



Impacto de los costos energéticos en la economía de refinación

Por **Pablo Oscar Vercesi** (YPF S.A.)

Este trabajo apunta a mostrar una proyección de los gastos y analizar la evolución y costos de generación, así como de la producción y los precios de los combustibles.

El incremento de la actividad económica del país registrado en los últimos años, basado en una expansión del consumo, apoyado por el crecimiento de la industria local, ha provocado un acrecentamiento de los consumos energéticos en la Argentina.

Para comenzar a salir de la crisis institucional y financiera vivida en el país a fines del año 2001, se establecieron políticas para alentar el crecimiento sostenido del país, donde, entre otras medidas, se congelaron los precios de los combustibles.

En las refinerías, los costos energéticos representan un porcentaje importante de las erogaciones por optimizar.

Con este trabajo, se pretende mostrar una proyección de estos costos, analizando:

- Evolución de la generación y consumo de energía eléctrica en el país. Combustibles utilizados. Costos de generación. Proyecciones.



- Evolución de la producción y consumo de gas natural.
- Precios de combustibles.

A partir de estos datos, se podrá desglosar la influencia de los costos energéticos en las refinерías, observar su evolución y realizar una comparación con refinерías de otros países. Como conclusión, se mostrarán algunos ejemplos de propuestas de inversiones que pueden llevarse a cabo en las plantas de las refinерías, con sus respectivas rentabilidades.

Introducción

Los costos energéticos de una refinería, en promedio, representan alrededor del 40% de los costos operativos totales. Es por ello por lo que gran parte de los esfuerzos de ahorro de costos se deben concentrar en estos aspectos.

Estos costos energéticos están dados por el consumo de combustibles líquidos y gaseosos en hornos y calderas, la utilización de energía eléctrica para la operación de bombas, aerofriadores, *tracing* eléctrico y consumos domésticos.

El combustible preferencial utilizado en nuestro país es el gas natural. Debido al aumento de consumo, tanto a nivel industrial como a nivel domiciliario y un incremento en la utilización de automóviles impulsados a GNC, proveniente del crecimiento económico de los últimos años y a una disminución en la producción de los últimos años, las empresas en general y las refinерías en particular han debido sustituir, en determinadas épocas del año, este combustible por otros alternativos.

Otra fuente de energía utilizada es el fueloil, cuyo mercado alternativo es la venta al mercado interno durante los meses de invierno y para exportación durante los meses de verano. Como variante, se pueden emplear gases combustibles, como el propano. La utilización de cada uno de estos productos dependerá de sus precios relativos, siendo lo más económico la utilización de gas natural.

El consumo de energía eléctrica ha alcanzado, a nivel nacional, valores récord que se van batiendo año tras año. Una mayor producción industrial, el auge en las ventas de acondicionadores de aire y un aumento en la utilización residencial han derivado en la necesidad de construir nuevas generadoras eléctricas. Sumado a esto, una mayor conciencia ambiental ha determinado una promoción de utilización de energías alternativas. Pero los mayores costos de este crecimiento sólo han recaído sobre los grandes usuarios, siendo el resto de los consumidores subsidiados por el Estado nacional.

Las tarifas de los servicios públicos se vieron afectadas a partir de enero de 2002 por la Ley N.º 25.561 de emergencia económica, que las congeló debido a la grave situación económica que atravesaba nuestro país. Aún hoy, estas tarifas no se han actualizado en concordancia con los costos de producción, lo que afecta al sistema en general. En los últimos años, se ha ido actualizando la tarifa de los grandes consumidores, aunque esto no logró disminuir los consumos globales. Esto provocó una explosión en el consumo y, como consecuencia, nos transformamos de un país que exportaba energía a una nación que, en los últimos tiempos, ha pasado a tener una balanza energética negativa.

Los nuevos cargos y las modificaciones aplicadas para los cargos asociados al consumo energético han tornado la realización de un presupuesto energético en un cálculo muy difícil.

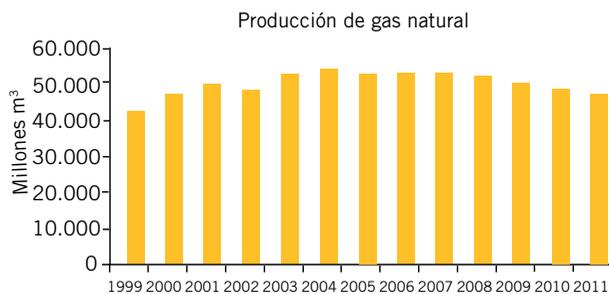
Desarrollo

Los consumos energéticos primarios en la Argentina están dados fundamentalmente por las siguientes fuentes básicas: gas natural, derivados del petróleo y energía eléctrica.

