

2.12 ENERGÍA: HIDROCARBUROS Y ELECTRICIDAD

SECTOR HIDROCARBUROS

OBJETIVO: ASEGURAR UN SUMINISTRO CONFIABLE, DE CALIDAD Y A PRECIOS COMPETITIVOS DE LOS INSUMOS ENERGÉTICOS QUE DEMANDAN LOS CONSUMIDORES

FORTALECER LAS ATRIBUCIONES RECTORAS DEL ESTADO SOBRE LAS RESERVAS Y LA ADMINISTRACIÓN ÓPTIMA DE LOS RECURSOS, PROCURANDO EQUILIBRAR LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS Y LA INCORPORACIÓN DE RESERVAS^{1/}

- El 28 de octubre de 2008 el Congreso de la Unión aprobó una Reforma **Energética**, con lo cual culminó un debate nacional que tuvo una amplia participación social. Con ello se actualiza un marco normativo que estuvo vigente por más de 70 años en el sector hidrocarburos, y se incorporan nuevos instrumentos legales para la transición y sustentabilidad energéticas.
- Las iniciativas aprobadas dotan a Petróleos Mexicanos (PEMEX) de mayor autonomía de gestión, amplían la transparencia en su administración, propician una mayor rendición de cuentas, aprovechan mejor los recursos tecnológicos disponibles y multiplican su capacidad de operación, al tiempo que establecen los mecanismos para garantizar la seguridad energética de las futuras generaciones y para sentar las bases para la transición energética de México. Lo anterior en un contexto en el que también se fortaleció la Rectoría del Estado en el sector energético. Como parte del proceso de instrumentación de la reforma, se han tenido los siguientes avances:
 - Se crea la **Comisión Nacional de Hidrocarburos** (CNH), misma que se instituyó legalmente el 15 de mayo de 2009 como órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía (SENER). Uno de sus principales objetivos radica en apoyar a la SENER en la conducción de la Política Nacional de Hidrocarburos, a través del análisis detallado de aspectos técnicos y geológicos, así como una amplia valoración de cuestiones económicas.
 - Asimismo, la CNH debe establecer los lineamientos técnicos para que PEMEX diseñe la ruta óptima tanto para la exploración, como para la explotación de carburos de hidrógeno en el país.
 - Esta Comisión regulará las actividades de exploración y producción de PEMEX, evaluará y dictaminará los proyectos de exploración y desarrollo, emitiendo un juicio sobre los niveles de producción, las reservas a restituir y los montos de inversión, con el fin de optimizar la asignación de recursos e implementar nuevas tecnologías.
 - El 28 de mayo de 2009 se instaló el **Consejo Nacional de Energía** y sus reglas de funcionamiento se publicaron el 31 de julio en el Diario Oficial de la Federación (DOF), con lo cual se sientan las bases para que este órgano colegiado apoye a la SENER en el diseño de la planeación energética a mediano y largo plazos.
 - Para promover la participación ciudadana en las tareas de planeación, el Consejo contará con un Foro Consultivo en el que participarán, dependiendo de los temas a considerar, representantes de los tres órdenes de gobierno; de instituciones públicas de educación superior e investigación científica y de los sectores social y privado.
 - Como parte de las acciones dirigidas a propiciar un nuevo gobierno corporativo eficaz, que permita una mejor conducción estratégica basado en mejores prácticas internacionales, el 14 de mayo de 2009 se instaló el nuevo Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos que incluye a cuatro consejeros profesionales, ratificados por el H. Senado de la República. El Consejo ha sesionado en cuando menos tres ocasiones desde su instalación. Asimismo, se establecieron siete comités de apoyo del Consejo de Administración, cuyos trabajos contribuyen al objetivo de generar valor y vigilar el desempeño de la paraestatal.^{2/}
 - Para contribuir al esquema de transparencia y rendición de cuentas de Petróleos Mexicanos, en la Reforma Energética se incluyó la obligación de entregar de forma trimestral al Congreso de la Unión

^{1/} En esta sección se incluyen los resultados que anteriormente se reportaban en la estrategia denominada "Revisar el marco jurídico para hacer de éste un instrumento de desarrollo del sector fortaleciendo a Petróleos Mexicanos y promoviendo la inversión complementaria".

^{2/} Información más específica sobre el esquema de gobierno corporativo de PEMEX se presenta en la Estrategia "Adoptar las mejores prácticas de gobierno corporativo y atender las áreas de oportunidad de mejora operativa".

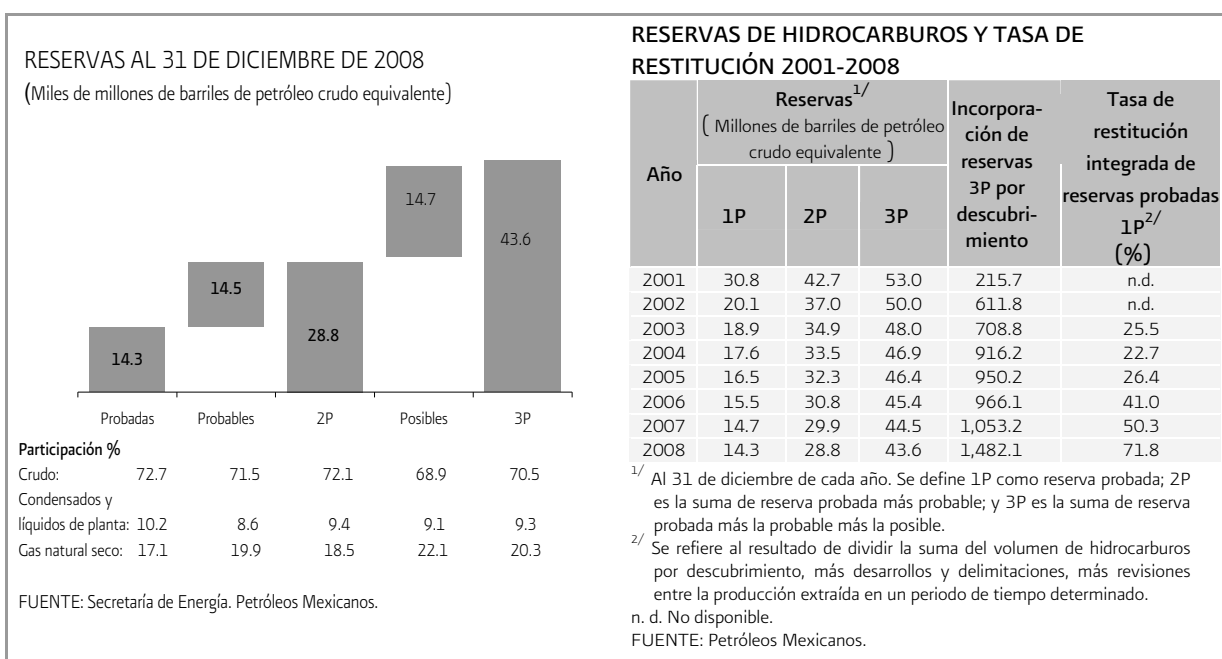
un informe respecto de la operación y gestión de la paraestatal. Los informes correspondientes a los dos primeros trimestres del año han sido ya entregados al Congreso y se han hecho públicos a través de los sitios de *Internet* de PEMEX y de la SENER.

- Adicionalmente, en la Ley de Petróleos Mexicanos se establece la creación por parte del Gobierno Federal de un **Fideicomiso para Apoyar el Desarrollo de Proveedores y Contratistas Nacionales**, a fin de aumentar el contenido nacional, con atención especial a las Pequeñas y Medianas Empresas (PYMES).
 - El 25 de febrero de 2009 se formalizó el contrato para la constitución del Fideicomiso. Este esfuerzo tiene como objetivo fundamental lograr que la proveeduría nacional constituya uno de los pilares de la generación de valor para PEMEX, en beneficio de la sociedad.
- Con el fin de contribuir a una mejor administración de los hidrocarburos, PEMEX lleva a cabo diversas acciones en su operación, las cuales se agrupan en cuatro ejes:
 - **Excelencia operativa.** Mejoramiento de la planeación, administración y financiamiento de proyectos mediante la implantación del Sistema Institucional de Desarrollo de Proyectos (SIDP), misma que inició en 2007; acelerar la implantación del Sistema de Gestión por Procesos (SGP), para coordinar actividades de soporte y tareas comunes a toda la organización, y maximizar el valor económico; y, en materia de confiabilidad operativa, la instrumentación del modelo PEMEX-Confiabilidad, que permitirá la operación continua de las plantas, incrementar sus rendimientos y reducir los riesgos asociados a los procesos productivos.
 - **Crecimiento.** Instrumentación de una nueva estrategia de exploración, que considera de manera integral la evaluación del potencial petrolero, la incorporación de reservas (aumentar la tasa de restitución de reservas probadas de hidrocarburos a más de 100%) y la delimitación de yacimientos, con lo que se busca fortalecer la viabilidad futura de PEMEX mediante el incremento y reclasificación de reservas en el mediano y largo plazos; incrementar la capacidad de producción de petrolíferos en el territorio nacional y reducir las importaciones de estos productos; concentrar la producción de petroquímicos en cadenas rentables e impulsar el desarrollo de la petroquímica nacional a partir del proyecto Etileno XXI; y robustecer el suministro de gas natural en el territorio nacional.
 - **Modernización de la gestión.** Establecimiento de un esquema de evaluación del desempeño basado en metas y objetivos específicos y mejorando la gestión y las estrategias de financiamiento de los proyectos, al tiempo que se propicia una mayor rendición de cuentas.
 - **Responsabilidad social.** Fortalecimiento del desempeño ambiental de la empresa, que contempla la captura de oportunidades operativas, la sustentabilidad de las inversiones y compromiso social comunitario.
- El 28 de noviembre de 2008, como parte de decretos que integran la Reforma Energética, se reformaron, adicionaron y derogaron diversas disposiciones de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía (CRE).
 - Con estas enmiendas, la CRE mantiene total autonomía técnica y operativa, se le otorga además plena autonomía de gestión y decisión y se amplió el espacio regulativo de la administración pública para incluir la regulación del transporte y distribución de bioenergéticos, gas, de los productos que se obtengan de la refinación del petróleo y de los petroquímicos básicos, que se realice por medio de ductos, así como los sistemas de almacenamiento que se encuentran directamente vinculados a los sistemas de transporte o distribución por ducto, o que forman parte integral de las terminales de importación o distribución, de dichos productos.
- **Evolución de las reservas de hidrocarburos**
 - Al 31 de diciembre de 2008^{1/} las **reservas totales de hidrocarburos (3P)**^{2/} probadas, probables y posibles se ubicaron en 43,562.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. De éstas 33% son reservas probadas, 33% probables y 34% posibles.
 - Derivado de los trabajos de exploración durante 2008 se incorporó una reserva 3P de 1,482.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Las reservas 3P incorporadas por descubrimiento superaron 40.7% las adiciones por este mismo concepto en 2007.

