”, (24/2)

¹¹ Globe and Mail, “Skyrocketing oil puts recovery at risk”, (24/2)

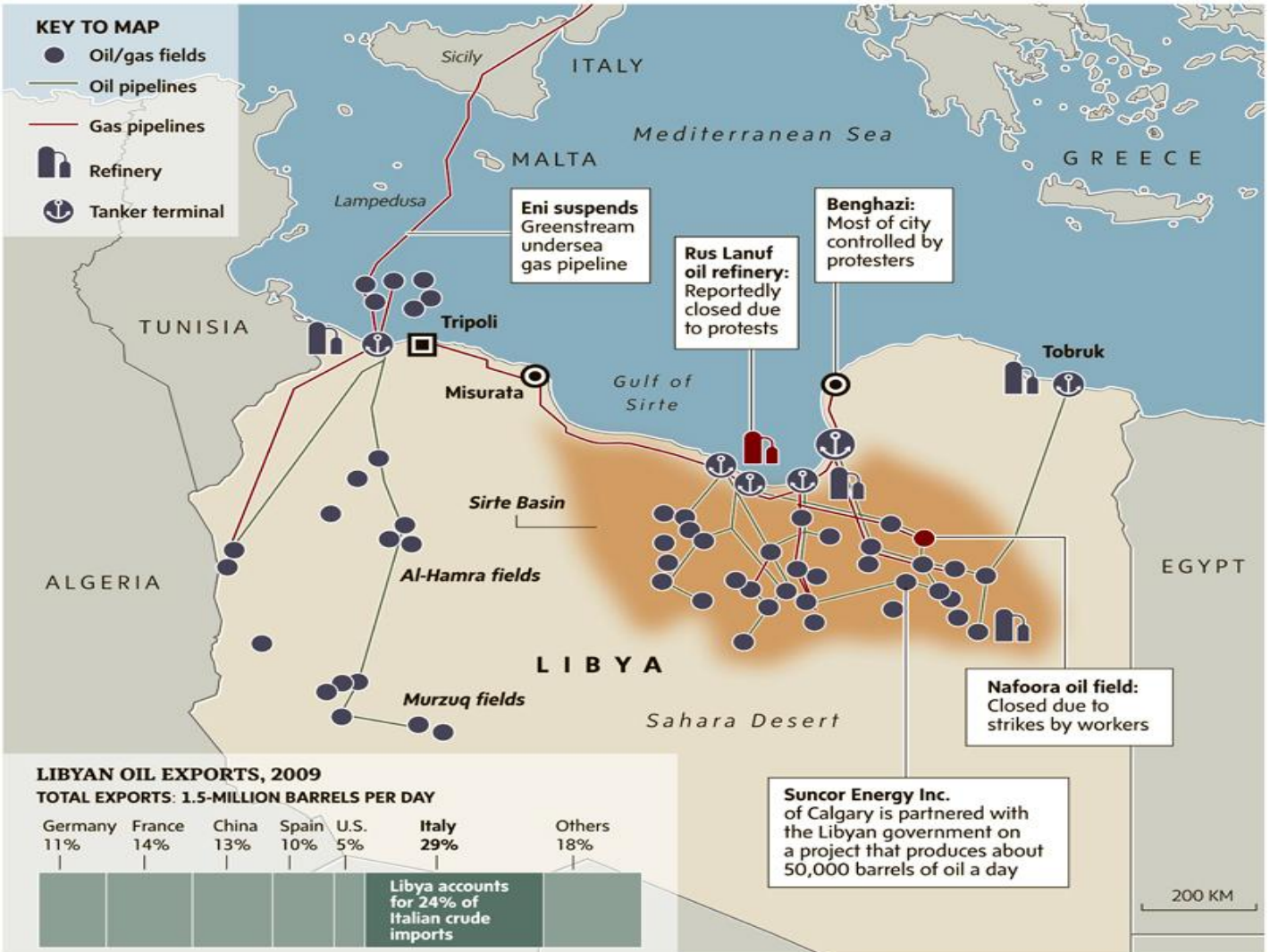
¹² The Wall Street Journal, “Saudi King to Return Home as Turmoil Sweeps Region”, (25/2)

a la familia **Al Khalifa**, que comanda Bahrein. El príncipe **Nayef**, a quien los analistas ven como el tercer en la línea de sucesión, dijo que Arabia Saudita “*está unida a Bahrein contra cualquier amenaza a su seguridad, estabilidad y unión*”. Arabia Saudita apoya la economía de Bahrein, suministrando petróleo para su refinería y compartiendo ingresos del campo marítimo de petróleo **Safa**. Este apoyo permite a Arabia tener alguna voz en la reacción del vecino menor en la crisis.

Volviendo al tema que no ocupa, el destino del precio del barril. A muy corto plazo hay mecanismos de salvaguardia. Arabia comprometió capacidad de petróleo en caso de necesidad y Estados Unidos tiene inventarios elevados, casi 350 millones de barriles. Es decir, las complicaciones en el Magreb tendría que durar tiempo para traducirse en precios elevados. Sobre el papel. Pero hay factores adicionales. La demanda es hoy más dinámica que en 2008 –especialmente en los países emergentes- y tiende al alza, lo que supone que el colchón de exceso de capacidad es más fino, y lo seguirá siendo hasta que los elevados precios del barril generen más inversión y ésta se ponga en marcha.

THE LIBYAN BOTTLENECK

Libya supplies nearly 2 per cent of the world's oil output, some 1.6 million barrels per day. With anti-Gadhafi uprisings spreading outward from Benghazi, in the country's oil-rich east, the fields that feed 10 per cent of Europe's oil market (and the ports that get it there) are being cut off.



DOMESTIC PLAYERS

Libya's oil industry is run by the state-owned National Oil Corporation, which is responsible for implementing exploration and production sharing agreements with international oil companies. Along with smaller subsidiary companies, the NOC accounts for around 50 per cent of the country's oil output.

FOREIGN PLAYERS

Major international oil companies operating in Libya include Eni, Statoil, Occidental Petroleum, OMV, ConocoPhillips, Amerada Hess Corp., Marathon, Shell, BP, ExxonMobil, Wintershall and Calgary-based Suncor. Several have reported production shutdowns due to the turmoil.

OIL FIELDS

Most of Libya's oil fields are located in and around the Sirte Basin, which contains around 80 per cent of the country's proven reserves.

REFINERIES

The country has five domestic refineries with a combined capacity of 378,000 barrels a day.

OIL IN THE MIDDLE EAST AND NORTH AFRICA



Daily production (Millions of barrels)

SAUDI ARABIA	8.3
IRAN	3.6
IRAQ	2.4
UAE	2.3
KUWAIT	2
LIBYA	1.6
ALGERIA	1.3
QATAR	0.8

Consecuencias de los levantamientos. Relaciones non-sanctas entre Gran Bretaña y Libia

Desde que las sanciones estadounidenses y europeas sobre Libia disminuyeron, en 2004, las petroleras internacionales comenzaron a volver al país, atraídos por sus reservas calculadas en 44,3 mil millones de barriles –las mayores de África. En 2007, BP cerró un acuerdo de 900 millones de dólares con Libia, el mayor compromiso de exploración del país. **Royal Dutch Shell** había cerrado un acuerdo parecido, dos años antes. El pacto con BP –suscrito en Libia por el coronel Gadafi, un viejo tirano rancio cuyo régimen estaba entre los más brutales de la región, y el

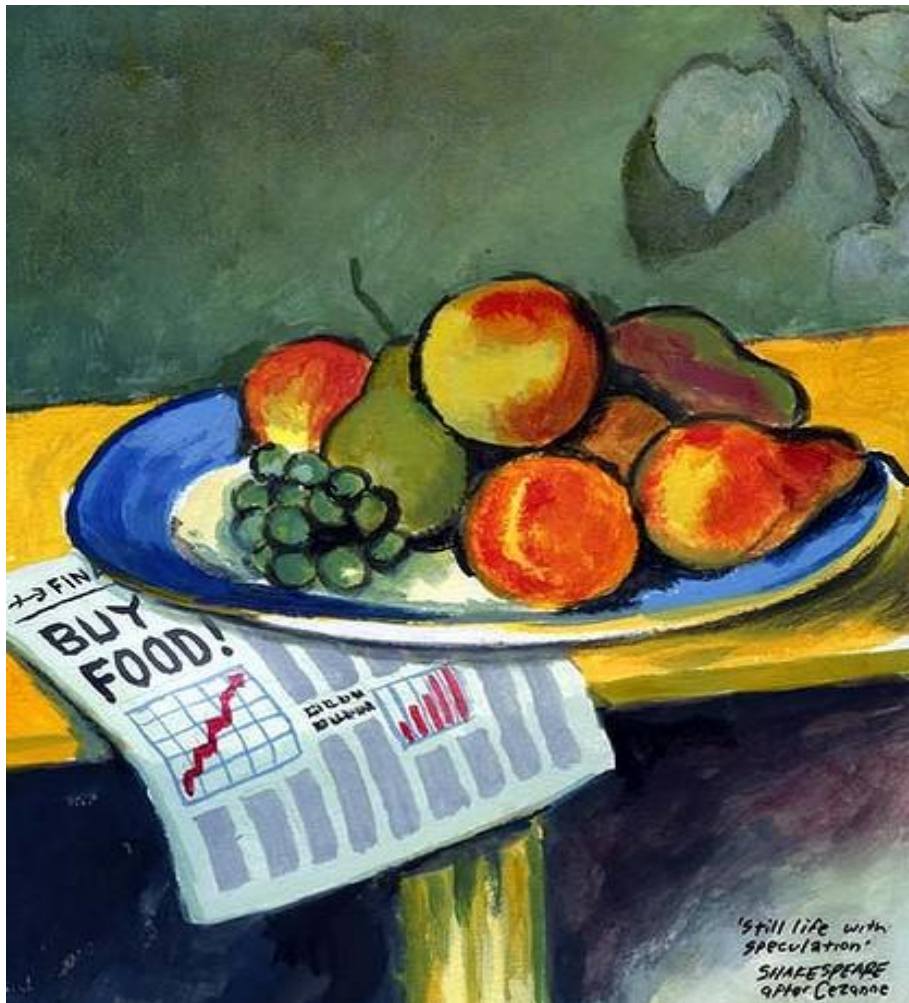


entonces primer ministro británico **Tony Blair**- fue conocido como el “*Acuerdo en el Desierto*”, un acuerdo desvergonzado, y tenía riesgos substanciales. Después de 2004, la relación rápidamente se desarrollo en un camino que no sólo comprometió no sólo la noción laborista de una ética en política exterior, ya mancilladas con la intervención en Irak, sino también las normas más básicas por las cuales cualquier país civilizado debería esperar vivir. Blair creyó que Gadafi sería un instrumento valioso en la guerra global contra el terrorismo islámico. Por su parte, *Mad Dog*, como el presidente **Reagan** solía llamar a Gadafi- pareció dispuesto a ser reeducado. Dejaba de ser un paria internacional y vio la ventaja de la inversión occidental en petróleo y turismo que vierte en su país dilapidado.

El diario británico **Daily Mail** pregunta: ¿qué precio pagaremos por el sórdido pacto faustoniano de Blair? *"El señor Blair nunca ha sido de pensamiento profundo o filosófico, pero podría considerar las palabras de aquel brillante pensador conservador del siglo XVIII Edmund Burke, que advirtió que esquemas muy plausibles, con comienzos muy agradables, tienen consecuencia a menudo vergonzosas y lamentable"*.