La crisis producida a fines del 2001 desalentó las inversiones en materia energética, lo que derivó en una menor producción, no sólo durante los años siguientes, sino que afectó la provisión de combustibles futura.

El gas natural es el combustible que mayor incremento alcanzó en la red energética nacional a través de los últimos años.

En el siguiente gráfico, se puede ver la evolución de la producción nacional desde el año 1999:



Y los principales consumidores de gas natural son las centrales de generación eléctrica, ya que 1 de cada 3 m³ de gas que ingresan en el sistema, ya sea a través de producción local o importaciones, es destinado a las centrales térmicas.

Mercado interno gas natural

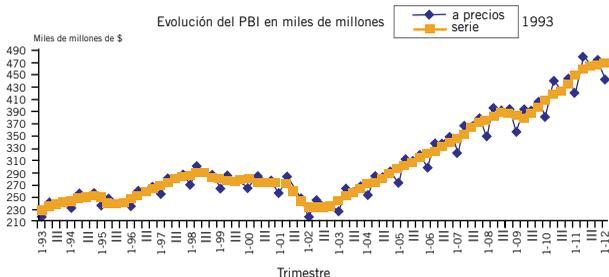
Sector	%
Generación eléctrica	33
Industrial	31
Residencial	23
GNC	7
Comercial	3
Otros	3

Si comparamos estos valores con respecto al año 2004, cuando el país se encaminaba hacia altas tasas de crecimiento, ha disminuido el porcentaje de gas destinado a la industria (antes era de un 33,5%), en detrimento de los consumos residenciales y la generación eléctrica.

Para sostener este aumento, se ha debido recurrir a un aumento constante en la importación de gas natural y GNL, por lo que se dejó de ser un exportador neto de este combustible a partir del año 2008. La evolución de las importaciones de gas natural ha sido la siguiente:

	Gas boliviano	GNL	Total
2008	583		583
2009	1.692	782	2.474
2010	1.773	1.817	3.590
2011	2.720	3.894	6.614

El crecimiento del PBI de los últimos años es un claro indicador del aumento de consumos energéticos.



Aunque la industria no ha podido sostener este crecimiento consumiendo el más barato y práctico de los combustibles, ha debido utilizar otras fuentes energéticas y, cuando no, suspender o bajar el nivel de actividad.

Particularmente, las refinerías ven restringida la provisión de gas natural durante los meses de invierno. Esto provoca que deban utilizar combustibles alternativos a ese fluido. La prioridad de abastecimiento del gas natural está dada para los consumos residenciales, el transporte automotor (GNC) y las pymes.

La menor producción de petróleo a nivel nacional, observado principalmente en la Cuenca Neuquina, ha llevado a las refinerías a bajar su procesamiento, al no contar con un mercado de precios a paridad importación que permita la importación de crudos de similar calidad.

Como resultado de esta situación, el país comenzó a importar combustibles para sostener el crecimiento de la industria y del país. La mayor parte de estas importaciones fueron destinadas para la generación eléctrica.

A partir del Decreto 1192/92 se crea la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA), con el objeto de: determinar el despacho técnico y económico del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) propendiendo a maximizar la seguridad del sistema y la calidad de los suministros y a minimizar los precios mayoristas en el mercado horario de energía; planificar las necesidades de potencia y optimizar su aplicación conforme reglas que fije la Secretaría de Energía y supervisar el funcionamiento del mercado a término y administrar el despacho técnico de los contratos que se celebren en dicho mercado.

También es su función el cálculo de los precios al mercado eléctrico.

En los últimos 10 años, la Argentina incrementó el consumo de energía eléctrica en más de un 50%, mientras que la potencia instalada sólo creció algo más del 10%, lo que produjo un aumento en las importaciones, restricciones al consumo energético en las industrias y planes de ahorro de energía por parte del Gobierno.

El crecimiento económico del país, incentivado por precios energéticos regulados, hizo aumentar la demanda energética, que no fue acompañada por las inversiones en generación necesarias para sostener este incremento, ya que las tarifas se encontraban reguladas por la Ley de Emergencia Económica, sancionada el 7 de enero de 2002.