^{1/} Las reservas se certifican el 1o. de enero de cada año.

^{2/} Se define 1P como reserva probada; 2P es la suma de reserva probada más probable; y 3P es la suma de reserva probada más probable más posible.

- En cuanto a las reservas probadas (1P), en 2008, se agregaron 1,041.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La mayor contribución la hizo la Región Marina Suroeste (524.1 millones de barriles) seguida por la Región Marina Noreste (377.2 millones de barriles). La Región Norte aportó 144.5 millones de barriles y la Región Sur tuvo una reducción de 4.2 millones de barriles. Las reservas 1P adicionadas en 2008, incluyen los rubros de la cadena de valor tales como descubrimientos, delimitaciones, revisiones y desarrollos, y se cuantificaron conforme a los lineamientos de la Comisión de Valores de Estados Unidos (SEC por sus siglas en inglés).



- Del **total de reservas probadas**:

- Un monto de 10,196 millones de barriles de petróleo crudo equivalente son **desarrolladas**, lo que significa que podrán ser recuperadas con la infraestructura actual e inversiones moderadas. Cabe mencionar que 74% de estas reservas se ubican en los complejos Cantarell, Ku-Maloob-Zaap y Antonio J. Bermúdez y en los campos Jujo-Tecominoacán, Ixtal, Bolontikú, Caan, May y Chuc. Por región, 64% del volumen se localiza en los campos de las regiones marinas y 36% en campos de las regiones norte y sur.
- Las **reservas probadas no desarrolladas**, -volúmenes que requieren de pozos e infraestructura adicional para su producción-, ascienden a 4,111 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. A este respecto, 56% de este volumen se concentra en los complejos Ku-Maloob-Zaap y Antonio J. Bermúdez y en los campos Jujo-Tecominoacán, Sihil, Tsimín, May, Ayatsil y Yaxché. Las regiones marinas agrupan 50% de esta categoría de reservas, mientras que las regiones terrestres contienen el otro 50%.
- La **tasa de restitución de las reservas probadas (1P)**,^{1/} se ubicó en 71.8%, equivalente a 21.5 puntos porcentuales por encima de la tasa registrada al inicio de la presente administración. Además, esta tasa de restitución de reservas probadas fue la más alta desde la adopción de los lineamientos internacionales para reservas probadas. El resultado obtenido supera el objetivo de 51% que se estableció en el Programa Sectorial de Energía 2007-2012 (PROSENER) para 2008. La meta programada en el escenario sobresaliente consignada en este programa para 2012 es de 100%.
- El **promedio anual de la tasa de declinación de reservas 1P, o probadas**, se ha reducido de 6% en el periodo 2005-2006, a 4% en el periodo 2007-2008.

^{1/} La tasa de restitución integrada de reservas probadas es el resultado de dividir la suma del volumen de hidrocarburos por descubrimiento, más desarrollos y delimitaciones, más revisiones entre la producción extraída en un periodo determinado.

- Las actividades exploratorias realizadas durante el primer semestre de 2009, permitieron **incorporar reservas 3P por 323.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente**. El 95% de estos descubrimientos se realizaron en las Cuencas del Sureste, tanto en su porción terrestre como marina, mientras que el restante 5% fue descubierto en las cuencas gasíferas de Burgos y Veracruz localizadas en la Región Norte.
 - A nivel regional destacan los descubrimientos realizados en la Región Sur, donde los pozos Bajlum-1 y Bricol-1 aportaron producciones iniciales de 7,200 y 5,216 barriles por día de aceite ligero, respectivamente, e incorporaron reservas 3P por 85.6 y 89.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente.
 - En la Región Marina Noreste, el pozo Tekel-1 tuvo una producción inicial de 4,996 barriles por día de aceite negro, este descubrimiento permitió adicionar reservas 3P por 131.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Finalmente, los descubrimientos en la Región Norte han sido en su totalidad de gas no asociado, mediante los pozos Artimón-1, Barunda-1, Cucaña-1 y Palmaro-1, los tres primeros pozos del Activo Integral Burgos y el otro del Activo Integral Veracruz, que conjuntamente adicionaron 16.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reserva 3P.

FORTALECER LA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS, LA MODERNIZACIÓN Y AMPLIACIÓN DE LA CAPACIDAD DE REFINACIÓN, EL INCREMENTO EN LA CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO, SUMINISTRO Y TRANSPORTE, Y EL DESARROLLO DE PLANTAS PROCESADORAS DE PRODUCTOS DERIVADOS Y GAS.

- **Programa de Inversiones de PEMEX**

- **PEMEX orienta su programa de inversiones al desarrollo de proyectos estratégicos en toda su cadena de valor** que le permitan elevar la rentabilidad social y económica de la inversión. Asimismo, busca garantizar la oferta de insumos energéticos, de calidad y a precios competitivos cuidando la sustentabilidad ambiental. Conforme a la cadena de valor de la industria petrolera, las inversiones se canalizan a los siguientes conceptos:
 - En **exploración**, para la evaluación del potencial petrolero, incorporación de reservas y la delimitación de yacimientos. Cabe mencionar que los recursos prospectivos se concentran principalmente en el sureste y en aguas profundas. En producción primaria, la inversión se sitúa básicamente en los proyectos Ku-Maloob-Zaap, Cantarell, Antonio J. Bermúdez, Crudo Ligero Marino, Burgos, Aceite Terciario del Golfo (Chicontepec), Veracruz, y el Programa Estratégico de Gas. El portafolio de inversiones se orienta al mantenimiento de la plataforma de producción de hidrocarburos.
 - Para aprovechar la oferta de **gas natural** proveniente de la Cuenca de Burgos y de Chicontepec, así como para garantizar su abasto y transporte en el país, PEMEX invierte en la construcción de nuevas plantas de proceso y en estaciones de compresión, además, desarrolla proyectos para expandir la red de transporte de dicho energético; en este tipo de proyectos aprovechará la participación de los sectores social y privado conforme al marco regulatorio vigente. También desarrolla su potencial de cogeneración de energía eléctrica.
 - En **infraestructura para la refinación del crudo**, las acciones se dirigen a incrementar la capacidad de proceso, con la reconfiguración de refinerías y la construcción de una nueva refinería; cumplir con las normas nacionales e internacionales de calidad, dentro del marco de desarrollo sustentable; incrementar la capacidad de almacenamiento y reparto, de transporte por ducto; y modernizar el parque de autotanques propios.
 - En **petroquímica**, el Gobierno Federal promueve la construcción del proyecto Etileno XXI con capital privado para la producción de etileno y sus derivados. Asimismo, PEMEX revisa la viabilidad de invertir en la ampliación de las plantas de etileno y de óxido de etileno en el Complejo Petroquímico Morelos, y en las plantas de estireno y aromáticos del Complejo Petroquímico La Cangrejera.
 - PEMEX desarrolla un proyecto de **cogeneración** a gran escala en el complejo procesador de gas Nuevo Pemex, con capacidad de suministrar vapor y energía eléctrica a este centro industrial y disponer de excedentes de electricidad para otros centros de trabajo de PEMEX. Comprende la construcción de una planta de cogeneración con capacidad de 300 megawatts de energía eléctrica y 550 toneladas-hora de vapor. El proyecto, se encuentra en la parte final del proceso de licitación, cuyo calendario prevé la notificación del fallo del ganador para el 1o. de septiembre de 2009.

- **Inversión pública en la industria petrolera**

- Para 2009, la inversión pública aprobada a PEMEX y a sus organismos subsidiarios ascendió a 242,661.1 millones de pesos, de los cuales 227,497.9 millones se autorizaron en el Presupuesto de Egresos de Federación (PEF) y 15,163.2 millones de pesos provino de los fondos de inversión.^{1/}

INVERSIÓN PÚBLICA EN LA INDUSTRIA PETROLERA, 1995-2009^{1/}

(Millones de pesos en flujo de efectivo a pesos de 2009)^{2/}

Concepto	Periodos			Datos anuales			Enero-junio		
	1o. de enero de 1995 al 30 de junio de 1997	1o. de enero de 2001 al 30 de junio de 2003	1o. de enero de 2007 al 30 de junio de 2009	Observado		Meta 2009 ^{3/}	2008	2009 ^{P/}	Variación % anual
				2007	2008				
Total^{4/}	149,818.6	290,911.3	661,224.3	248,259.6	302,437.4	242,661.1	105,092.5	110,527.3	5.2
1. PRESUPUESTARIA^{5/}	149,818.6	290,911.3	615,579.5	212,184.1	299,671.7	227,497.9	102,746.1	103,723.7	1.0
Exploración y Producción	101,539.5	235,331.6	548,246.6	185,273.0	267,776.5	197,721.7	92,582.0	95,197.1	2.8
Refinación	36,076.5	42,623.9	52,644.5	22,171.5	25,023.5	22,458.8	7,286.4	5,449.5	-25.2
Gas y Petroquímica Básica	7,710.3	7,977.4	10,495.8	3,454.3	4,907.8	4,130.8	2,287.9	2,133.7	-6.7
Petroquímica	2,765.1	3,393.7	3,190.4	1,032.0	1,497.9	2,439.0	515.7	660.5	28.1
Corporativo de PEMEX	1,727.2	1,584.7	1,002.2	253.3	466.0	747.7	74.1	282.9	281.9
2. INVERSIÓN FUERA DE PRESUPUESTO	-	-	45,644.8	36,075.5	2,765.8	15,163.2	2,346.4	6,803.6	190.0
FONDO PARA LA INVERSIÓN DE PEMEX^{6/}	-	-	45,644.8	36,075.5	2,765.8	15,163.2	2,346.4	6,803.6	190.0
Exploración y Producción	-	-	43,576.4	34,386.6	2,415.6	15,131.2	2,266.0	6,774.2	199.0
Refinación	-	-	331.0	309.4	21.6	2.6	-	-	-
Gas y Petroquímica Básica	-	-	1,285.7	1,144.9	112.2	28.6	80.4	28.6	-64.4
Petroquímica	-	-	451.9	234.8	216.3	0.8	-	0.8	-

^{1/} No incluye inversiones financieras.