"Poniéndonos del lado del monstruoso Gadafi, hemos fastidiado profundamente a la gente de Libia que lo desprecia y que en algún día -quizás muy pronto- será responsable del país. Si ellos asumen realmente el poder, Gran Bretaña no será perdonada", dijo Daily Mail.

Los relatos del malestar alimentario



La historia se encargará de definir, con sus indomables zigzagueos, la concreta influencia que existe por la subida de los precios de los alimentos, detrás de las convulsiones que llevaron a las recientes caída de poder en **Tunez** y en **Egipto** (más el efecto dominó permanente). Paréntesis (Cuando el 40% de su población egipcia vive con menos de dos dólares por día es difícil no ver los alimentos como un lujo), Lo mismo, las manifestaciones en **Argelia** y otros países del norte de África y de Medio Oriente, que viven días difíciles en las calles reclamando el fin de la pobreza, lo que significa básicamente el acceso a los bienes de consumo básicos. A su vez, la inestabilidad geopolítica producida por esas tensiones contribuyen a la volatilidad y encarecimiento en los precios de otras materias primas minerales y, desde luego, de los precios de crudo y del gas.

Y esto no es patrimonio exclusivo de las naciones árabes. Los disturbios por temas alimentarios también se despliegan por el mundo en desarrollo, obteniendo distintas clases de efectos. **Bangladesh e Indonesia** tienen pedidos record de arroz. Y China puede unirse pronto a la crispación. Una severa sequía en el norte tiene un impacto desastroso en la cosecha invernal de trigo del país. Esto dejó la tierra sumamente seca para la plantación de primavera. Si China, normalmente autosuficiente en trigo, se hace un importador significativo este año, los precios de los granos podrían crecer aún más¹³. Usted no necesita tener un doctorado en economía para entender que pasa con los precios cuando cada gobierno bajo el sol comienza a almacenar alimentos.

Y el tema es cómo se llegó tan rápidamente a esta situación explosiva. La explicación puede estar en el aumento exponencial del precio de los alimentos. Y los precios dan siempre señales de que algo sucede. Pero ¿cómo se llegó a estos precios y qué razones están por detrás de estas subidas galopantes? ¿Estamos ante una situación coyuntural o esta es una situación con la cual la humanidad tendrá que habituarse a vivir?

Los precios de los alimentos llevaban varias décadas en un suave declive, hasta principios del siglo XXI. Después de la crisis de precios en 2008, mucho se discutió sobre la materia y los hechos parecían, inicialmente, dar razón a los que apuntaban hacia la acción conjugada en el capital especulativo y las alteraciones climáticas, que desencadenaron una secuencia de catástrofes atmosféricas y consecuentes malas cosechas¹⁴. El problema es que, pasados sólo cerca de dos años y medio, la cuestión vuelve al orden del día y todos parecen coincidir en la idea que el alza de los precios es algo estructural y con lo cual la humanidad tendrá que habituarse a lidiar. “*Lo que los mercados de materias primas nos están diciendo es que vivimos en un mundo limitado, en que el rápido crecimiento de las economías emergentes está presionando las reservas limitadas, lo que hace aumentar los precios*”, alertó el economista **Paul Krugman**¹⁵. La tierra disponible no urbanizada en el mundo es finita y económicamente cada vez más escasa. Se ocupa el 100% en cultivos, pastizales para ganadería, ecosistemas naturales que prestan servicios ambientales vitales, y áreas degradadas y en abandono.

El verdadero problema es que estamos en el umbral de una fase en que la producción de materias primas, designadamente cereales, no llega a cubrir la demanda mundial. Y ¿por qué? Básicamente porque el rápido desarrollo de las economías emergentes —que coincide con países con vastas poblaciones— hizo aumentar el ingreso e provocó que haya cada vez más gente con acceso a una mejor alimentación. Aquello que puede ser clasificado como la revolución de la proteína, es decir, en numerosas regiones del mundo la tradicional dieta de los tres balones de arroz por día está convirtiéndose en las tres comidas diarias, hasta hace poco un privilegio de los países desarrollados.

“*Una de las causas primarias de las crisis alimentaria es la prosperidad en sí misma*”, dijo **Don Coxe**¹⁶, presidente de una financiera norteamericana conectada con el sector alimentario, en un artículo publicado en **The New York Times**¹⁷. Para **Kenneth Grassman**, profesor de Economías en la **Universidad de Nebraska**, “*el alza actual de los precios de los alimentos refleja el abrupto cambio de un mundo donde la producción de cereales excedía a la demanda por otro donde la capacidad de producción no es la adecuada*”. Entre las causas apunta “*el rápido desarrollo económico de los países más poblados del mundo, lo que corresponde a un mayor ingreso y un mayor consumo per cápita*”¹⁸. La economía gestiona recursos escasos; a esa velocidad, cada vez más escasos.

¹³ *The Globe and Mail*, “Food: What’s really behind the unrest in Egypt”, (9/2)

¹⁴ *The Wall Street Journal*, “Failed Policies Lead to Food Shortages”, (22/2)

¹⁵ *The New York Times*, “Droughts, Floods and Food”, (6/2)

¹⁶ Don Coxe is chairman of Coxe Advisors LLC. He was previously a global portfolio strategist at BMO Capital Markets.

¹⁷ *The New York Times*, “We Need Protein, Not Biofuels”, (15/2)

¹⁸ *The New York Times*, “Not Enough Grain”, (15/2)

Por su parte, el especialista español **Manuel Vázquez** alertó en el diario **El País** que “*la división tradicional entre los países desarrollados y en desarrollo ya no es tan significativa*”. Los números muestran que “*más de la mitad del crecimiento económico a nivel mundial en los últimos 15 años fue generador por los países emergentes y en desarrollo*”. Significa esto que “*el centro de gravedad de la economía internacional se desplaza rápidamente para Oriente y Sur*” –ya hoy las economías de los países que no son miembros de la **OCDE** representan un 49% del PBI global y, según las previsiones, llegará al 57% ya en 2030.

Para **Peter Timmer**, esta escasez de suministro contiene el fracaso de los gobiernos por casi más de tres décadas para financiar la investigación agrícola básica, invirtiendo en infraestructura rural, y entrenando a los agricultores minifundistas necesarios para eliminar la frontera de productividad. Sus variables epistemológicas no tienen en cuenta de razones simples, morales y hasta recurrentemente climatológicas: Estados Unidos canalizan más de 100 millones de toneladas de maíz para la producción de etanol, lo suficiente para alimentar a 240 millones de personas. Y así sigue el desacuerdo, mientras los especialistas apuntan hacia un refuerzo de la inversión, mejorando la tecnología y la investigación en búsqueda de ganancias en la producción, otros recuerdan a un tal **Thomas Malthus**. Un apacible clérigo y matemático que vivió a caballo del siglo XVIII y el XIX, dejó escrito hace más de 200 años lo que se conoce como la maldición malthusiana: “*La capacidad del crecimiento de la población es infinitamente mayor que la de la tierra para producir alimento para la humanidad*”. El capitalismo industria tendió un puente por encima del abismo demográfico malthusiano: ese peligro se ha evitado durante dos siglos y Malthus ha sido perfectamente olvidado durante años¹⁹. ¿Me pregunto lo que esto dice sobre la sostenibilidad de crecimiento?

Análisis del sector eléctrico chileno. Sequía y costos de generación

***El país pretende crecer al 7%; el cobre sube como espuma y las mineras anuncian aumentos históricos en su producción; el empleo, al 92%; el chileno consume como nunca; las acciones del *retail* en las nubes; los pronósticos de venta de autos nuevos anticipan su mejor año, y todo como si se moviera por inercia. Pero la realidad es otra. Para continuar con este ritmo de crecimiento y consumo se necesita energía, y no poca. Cálculos conservadores estiman que a este ritmo necesitamos un aumento de 600 megawatts al año. En palabras simples, casi un Ralco cada dos meses.**

Racionamiento preventivo. Lo que faculta al gobierno chileno a tomar medidas que eviten cortes de luz y tiene vigencia hasta el 31 de agosto de este año. En Chile existe un déficit de generación eléctrica previsto para el próximo semestre, así como las escasas precipitaciones registradas en 2010, el agotamiento del **Embalse Rapel** (en su menor nivel de los últimos 10 años están los principales embalses del país) y la posibilidad de que este eventual déficit se intensifique de producirse fallas prolongadas en las centrales eléctricas, lo

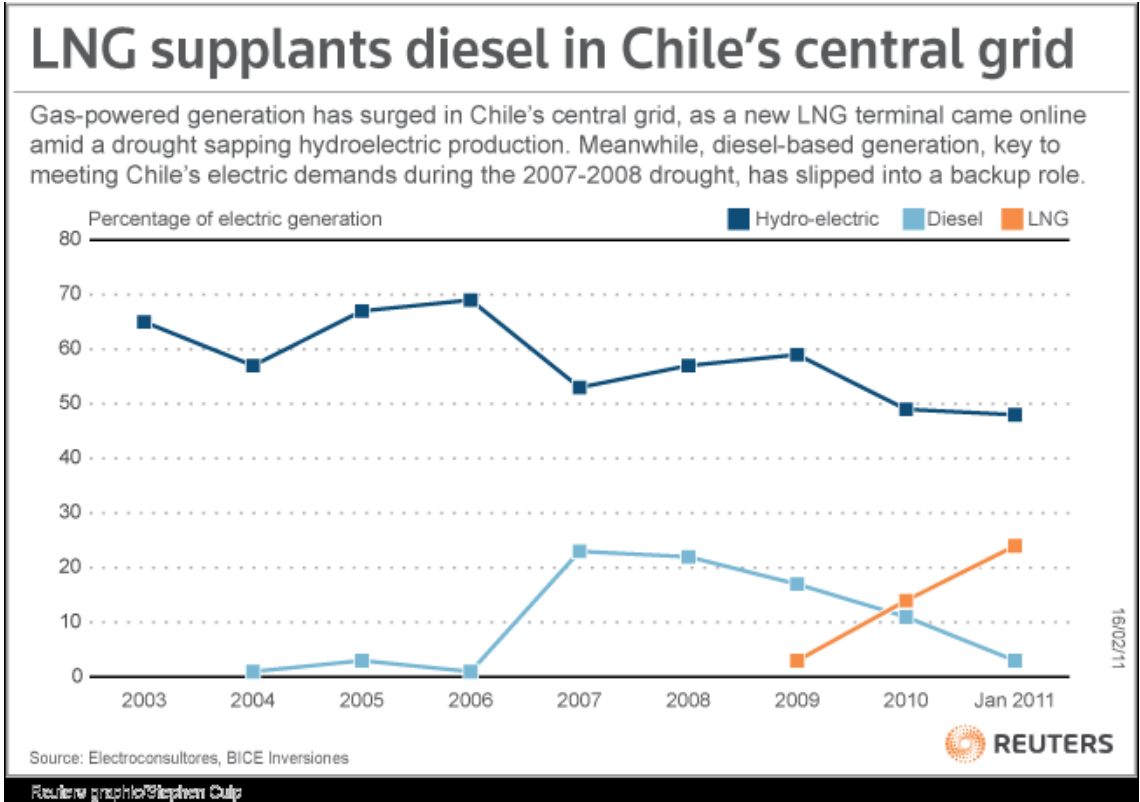
¹⁹ El País, “*Adiós a la comida barata*”, (13/2)

que podría afectar el abastecimiento a los usuarios.²⁰ Este problema profundiza particularmente la situación de abastecimiento en las localidades de las regiones de **Valparaíso, O'Higgins y Metropolitana**.