La Secretaría de Energía, a través de la Resolución 1281/2006, a fin de aumentar la generación de energía eléctrica, puso en marcha el programa Energía Plus, que a su vez fija la metodología para calcular la "demanda base" del consumo energético para los grandes usuarios del mercado eléctrico mayorista.

Esta resolución orienta a los grandes usuarios a respaldar en el mercado a término los incrementos de consumo respecto a la demanda del año 2005, a través de contratos con generación adicional a la existente al 5 de septiembre de 2006, encuadrados en el referido servicio de Energía Plus, con la utilización de precios no regulados.

La resolución también establece que el precio a pagar por grandes usuarios en exceso a su demanda base, si no fuera previamente contratado bajo el servicio de Energía Plus, será igual al costo marginal de operación.

Estos costos adicionales al sistema eléctrico afectan al mercado de los grandes usuarios mayoristas del sistema eléctrico (GUMAS) y en particular, a las refinerías.

Los precios fueron regulados a través de los consumos de combustibles de cada generadora en particular. La

factura tiene discriminado distintos costos, los cuales se explican brevemente a continuación.

La valorización de las transacciones económicas en el mercado Spot y en el mercado a término para los grandes usuarios mayoristas es determinada por CAMMESA, quien también es la encargada de optimizar los costos del sistema.

El precio de la energía eléctrica, para la demanda base, se compone de la siguiente manera:

- **Precio spot:** varía en forma horaria de acuerdo a los requisitos y la disponibilidad de equipos que haya en cada momento. Para minimizarlo, se realiza el ingreso de máquinas para abastecer la demanda eléctrica con un orden prioritario de costos; es decir, entran en servicio primero las más económicas hasta cubrir la potencia más la reserva y las que no son requeridas quedan sin operar. El precio se calcula con un modelo que considera que todas las generadoras térmicas consumen gas natural. El precio spot máximo a cobrar está fijado por la Resolución 240/2003 y es de 120 \$/MWh.
- **Sobrecosto transitorio de despacho:** reconoce la diferencia de costos entre el combustible real utilizado por la generadora (carbón, gasoil o fueloil) y el gas natural, utilizado en el cálculo del precio spot. Es el precio que mayor variación presenta, acrecentándose notoriamente durante los meses de invierno, donde representa más del 50% del costo de la energía.
- **Sobrecosto combustible:** cargos asociados a impuestos por los combustibles.
- **Energía adicional:** costos asociados a las pérdidas físicas del sistema.
- **Adicional potencia:** relacionado con la potencia despachada y la reserva a corto y mediano plazo.
- Estos conceptos totalizan el precio final por MWh, que se denomina *precio monómico*.
- El precio monómico de la energía pueden incluso duplicarse entre distintos meses de un mismo año.
- **Cargo transitorio FONINMEM:** es el fondo para inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el mercado eléctrico mayorista, creado por la Secretaría de Energía, según la Resolución 712/2004. Con el fin de constituir este fondo, se creó un cargo fijo de 3,6 \$/MWh consumido.
- **Cargo demanda excedente:** la Resolución 1281/2006 establece que toda la demanda por encima de la demanda base que no sea abastecida con Energía Plus, sea abastecida por las máquinas más caras del mercado. Este sobrecosto deberá ser abonado por las empresas que no tengan contratada Energía Plus. El precio máximo a cobrar es de 320 \$/MWh.

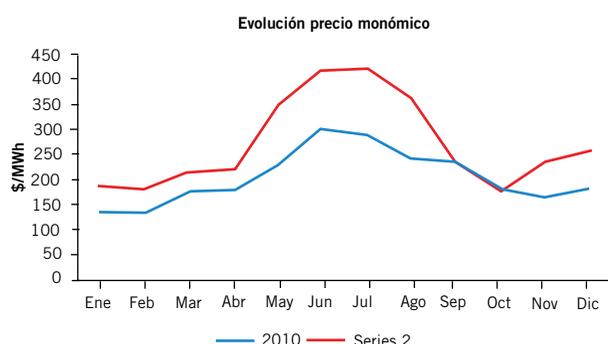
A partir del mes de noviembre de 2011, la Secretaría de Energía, considerando el real aporte que hace al abastecimiento de la demanda del Sistema Argentino de Inteconexión (SADI), tanto la energía importada desde la República Federativa de Brasil, como la aportada por la nueva generación instalada desde el año 2007, compren-

didadas en Contratos de Abastecimiento establecidos en las Resoluciones de la Secretaría de Energía N.º 1193/2005, 220/2007, 1836/2007, 200/2009, 712/2009, 762/2009, 108/2011, 137/2011, 932/2011 y demás normas, precisa el alcance y asunción de los costos derivados de dichos contratos, para que estos sean soportados por la totalidad de la demanda de energía eléctrica abastecida en el MEM.