^{2/} Calculado con base en el índice nacional de precios al consumidor.

^{3/} Para inversión física presupuestaria montos anuales programados en el Presupuesto de Egresos de la Federación de 2009. El Fondo para la inversión de PEMEX se refiere al saldo estimado de los ingresos excedentes obtenidos en 2008, ya que el presupuesto aprobado fue por 12 mil millones de pesos.

^{4/} La suma de los parciales puede no coincidir con el total debido al redondeo de las cifras.

^{5/} En inversión presupuestaria incluye PIDIREGAS por siguientes montos en millones de pesos a precios de 2009: enero 1995-junio de 1997, 3,089.5; enero de 2001-junio de 2003, 181,430.9; enero de 2007-junio de 2009, 394,563.7; 2007, 169,142.9; 2008, 225,420.8; y primer semestre de 2008 74,975.6; en 2009 no se consignó meta para PIDIREGAS ni se ejercieron recursos de este tipo.

Se refiere a la inversión financiada. Para actualizar se emplea el tipo de cambio de cierre del 30 de junio de 2009. A partir de 2009 la inversión PIDIREGAS se incorpora a la inversión presupuestaria del Gobierno Federal.

^{6/} Incluye los fondos siguientes: Aprovechamiento para Obras de Infraestructura (AOI), Aprovechamiento sobre Recursos Excedentes (ARE), de Ingresos Excedentes (FIEIX) y de Excedentes (FEX).

^{P/} Cifras preliminares.

FUENTE: Secretaría de Energía. Petróleos Mexicanos.

- En el primer semestre de 2009, la inversión total fue de 110,527.3 millones de pesos, 5.2% superior en términos reales a la del mismo periodo de 2008. Esta inversión se integró por 103,723.7 millones de pesos de inversión presupuestaria^{2/} (con un incremento anual real de 1%) y por 6,803.6 millones de pesos provenientes de fondos de inversión (con un incremento anual real de 190%).

- **Inversión pública por organismo subsidiario, durante enero-junio de 2009:**

- **PEMEX Exploración y Producción** erogó 101,971.3 millones de pesos (93.4% de inversión presupuestaria y 6.6% de fondos de inversión) con un aumento de 7.5% en términos reales respecto a los primeros seis meses del año anterior.

^{1/} El fondo para la inversión de PEMEX se refiere al saldo estimado de los ingresos excedentes obtenidos en 2008, ya que el presupuesto aprobado fue por 12 mil millones de pesos.

^{2/} Conforme a las modificaciones realizadas a la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, el 13 de noviembre de 2008 como parte de las acciones de la Reforma Energética, que determinaron eliminar el esquema de financiamiento PIDIREGAS, el gasto de inversión que se autorizaba a diversos proyectos en construcción conforme a este esquema, forma parte, a partir de 2009, de la inversión presupuestaria incluida en el Presupuesto de Egresos de la Federación.

- Los proyectos Cantarell, Programa Estratégico de Gas, Burgos, Ku-Maloob-Zaap, y Antonio J. Bermúdez ejercieron 63.4% del total de la inversión. Asimismo, se continuó con el desarrollo de los proyectos Aceite Terciario del Golfo (Chicontepec), Veracruz y Crudo Ligero Marino.
- En Cantarell se terminó un pozo de desarrollo, se realizaron 24 reparaciones mayores y 23 menores a pozos, se instaló la plataforma recuperadora de pozos Akal TE y la instalación e inicio de la operación de equipos de compresión.
- En Ku-Maloob-Zaap se terminaron nueve pozos de desarrollo, efectuó la reparación de 38 pozos (siete mayores y 31 menores) e inició la operación de un gasoducto de nitrógeno.
- En Chicontepec se terminaron 177 pozos, y se realizó la reparación mayor y menor de 98 y de 312, respectivamente.
- **PEMEX Refinación** ejerció 5,449.5 millones de pesos, únicamente de inversión presupuestaria, con una disminución de 25.2% en términos reales respecto al periodo enero-junio del año anterior.
 - El principal proyecto de inversión en refinación fue la reconfiguración de la refinería de Minatitlán, en el cual se empleó 51.7% de la inversión total del organismo. También se destinaron recursos a la rehabilitación de ductos e instalaciones, a estudios de preinversión para ingenierías básicas de calidad de combustibles, y a inversiones para el sostenimiento de la producción en refinerías.
- En **PEMEX Gas y Petroquímica Básica**, se ejercieron 2,162.3 millones de pesos, de los cuales 98.7% fueron de inversión presupuestaria y 1.3% proveniente de los fondos de inversión. Respecto al primer semestre de 2008 la inversión disminuyó 8.7% en términos reales, principalmente por el atraso en la presentación de las facturas por parte de los contratistas de las criogénicas de Burgos.
 - En la construcción de plantas criogénicas modulares V y VI del complejo Procesador de Gas Burgos se ejerció el 8.5% de los recursos de Pemex-Gas y Petroquímica Básica. La planta V inició su operación en diciembre de 2008 y la VI en febrero de 2009. De esta forma la capacidad de proceso de este complejo alcanzó 1,200 millones de pies cúbicos diarios. Además se invirtió en el mantenimiento integral del transporte por ducto; libramientos, rehabilitación, mantenimiento y adquisiciones para ductos; y en el proyecto para aumentar la capacidad de las plantas del Complejo Procesador Poza Rica.
- **PEMEX Petroquímica** canalizó 661.3 millones de pesos (99.9% inversión presupuestaria y 0.1% de los fondos de inversión), que equivale a un aumento real anual de 28.2%. Destaca la inversión en la ampliación y modernización de la cadena de los derivados de etano en el Complejo Petroquímico Morelos, en el cual se ejercieron 26% de los recursos, además de la modernización y ampliación del tren de aromáticos del Complejo Petroquímico La Cangrejera.
- En el **corporativo de Petróleos Mexicanos** se ejercieron 282.9 millones de pesos, únicamente de inversión presupuestaria, más de 3.8 veces superior en términos reales a los recursos invertidos en los seis primeros meses de 2008, debido principalmente al equipamiento de unidades médicas y la construcción de una unidad deportiva en Ciudad del Carmen.
- **Resultados de la operación durante el primer semestre de 2009:**
 - En **exploración y desarrollo**, se terminaron 536 pozos, cifra 61.9% mayor a la alcanzada en el mismo periodo del año previo, añadiendo a éstos los terminados en 2007 y 2008 se llega a 1,924 pozos, 63.6% superior al periodo comprendido de enero de 2001 al primer semestre de 2003. Las actividades se concentraron en la Región Norte (83% del total de pozos terminados), en particular en los Activos Integrales Burgos y Poza Rica-Altamira, que incluye al Aceite Terciario del Golfo.
 - Se terminaron 34 **pozos exploratorios** (19 en la Región Norte, de los cuales 12 fueron en la Cuenca de Burgos, y 15 en las cuencas del Sureste, incluyendo los del Golfo de México profundo). Si se consideran los dos primeros años de la presente administración, se llegó a 148 pozos exploratorios terminados, lo que representó un crecimiento de 2.8% respecto al total de enero de 2001 a junio de 2003.
 - Por otra parte, se terminaron 502 **pozos de desarrollo**, principalmente en la Región Norte, 196 en la Cuenca de Burgos, 209 en Poza Rica-Altamira y 21 en Veracruz. Los pozos productores fueron 468, de los cuales 258 son de crudo y 210 de gas. De esta forma, los pozos de desarrollo

terminados del 1o. enero de 2007 al 30 de junio de 2009 fueron 1,776, con un crecimiento de 72.1% con relación al mismo periodo de 2001 a 2003.

PERFORACIÓN DE POZOS Y EXPLOTACIÓN DE CAMPOS, 1995-2009

(Número de pozos)

Concepto	Periodos			Datos anuales			Enero-junio		
	1o. de enero de 1995 al 30 de junio de 1997	1o. de enero de 2001 al 30 de junio de 2003	1o. de enero de 2007 al 30 de junio de 2009	Observado		Meta 2009	2008	2009 ^{p/}	Variación % anual
				2007	2008				
Pozos perforados	263	1,184	2,122	615	822	1,948	345	685	98.5
Pozos terminados	264	1,176	1,924	659	729	1,964	331	536	61.9
Pozos exploratorios	21	144	148	49	65	82	28	34	21.4
Productivos	13	72	64	24	27	n.d.	10	11	10.0
% de éxito ^{1/}	61.9	50.0	43.2	49.0	41.5	n.d.	35.7	32.4	-3.3
Pozos de desarrollo	243	1,032	1,776	610	664	1,882	303	502	65.7
Productivos	228	926	1,649	569	612	n.d.	279	468	67.7
% de éxito ^{1/}	95.0	89.7	93.2	94.0	92.4	n.d.	92.7	93.2	0.5
Campos descubiertos ^{2/3/}	2	51	34	14	14	n.d.	5	6	20.0
Aceite ^{3/}	2	7	13	4	6	n.d.	1	3	200.0
Gas	0	44	21	10	8	n.d.	4	3	-25.0
Campos en producción (Promedio)	345	309	354	369	348	n.d.	347	335	-3.5
Pozos en explotación	4,668	4,578	6,409	6,280	6,382	n.d.	6,301	6,725	6.7
Producción promedio de hidrocarburos totales por pozo (bd)	804	906	642	698	622	n.d.	635	571	-10.1
Tasa de restitución integrada de reservas probadas 1P (%)	n.d.	n.d.	n.d.	50.3	71.8	n.d.	n.d.	n.d.	-

^{1/} En la columna de variación (%) se refiere a puntos porcentuales.

^{2/} A partir de 2007 sólo campos que incorporan reservas.

^{3/} Para enero-junio de 2009, incorporación de reservas aún no certificadas.

n.d. No disponible.

^{p/} Cifras preliminares.

FUENTE: Secretaría de Energía. Petróleos Mexicanos.