Desde el término de la interconexión con Argentina, el país ha sido incapaz de diversificar apropiadamente su matriz energética. El agua sigue siendo una fuente importante de generación, pero las plantas están concentradas en la zona central, que frecuentemente se ve afectada por las sequías. Por cierto, su ubicación histórica en esta área geográfica no es casual, pues significa recorrer menor distancia hasta los clientes finales, solución que resulta la más eficiente. Pero también existe cada vez más resistencia a instalar plantas hidroeléctricas, actitud que se extiende hacia otras fuentes, a resultas de una creciente visión crítica de todo desarrollo energético.

La fortaleza de la matriz energética de Chile ha vuelto a ponerse en duda con el fenómeno de **La Niña**, caracterizado por temperaturas frías, que este año se ha manifestado con la mayor intensidad desde 1975 y trajo una grave sequía. Los montos de energía de afluentes asociados para el primer cuatrimestre de este año hidrológico se estiman en 4300 GWh y para el período 1968-1969 esa cifra correspondió a 3670 GWh, ambas cifras muy lejanas a lo observado en un año normal que equivale a 7400 GWh.

Un problema adicional son las líneas de transmisión, que no tienen capacidad para transportar toda la energía que requiere la demanda de la **Región Metropolitana**. El suministro depende de la central térmica de ciclo combinado **Nueva Renca**, de **AES Gener**. Si falla en las horas de mayor demanda, habrá cortes. Hay una cuantificación del 40% de posibilidades reales de que haya apagones. La situación más crítica se va a producir en invierno (junio y julio en especial), cuando se llega a los peak de demanda²¹



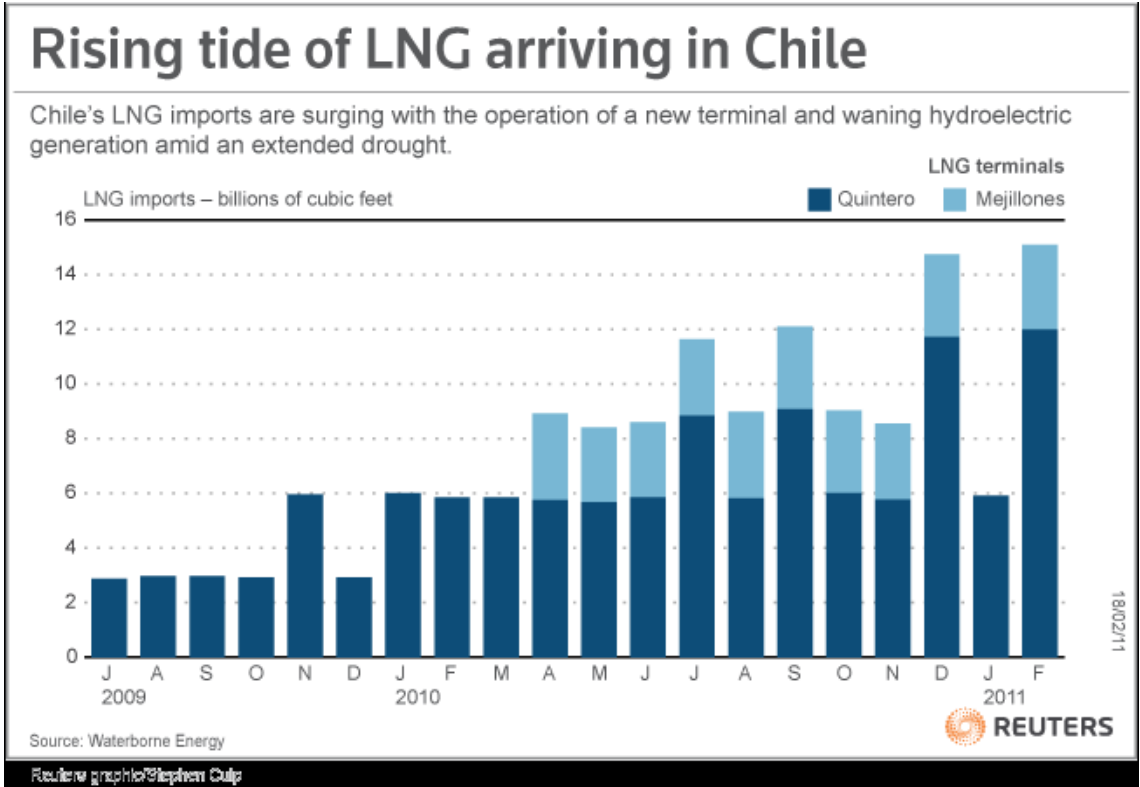
²⁰ Portal Sustentable, “Expertos prevén suministro eléctrico ajustado para 2011”, (Febrero 2011)

²¹ La Tercera, “Laurence Golborne y la crisis eléctrica: "La situación más complicada será en junio y julio"”, (13/2)

En este escenario, el GNL ha ganado relevancia en la generación de electricidad (alcanzó el 25% el mes pasado, desde 0 en 2008) frente al diesel, pero su rol podría verse limitado por problemas de costos e infraestructura. Si las menguantes condiciones de las reservas hídricas se mantienen, el gas seguirá aportando uno de cada cuatro vatios consumidos en el primer semestre de 2011. Pero hasta ahí podría llegar. La limitada capacidad de las terminales y los costosos contratos para sufragar la inversión en GNL podrían obstaculizar la competitividad del combustible.

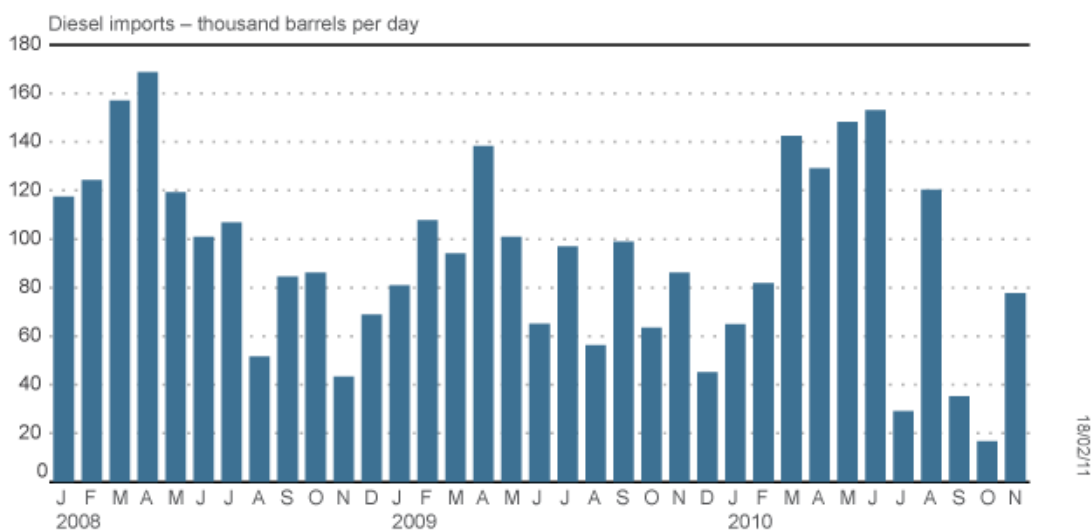
La generadora **Colbún** asegura que el mayor uso de gas natural en lugar de diesel le permitió disminuir en 30% sus costos marginales de producción el año pasado, pero aún no ha renovado el contrato más allá de mayo de 2011, en vista de que los precios del GNL subirían. En tanto, la generación por diesel, que fue el combustible líder durante la crisis energética 2007-2008 ha visto retroceder su posición a sólo un 5% actual desde el 20% que ostentaba en 2008. Con el gas, se limitarían las compras de diesel en el primer semestre – que usualmente se duplican en los meses más secos a 140.000 barriles por día-.

El apetito chileno contribuye a una mayor demanda de GNL en Sudamérica, con importaciones regionales rozando niveles récord en el 2011, mientras nuevos terminales entran en operación. Las importaciones de GNL de Chile durante 2010 representaron el 41% del total de compras de ese combustible en la región, frente al 26% en el 2009, por la entrada de dos nuevos terminales, según la consultora estadounidense **Waterborne Energy**. Aunque muchas empresas compraron generadores diesel de emergencia tras el terremoto que golpeó en el 2010 el centro-sur de Chile, el diesel no generará más del 10% del total de electricidad.



Chile diesel imports subside

A seasonal lull in Chile's diesel imports was more pronounced last year, and the rising tide of LNG imports may suppress diesel's importance as hydro power wanes in the months ahead.



Source: Joint Oil Data Initiative

REUTERS

Reuters graphics/Stephen Cole

Entre los requerimientos del racionamiento fue necesario bajar la demanda en 5% para resguardar la operación del sistema eléctrico. Un ahorro significativo puede provenir de la reducción del voltaje entre 5 y 10%. Con esa sola ejecución de esta medida, el gobierno chileno logrará rebajar en más de la mitad la meta propuesta²². La reducción de tensión en el suministro en zonas urbanas de hasta 10% bajo lo normal, y en zonas rurales de hasta 12,5%, tras iniciar un análisis técnico de los perfiles de voltajes de los 500 alimentadores que componen su red de distribución²³. La rebaja en el voltaje implicaría una caída de 2% en la demanda eléctrica del SIC, que va desde Taltal a Chiloé.

Un impacto en el costo de producir energía generará la aplicación del decreto de racionamiento preventivo. Aunque el alza del costo de la energía afectará el gasto de las empresas (grandes clientes), descartan que ese mayor precio de generación se traspase a las cuentas de luz que pagan los hogares en Chile²⁴. No habrá un efecto en las tarifas porque en 2011 hay pocos contratos de las distribuidoras indexados al costo marginal.

El costo de la energía este año subirá a entre 250 y 260 dólares/MW por hora. La proyección es 20% mayor al actual promedio que registra el Sistema Interconectado Central. En febrero, el valor de la energía llega a 215 dólares/MW por hora. Tal precio se da porque ya está ingresando generación con diesel, fuente cara. No obstante, si bien añaden que hasta mayo habrá un alza de 20% a las empresas, los costos caerán en invierno, cuando repunte la generación con agua.