Se determinó así crear el cargo "Sobrecosto Importación Brasil", hasta recuperar los saldos de importación que se habían generado al importar energía eléctrica del vecino país. Esta cuenta debía quedar saldada durante el período estacional de verano 2011-2012.

También se creó el cargo "Sobrecosto Contratos MEM", los cuales son asignados a toda la demanda de energía eléctrica del MEM, con una distribución homogénea a los sobrecostos transitorios de despacho.

A continuación se muestra la evolución del precio monómico en los últimos dos años:



Y en las siguientes tablas se muestra el desglose del precio monómico mensual, en \$/MWh:

	2010											
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Precio energía mercado	100,75	104,57	116,94	115,37	116,2	119,83	119,85	119,86	118,19	115,7	116,88	117,25
Sobrec. transit. despacho	2,48	1,63	30,07	24,84	78,6	154,33	140,32	93,35	76,13	30,81	14,80	24,11
Adic STD II	3,55	2,00	1,00	11,36	4,3	8,01	8,38	10,61	16,90	9,7	7,35	4,92
Energía adicional	3,90	4,15	4,69	4,44	4,3	4,78	4,02	4,28	3,98	4,2	4,56	5,24
Sobrecosto combust.	10,09	7,71	8,10	8,90	6,5	3,63	6,11	5,16	7,13	5,8	9,37	8,59
Potencia	14,58	13,87	14,12	15,96	17	10,89	10,88	10,28	14,45	14,05	11,58	18,66
Precio monómico	135,35	133,93	174,92	180,87	226,90	301,47	289,56	243,54	236,78	180,17	164,54	178,77
Cargo FONINVEMEM	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60

	2011											
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Precio energía mercado	119,75	119,40	118,98	119,80	119,66	120	119,69	118,78	119,93	116,75	119,92	119,71
Sobrec. transit. despacho	26,95	26,09	51,85	53,07	180,88	245,82	250,10	188,70	64,53	15,68	13,76	28,72
Adic STD II	6,96	6,18	11,04	14,02	14,46	18,94	18,86	19,89	18,62	18,65	15,01	12,00
Energía adicional	4,90	3,96	4,22	4,34	3,35	3,89	3,66	3,63	3,17	3,6	3,92	4,05
Sobrecosto combust.	9,79	8,88	7,64	11,17	10,43	5,49	4,65	4,54	6,64	6,88	8,45	9,69
Potencia	17,26	16,95	17,78	17,10	20,08	22,70	23,29	24,76	19,20	17,78	16,73	16,03
Sobrecosto precio Brasil											24,00	24,00
Sobrecosto contratos MEM											31,01	42,11
Precio monómico	185,61	181,46	211,51	219,50	348,86	416,54	420,25	361,30	232,09	179,34	232,80	256,31
Cargo FONINVEMEM	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60

El aumento promedio del precio monómico entre el 2010 y el 2011 fue de un 33%, afectado principalmente

por un alto incremento en el sobrecosto transitorio de despacho. Esto se debe a una suba en los precios de los combustibles líquidos y a un aumento de la proporción de estos en la canasta de combustibles.

Como se puede observar en las tablas, el mayor incremento en el precio monómico está dado en los sobrecostos transitorios de despacho.

Estos varían de acuerdo a la disponibilidad de combustible a utilizar, de las generadoras que puedan abastecer el sistema, y CAMMESA, siguiendo las pautas establecidas por la Secretaría de Energía, se encarga de optimizar la producción energética.

Durante los últimos años, acompañando la creciente demanda energética nacional, se fue incorporando al sistema eléctrico nacional una importante cantidad de generadoras de energía eléctrica. El mayor aporte se dio a través de Centrales Térmicas.

Con fondos del FONINVEMEM se construyeron las Centrales Térmicas General San Martín (Timbúes) y General Belgrano (Campana), que en el año 2008 aumentaron la disponibilidad de potencia del sistema en 1100 MW.

Durante el año 2009, la generación ingresante estuvo en el orden de los 800 MW, con la incorporación de la Central Térmica Genelba (Petrobras), de 165 MW de potencia; la Central Hidráulica de Caracoles, en San Juan, con un aporte de 121 MW; la elevación de la cota de Yacyretá a 80 msnm, aumentando su potencia en 240 MW y el aporte de otros 240 MW a través del programa de generación distribuida de ENARSA.