- En pozos de desarrollo terminados se tuvo un éxito de 93.2%, inferior en 0.5 puntos porcentuales al del periodo enero-junio de 2008.
- Sin embargo, con respecto al primer semestre de 2008, el número de pozos de desarrollo terminados fue superior en 65.7% (199 pozos) debido principalmente a una mayor actividad en Chicontepec (proyecto Aceite Terciario del Golfo) de la Región Norte. En la presente administración el porcentaje de éxito en estos pozos alcanzó 93.2%, con un incremento de 3.5 puntos porcentuales si se compara con el periodo de enero de 2001 a junio de 2003.
- Con relación a la **exploración sísmica**,^{1/} se obtuvieron 8,669 kilómetros cuadrados de sísmica 3D y 16,911 kilómetros de sísmica 2D, lo que significó un aumento de 33.5% en la sísmica 3D y más de 13 veces la 2D. Con estas acciones se avanza en la interpretación geofísica y geológica para fortalecer la cartera de oportunidades exploratorias. Además, se contratará un barco para obtener información sísmica 3D durante los próximos cinco años en el Golfo de México profundo.
 - De enero de 2007 a junio de 2009 se privilegió la exploración sísmica 3D que alcanzó 32,146 kilómetros cuadrados, 5.1% superior al periodo equivalente de la administración anterior.
- La **disponibilidad total de petróleo crudo, naftas y condensados** promedió 2,629.9 miles de barriles diarios, volumen 7.5% inferior al del primer semestre de 2008. La disponibilidad promedio de enero de 2007 a junio de 2009 fue 2,874.7 miles de barriles diarios, lo que significó una caída de

^{1/} La sísmica es un método geofísico utilizado en la exploración de hidrocarburos, basado en la reflexión de ondas sonoras que son recibidas por equipos en la superficie que las interpretan geofísica y geológicamente para producir mapas del subsuelo que muestran las diversas áreas que potencialmente pueden contener hidrocarburos. La prospección sísmica se puede realizar en dos o tres dimensiones (sísmica 2D o 3D). La primera aporta información en un solo plano (vertical), mientras que la segunda lo hace en tres dimensiones permitiendo determinar con mayor exactitud el tamaño, forma y posición de las estructuras geológicas.

9.9% con respecto a un periodo comparable durante la administración pasada. Cabe destacar que en este último periodo fue cuando el campo Cantarell inició el aumento más importante de su producción hasta alcanzar niveles mensuales por arriba de los dos millones de barriles diarios de petróleo crudo pesado.

- Del disponible total correspondiente al primer semestre de 2009, se distribuyeron 2,611.9 miles de barriles diarios de petróleo crudo, 7% menor a la de enero-junio del año previo. La diferencia correspondió a empaque y variación de inventarios. y estadísticas por 18 mil barriles diarios.
 - Al mercado interno se destinaron 1,370.5 miles de barriles diarios, cantidad 1% mayor que en el primer semestre de 2008. Al Sistema Nacional de Refinación (SNR) correspondieron 1,246 miles de barriles diarios 1.4% superior respecto a enero-junio del año previo, equivalente a 17.4 miles de barriles diarios. En tanto que al Complejo Petroquímico La Cangrejera se destinaron 124.5 miles de barriles diarios de crudo ligero, siendo esta cantidad 3.2% inferior al primer semestre del año anterior.
 - A terminales de exportación se enviaron 1,241.4 miles de barriles diarios, volumen 14.5% menor al del primer semestre del año previo, en particular disminuyó el envío de crudos pesados (178.9 miles de barriles diarios).

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO, 1995-2009

(Promedio diario)

Concepto	Periodos			Datos anuales			Enero-junio		
	1o. de enero de 1995 al 30 de junio de 1997	1o. de enero de 2001 al 30 de junio de 2003	1o. de enero de 2007 al 30 de junio de 2009	Observado		Meta 2009	2008	2009 ^{P/}	Variación % anual
				2007	2008				
Total Petróleo Crudo (Mbd)^{1/}	2,783.9	3,187.1	2,872.9	3,075.7	2,791.6	2,750.0	2,842.6	2,628.4	-7.5
Tipo									
Pesado	1,336.3	2,142.5	1,835.2	2,039.4	1,765.6	1,664.7	1,833.4	1,564.3	-14.7
Ligero	888.4	765.0	823.5	837.7	815.5	811.5	804.6	811.0	0.8
Superligero	559.2	279.6	214.2	198.6	210.4	273.8	204.6	253.1	23.7
Región									
Regiones marinas	2,076.4	2,610.4	2,317.8	2,523.6	2,245.8	2,117.7	2,306.2	2,048.6	-11.2
Noreste	1,322.0	2,126.8	1,812.1	2,017.7	1,745.6	1,608.4	1,815.6	1,532.1	-15.6
Cantarell	1,087.9	1,867.6	1,160.0	1,490.5	1,039.5	826.7	1,134.0	737.4	-35.0
Ku-Maloob-Zaap	234.1	259.2	652.1	527.2	706.1	781.7	681.6	794.8	16.6
Suroeste	754.4	483.6	505.7	505.9	500.3	509.3	490.6	516.5	5.3
Abkatún-Pol-Chuc	719.3	435.2	310.2	312.3	308.1	290.0	295.7	310.2	4.9
Litoral Tabasco	35.1	48.4	195.5	193.6	192.2	219.2	194.9	206.2	5.8
Región Sur	611.5	500.9	466.7	465.2	458.7	478.6	449.3	486.1	8.2
Cinco Presidentes	41.3	33.8	47.3	44.6	47.3	54.7	46.0	52.6	14.3
Bellota-Jujo	284.4	198.2	180.5	190.0	174.8	180.7	174.5	172.9	-0.9
Macuspana	0.4	1.3	15.1	10.4	15.7	7.7	12.9	23.4	81.4
Muspac	71.1	49.6	36.1	33.6	36.1	42.8	33.9	41.1	21.2
Samaria-Luna	214.3	218.1	187.8	186.7	184.7	192.8	182.0	196.3	7.9
Región Norte	96.1	75.7	88.3	86.9	87.1	153.7	87.1	93.6	7.5
Poza Rica-Altamira	91.7	74.2	80.2	85.1	85.0	147.5	85.1	60.4	-29.0
Aceite Terciario del Golfo	-	-	5.7	-	-	-	-	28.7	-
Veracruz	4.4	1.5	2.5	1.8	2.1	6.2	2.1	4.6	119.0

^{1/} La suma de los parciales puede no coincidir con el total debido al redondeo de las cifras.

^{P/} Cifras preliminares.

FUENTE: Secretaría de Energía. Petróleos Mexicanos.

- En el primer semestre de 2009, la **producción de petróleo crudo** fue de 2,628.4. miles de barriles diarios, 7.5% inferior a la registrada en el mismo periodo de 2008. La reducción del crudo producido se explica por la caída de 35% (396.6 miles de barriles diarios) de la producción en el Activo Integral Cantarell, misma que no fue compensada por el aumento total de 180.1 miles de barriles diarios observado en el resto de los activos integrales (con excepción de Bellota-Chinchorro que disminuyó ligeramente su producción, 1%). Cabe señalar, que de dicho aumento, el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap contribuyó con 113.2 miles de barriles diarios equivalente a 62.9%. En el futuro, esta tendencia deberá revertirse al concretarse la Reforma Energética, la cual permitirá contar con una mayor capacidad de ejecución de PEMEX en sus actividades extractivas.

- La producción de crudo pesado de la Región Marina Noreste, representó 97.9% del total extraído de este tipo de crudo en el país y 58.3% de la producción total de crudo en México. La producción de crudo ligero se mantuvo en 811 miles de barriles diarios; mientras que la de crudo superligero aumentó 23.7% por la terminación de pozos en el proyecto Delta del Grijalva.
- De enero de 2007 a junio de 2009, la producción de petróleo crudo promedió 2,872.9 miles de barriles diarios, lo que significó una disminución de 9.9%, si se compara con el periodo de 2001 a junio de 2003, debido a la declinación de los campos en producción, en especial de Cantarell.

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL, 1995-2009

(Promedio del periodo)

Concepto	Periodos			Datos anuales			Enero-junio		
	1o. de enero de 1995 al 31 de junio de 1997	1o. de enero de 2001 al 31 de junio de 2003	1o. de enero de 2007 al 31 de junio de 2009	Observado		Meta 2009	2008	2009 ^{P/}	Variación % anual
				2007	2008				
Total gas natural	4,057.1	4,460.3	6,595.2	6,058.5	6,918.6	6,735.1	6,723.5	7,023.5	4.5
Tipo (MMPCD)^{1/}									
Asociado	3,370.8	3,163.8	4,004.0	3,445.4	4,319.8	4,033.7	4,089.9	4,491.7	9.8
No asociado	686.3	1,296.5	2,591.2	2,613.0	2,598.8	2,701.4	2,633.5	2,531.8	-3.9
Región									
Regiones marinas	1,500.0	1,492.0	2,621.5	2,149.7	2,924.2	2,635.0	2,753.8	2,961.0	7.5
Noreste	574.3	833.6	1,594.6	1,157.2	1,901.3	1,528.3	1,750.1	1,856.6	6.1
Cantarell	453.2	691.2	1,333.7	944.9	1,628.5	1,235.3	1,487.3	1,521.5	2.3
Ku-Maloob-Zaap	121.1	142.4	260.9	212.2	272.8	293.0	262.8	335.1	27.5
Suroeste	925.6	658.4	1,026.9	992.5	1,022.9	1,106.7	1,003.7	1,104.4	10.0
Abkatún-Pol-Chuc	843.7	555.0	561.3	544.2	569.0	519.4	541.8	580.5	7.1
Litoral Tabasco	82.0	103.4	465.6	448.4	453.9	587.3	462.0	524.0	13.4
Región Sur	1,936.1	1,706.7	1,429.9	1,352.8	1,450.6	1,401.0	1,391.9	1,543.6	10.9
Cinco Presidentes	62.2	51.3	65.2	61.4	67.5	75.7	66.2	68.2	3.0
Bellota-Jujo	483.1	295.9	245.6	239.6	250.7	245.7	249.4	247.7	-0.7
Macuspana	176.8	134.4	253.8	223.1	260.5	291.4	240.9	302.3	25.5
Muspac	790.7	727.0	299.9	310.9	299.5	269.2	303.8	278.6	-8.3
Samaria-Luna	423.4	498.2	565.2	517.6	572.4	519.0	531.6	646.8	21.7
Región Norte	621.0	1,261.6	2,543.8	2,556.0	2,543.9	2,699.2	2,577.7	2,518.9	-2.3
Burgos	365.4	1,003.0	1,410.3	1,411.8	1,382.7	1,615.4	1,391.1	1,463.1	5.2
Poza Rica-Altamira	121.1	109.1	198.5	222.5	204.5	242.4	205.0	138.0	-32.7
Aceite Terciario del Golfo	-	-	16.3	-	-	-	-	82.1	-
Veracruz	134.6	149.4	918.6	921.7	956.7	841.4	981.6	835.6	-14.9
Aprovechamiento del gas natural, como porcentaje de su extracción^{2/}	91.4	93.4	85.1	91.0	80.7	94.5	82.5	83.4	0.9

^{1/} La suma de los parciales puede no coincidir con el total, debido al redondeo de las cifras.