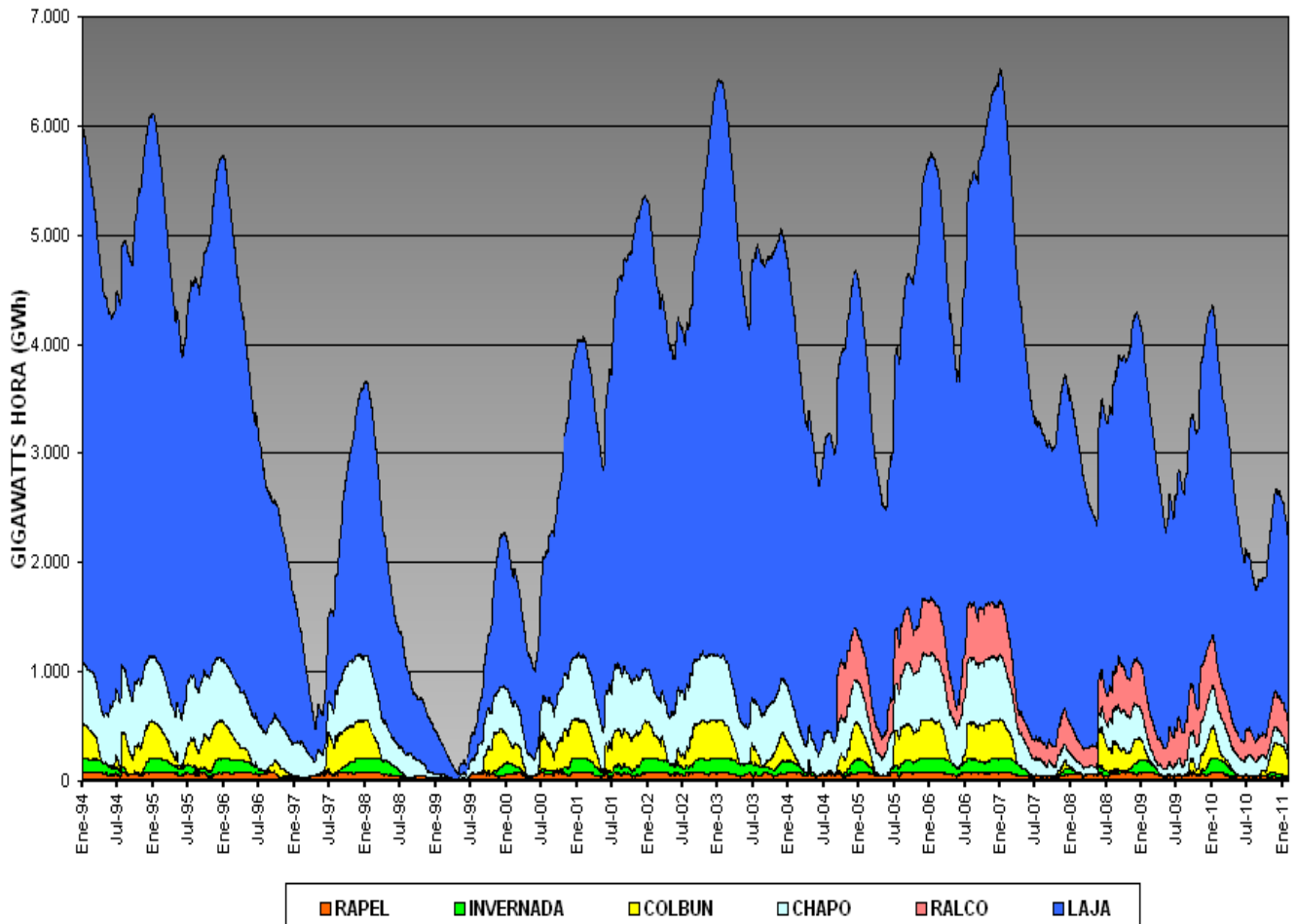
Respecto del escenario de precios de 2008, existen diferencias. Ese año, el gobierno de **Michelle Bachelet** también emitió un decreto de racionamiento preventivo y en marzo por la falta de agua, gas natural y diesel los costos marginales promediaron 380 dólares por MW.

²² La Tercera, "Gobierno emite decreto de racionamiento preventivo para evitar apagones", (10/2)

²³ El Mercurio, "Empresas e instituciones buscan reducir consumo de energía hasta en 50%", (21/2)

²⁴ La Tercera, "Decreto preventivo subirá costo de la energía, pero no impactará en cuentas", (11/2)

ENERGIA EMBALSADA SIC



Otro aspecto es la mejor administración del agua de los embalses, de tal forma que no se gasten los recursos hídricos. Si la situación de la sequía persiste, se espera guardar esos recursos hasta mediados de año. Mientras, se usará toda la capacidad térmica que tiene el sistema, lo que implicará un aumento en los costos en los meses previos al invierno. Luego, cuando se use el agua bajarán. La tercera medida implica establecer incentivos a los generadores para que compensen a los clientes que ahorren energía. El decreto establece que por cada kilowatt-hora (KWh) de déficit que efectivamente afecte a los usuarios, éstos recibirán \$196,8. En la crisis anterior, cuando la falta de generación tuvo al sistema al borde de llegar al racionamiento efectivo, las compensaciones se fijaron en \$147,2 por KWh. Hoy, por ejemplo, la tarifa residencial de **Chilectra** es de \$81 por KWh. Este costo debe ser asumido por las generadoras del SIC, mientras que las empresas de distribución esperan el mandato de la **Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)** para aplicar la baja del voltaje.²⁵ En la anterior crisis, cuando se aplicó baja de voltaje y una campaña de ahorro, la demanda eléctrica cayó 3% en el primer semestre de 2008²⁶.

El 60% del consumo eléctrico del SIC corresponde a clientes regulados, entre ellos, los residenciales y comerciales. El resto son industriales. 4,4% fue la caída que registró la demanda eléctrica del SIC en 2008, cuando, además de una campaña de comunicación y de recambio de ampolletas, se firmó un decreto de racionamiento, que permitió reducir el

²⁵ El Mercurio, "Gobierno admite que crisis eléctrica es más profunda en tres regiones del país", (18/2)

²⁶ El Mercurio, "Baja de voltaje aportaría casi la mitad de la reducción de consumo energético", (19/2)

voltaje y ofrecer premios por reducción de consumo. Las zonas de congestión del sistema se concentran en el **Norte Chico**, más que en el sector sur del SIC. Esto podría traer problemas en el ingreso de nuevos proyectos. Eventualmente, algunos proyectos de demanda van a tener que postergarse mientras no se amplíe la capacidad de transmisión.

Necesidad de inversión en líneas de transmisión

A raíz de otros períodos de racionamiento, se aumentó la capacidad de generación eléctrica, pero no se reforzó la línea de transmisión. El análisis apunta a que el cambio en la generación produce cambios en los flujos de energía. Hoy no hay un sistema de transmisión robusto que permita soportar el cambio de sentido de estos flujos.

Las señales de la necesidad de robustecer el sistema de transmisión se venían dando desde hace varios años, pero los episodios como el terremoto de febrero de 2010 y los reiterados apagones que han afectado al país (hace unos años no se consideró que era económicamente conveniente invertir en reforzar las líneas). El sistema de transmisión está pensado para que en situaciones normales pueda transferir energía requerida en el 90% de los casos. No está pensado para situaciones extremas. Por lo tanto, la definición de qué líneas expandir sigue esa lógica. En los últimos siete años hubo una sub-inversión para potenciar la red eléctrica. Entre 2004 y 2010 se invirtieron cerca de 600 millones de dólares en transmisión. Esto es menos de 100 millones de dólares por año y la recomendación actual ronda la inversión en 900 millones de dólares.

Tres son los factores que están atrasando la construcción de las líneas de transmisión: los permisos ambientales, la concesión eléctrica definitiva y la planificación de las obras. En la última propuesta del plan de transmisión del gobierno se extienden los plazos de construcción, pasando de 30 a 60 meses. Hoy en Chile demora más hacer una línea de una transmisión que una central.

Desde mediados de la década pasada, el desarrollo de las líneas de transmisión sigue un esquema de planificación centralizada. Antes eran los privados quienes definían qué líneas se tenían que desarrollar. Cada cuatro años, la CNE realiza un estudio de expansión del sistema de transmisión troncal, que incluye obras para los próximos cuatro años. El documento representa situaciones promedios y no las situaciones extremas, e incluyen las últimas 40 hidrologías, de las cuales se hace un promedio y sobre la base de eso se definen los requerimientos de transmisión²⁷.

El Plan de Expansión, hecho público en diciembre del año pasado, contiene un total de 21 obras, cuya inversión asciende a un total aproximado de 877 millones de dólares, de las cuales 13 son ampliaciones de instalaciones existentes, por un monto de 75 millones de dólares, y 8 obras nuevas, por un total de 802 millones de dólares. Se estima que las obras contenidas en el presente Plan iniciarían su construcción durante el segundo semestre de 2011, y su puesta en servicio se llevará a cabo, a más tardar durante el segundo semestre de 2016, dependiendo de la envergadura del proyecto.

²⁷http://www.cne.cl/cnewww/opencms/07_Tarifacion/01_Electricidad/otros_Proceso_de_Tarifacion_Troncal/Primer_Proceso/Revision_Expansion_Troncal_2010-2011.html

Ampliación de generación renovable en el sector minero

La mayoría de la minería chilena está vinculada al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que no está relacionado con el Sistema Interconectado Central (SIC). Por ello tiene capacidad suficiente para las necesidades del sector por un par de años todavía²⁸. Aun así, el sector minero busca aprovechar la bonanza actual y requiere recursos energéticos para operar con continuidad. El sector, que consume un tercio de la energía del país, tiene los medios y las razones para buscar costos establecidos con nuevas tecnologías en momentos que el precio del cobre está por las nubes. La minera estatal **Codelco** comprometió 700 millones de dólares en un campo eólico de 250 megawatts, la más grande de Latinoamérica. **Collahuasi** –la tercera mayor mina de cobre del mundo, controlada por **Anglo American** y **Xstrata**– explora oportunidades en energía geotérmica para aprovechar la inmensa actividad volcánica de Chile²⁹.

En general, en Chile se construyen o están programados unos 23 parques eólicos. Actualmente el país cuenta con 167 MW eólicos de capacidad instalada y hay proyectos importantes equivalentes a 1.500 MW que debieran desarrollarse en el corto plazo. El parque eólico **Monte Redondo** inició sus operaciones en 2009 y en total esta iniciativa demandó una inversión de 123 millones de dólares, que se suma a los parques eólicos **Canela 1 y 2** (78,15 MW) de **Endesa Chile** y **Totoral** (46 MW) de **Norwind**. En la segunda semana de febrero se inauguró la segunda y última etapa de Monte Redondo, construido por el grupo de energía belga-francés **GDF Suez** y que permitirá dar electricidad a 74.000 hogares. La energía eólica permitirá reducir las emisiones de gases con efecto invernadero en unas 68.000 toneladas de CO₂ al año, equivalente a sacar 15.000 autos de las calles.

Y existe un nuevo foco para el desarrollo de la energía solar. Una cartera por casi 1.300 millones de dólares –pese a sus altos costos– ya estaría dando un primer soporte ante la actual incertidumbre³⁰. En total son siete los proyectos que ya se alzan como los impulsores de este próximo auge solar. Dos de ellos, **Calama Solar 1** y **Calama Solar 2**, de la española **Solarpack** en la II Región, ya cuentan con la aprobación de la autoridad ambiental. El resto de los proyectos se encuentran aún en calificación, aunque según proyecta el sector, se espera que su construcción no demore más allá del término de la década, como máximo. Los costos de inversión en la solar fotovoltaica han bajado y, por lo tanto, el precio de la energía (PPA) que requieren estos proyectos para ser viables se ha reducido.

Un proyecto solar en el norte de Chile fácilmente puede alcanzar costos de inversión de 4 millones por MW, con factores de planta del orden de 35%, lo que implicaría un PPA cercano a 140 dólares por MWh. Por este motivo, desde ya comparada con fuentes de generación diesel (con costos sobre los 200 dólares por MWh), sería una opción rentable si se hace pensando en desplazarla.