En el año 2010, se incorporaron otros 1800 MW de potencia, destacándose la elevación de la cota de Yacyretá (520 MW), los cierres de los ciclos de las CT GSM y GB (570 MW) y la CT Pilar (330 MW).

En enero de 2012 se inauguró la Central Térmica Ensenada (540 MW), además de iniciar la puesta en marcha

de la Central Atómica Atucha II (650 MW). Aunque esta última no generará un incremento neto en el sistema, ya que, cuando esté funcionando a pleno, se comenzará el mantenimiento de la Central Atómica de Embalse, que produce una energía similar.

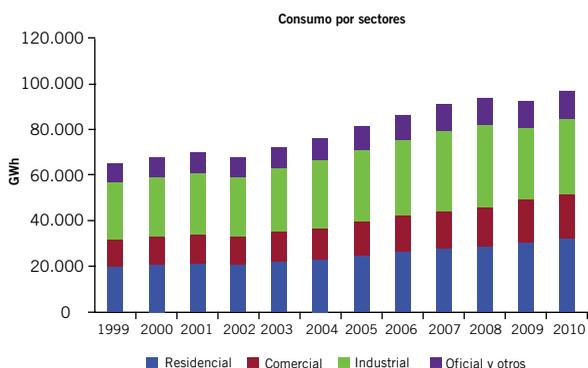
Para el 2015 se proyectan los ingresos de las Centrales Hidroeléctricas Cóndor Cliff y Barrancosa, en la provincia de Santa Cruz, incorporando entre ambas 2.300 MW de potencia.

En la actualidad, la capacidad de generación instalada en el país es la siguiente:

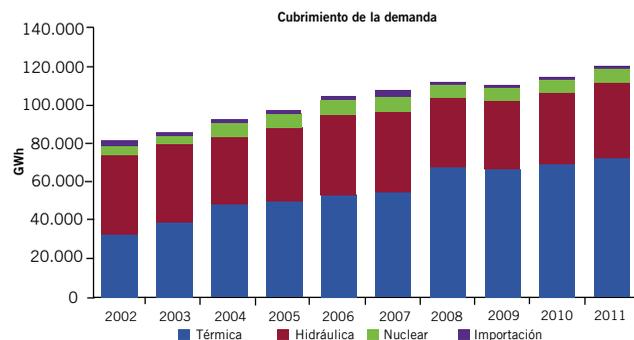
Capacidad de generación (GW)	Térmica	Nuclear	Hidráulica	Total
	17.005	1.007	11.035	29.051

Los consumos de energía eléctrica, comparados con el año 2001, antes de la entrada en vigencia de la Ley de Emergencia Económica, aumentaron más de un 40% para los sectores residenciales, comerciales y oficiales. Esta demanda representa más del 60% de la energía generada en el país.

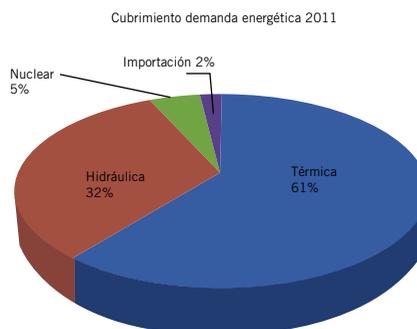
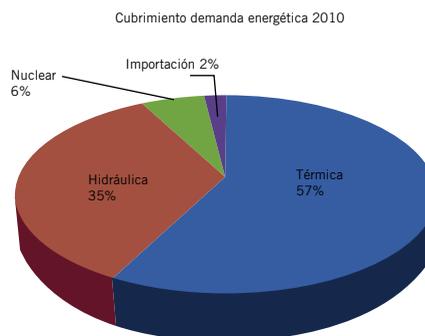
En tanto que los sectores industriales, que son los que en su mayoría se hacen cargo de los sobrecostos de la generación de la energía eléctrica, sólo crecieron un 13%.



El sistema eléctrico argentino siempre ha priorizado la generación hidráulica por sobre las demás, debido a sus bajos costos de producción de energía. Esta forma de generación depende fundamentalmente de factores climáticos como lluvias y nevadas, por lo que presenta limitaciones. Se requieren altos niveles de inversión, y los precios actuales no los repagan. Como consecuencia, de un 52% de participación en la generación en el año 2002, disminuyó a alrededor del 33% en los últimos 4 años. En tanto que las generadoras térmicas, beneficiadas por programas como FONINMEM y Energía Plus, fueron cubriendo el déficit energético local, y alcanzaron cerca del 60% de la generación del país.