^{2/} La variación se refiere a la diferencia aritmética de los puntos porcentuales.

^{P/} Cifras preliminares.

FUENTE: Secretaría de Energía. Petróleos Mexicanos.

- De enero a junio de 2009, la **producción de gas natural** fue de 7,023.5 millones de pies cúbicos diarios, 4.5% superior a la del mismo periodo del año previo.
 - Se obtuvieron 4,491.7 millones de pies cúbicos diarios de **gas asociado** con un crecimiento de 9.8%, por la producción en pozos cercanos a la zona de transición del activo Cantarell en la Región Marina Noreste. Este activo produjo 34.2 millones de pies cúbicos diarios de gas, adicionales a los del periodo enero-junio de 2008. Cabe señalar que en Cantarell el gas producido contiene elevados niveles de nitrógeno debido a los procesos de recuperación secundaria implantados. Destacan también los resultados de los activos Samaria-Luna, de la Región Sur con un aumento en su producción de 115.2 millones de pies cúbicos diarios de gas natural y la Región Marina Suroeste con un incremento de 10% (activos Abkatún-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco).
 - De **gas no asociado** se produjeron 2,531.8 millones de pies cúbicos diarios, cantidad 3.9% menor a la alcanzada en el primer trimestre de 2008. Los activos que afectaron el resultado fueron Poza Rica-Altamira y Veracruz.
- Cabe resaltar que la producción promedio de gas natural de enero de 2007 a junio de 2009, alcanzó 6,595.2 millones de pies cúbicos diarios, con un incremento de 47.9% respecto al mismo periodo de la administración anterior. Este resultado es reflejo del aumento en la producción de la Región Norte (principalmente en Burgos y Veracruz) y de las regiones marinas en los activos integrales Cantarell, Ku-Maloob-Zaap y Litoral de Tabasco.

- El **gas natural** enviado a la atmósfera (sin nitrógeno) en el primer semestre de 2009 promedió 777.2 millones de pies cúbicos diarios, cantidad 17.5% menor con respecto a la observada en el mismo periodo de 2008, como resultado de las acciones para mejorar la recuperación de gas natural en la Región Marina Noreste.
 - En la actualidad PEMEX lleva a cabo diversas acciones para incrementar el aprovechamiento de gas con el objetivo de llegar a una quema menor de 6% al final de 2009. Entre las actividades más importantes se encuentran: la implantación de un sistema de confiabilidad operacional; mejorar la eficiencia del proceso de endulzamiento; ajustar el volumen de gas extraído en la zona de transición para un mejor funcionamiento de los compresores y reducir sus periodos de mantenimiento, mejorar la eficiencia de la planta de eliminación de nitrógeno del Complejo Procesador de Gas de Ciudad Pemex, y la construcción de infraestructura para aumentar la capacidad de compresión y de manejo de gas de alta presión.
- Durante el primer semestre de 2009, se procesaron 4,390.1 millones de pies cúbicos diarios de gas, con un aumento de 3.8% respecto al mismo periodo del año previo. Del total de gas procesado 76.6% correspondió a gas húmedo amargo y 23.4% a gas húmedo dulce. De enero de 2007 a junio de 2009 el proceso de gas alcanzó 4,286.7 millones de pies cúbicos diarios, 14.5% superior al periodo equivalente de la administración anterior, debido a la construcción de los complejos Procesadores de Gas Burgos y Arenque (con capacidad de 1,200 y 33 millones de pies cúbicos de gas diarios, respectivamente), y a la mayor disponibilidad de gas húmedo dulce.
- La **producción de gas seco** proveniente de los complejos procesadores de gas promedió 3,536.9 millones de pies cúbicos diarios, 2.3% mayor a la obtenida en el primer semestre de 2008. La producción del fraccionamiento de líquidos como gas licuado; gasolinas naturales (naftas) y etano; así como la de otros productos pesados de Reynosa y líquidos del Complejo Procesador de Gas Arenque, fue 0.7% mayor a la del mismo periodo de 2008. De enero de 2007 a marzo de 2009 la producción de gas seco promedió 3,510.3 millones de pies cúbicos diarios, 21.5% superior a la producción de 2001 a marzo de 2003.
 - Durante el primer trimestre de 2009, el volumen de **ventas internas de gas seco** promedió 3,043.7 millones de pies cúbicos diarios, nivel 4.9% inferior respecto al registrado en enero-junio de 2008. Esta disminución se reflejó en todos los sectores: 9.4% en el industrial-distribuidoras-comercializadoras, 6.9% en autogeneración y 1.3% en el sector eléctrico. Esta situación fue provocada por la menor actividad económica del país, asociada a la crisis financiera global.
 - Para reforzar la capacidad de recuperación de hidrocarburos líquidos asociados al gas húmedo dulce de la Cuenca de Burgos y satisfacer la demanda de gas natural en su zona de influencia, entraron en operación, respectivamente, en diciembre de 2008 y febrero de 2009 las plantas criogénicas 5 y 6 con una capacidad de 200 millones de pies cúbicos diarios.
- El volumen total de **crudo procesado** en el Sistema Nacional de Refinación (SNR), en el primer semestre de 2009, promedió 1,289.8 miles de barriles diarios, esto representa un aumento de 1.3% respecto al mismo periodo de 2008. Este comportamiento se explica por un aumento de 17.4 miles de barriles diarios en el suministro de crudo. Con excepción de las refinerías de Madero y Salina Cruz, las demás aumentaron su proceso de crudo, destacándose Cadereyta y Tula con un mayor proceso en conjunto de 31.2 mil barriles diarios.
 - Por tipo, el proceso de crudo pesado disminuyó 10.6% (55.1 miles de barriles diarios) debido a la menor disponibilidad por la caída en la producción de Cantarell; el ligero aumentó 13% (88.4 miles de barriles diarios); y de superligero y reconstituido se procesaron 16.5 miles de barriles diarios menos, con respecto al primer semestre de 2008.
 - De enero de 2007 a junio de 2009, el proceso de crudo alcanzó 1,270.3 miles de barriles diarios, con un incremento de 1% con relación al periodo de 2001 a junio de 2003.
- En el primer semestre de 2009, la **producción de petrolíferos** promedió 1,520.2 miles de barriles diarios, 0.1% menor a la del mismo periodo del año previo. La elaboración de petrolíferos en el SNR ascendió a 1,336.2 miles de barriles diarios debido a un mayor proceso de crudo ligero, obteniendo rendimientos más altos en la producción de destilados intermedios (diesel y turbosina).
 - La elaboración de gasolinas promedió 480.5 miles de barriles diarios, 4.6% mayor a la del primer semestre de 2008; la producción de gasolina Pemex Premium de ultra bajo azufre (UBA) totalizó 26.2 miles de barriles diarios, con una disminución de 0.8%.

- La producción de diesel ascendió a 339.7 miles de barriles diarios, 5% inferior con relación a la obtenida en el lapso enero-junio de 2008; la de Pemex Diesel alcanzó 338.2 miles de barriles diarios, volumen 2% menor al primer semestre de 2008, e incluye 27 mil barriles diarios de Pemex Diesel UBA cuya producción inició en enero de 2009 en la refinería de Cadereyta.

PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS Y PETROQUÍMICOS, 1995-2009

(Promedio del periodo)

Concepto	Periodos			Datos anuales			Enero-junio		
	1o. de enero de 1995 al 30 de junio de 1997	1o. de enero de 2001 al 30 de junio de 2003	1o. de enero de 2007 al 30 de junio de 2009	Observado		Meta 2009	2008	2009 ^{P/}	Variación % anual
				2007	2008				
Petrolíferos (Mbd)^{1/}	1,511.7	1,499.3	1,504.7	1,511.4	1,490.1	1,546.3	1,522.2	1,520.2	-0.1
Gas licuado ^{2/}	244.9	236.5	215.4	225.5	208.2	218.8	211.3	209.5	-0.9
Gasolinas ^{3/}	415.9	406.9	459.2	456.4	451.5	483.8	459.5	480.5	4.6
-Pemex Magna	213.9	364.6	427.7	425.7	418.7	438.9	425.2	449.6	5.7
-Pemex Premium ^{4/}	0.3	23.1	25.8	26.1	25.4	40.8	26.4	26.2	-0.8
-Otras gasolinas	201.7	19.2	5.7	4.6	7.4	4.1	8.0	4.8	-40.0
Diesel	265.1	278.8	339.0	334.0	343.5	332.6	357.6	339.7	-5.0
-Pemex Diesel	191.6	260.1	327.2	326.2	336.1	326.5	345.2	311.2	-9.8
-Pemex Diesel UBA ^{5/}	-	-	5.4	-	-	-	-	27.0	-
Combustóleo	420.9	440.7	296.0	301.5	288.7	291.2	288.9	299.2	3.6
Otros petrolíferos ^{6/}	165.0	136.4	195.1	194.0	198.1	219.9	204.9	191.3	-6.6
Petroquímicos (Mt)	54,496.1	33,706.8	37,384.1	15,030.2	14,856.8	17,165.9	7,596.5	7,497.1	-1.3
Básicos ^{7/}	17,959.9	15,828.9	15,376.9	6,410.8	5,941.5	6,924.2	2,974.5	3,024.6	1.7
Desregulados ^{8/}	36,536.1	17,877.9	22,007.2	8,619.4	8,915.3	10,241.6	4,622.1	4,472.5	-3.2

^{1/} La suma de los parciales puede no coincidir con el total debido al redondeo de las cifras.

^{2/} Excluye la mezcla de butanos de PEMEX Refinación, ya que en la consolidación de la producción total de gas licuado se duplicarían.

^{3/} Excluye las gasolinas naturales, pues se consideran como naftas y forman parte de los petroquímicos básicos.

^{4/} A partir de 2007 inició la producción de gasolina Pemex Premium de Ultra Bajo Azufre (UBA).

^{5/} En enero de 2009 inició la producción del combustible Pemex Diesel UBA.