Después de un período de operación, no utilizan combustible, por lo tanto despachan energía al sistema a costo marginal cero. Al sistema le interesa mucho que los costos marginales bajen, porque muchos de los contratos que tienen las mineras están indexados al costo marginal, entonces en las medidas en que se empieza a poner una proporción importante de energías renovables, se logra que el sistema baje en promedio sus

²⁸ El Mercurio, “Golborne asegura que plan de aborro de energía no afectará a empresas mineras”, (14/2)

²⁹ Reuters, “Costly Chile power may jolt renewable energy”, (10/2)

³⁰ Diario Financiero, “Boom de centrales eléctricas con energía solar ya involucra casi US\$ 1.300 millones en Chile”, (15/2)

costos marginales, lo que hace bajar el costo de operación de todo el sistema en su conjunto. Sin embargo, si Chile se recupera rápidamente de su estrechez energética, como ocurrirá a mediados de año (ver más arriba), las renovables pueden quedar con precios fuera del mercado.

Estados Unidos y la superabundante producción de etanol de maíz. La ambigüedad de los subsidios

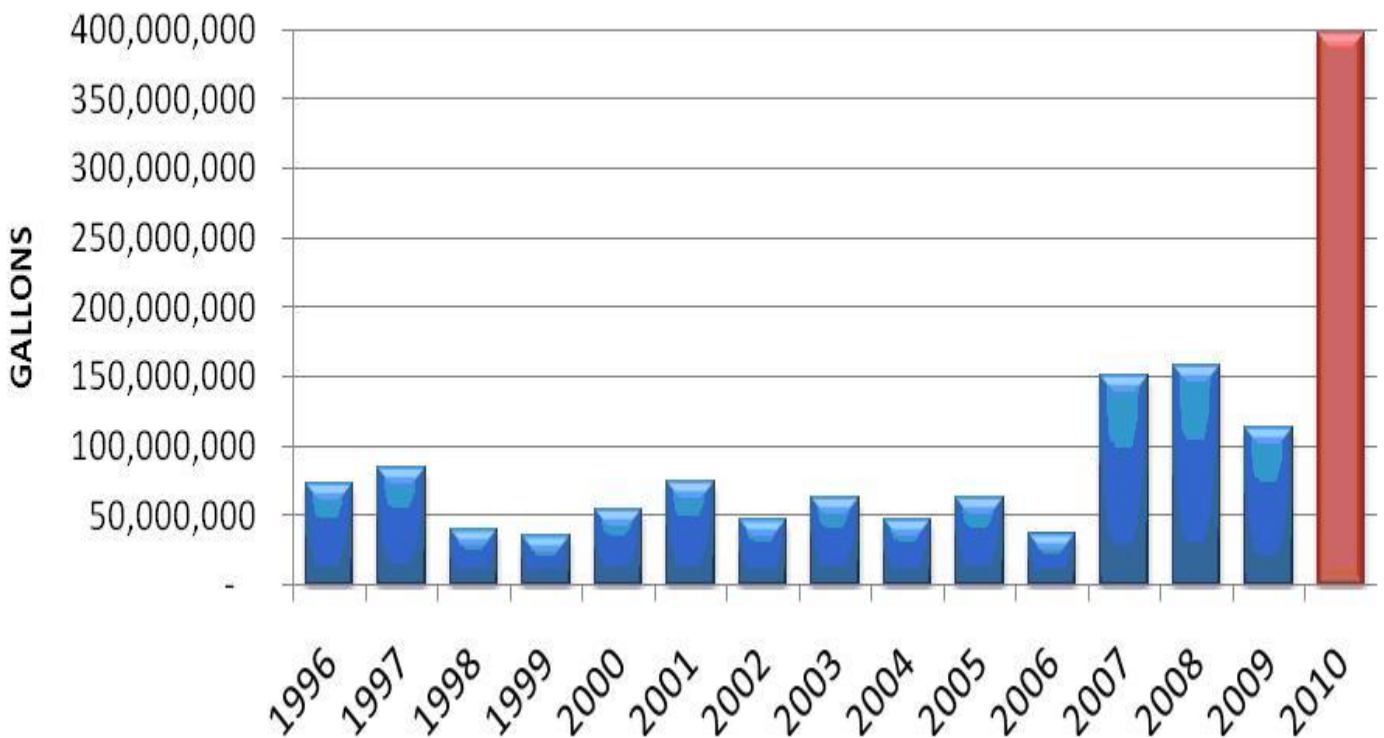
El aumento de la demanda mundial, un dólar débil y una producción interna récord está dando a los productores de etanol estadounidense una ventaja cada vez mayor sobre los brasileños en los comarcados de exportación del alcohol combustible. Mientras los productores americanos recogen compradores en el exterior, el apetito doméstico cada vez mayor de Brasil mantiene más alcohol dentro del país. El desequilibrio ayudó al etanol norteamericano a conquistar una tajada creciente del mercado mundial, lo que ha ayudado en los ingresos de empresas como **Archer Daniel Midland Co. (ADM)**.

Los volúmenes finales de exportación en 2010 muestran un aumento de casi 400% de etanol de Estados Unidos, cuando se lo compara con 2009³¹. Es el record más dramático en relación al etanol. Las exportaciones totales de etanol terminaron el año en 397 millones de galones, marca un aumento de casi el cuádruplo durante 2009. De esos galones, 270 millones, o el 68%, eran de etanol desnaturalizado. Los 27 millones de galones restantes fueron no desnaturalizados, etanol no para bebida. Casi un tercio del etanol fue exportado a Canadá. Otros importadores importantes fueron Holanda, Reino Unido, India y los Emiratos Árabes Unidos. Brasil también importó casi 23 millones de galones de etanol estadounidense en 2010.

El *surge* de las exportaciones de etanol es atribuido a dos factores. El primero es el costo del etanol estadounidense comparado con otros mercados. Además, el mercado interno para el E10 está actualmente saturado y el movimiento al E15 requerirá tiempo. La industria del etanol estadounidense preferiría no tener que exportar cualquier producto en absoluto, pero las condiciones actuales no permiten que el mercado estadounidense absorba la cantidad de etanol que Norteamérica es capaz de producir hoy.

³¹ Ethanol producer, "U.S. ethanol, DDGS exports break records in 2010", (15/2)

TOTAL U.S. ETHANOL EXPORTS (Denatured & Udenatured, Non-Beverage)



“*Todo lo que era exportado de Brasil está ahora siendo despachado de los Estados Unidos*”, dijo **Marc Van Driessche**, gerente de negociación de los trading de biocombustibles **Greendiesel Trading**. Las exportaciones americanas de etanol se triplicaron el año pasado, a 13,2 millones de hectolitros, en comparación con 4,3 millones en 2009. Los principales destinos fueron Canadá, nordeste de Europa y Brasil, según la Renewable Fuel Association de Estados Unidos.

Brasil aún está al frente de Estados Unidos en exportaciones de etanol, pero el liderazgo se encogió. Las exportaciones brasileñas sumaron 19 millones de hectolitros el año pasado, una caída del 61% en relación a 2009, según la asociación americana. Las trayectorias diferentes de Brasil y Estados Unidos son atribuibles en gran medida a la flaqueza del dólar ante el real, lo que da una ventaja competitiva a los exportadores estadounidenses. El dólar cayó un 39% en relación al real desde el inicio de 2009. Otro factor es el alza en los precios del azúcar, que hace que los *usineiros* desvíen parte de la caña de azúcar que sería usada en el alcohol.

También hay cambios en los mercados domésticos de alcohol combustible de EE.UU. y de Brasil. En Estados Unidos, los productores de etanol están teniendo dificultades para aumentar las ventas internas al mismo tiempo que la producción crece. La industria norteamericana luchó mucho para aumentar la cantidad de etanol mezclada con gasolina. Como ya mencionamos en otros informes, en enero, **EPA** permitió que los vehículos hechos a partir de 2001 usaran una mezcla del 15% de etanol. Antes, la mezcla permitida era del 10%. Pero, como las constructoras amenazan anular las garantías de los

motores y las refinerías se niegan a vender la mezcla con más alcohol, los productores de etanol determinan vender en el exterior la oferta creciente de lo que disponen.

Mientras tanto, la economía en crecimiento de Brasil produce demanda de autos, y el porcentaje de alcohol en la gasolina es mayor que en Estados Unidos. La producción brasileña de automóviles batió records en 2010 y este año, en enero, las ventas llegaron a casi 245.000 vehículos, un aumento de casi un 15% sobre el mismo periodo del año anterior, según la **Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores (Anfavea)**. Los ingresos de la industria automovilística brasileña con exportaciones alcanzó 886,29 millones de dólares en enero, superando en un 18,2% el monto registrado en el mismo periodo de 2010 (749,52 millones de dólares). La creciente demanda brasileña por etanol superó su propia oferta, reduciendo las exportaciones de biocombustibles y hasta exigiendo importaciones de Estados Unidos³².

Las exportaciones de etanol puro de Estados Unidos no tienen derecho a un crédito fiscal de 0,45 centavos de dólar por galón (0,12 centavos de dólar por litro) ofrecido por el gobierno norteamericano. Pero la producción apoyada por el crédito tributario está cada vez más siendo enviada a Europa en forma de mezcla del 90% y 10% de gasolina. Esa mezcla, llamada E90, permite a los *traders* usar una mínima cantidad de gasolina, recibir el crédito y vender el combustible a Europa con descuento. Personas del sector en EE.UU. y en Europa describen al E90 como producto para un mercado de nicho, que creció recientemente a 189.000 hectolitros en exportaciones por mes.

La exportación mina el argumento popular de que el alcohol aumenta la independencia energética de Estados Unidos, reconoce **Jeff Lautt**, director de operaciones corporativas de Poet, el mayor productor de etanol del mundo. Añadió que preferiría que el mercado estadounidense permitiese un mayor uso interno frente a la creciente demanda de exportación. o tiene sentido estar exportando", puntualizó Lautt. "*Esto está realmente impulsado por el hecho de que tenemos estas limitaciones del mercado*". El ejecutivo prevé que las ventajas que EE.UU. tiene sobre Brasil continúen "*en un futuro inmediato*".

³² O Globo, “Anfavea: Exportações de montadoras sobem 18,2% em janeiro ante 2010”,(7/2)

Análisis del desarrollo de biodiesel brasileño a partir de la soja



*Entre los años 2005 y 2010, fueron invertidos cerca de 4 mil millones de reales en la industria del biodiesel y creado 1,3 millones de empleos. En la trayectoria de adopción del 20% de mezcla hasta 2020, serían creados 532 mil empleos directos y 6 millones de ocupaciones indirectas. Con el biodiesel, Brasil puede, en 2020, exportar aproximadamente 28 millones de toneladas de sémola de soja y obtener unos ingresos de 8,4 mil millones de dólares. El aumento de la producción de sémola, usando con ratio, posibilita una mayor oferta de proteína animal, o sea, carnes en general. Con una mezcla del 10% de biodiesel a diesel, el país habría tenido una economía de 2,2 mil millones de dólares solamente de enero a junio de 2010 por no importar diesel. El estudio de la Fundación Getulio Vargas (FGV) antes mencionado muestra que la adopción de la mezcla no causa impacto inflacionario. El biodiesel puede ser un piso de referencia de precio, garantizando la compra de materia prima en caso de caída en el precio del aceite vegetal.