Como se observa, el crecimiento de la generación térmica ha ido aumentando constantemente a través de los últimos años:



Los combustibles que se utilizan en las centrales térmicas para la generación de electricidad son los siguientes:

Gas natural: es el combustible utilizado preferencialmente para la generación eléctrica, ya que su precio está regulado. Además, a través de las plantas de GNL de Bahía Blanca y Escobar, se inyecta al sistema un volumen cada vez mayor de gas, que posibilitan una mayor utilización de este. Esto beneficia al sistema, ya que su costo es indistinto, y no se especifican cuáles son las fuentes primarias de este gas (importación desde Bolivia, importación como GNL o producción local).

Carbón: solamente genera electricidad a carbón la usina de San Nicolás, por lo que su consumo se mantiene constante durante el 2011. Esta suposición se puede realizar debido al seguimiento de operación de esta usina, que opera en forma constante durante todo el año (salvo paradas de planta). No existen problemas en el abastecimiento de carbón.

Fueloil: se utiliza la misma proporción de combustibles que en el 2011. Durante el año 2011, Enarsa se encargó de importar este combustible, ante el faltante de producción en el mercado interno.

Gasoil: es el combustible alternativo para varias centrales térmicas. Cuando existen restricciones de gas natural y fueloil, comienzan a operar estas centrales, que tienen un costo de operación más elevado.

Los gráficos de la página siguiente muestran la evolución del consumo de combustible para la generación de energía eléctrica en los últimos dos años.

Como se puede apreciar, estimar un valor para el costo de la energía eléctrica es un camino laborioso, ya que se deben tener en consideración todos los aspectos enumerados hasta ahora.

A través de una estimación de precios, se determinó

un escenario, donde se realizaron proyecciones de demandas, importaciones y estimaciones de la energía que se podría generar, calculando así un precio para la energía eléctrica a utilizar en el presupuesto del año.

Estas estimaciones incluyeron, a su vez, una del consumo energético del país, según la perspectiva del crecimiento del PBI.

Se consideraron las actuales generadoras eléctricas, los proyectos en marcha y el tipo de generación (térmica, hidráulica o nuclear).

Se supuso que se obtendría energía de generación hidráulica y nuclear en similares cantidades que en el año 2011.

La generación restante, hasta alcanzar un incremento del 3% mensual con respecto al año anterior, sería obtenida a través de la generación térmica. Para este cálculo, se consideró en operación la usina a carbón de San Nicolás.

Además, se maximizaron los consumos de gas natural, se supuso que los consumos de fueloil serían similares al año anterior y que el resto sería compuesto por gasoil.

En función de distintos escenarios para los precios de mercado interno y precios de importaciones de gas natural, carbón, gasoil y fueloil, se establecieron los precios para el presupuesto 2012.

El incremento en la tarifa de energía eléctrica, calculado para el escenario más probable, alcanzó un 24%.

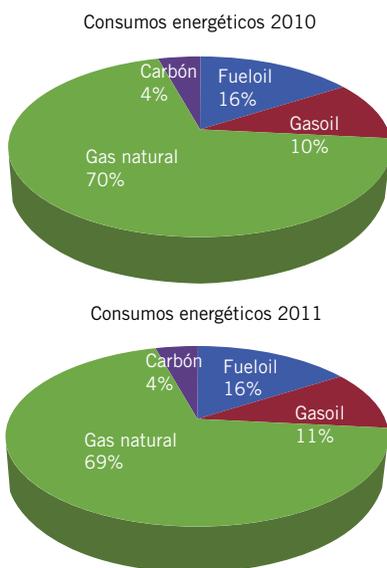
Para considerar los otros consumos energéticos de una refinera, debemos tener en cuenta todos los combustibles involucrados.

En las refineras, la canasta energética es muy variable, dependiendo de la posibilidad de acceso a gas na-

tural, ya que este es el combustible más barato. Además, si las refineras tienen sistemas de compresión de gases, para optimizar el consumo del gas residual y minimizar los envíos a antorcha, hace que la canasta de combustibles pueda ser muy diferente.

También es determinante la capacidad de procesamiento de fondos que tenga el complejo. Valorizar los costos energéticos es muy importante para poder gestionar la energía y para poder realizar inversiones rentables o ahorros que conlleven sólo tareas de mantenimiento o de observación.