^{6/} Incluye otros productos de PEMEX Gas y Petroquímica Básica.

^{7/} Incluye gasolinas naturales.

^{8/} No incluye gas nafta por considerarse petrolífero.

^{P/} Cifras preliminares.

FUENTE: Secretaría de Energía. Petróleos Mexicanos.

- La elaboración de combustóleo se situó en 299.2 miles de barriles diarios con un aumento de 3.6% con respecto al primer semestre de 2008, principalmente por el procesamiento en las refinerías de Cadereyta, Minatitlán y Tula, en esta última, destaca la conversión de su planta hidrodesulfuradora de residuales a gasóleos de vacío, para producir gasolinas UBA de acuerdo a la NOM-086.
- En otros petrolíferos se produjeron 33.1 miles de barriles diarios de asfaltos, 36.9 miles de barriles diarios de coque y 53.9 miles de barriles diarios de gas seco de refinerías; este último se autoconsume en dichas instalaciones.
- De enero de 2007 a junio de 2009, la producción de petrolíferos fue 1,504.7 miles de barriles diarios con un aumento de 0.4% respecto al periodo equivalente de la administración anterior. En este lapso destaca el aumento de la producción de combustibles de mayor calidad (gasolinas 12.9% y diesel 21.6%), mientras que el combustóleo disminuyó 32.9% debido a un mayor procesamiento de crudo ligero.
- El **consumo interno de petrolíferos** de enero a junio de 2009 (sin considerar el gas licuado) fue 1,452.4 miles de barriles diarios, volumen 6.7% inferior al registrado en el mismo periodo del año previo y se debió a la menor actividad económica del país. De enero de 2007 a junio de 2009, la demanda de 1,511 mil barriles diarios de petrolíferos creció 11.3% respecto a igual periodo de la administración anterior, influida por el aumento de 37.7% de las gasolinas automotrices y de 32.6% de diesel.
 - Las ventas totales de gasolinas automotrices alcanzaron 780.9 miles de barriles diarios, con una disminución de 0.6%. Las de gasolina Pemex Magna promediaron 715.4 miles de barriles diarios, 3.2% más que el primer semestre de 2008, mientras que las ventas de Pemex Premium, de 65.5 miles de barriles diarios, disminuyeron 29.2% debido a su mayor precio.

Este comportamiento provino del crecimiento de 3% del parque vehicular, que de acuerdo con cifras del Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) pasó de 17.7 millones de automóviles en abril de 2008 a 18.2 millones en el mismo mes de 2009.

- Conforme a la NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005, la empresa continuó la distribución de Pemex-Premium, Pemex-Diesel y Pemex Magna de Ultra Bajo Azufre (UBA), en las zonas metropolitanas del Valle de México, Monterrey y Guadalajara.
- De diciembre de 2008 a febrero de 2009, en la Terminal de Almacenamiento y Reparto (TAR) Cadereyta se distribuyó 2.5 millones de litros de gasolina Magna calidad UBA con 6% de etanol de caña de azúcar en sustitución del metil-terbutil-éter, la cual obtuvo resultados favorables respecto al manejo del producto, a los requerimientos de los fabricantes de vehículos y en la aceptación de los consumidores. Se realizan acciones para adecuar y abastecer de etanol de caña las TAR en Zapopan y el Castillo, que permita elaborar esta gasolina.
- El **consumo interno de gas licuado** de enero a junio de 2009 promedió 279.5 miles de barriles diarios, volumen 4% inferior al registrado en el mismo periodo del año previo, este comportamiento se explica principalmente por el aumento en la preferencia de los consumidores por el gas natural seco y energía eléctrica, así como por el efecto combinado de la reducción en la utilización de gas LP para carburación y la mejora en la eficiencia térmica de los calentadores y estufas que utilizan gas LP.
- En el primer semestre de 2009, la **producción de petroquímicos** fue de 7,497.1 miles de toneladas, con una disminución de 1.3% respecto a enero-junio del año pasado, debido al efecto combinado de una mayor producción (1.7%) de petroquímicos básicos y una disminución de 3.2% de los petroquímicos distintos a los básicos.
 - Del volumen total de petroquímicos distintos a los básicos, 366.4 miles de toneladas provinieron de los complejos procesadores de gas (azufre), 413 miles de toneladas de las refinerías del SNR (azufre, propileno, anhídrido carbónico e isopropanol) y 3,693.1 miles de toneladas de complejos petroquímicos.
 - De enero de 2007 a junio de 2009, la producción de petroquímicos aumentó 10.9% como resultado de una mayor elaboración de petroquímicos distintos a los básicos, en particular etileno (11.1%) y aromáticos y derivados (102%), mientras que la producción de petroquímicos básicos disminuyó 2.9%.
- La **comercialización de petroquímicos** en el mercado interno durante los seis primeros meses de 2009 fue de 2,127.8 miles de toneladas, 3.3% menos que en el primer semestre de 2008. De este volumen, 199.2 miles de toneladas fueron petroquímicos básicos y 1,928.6 miles de toneladas fueron petroquímicos distintos a los básicos.
 - De enero de 2007 a junio de 2009, la demanda de petroquímicos creció 23.9% respecto a igual periodo de la administración anterior. Las ventas de petroquímicos básicos fueron de 1,097.7 miles de toneladas, 81.9% superior, en donde destaca la demanda de materia prima para negro de humo. Se comercializaron 9,192.9 miles de toneladas de petroquímicos distintos a los básicos, mayor 20.7% a lo observado de enero 2001 a junio de 2003, principalmente por el incremento en azufre, amoníaco, anhídrido carbónico, polietilenos y paraxileno.
- Durante el primer trimestre de 2009, el **mercado internacional de hidrocarburos** se caracterizó por descensos pronunciados en las cotizaciones del crudo como resultado de la debilidad económica imperante y del temor por parte de los inversionistas que la crisis pudiese agravarse, lo cual deterioró la expectativa de la demanda de crudo. En febrero el precio de referencia del *West Texas Intermediate* (WTI) registró su menor precio desde junio de 2004 (39.16 dólares por barril); sin embargo, los precios internacionales del petróleo mostraron un repunte durante el segundo trimestre, con lo que al cierre de junio el WTI alcanzó los 69.7 dólares por barril, el máximo en el año; dicho precio representó un aumento de 68.1% respecto a diciembre de 2008, aunque una disminución de 48% con relación al registrado en el mismo periodo del año anterior. El **precio promedio de la mezcla mexicana de exportación** en el periodo enero-junio fue de 47.37 dólares por barril, 46.47 dólares por debajo del registrado en el mismo lapso de 2008.
- El **precio internacional del gas natural** presentó una tendencia a la baja debido principalmente a que los niveles de inventarios se encontraban por arriba del promedio de los últimos cinco años, a las condiciones climáticas imperantes en Estados Unidos de América (EUA) y a la menor demanda global por energéticos. En el mes de junio de 2009 el precio de referencia del gas natural, se ubicó

en 3.4 dólares por millón de BTU, el menor desde septiembre de 2002. El precio promedio durante el primer semestre de 2009 fue 3.71 dólares por millón de BTU, 58.3% menor al registrado en el mismo periodo del año anterior. A partir de agosto de 2009, el precio de referencia para calcular el precio de venta de primera mano de gas natural cambió al índice *Henry Hub* (EU), ajustado por el diferencial respecto a las referencias del sur de Texas. De esta forma el precio de referencia para el mes de agosto fue 3.2 dólares por millón de BTU.

BALANZA COMERCIAL DE PEMEX Y PRECIOS PROMEDIO DE PETRÓLEO CRUDO, 1995-2009

Concepto	Periodos			Datos anuales			Enero-junio		
	1o. de enero de 1995 al 30 de junio de 1997	1o. de enero de 2001 al 30 de junio de 2003	1o. de enero de 2007 al 30 de junio de 2009	Observado		Meta 2009	2008	2009 ^{p/}	Variación % anual
				2007	2008				
Millones de dólares									
Saldo	21,719.1	26,835.1	58,712.2	25,643.5	26,085.4	18,159.2	15,775.8	6,983.3	-55.7
Exportaciones	25,592.7	36,523.1	104,748.4	42,581.6	49,551.4	38,058.0	28,115.4	12,615.3	-55.1
Petróleo crudo	23,360.0	33,330.0	91,866.3	37,937.5	43,324.1	34,131.4	24,833.2	10,604.7	-57.3
Gas natural	70.6	51.9	726.3	350.5	316.3	-	86.3	59.4	-31.2
Petrolíferos	1,391.3	2,855.0	11,514.1	4,051.5	5,562.3	3,604.8	3,005.9	1,900.3	-36.8
Petroquímicos	770.9	286.1	641.6	242.1	348.6	321.7	190.0	50.9	-73.2
Importaciones	3,873.7	9,687.9	46,036.2	16,938.2	23,466.0	19,898.8	12,339.6	5,632.0	-54.4
Petrolíferos	3,602.9	7,622.8	42,965.2	15,797.5	21,886.9	18,230.0	11,352.5	5,280.9	-53.5
Petroquímicos	71.7	84.2	363.3	145.0	155.5	442.4	86.8	62.7	-27.8
Gas natural	199.1	1,980.9	2,707.6	995.7	1,423.6	1,226.4	900.2	288.4	-68.0
Dólares por barril									
Precio promedio del crudo de exportación									
Mezcla	17.38	20.99	67.90	61.64	84.35	70.00	93.84	47.37	-49.5
Maya	15.77	20.16	66.66	60.38	82.88	68.44	92.32	46.63	-49.5
Istmo	18.56	23.22	72.59	69.92	81.09	76.51	100.27	57.22	-42.9
Olmecca	19.79	25.15	78.88	70.89	99.37	82.06	108.69	54.31	-50.0

^{p/} Cifras preliminares.

FUENTE: Secretaría de Energía. Petróleos Mexicanos.