La mezcla de biodiesel en el gasoil ya comienza a surtir efecto positivo en la balanza comercial brasileña. El año pasado, el consumo obligatorio del producto establecido en un 5% por el gobierno (conocido como programa B5) respondió por cerca del 30% del volumen total importado por Brasil de diesel para atender la demanda en el país. En 2009, esa proporción llegó a un 50%, pero las importaciones de diesel fueron bien menores, por cuenta de la crisis financiera global. La expectativa es que la dependencia de importación de diesel en el país recule, hasta erradicarse en los próximos seis años, considerando que la mezcla de biodiesel en el combustible aumente a un 10% en 2014 y alcance un 20% en 2020, además de la instalación de nuevas refinerías en el país por parte de Petrobras hasta 2017. El sector, encabezado por la **União Brasileira do Biodiesel (Ubrabio)** defiende

que se altere la ley, estableciendo una adición del 20% para 2020, con aumentos paulatinos, partiendo del nivel del 7%³³.

El año pasado, el consumo brasileño de biodiesel totalizó 2,5 mil millones de litros, crecimiento del 56% en relación a 2009, reflejo de la obligatoriedad de la utilización del 5% del producto en el diesel establecida por el gobierno a principios de 2010. Por cuenta de esa política, el país dejó de importar directamente el mismo volumen consumido de diesel, evitando gastos directos en torno a 1,4 mil millones de dólares. Hasta 2008, la mezcla era facultativa y comenzó con un 2% en 2005.³⁴

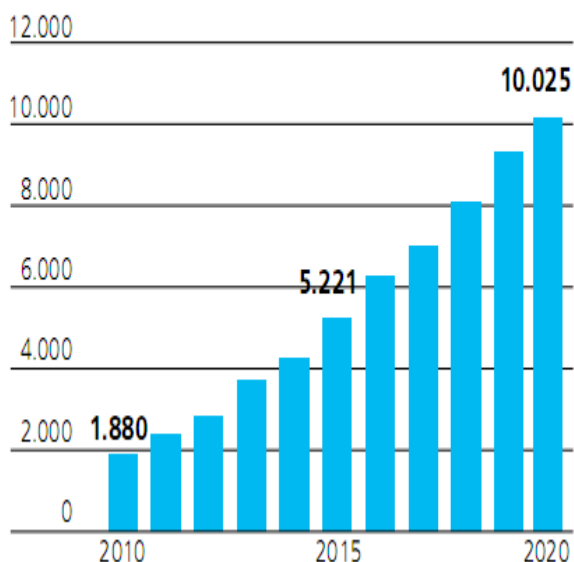
Creado para tener el mismo estatus que el **Proálcool**, que a mediados de los años 70 revolucionó el mercado brasileño de combustibles, el programa de mezcla del biodiesel, aunque a pasos lentos, comienza a ganar espacio³⁵. El año pasado, Brasil importó 9,1 mil millones de litros de diesel para suplir sus necesidades. Los gastos fueron de 5,131 mil millones de dólares, según datos del **Ministerio de Desarrollo, Industria y Comercio (Mdic)**. El consumo total de diesel totalizó en 2010 cerca de 49 mil millones de litros, un aumento del 12,7% de acuerdo con las estimaciones del **Sindicato Nacional de las Empresas Distribuidoras de Combustibles y Lubricantes (Sindicom)**. Ese salto en el consumo, después de dos años de estagnación por cuenta de la crisis económica mundial, ocurrió con la recuperación de la economía brasileña.

En 2009, la importación del diesel fue de 3,5 mil millones de litros, de acuerdo con los datos de la **Agencia Nacional de Petróleo, Gas y Biocombustibles (ANP)**, cuando el consumo total del país quedó en 44,3 mil millones de litros. El aumento del consumo de diesel está conectado directamente al PBI. La economía dio señales claras de recuperación el año pasado, con mayor transporte de mercancías. Cerca de un 90% del diesel consumido en el país es utilizado en transporte, sobre todo en camiones y ferrovías. Con inversiones cercanas a los 4 mil millones de reales en los últimos años, Brasil cuenta con 63 fábricas productoras del biocombustible.

Petrobras es dueña de tres usinas y tiene participación en una cuarta unidad. A pesar de los tropiezos en el inicio de su implantación, el mercado de biodiesel comienza a madurar. El sector aguarda un nuevo marco regulatorio para que la mezcla del 10% sea efectivizada hasta 2014 y aumente a un 20% en 2020.

Demanda projetada para o óleo de soja com cenário para o B20 em 2020

(mil toneladas)

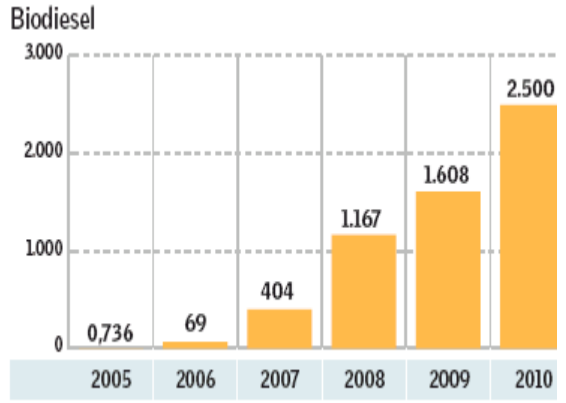
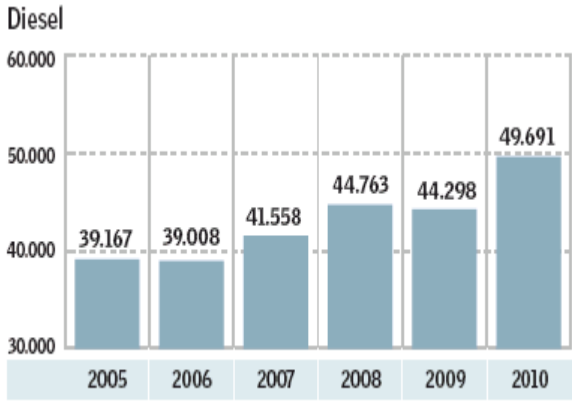


Fonte: FGV Projetos

³³ Correio do Povo, “Expansão depende da legislação”, (16/1)

³⁴ Valor, “Consumo de biodiesel cresce no país”, (27/1)

³⁵ Scielo, “Análise da situação da produção de etanol e biodiesel no Brasil”, Gerd Kohlhepp (2010)

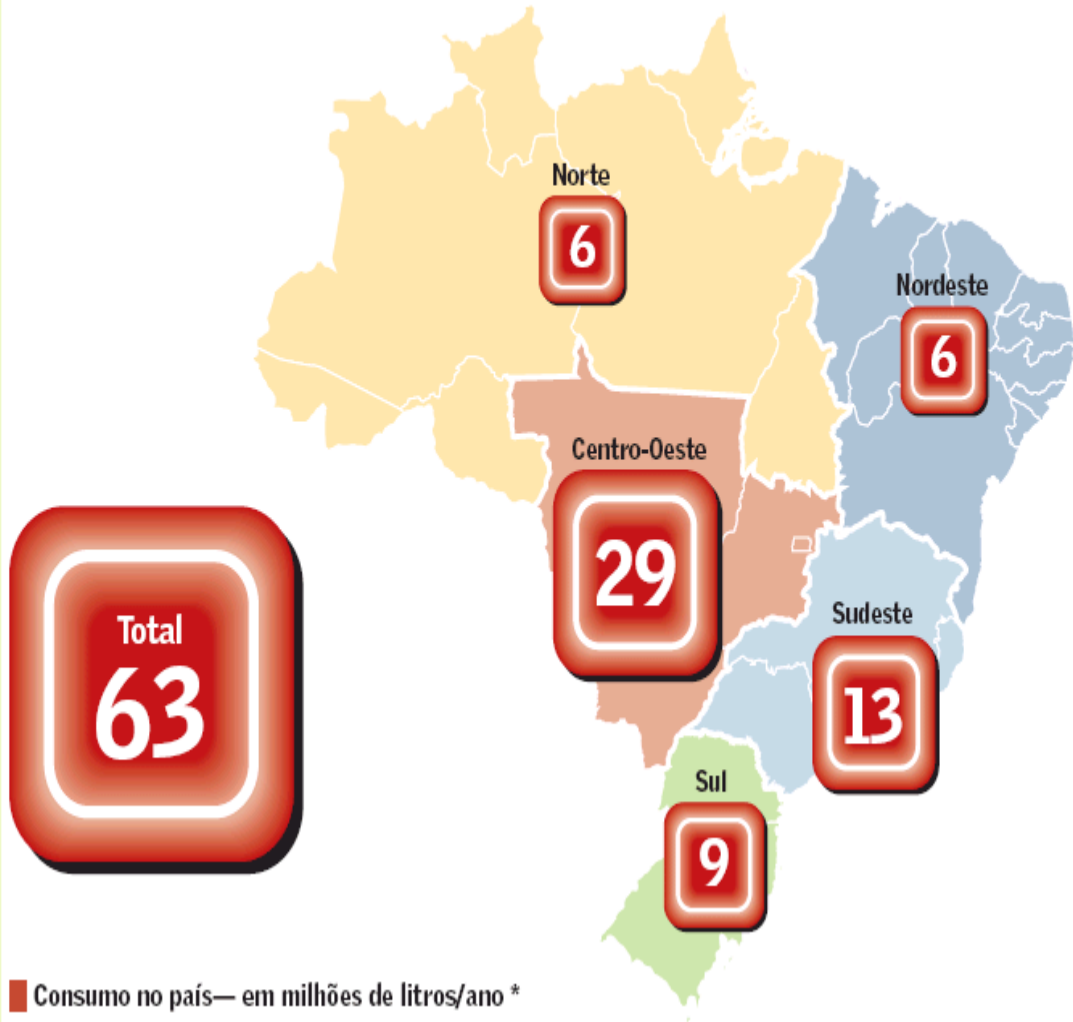


Fontes: ANP, compilado pela FGV Projetos, Ubrabio e Sindicom. * Estimativa.

Avanço do biodiesel

A evolução do mercado de diesel e biodiesel no país

Mapa das usinas produtoras de biodiesel



Assim como o Proálcool no início de sua implementação, o programa do biodiesel, criado em 2005, é controlado pelo governo. As compras do produto são feitas em 100% pela Petrobras via licitação, coordenado pela ANP. No caso do etanol, o governo não intervém diretamente nesse setor desde os anos 1990. A obrigatoriedade

del etanol anidro en la gasolina es del 25% y el etanol hidratado es utilizado directamente como combustible en el automóvil. La diferencia del biodiesel en relación al etanol es que el impacto del producto en la balanza comercial es bien mayor, una vez que Brasil importa poco alcohol.

Un estudio de la **Fundación Getúlio Vargas (FGV)** muestra que la capacidad instalada de la producción de biodiesel en Brasil está en torno a los 5,1 mil millones de litros. La demanda para atender la mezcla del 20% hasta 2020 está estimada en 14,3 mil millones de litros, con inversiones en torno a 7,3 mil millones de reales en los próximos dos años. Solamente aumentando al B10, el país dejaría de importar 1,67 mil millones de dólares al año de petróleo o 3,51 millones de metros cúbicos.