Para valorizar los combustibles sobre una misma base, como método se calcula la equivalencia en toneladas de



fueloil equivalente (t FOE). En esta tabla se puede observar la relación entre las diferentes energías y la t FOE.

La valorización de la t FOE depende de la utilización que se le dará a la energía a utilizar o a dejar de consumir.

Considerando que, en general, se maximiza la utilización de gas residual y suponiendo que en las refinerías se tienen restricciones de gas natural durante el invierno, en estos casos se deberá tener en cuenta un nuevo consumo según la época del año. También para los ahorros se deberán considerar dos épocas distintas.

En el caso de tener que acudir a la importación o exportación de combustibles, se deberán tomar como referencia las cotizaciones internacionales, cuyos valores se muestran en la siguiente tabla:

Fecha	WTI	Brent	Escalante	Propano MB	Nº2 USGC	FO 1% NY
1999	23,2	22,4		17,7	24,2	18,8
2000	30,4	28,5		24,4	34,1	25,1
2001	25,9	24,5		19,7	29,0	20,7
2002	26,1	25,0		17,2	27,8	22,5
2003	31,1	28,8		23,9	34,0	27,4
2004	41,5	38,3		31,0	45,7	27,9
2005	56,6	54,5		38,3	68,4	41,6
2006	66,0	65,1		42,5	76,1	46,1
2007	72,1	72,4	81,7	50,7	84,2	54,0
2008	99,7	97,1	88,5	59,5	118,5	76,4
2009	61,9	61,7	59,4	35,6	68,3	56,1
2010	79,4	79,6	76,4	48,9	88,5	72,2
ene-11	89,5	96,3	89,4	56,6	107,8	78,9
feb-11	89,4	103,8	96,0	57,5	114,8	90,1
mar-11	103,0	114,6	111,5	57,9	126,3	101,8
abr-11	109,9	123,7	118,8	60,8	133,6	107,6
may-11	101,2	115,1	109,7	63,4	123,7	100,3
jun-11	96,2	114,0	105,1	63,6	124,0	105,2
jul-11	97,1	116,9	108,4	63,9	127,8	106,6
ago-11	86,3	110,5	103,4	64,2	122,6	98,8
sep-11	85,6	113,1	107,5	65,5	121,9	98,9
oct-11	86,4	109,4	106,8	61,8	123,1	99,6
nov-11	97,1	110,7	107,1	61,1	127,1	101,2
dic-11	98,6	107,9	103,7	58,3	119,8	98,7
ene-12	100,3	110,6	108,4	54,3	126,7	104,1
feb-12	102,3	119,6	114,5	51,3	132,8	112,1
mar-12	106,3	125,3	120,4	53,1	134,6	118,7
abr-12	103,4	119,7	117,4	50,2	132,3	118,8
may-12	94,5	110,3	106,2	39,5	122,2	106,1
jun-12	82,3	95,2	92,7	33,0	109,8	91,9
jul-12	87,7	102,2	97,2	36,6	116,6	98,7

Es por ello por lo que reducir un 1% de exceso de oxígeno en hornos nos podría llevar a un ahorro de 0,1 t FOE diarias. Ahorro similar que se obtendría por reducir la temperatura de chimenea en 10 °C.

También las trampas de vapor, que requieren una verificación periódica, son una pérdida oculta de energía en el sistema de vapor de la refinería. Una trampa que esté perdiendo a media presión, representa a alrededor de 0,2 t de vapor equivalente por año. Es decir, una innecesaria quema de gas natural o fueloil en el sistema.

Como vimos, a pesar de los precios energéticos, siem-

pre es conveniente utilizar bombas en lugar de turbinas. Porque, en definitiva, el combustible que se termina ahorrando en una refinería debería ser siempre el más caro, es decir, el fueloil.

A su vez, la ausencia de aislaciones produce grandes pérdidas de energía que no se logran detallar. Por ejemplo, la salida de una turbina de 25 pulgadas de diámetro, cuya temperatura de línea puede alcanzar los 300 °C y su temperatura exterior con aislación debería llegar a los 50 °C, supone una pérdida de 20 t FOE anuales.

Según la Resolución 394 del año 2007 del Ministerio de Producción, se fijaron nuevas alícuotas de derecho de exportación de los hidrocarburos, con el fin de atenuar el impacto de los precios internacionales sobre el nivel de actividad, empleo y precios internos.

Al pasar los años y siguiendo la dinámica de los precios del mercado interno, se fueron incrementando los precios de venta del petróleo y de los combustibles asociados.