- En el periodo enero-junio de 2009, el **saldo favorable de la balanza comercial de Petróleos Mexicanos** se ubicó en 6,983.3 millones de dólares, valor 55.7% inferior al registrado en el mismo periodo del año anterior. Por el lado de las exportaciones, los menores ingresos son consecuencia de la disminución del precio de la mezcla mexicana de exportación y del menor volumen exportado. Por el lado de las importaciones, éstas disminuyeron 54.4%, principalmente por la menor demanda de petrolíferos ocasionada por la caída en la actividad económica mundial.
 - El **ingreso de divisas por exportación total de hidrocarburos** fue de 12,615.3 millones de dólares, de los cuales el 84.1% proviene de petróleo crudo. En cuanto a las **importaciones**, PEMEX erogó 5,632 millones de dólares, de los cuales 93.8% correspondió a petrolíferos y gas licuado, 5.1% a gas natural y 1.1% a productos petroquímicos.
 - El **volumen exportado de petróleo crudo** promedió 1,237 miles de barriles diarios, cantidad que significó una reducción de 14.9% si se compara con la cantidad exportada en enero-junio de 2008. El principal componente de la mezcla mexicana de exportación fue el crudo Maya (90.6% del volumen total), le siguieron el Olmecca (8.5%) y el Istmo (0.9%).
 - Del volumen total, 87.8% se destinó a Estados Unidos, lo que representó un aumento de 9.3 puntos porcentuales respecto a enero-junio de 2008; a Europa se envió el 7.1%, principalmente a España; al resto de América 2.7%; y 2.4% a la India.
 - La **balanza comercial de gas natural** fue deficitaria en 229 millones de dólares, monto que contrasta con el saldo también negativo de 813.9 millones de dólares del primer semestre de 2008. Este comportamiento fue resultado de la disminución en la demanda nacional de gas natural y la caída en su precio de referencia.
 - En términos volumétricos, la importación de gas natural por parte de PEMEX promedió 390.9 millones de pies cúbicos diarios, 24.3% menor a la registrada en el periodo enero-junio de 2008, lo que representó 12.8% de las ventas nacionales, 3.3 puntos porcentuales menos que en el periodo similar del año previo. Las exportaciones realizadas se ubicaron en 78.7 millones de pies cúbicos diarios.

- La **balanza comercial de productos petrolíferos y gas licuado** registró un saldo deficitario por 3,380.6 millones dólares, sin embargo fue menor al de 8,346.6 millones de dólares observado durante enero-junio de 2008. En términos de valor, el de las exportaciones fue de 1,900.3 millones de dólares, inferior en 36.8%, en tanto que el de las importaciones fue de 5,280.9 millones de dólares, 53.5% inferior a enero-junio de 2008 debido a la disminución de los precios en el mercado internacional.
 - En cuanto a volumen, las ventas externas de petrolíferos y gas licuado fueron 248.9 miles de barriles diarios, 45.8% superiores a las del primer semestre de 2008, sobre todo por las mayores ventas de combustóleo. Por su parte, el de las importaciones promedió 476.2 miles de barriles diarios, inferior en 11.7% por las menores compras de gasolina.
 - En particular, las importaciones de gasolinas y componentes (metil terbutil éter) disminuyeron 6.9% al ubicarse en 308.7 miles de barriles diarios volumen equivalente a 64.2% de la producción nacional, 7.9 puntos porcentuales menos que en enero-junio de 2008. Respecto al consumo interno, las importaciones representaron 39.5%, participación 2.6 puntos porcentuales menor en el periodo equivalente del año anterior.
- La **balanza comercial de productos petroquímicos** en enero-junio de 2009 fue deficitaria en 11.8 millones de dólares. El valor de las exportaciones fue de 50.9 millones de dólares, 73.2% inferior al del primer semestre de 2008, y el de las importaciones de 62.7 millones de dólares, 27.7% menos en comparación con el periodo referido. En cuanto a volumen, el exportado se ubicó en 304.3 miles de toneladas, 6.9% inferior al de enero-junio de 2008, principalmente de azufre, polietilenos y benceno; y el de las importaciones fue 202.7 miles de toneladas, superior en 90.3%, en particular por una mayor compra de amoníaco y metanol.
- El **comportamiento de la balanza comercial** de enero de 2007 a junio de 2009, con respecto al mismo periodo de la administración anterior fue el siguiente:
 - El **saldo de la balanza comercial de la industria petrolera** fue favorable en 58,712.3 millones de dólares, valor 118.8% mayor. Este comportamiento fue resultado combinado de ingresos mayores (175.6%) por exportaciones de crudo, determinado a su vez por el incremento de 223.4% en el precio promedio de la mezcla mexicana de crudo de exportación que pasó de un precio promedio ponderado de 21 dólares por barril a 68 dólares y la disminución de 14.9% (259.3 miles de barriles diarios en promedio) en el volumen de exportación.
 - Por su parte, el déficit comercial relativo del gas natural aumentó 2.7% como consecuencia del mayor volumen importado y del aumento de 67.9% en el precio promedio de referencia al pasar de 3.96 dólares por millón de BTU a 6.65 dólares.

FOMENTAR MECANISMOS DE COOPERACIÓN PARA LA EJECUCIÓN DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA ENERGÉTICA DE ALTA TECNOLOGÍA, ASÍ COMO PROMOVER PROYECTOS DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO TECNOLÓGICO QUE APORTEN LAS MEJORES SOLUCIONES A LOS RETOS QUE ENFRENTA EL SECTOR

- A la fecha, el Estado Mexicano, con base en el artículo 254 bis de la **Ley Federal de Derechos**, que establece el derecho de investigación científica y tecnológica en materia de energía, entregó 1,905 millones de pesos provenientes de la actividad petrolera para el desarrollo de proyectos de investigación y desarrollo tecnológico en materia de hidrocarburos y desarrollo sustentable.
 - Dichos recursos se distribuyeron de la siguiente forma: 63% al Fondo Sectorial CONACYT-Secretaría de Energía-Hidrocarburos (Fondo Hidrocarburos), 2% al fondo anterior para la formación de recursos humanos, 20% al Fondo de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico del Instituto Mexicano del Petróleo, y 15% al Fondo Sectorial CONACYT-Secretaría de Energía-Sustentabilidad (Fondo Sustentabilidad).
 - Los recursos que ha administrado el **Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)** se han utilizado en su totalidad para equipamiento, mantenimiento, infraestructura de laboratorios y formación de recursos humanos especializados.
 - Por otra parte, dado que los Fondos Sectoriales en materia de Hidrocarburos y Sustentabilidad Energética deben operar con base en la Ley de Ciencia y Tecnología, requirieron el diseño de instrumentos legales acordes con esta Ley, así como de la conformación de órganos de decisión en los que participan expertos en materia de tecnologías relacionadas con los temas que comprende cada Fondo.

- Una vez constituido el fideicomiso del Fondo Hidrocarburos, el 4 de agosto de 2008, se procedió con la instalación del Comité Técnico y la Comisión de Evaluación, así como con el diseño de instrumentos operativos del Fondo. Posteriormente, continuaron los trabajos para identificar las principales demandas tecnológicas, a partir del Programa de Investigación aprobado por el Comité Técnico, y con ello proceder con el diseño de la primera convocatoria, misma que fue publicada el 15 de abril de 2009, con el objetivo de atender las siguientes necesidades: 1) Recuperación secundaria y mejorada; 2) Fracturamientos limpios y multifracturas en la vecindad del pozo; 3) Nuevos catalizadores de baja carga metálica y; 4) Nuevos catalizadores para la hidrodesulfuración de gasolina y diesel.
- Adicionalmente se trabajó en el diseño de la convocatoria para formar recursos humanos, que también se publicó el 15 de abril, y a partir de la cual se autorizaron 12.6 millones de pesos para formar la primera generación de doctores y maestros en áreas de especialización de la industria petrolera, con recursos del Fondo.
- Por otra parte, conforme al marco jurídico vigente, PEMEX suscribió 18 convenios de colaboración tecnológica: seis en 2007, 10 en 2008 y dos en el primer semestre de 2009.
- Además, PEMEX suscribió dos memorandos de entendimiento con compañías internacionales: uno (en 2008) para compartir conocimientos en materia de exploración, perforación, producción, tecnología de recuperación mejorada, transporte y almacenamiento de hidrocarburos; y otro (en 2009) en materia de colaboración académica, científica y tecnológica.

ADOPTAR LAS MEJORES PRÁCTICAS DE GOBIERNO CORPORATIVO Y ATENDER LAS ÁREAS DE OPORTUNIDAD DE MEJORA OPERATIVA

- La Reforma Energética de 2008 impulsada por este Gobierno, fortalece el gobierno corporativo de PEMEX, con nuevas funciones y responsabilidades del Consejo de Administración, la participación de cuatro consejeros profesionales, y con la creación de comités especializados de apoyo al Consejo. Los avances en la implantación de la Reforma Energética en esta materia son los siguientes:
 - En marzo de 2009, fueron ratificados por la Cámara de Senadores los cuatro consejeros profesionales, propuestos por el Ejecutivo Federal.
 - El 14 de mayo de 2009 se instaló el Consejo de Administración de la empresa, el se encargará de decidir en forma colegiada la conducción central y la dirección estratégica de PEMEX y sus organismos subsidiarios, privilegiando en todo momento la creación de valor económico conforme a las mejores prácticas corporativas de la industria petrolera. El Consejo de Administración quedó conformado por seis representantes del Estado, cinco del Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana y los cuatro consejeros profesionales. El Consejo opera normalmente, habiendo sesionado en cuatro ocasiones.
 - Además, han sido instalados siete comités de apoyo al Consejo de Administración, lo que contribuirán al objetivo de generar valor en beneficio de la sociedad mexicana y a vigilar el desempeño de la empresa.
 - Dentro de los principales trabajos que ha llevado a cabo el Consejo de Administración caben destacar los siguientes:
 - En el mes de mayo, el Director General de PEMEX presentó al Consejo de Administración la Estrategia para el Desarrollo de Proveedores, Contratistas y Contenido Nacional, misma que formará parte del Plan Estratégico Integral de Negocios de PEMEX y contribuirá a que la cadena de proveedores sea uno de los pilares en el desarrollo de PEMEX y, en consecuencia, en el desarrollo de nuestra economía. Con base en esta estrategia, la empresa informará semestralmente al Congreso de la Unión de los avances de las metas propuestas.
 - A finales del mes de junio, el Director General de PEMEX, remitió al Consejo de Administración un **proyecto de Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos**. Una de las primeras tareas del Consejo, ha consistido en discutir y enriquecer dicho proyecto, cuya aprobación permitirá cumplir no sólo con un mandato legal, sino además, determinar la estructura básica de la paraestatal y las responsabilidades de sus funcionarios. Con base en lo anterior, se fomentará un mejor desempeño de la plantilla, propiciando que se logren las metas de eficiencia colectiva e individual, así como una mayor transparencia y rendición de cuentas.
 - En junio de 2009 se presentaron al Consejo de Administración los Lineamientos para la Instrumentación del Esquema de Precios del Amoniaco. Estos lineamientos tienen el propósito de ofrecer a la industria nacional de fertilizantes y a los distribuidores de amoniaco de aplicación

directa como insumo en la producción agropecuaria un suministro estable y contratos a largo plazo, que contemplen precios fijos para los insumos de esta industria.