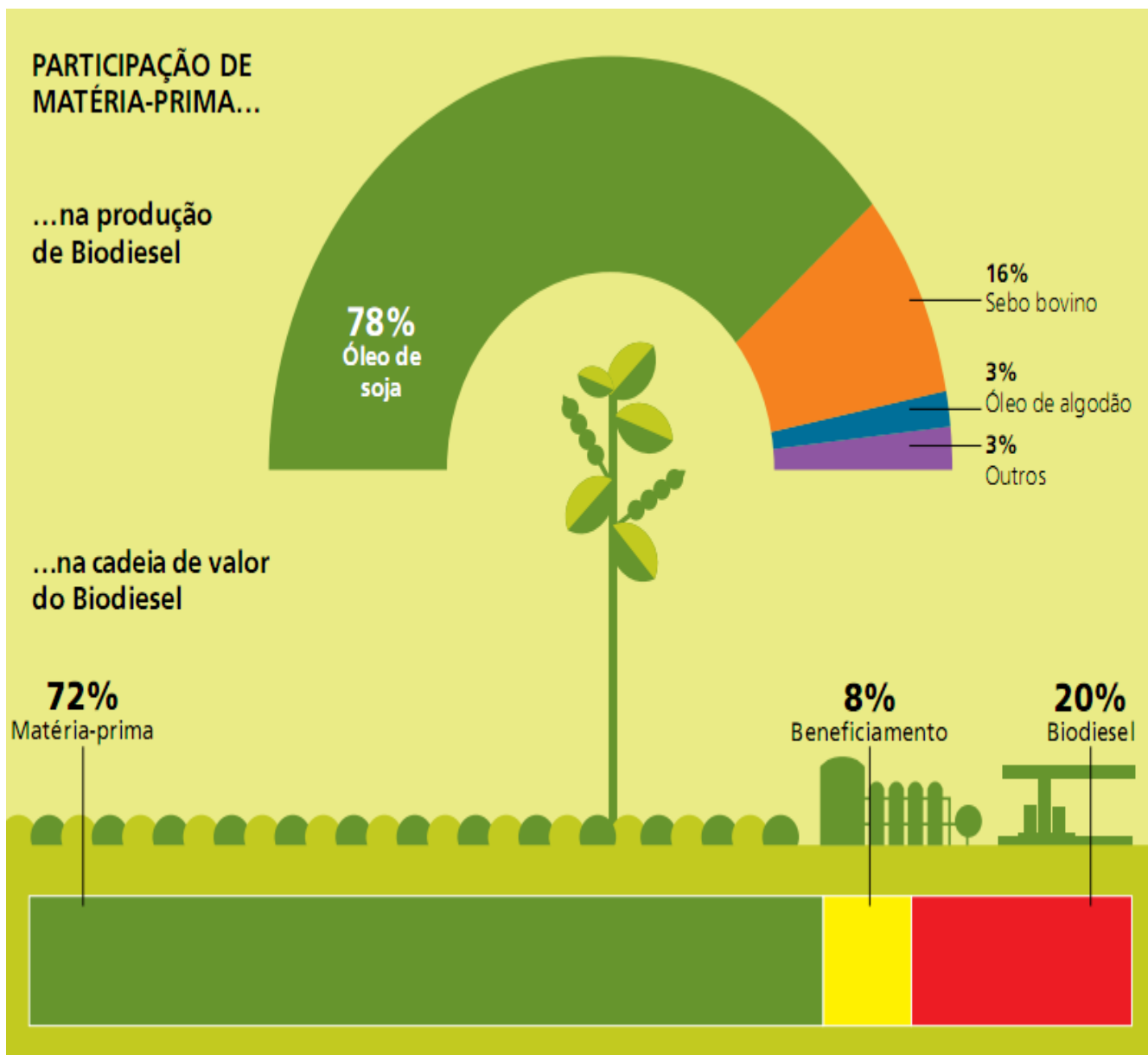
El coordinador de proyectos del FGV, **Cleber Guarany**, resalta aunque la producción de este tipo de combustible es un importante factor de generación de renta para los pequeños productores, beneficiando hoy 108 mil familias en medios rurales brasileños por medio del **Programa Nacional de Producción y Uso de Biodiesel (PNPB)**. Con el potencial de expansión, el negocio puede beneficiar a 570 mil familias en el campo. Según el FGV, actualmente, la capacidad instalada en Brasil se concentra en el **Centro-Oeste** (un 42%) y en el **Sur** (un 25%). Las regiones son seguidas por los estados del **Sudeste**, que responde por un 12% de la producción brasileña del combustible, del **Nordeste** (un 12%) y de **Amazonia** (un 4%).

Armonía entre las materias primas para la producción de biodiesel

La industria de biodiesel en Brasil es reciente, pero ya muestra su importancia para un segmento muy prometedor del sector agrícola de ese país: el de la producción de oleaginosas. Hay en Brasil una extensa gama de especies que pueden ser utilizadas, como la soja, la palma, el ricino, el girasol, el algodón, el babaçu, el cacahuete, el piñon mudo, la colza, el crambe y el sésamo, entre otras. A pesar de la llegada de grandes grupos mundiales desde la última década para actuar en la cadena de producción de la soja, es en la diversificación de producción de otros tipos de oleaginosas que Brasil vive hoy un momento de expansión único.

Impulsada por el PNPB, la industria de biodiesel ha actuado fuertemente en varias regiones de Brasil en el desarrollo de nuevas cadenas de oleaginosas. Estimulada por el programa del gobierno federal **Selo Combustível Social**, la industria del biodiesel incentiva la agricultura familiar para diversificar la producción de oleaginosas. La producción de materia prima para el biodiesel corresponde a un 72% de todo el valor de la cadena generada por este combustible. El lastre en el abastecimiento de materia prima para la producción de biodiesel ha sido la soja y, aunque existen buenas perspectivas para la participación de otras oleaginosas, la soja deberá continuar siendo la materia prima base para la producción de biodiesel en los próximos años.

La descentralización de la producción del biodiesel se presenta como un factor estructurante para el desarrollo de polos de producción oleaginosas en Brasil. El país tiene posibilidades de diversificación de su cadena de suministro, contando con un vasto abanico de opciones de oleaginosas para diferentes situaciones de clima y suelo. En ese proceso, la agricultura familiar tiene un papel decisivo, pues cuenta con mayor flexibilidad para el manejo de los cultivos, principalmente las perennes, donde la dedicación normalmente es mayor. El modelo que viene siendo aplicado por la industria del biodiesel es el suministro de asistencia técnica intensiva al pequeño productor, de modo de garantizar buenas prácticas en el manejo de cultivos, además de índices de productividad que permitan la obtención de un piso mínimo de renta.



Otro factor importante en el programa Selo Combustível Social es la no obligatoriedad de utilizar los volúmenes adquiridos de materia prima directamente en la fabricación de biodiesel. Esa práctica possibilita también el desarrollo de oleaginosas con alto valor agregado, en que los precios despegan de los usualmente encontrados en la

industria del biodiesel. La industria puede repasar a otras cadenas de producción el producto adquirido de la agricultura familiar.

La producción de soja en Brasil se expandió rápidamente en el inicio de los años 70 con una producción típicamente agroindustrial. Con la misma velocidad de la expansión del cultivo, fueron creadas unidades machacadoras para transformar el grano de la soja en aceite, incluyendo la refinación del aceite destinada a la alimentación humana y también a la sémola bruta. Desde entonces el país, con destaque en la región Centro-Oeste, se transformó en uno de los principales productores mundiales de soja en grano y también en uno de los principales polos de la agroindustria, que contempla la producción y el procesamiento de carne de aves.

Actualmente, Brasil es el segundo mayor productor y procesador mundial de soja en grano, segundo exportador mundial de soja en sémola y tercer mayor exportador de aceite. La soja representa una de las principales fuentes de divisas para Brasil, con aproximadamente un 10% de las exportaciones y con el empleo de 1,4 millones de personas. La participación brasileña en el mercado mundial de granos de soja ha sido expresiva. Los últimos años, el mercado ha crecido a un ritmo del 7% al año, avalado principalmente por la industria de alimentos y de proteína animal.

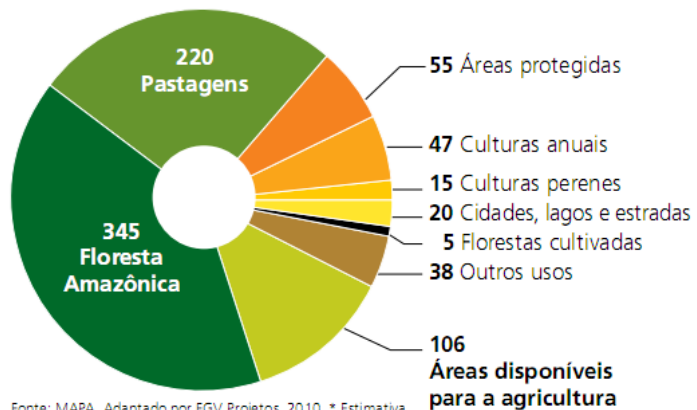
La expansión de la soja en Brasil tiende a acontecer en áreas abandonadas o degradadas, impulsadas principalmente por la iniciativa conocida como “*Moratoria de la Soja*”, liderada por la **Associação Brasileira da Indústria de Óleos Vegetais (Abiove)** y por la **Associação Brasileira dos Exportadores de Cereais (Anec)**, que se comprometieron a no comercializar ninguna soja oriunda del Bioma Amazonia en

áreas que hayan sido desforestadas después de 2006. Tal iniciativa debe contribuir significativamente al mantenimiento y hasta crecimiento de la participación de la soja brasileña en el mercado internacional, una vez que sale al encuentro de las mejores prácticas de gestión con la utilización sustentable de los recursos naturales, recogiendo conciliar la preservación del medio ambiente con el desarrollo económico.

Según el Ministerio de Agricultura, el área plantada de soja en Brasil deberá pasar de los actuales 23,5 millones de hectáreas a algo en torno de los 26,5 millones de hectáreas en el año 2018, o sea que para ese año Brasil tendría materia prima para atender las proyecciones de B17. En ese escenario, Brasil naturalmente pasaría a direccionar sus exportaciones a productos de mayor valor agregado en la cadena productiva de la soja, como la sémola, y disminuiría significativamente sus exportaciones de soja en grano. Por lo tanto, el complejo de la soja brasileña presenta elasticidad para absorber las demandas de la industria de biodiesel en los próximos años, manteniendo así su posición de importante, dando seguridad de abastecimiento de la materia prima para asegurar el desarrollo de otras oleaginosas en ese país.