Crudo tipo escalante. Precio venta al mercado interno

Período	Precio (US\$/m³)	USD/bbl
ene-11	322,3	51,2
feb-11	330,5	52,6
mar-11	335,0	53,3
abr-11	338,1	53,8
may-11	343,6	54,6
jun-11	350,3	55,7
jul-11	358,1	56,9
ago-11	363,6	57,8
sep-11	373,3	59,4
oct-11	383,8	61,0
nov-11	398,3	63,3
dic-11	414,9	66,0
ene-12	423,8	67,4
feb-12	425,4	67,6
mar-12	426,0	67,7
abr-12	411,7	65,5
may-12	407,0	64,7
jun-12	403,0	64,1

Esto también modificó, particularmente, los precios del fueloil, que se comercializa con un valor fijo por encima de la cotización del crudo escalante. Como se puede observar, el gas natural es una energía que se encuentra barata. Por medio de la Resolución 1982/2011 del Ente Nacional Regulador del Gas, estos precios deberán subir notablemente, lo que generará nuevos escenarios para los análisis energéticos.

Esto hizo que YPF solicitara créditos ambientales como consecuencia de la disminución de la emisión de dióxido de carbono, para la realización de la inversión de los compresores de antorcha en las refinerías La Plata y Luján de Cuyo. Estas inversiones de algo más de 5 millones de dólares, sin este incentivo, no hubieran alcanzado la rentabilidad necesaria para llevarse a cabo. El ahorro es de alrededor de 45 T FOE diarias.

En Refinería Luján de Cuyo se instaló un nuevo horno para el Topping III, cuya inversión alcanzó cerca de los 40 millones de dólares. El ahorro diario para esta inversión se calcula alrededor de 25 t diarias. En esta ocasión, el ahorro de fueloil es valorizado como carga a la unidad de *cracking* catalítico, ya que no se tiene una alternativa de producción. Su rentabilidad, sólo por el ahorro de com-

bustibles, alcanzó el 7%.

Otro proyecto que se puede mencionar es la incorporación de una convectiva a un horno de un duty aproximado de 6 millones de Kcal/h. Se estima el costo de la inversión en alrededor de 2 millones de dólares, con un ahorro diario de 6 t FOE, lo que implica una tasa interna de retorno cercana al 15%.

Comparación con índices internacionales

YPF participa desde hace más de 20 años en los estudios comparativos Solomon.

En la siguiente tabla, se puede ver una comparación de los consumos energéticos con las refinерías de los Estados Unidos y Latinoamérica, para el resultado conjunto de YPF:

	Estados Unidos				Latinoamérica				YPF
	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	
Consumo total de energía (k Btu/bbl)	427	459	492	532	328	393	409	453	440
Consumo energía eléctrica (kWh/bbl)	9,2	9,6	10,1	9,7	4,1	5,9	5,1	5,7	5,5
Total consumo energético (MM BTU/UEDC)	14,1	15,1	16,3	18,3	19,3	19,9	21,7	25,1	20,5

Se puede observar que YPF, en este rubro, se encuentra alineado con los países latinoamericanos, donde los consumos energéticos tienen valores que no necesariamente se mueven en función de la cotización de los precios internacionales.

Conclusiones

Los costos energéticos de una refinерía representan alrededor de un 50% de los gastos totales operativos de una refinерía.

Es por ello por lo que se debe prestar un interés especial, tanto en el cálculo detallado de los presupuestos, como en la asignación de recursos para seguimiento diario, control y, sobre todo, para las proyecciones de los consumos y para las inversiones.

En este último caso, se debe considerar el contexto del país, donde poco a poco nos fuimos transformando en un importador neto de energías. Las inversiones y las obras



que permitan ahorrar la energía en cualquiera de sus formas, ya sea eléctrica o de derivados del petróleo, no sólo podrá traer un ingreso a la compañía, sino que mejorará la balanza comercial del país.

Para ello se deben tener en cuenta las variables que siguen la evolución de los precios energéticos finales: precios locales de hidrocarburos, precios de mercados alternativos, cotización internacional de los combustibles que se importan, impuestos que afectan al precio de los hidrocarburos, regulaciones y disponibilidad de estos.

Un correcto manejo de estos valores se traducirá en mejores planes de desarrollo, en mayores eficiencias energéticas y, como consecuencia, en una mayor rentabilidad para el negocio. ■

Fuentes consultadas

- Secretaría de Energía.
- Cammesa.
- Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina (Aguera).
- Información Legislativa de la página del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas.
- Comisión Nacional de Energía Atómica.