DISTRIBUIÇÃO TERRITORIAL BRASILEIRA

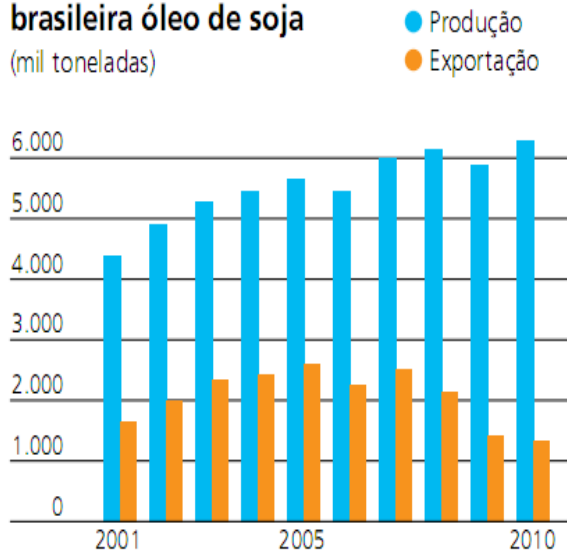
(milhões de hectares*)



Fonte: MAPA, Adaptado por FGV Projetos, 2010. * Estimativa

Produção e exportação brasileira óleo de soja

(mil toneladas)



En el procesamiento de la soja, la sémola en el mercado interno ha desempeñado un papel relevante para el fortalecimiento de la industria de proteína en Brasil, garantizando una importante participación en el comercio mundial. En las exportaciones de sémola, Brasil ha perdido mucho espacio en el mercado internacional, principalmente con los exportadores argentinos. De 1999 a 2009, el comercio mundial de sémola de soja creció más del 5% al año, mientras Brasil perdió su importante participación de mercado, prácticamente estancando sus volúmenes exportados. Según el **Food and Agricultural Policy Research Institute**, órgano norteamericano que prepara las proyecciones del mercado para

el sector agrícola, Brasil, como está, debe prácticamente mantener los volúmenes actuales de exportaciones de sémola de soja en 2020, indicando que las exportaciones del producto brasileño no acompañarán el aumento de la demanda internacional. Hay, sin embargo, elasticidad en el mercado mundial para que Brasil salte del actual 20% de participación de mercado a cerca de un 40%, la misma participación del comercio mundial de sémola de soja que tenía en 1996, lo que representaría 28 millones de toneladas exportadas y un ingreso anual de 8,4 mil millones en 2020.

Un factor que puede contribuir al aumento en las exportaciones de sémola es el incentivo a la modernización de las industrias machacadoras en Brasil. De esa manera, en vez de exportar granos, Brasil podría exportar sémola, aumentando el valor agregado del producto, además de poder utilizar el aceite en la producción de biodiesel. Hay ejemplo de países que indirectamente incentivan el aplastamiento en detrimento de la exportación de granos, como Argentina, donde el grano es tasado en un 35% para exportación. Es de peso fundamental que el gobierno regule el sector, señalando a los participantes de la cadena de producción de biodiesel cuáles serán los porcentajes adoptados hasta el año 2020.

Insumo para proteína animal

Brasil es hoy importante productor mundial de proteína animal: es el principal exportador mundial de pollo y carne vacuna y su importancia crece en el mercado de carnes de cerdo. Según datos de la **Organización de Naciones Unidas para Agricultura y Alimentación (FAO)**, la producción de carnes de aves deberá crecer cerca de un 40% hasta 2020. El consumo será impulsado principalmente por países en desarrollo, que deberán tener crecimiento expresivo los próximos años.

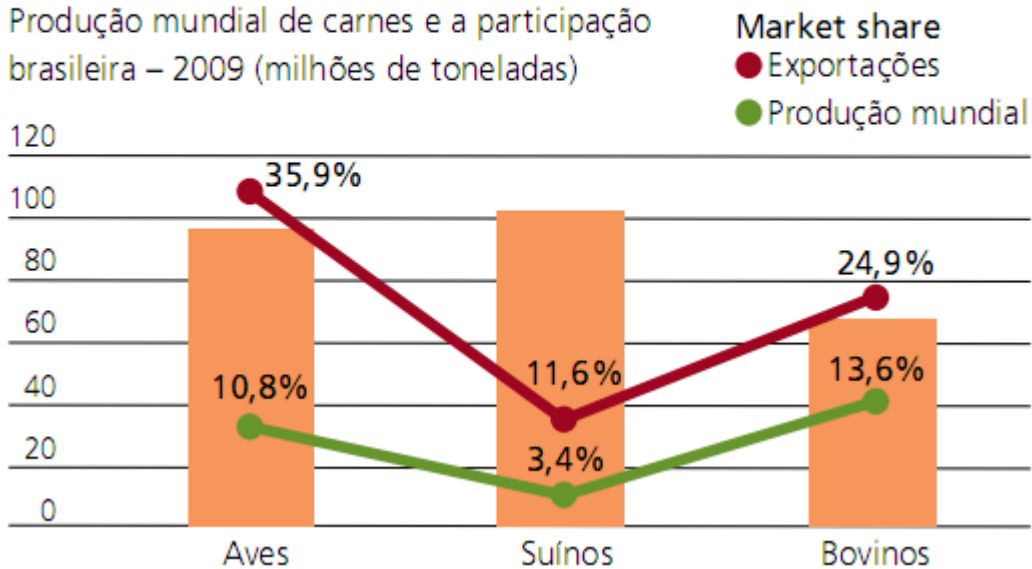
El crecimiento del mercado de proteínas en el mundo deberá apalancar el consumo de sémola de soja que es destinado principalmente a la fabricación de ratio para aves y cerdos. En promedio, se utiliza un 20% de sémola de soja en las dietas de los animales, lo que representa cerca de 2/3 del consumo mundial de sémola de soja, o sea, de la producción mundial durante el año 2010, estimada en 53 millones de toneladas, cerca de 35 millones de toneladas de sémola será comercializadas mundialmente para producir ratio

animal. Así, se estima que el mundo deba necesitar comercializar cerca de 45 millones de toneladas de sémola en 2020 y Brasil, en ese contexto, podría suministrar gran parte de ese volumen.

Existe también la posibilidad de consumo de proteína de soja por parte del rebaño vacuno confinado. El rebaño confinado brasileño y mundial tiene tendencia de crecimiento, lo que puede impulsar el consumo de sémola proteica, sobre todo si el precio de este se cae, además de liberar tierras actualmente ocupadas con ganadería extensiva para la producción de granos. El adicional de sémola de soja producido con B20 para 2020 podría alimentar a más del 20% del rebaño vacuno brasileño, si este fuera confinado. Además de absorber los adicionales de sémola, es un hecho importante para la industria de carnes, una vez que el ganado confinado puede resultar en una carne de calidad superior, pudiendo hasta apalancar los precios de carnes exportadas por Brasil.

O BRASIL E O MERCADO DE PROTEÍNA ANIMAL

Produção mundial de carnes e a participação brasileira – 2009 (milhões de toneladas)



Brasil produjo en la cosecha 2009/10 aproximadamente 6 millones de toneladas de aceite de soja, de las cuáles 1,46 millón fue exportado como aceite bruto. Del consumo interno de aceite de soja de 4,52 millones de toneladas un 25% fueron destinados al mercado de biodiesel, llevando el volumen restante a otros mercados. Cerca de un 90% de la producción de aceite vegetal en Brasil es oriundo de la soja. La industria machacadora es altamente dependiente de ese cultivo y, a pesar del incremento de la producción de otras oleaginosas, ese escenario no deberá alterarse los próximos años. Aunque la producción de aceite de soja sigue creciendo en el país, los niveles de exportación cayeron en los últimos años. Eso puede ser explicado por el hecho que Brasil exportó mayor cantidad de granos *in natura*, evitando el procesamiento de las cantidades adicionales de producción.

Las inversiones para aumentar la capacidad de procesamiento del complejo soja en Brasil vinieron, sobre todo, de la necesidad de acompañar la demanda generada por el mercado de alimentos seguida por el mercado de biodiesel. En los últimos diez años, la

industria de procesamiento saltó de 108.000 toneladas/día de producción a los actuales 166.000 toneladas/día, o sea, aproximadamente un 54% de aumento de procesamiento, prácticamente acompañando la demanda interna por sémola y aceite de soja.

El principal insumo para la fabricación del biodiesel es el aceite vegetal y, actualmente, sólo el aceite de soja está disponible para producir grandes cantidades de biodiesel en Brasil. Aproximadamente un 80% del biodiesel fabricado en Brasil es producido a partir de ese aceite. La importancia actual y futura de esa materia prima deberá continuar elevada hasta la consolidación de nuevos polos de producción de otras oleaginosas, contribuyendo de manera significativa a garantizar las demandas futuras del programa de biodiesel brasileño. El aumento de la industria del biodiesel en Brasil, por medio del aumento planeado en la mezcla del diesel con biodiesel, es de fundamental importancia y deberá contribuir para fortalecer toda la cadena de producción de soja.

Mayor participación de la colza en el mix de biodiesel brasileño

De acuerdo con el estudio de la **Companhia Nacional de Abastecimento (Conab)**, en la cosecha 2010/2011 deben ser cosechadas cerca de 70 mil toneladas de colza, lo que representa un aumento del 65% en relación a la cosecha anterior. Este crecimiento de la producción es atribuido al **Programa Nacional de Producción y Uso de Biodiesel (PNPB)**, a las inversiones en investigación y a la indicación de áreas aptas para el cultivo. La demanda del sector de biocombustibles por aceites vegetales es grande. Una única usina en la región Sur fomentó casi 1/3 de la producción de colza de esa cosecha.

El PNPB fue creado en 2003 y tiene como objetivo implementar, de forma sustentable, en la perspectiva técnica y económica, la producción y uso del biodiesel en Brasil. La inclusión social y el desarrollo regional son prioridad, con generación de empleo y renta a los agricultores. Con el programa, la disponibilidad de la colza creció en el mercado, lo que consolidó la planta como materia prima alternativa para la producción de biocombustibles³⁶.

En la **Empresa Brasileña de Investigación Agropecuaria (Embrapa)**, unidad de Agroenergía, investigadores trabajan con diversas oleaginosas, entre ellas la colza. Son análisis que recogen el desarrollo de plantas con mayor acumulación de energía por hectárea, lo que garantiza más ingresos para la producción de aceite. Otra importante acción de fomento a la cadena es el estudio de las zonas de riesgo climático de la colza. El relevamiento indica los mejores periodos y las regiones más aptas para el cultivo, previniendo pérdidas por eventos climáticos. Las instituciones financieras y el programa de subvención al seguro rural usan el estudio como base para conceder créditos.

Las zonas apuntan que el clima ideal para el cultivo de la colza es semejante al exigido por el trigo (se desarrolla bien en bajas temperaturas). La colza no tolera heladas expresivas inmediatamente después de la germinación y en la floración. En esta cosecha, el clima ha sido bastante favorable al desarrollo del cultivo. Eso puede garantizar una productividad bastante alta de la oleaginosa, principalmente en el sur del país, donde puede

³⁶ Canal Rural, "Produção de canola cresce 65% na safra 2010/20112", (15/2)

llegar a 1,52 toneladas por hectárea. Las investigaciones y el cultivo de colza se iniciaron, en 1974, en **Rio Grande do Sul**, y los años 80, en **Paraná**. Hoy, el grano es producido en toda la región Sur, principalmente en Rio Grande do Sul y en Mato Grosso do Sul.

Números de Conab apuntan que en la cosecha 2009/2010, Mato Grosso de Sul produjo 2,2 mil toneladas del grano, en Paraná 7,8 mil toneladas y en Rio Grande do Sul 32.2 mil. Para la actual cosecha, la expectativa de producción es de 4,1 mil toneladas en Mato Grosso do Sul, 19,8 mil toneladas en Paraná, 0,5 mil toneladas en **Santa Catarina** y 45,3 mil toneladas en Rio Grande do Sul.