- En cumplimiento a lo dispuesto en el párrafo sexto del artículo 32 de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, el 30 de enero de 2009, PEMEX reconoció como deuda pública directa, para efectos contables y presupuestarios, todos los financiamientos asumidos por terceros y por los vehículos financieros, garantizados por la empresa, para financiar los PIDIREGAS. De acuerdo a este mandato tiene hasta el 31 de diciembre de 2009 para formalizar dicho reconocimiento.
- Por otra parte, conforme a las reformas y adiciones realizadas a la Ley Federal de Derechos en materia de hidrocarburos y específicamente en lo dispuesto en el artículo noveno transitorio, (del 1o. de octubre de 2007) PEMEX al cierre de julio de 2009, ha presentado cuatro informes trimestrales de evolución del Programa para Incrementar la Eficiencia Operativa 2008-2012 (PEO), en los cuales da a conocer el avance de las acciones planteadas y el grado de cumplimiento de los indicadores asociados a las metas establecidas en dicho programa.
 - En el reporte trimestral correspondiente al periodo abril-junio de 2009, se evaluaron 85 metas, de las cuales 32 recibieron calificación sobresaliente, 32 aceptable y 21 insuficiente. Además se dio seguimiento a 15 metas cuya evaluación es anual y a una más, que no se evalúa debido al cambio de la metodología de cálculo.
 - Las metas con calificación insuficiente se refieren principalmente a: menor producción de petróleo crudo; mayor producción de gas con alto contenido de nitrógeno en Cantarell; menor aprovechamiento de gas natural; desviación respecto a las metas del PEO del índice de intensidad energética en refinación; bajo porcentaje del transporte de petrolíferos a través de buquetanque; disminución de los días de autonomía de gasolina Pemex Magna en las terminales de almacenamiento y reparto críticas; y aumento en la emisiones de óxidos de azufre.
- Como parte de las políticas tendientes a adoptar las mejores prácticas de gobierno corporativo, PEMEX avanzó en el proyecto ÍCONO-F (Implementación de Controles Operativos-Financieros) de corte institucional, cuyo propósito principal obedece a la automatización de controles internos; incorporar reglas de negocio del proceso financiero en las aplicaciones tecnológicas en donde se desarrolla la información financiera; y atención a la *Ley Sarbanes-Oxley* (Ley SOX).^{1/}
- PEMEX reporta en los informes trimestrales las acciones correctivas a implementar para mejorar el desempeño operativo del corporativo y de los organismos subsidiarios, mientras que la SENER le da seguimiento a dichas acciones a través de las observaciones que se envían al H. Congreso de la Unión a finales de febrero, mayo, agosto y noviembre de cada año.

FORTALECER LAS TAREAS DE MANTENIMIENTO, ASÍ COMO LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD Y DE MITIGACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL

- El **índice de utilización de la capacidad instalada en el SNR**, -calculado como el proceso de crudo respecto de la capacidad de destilación primaria-, fue de 83.8%, lo que representa un aumento de 1.1 puntos porcentuales con relación al periodo enero-junio de 2008. Esta variación se debió a la disminución en los días fuera de operación por paros no programados en las plantas del SNR, y al mayor proceso de crudo principalmente en las refinerías de Cadereyta, Minatitlán y Tula. Sólo las refinerías de Salina Cruz y Madero tuvieron un menor proceso a causa de mantenimiento correctivo a la planta primaria Maya.
- En el primer semestre de 2009 PEMEX continuó la implantación del **Sistema para la Administración Integral de la Salud y Protección Ambiental** (Sistema PEMEX-SSPA). Este sistema se integra por tres subsistemas: Administración de la Seguridad de los Procesos (SASP), Administración de Salud en el Trabajo (SAST) y Administración Ambiental (SAA), que se basan en la aplicación de las 12 Mejores Prácticas Internacionales en Seguridad, Salud y Protección Ambiental, bajo un proceso de disciplina operativa y de aplicación única.

^{1/} La Ley SOX emitida en Estados Unidos de América tiene por objeto restablecer la confianza del público inversionista en los mercados de capital, fortalecer los gobiernos corporativos, lograr mayor transparencia de sus obligaciones, reforzar la independencia de los auditores externos, y ampliar las sanciones por acciones indebidas de los distintos responsables. PEMEX en su calidad de emisor foráneo de bonos, atiende los lineamientos establecidos en la sección 404 de la Ley SOX.

- El desarrollo del Sistema PEMEX-SSPA inició en 2006 y se prevé que esté implantado en todos los centros de trabajo de la empresa en 2010, y que en el bienio 2011-2012 se establezca el proceso de mejora continua.
- Con la implantación del Sistema PEMEX-SSPA el **índice de frecuencia de accidentes** disminuyó 14.6%, ubicándose en 0.47 accidentes por millón de horas-hombre laboradas en el periodo enero-junio de 2009; PEMEX-Gas y Petroquímica Básica presentó una reducción de 80%, mientras que PEMEX-Petroquímica aumentó 36.2%, PEMEX-Refinación 36%, y PEMEX-Exploración y Producción 21.9%, principalmente en perforación y mantenimiento de pozos.
 - El **índice de accidentalidad global** alcanzado por PEMEX lo coloca en niveles comparables a cualquier empresa petrolera en el mundo. Cabe señalar que el cálculo de este indicador es de uso generalizado en la industria petrolera en el ámbito mundial.
 - El **índice de gravedad de accidentes** tuvo una variación desfavorable de 23.8% al registrar 26 días perdidos por millón de horas hombre laboradas. El incremento de la gravedad de 51.7% en PEMEX-Exploración y Producción, y de 18.2% en PEMEX Petroquímica no fue compensada por la disminución de 61.3% en PEMEX-Gas y Petroquímica Básica, mientras que PEMEX-Refinación se mantuvo estable.
- En el primer semestre de 2009 las **emisiones a la atmósfera** de bióxido de azufre (SO₂) fueron de 66.9 mil toneladas mensuales con una disminución de 15.1% debido al inicio de la inyección de gas amargo al yacimiento en Cantarell, en diciembre de 2008. Este comportamiento compensó el aumento en las emisiones en refinerías por reparaciones y mantenimiento correctivo en diversos trenes de las unidades recuperadoras de azufre y por el empleo de combustóleo para la generación de energía eléctrica en los complejos petroquímicos de Morelos e Independencia.
- De enero a junio de 2009, el **uso mensual de agua fresca** fue de 15.2 millones de metros cúbicos, 2.6% menor al dato del mismo periodo de 2008, debido al mayor reuso de agua en refinerías. Las descargas de contaminantes al agua aumentaron 12.7% al alcanzar 236.7 toneladas.
- El inventario de **residuos peligrosos** aumentó 3.6% al ubicarse en 51.6 miles de toneladas al cierre del primer semestre, resultado de la generación de 35.5 miles de toneladas y la disposición de 33.7 miles de toneladas. Destaca el comportamiento del inventario de residuos de clorohidrocarburos pesados en el Complejo Petroquímico Pajaritos, que disminuyó a 695 toneladas, 89% menor al de inicio de 2009.
 - Al cierre del semestre, el inventario de **sitios contaminados** era de 1,132 hectáreas, con una disminución de 10.8% por la restauración de 309 hectáreas y la incorporación de 172 hectáreas. Asimismo, el inventario final de presas por sanear se ubicó en 338, frente a 36 que se tenían al inicio de 2009. Esto resultó de la restauración de 91 presas y la incorporación de 393, de las cuales la mayor parte se ubican en Altamira.
- **Indicadores de productividad en la industria petrolera.** De enero a junio de 2009, el rendimiento de recuperación de propano en los complejos procesadores de gas fue de 95.7%, con una disminución de 0.8 puntos porcentuales en relación a lo registrado en el mismo periodo de 2008, por el menor desempeño de la mayoría de los complejos procesadores, en especial Reynosa, Ciudad Pemex y Cactus.
- En cumplimiento del calendario relativo al contenido de azufre en las gasolinas, PEMEX inició en octubre de 2008 el suministro de gasolina Pemex Magna de Ultra Bajo Azufre con 30 partes por millón de azufre a las zonas metropolitanas del Valle de México, Guadalajara y Monterrey. Además continuó la distribución en todo el país de gasolina Pemex Premium UBA con 30 partes por millón de azufre y en la frontera norte de Pemex Diesel UBA de 15 partes por millón.
 - Lo anterior como resultado del proyecto de calidad de combustibles que desarrolla PEMEX para dar cumplimiento a las especificaciones de contenido de azufre en gasolinas en el mediano plazo, entre los que destacan: cambios de servicio de la planta H-Oil de la refinería de Tula y cambios de catalizador en la Planta U-700-II de la refinería de Cadereyta y en las plantas HDD de las refinerías de Tula y Salamanca.
- PEMEX Gas y Petroquímica Básica trabaja en incrementar su infraestructura a través del desarrollo de tres gasoductos; el que se encuentra más avanzado corresponde a la trayectoria Tamazunchale, S.L.P. a San Luis de la Paz, Gto. y a San José Iturbide, Gto.; los otros dos buscarán fortalecer el transporte hacia la zona centro y a la zona norte del país respectivamente.

MODERNIZAR Y AMPLIAR LA CAPACIDAD DE REFINACIÓN, EN ESPECIAL DE CRUDOS PESADOS

- Este Gobierno impulsa la **modernización y ampliación de las refinerías** con el propósito de garantizar el abasto de petrolíferos al menor costo posible y contribuir a la seguridad energética del país. Al respecto, PEMEX trabaja en tres líneas de acción: 1) otorgar mayor confiabilidad al SNR mediante el descuellamiento de la infraestructura existente; 2) adecuar la infraestructura a las condiciones actuales del mercado y asegurar la rentabilidad de la misma con base en las reconfiguraciones de las refinerías actuales y la producción de combustibles de ultra bajo azufre; y, 3) aumentar la capacidad de producción con la construcción de una nueva refinería.
 - La nueva refinería contará con una configuración de conversión de residuales (coquización) para aumentar la producción de derivados de mayor valor agregado (gasolinas y diesel) y reducir la de combustóleo. Cabe señalar que en la última década los márgenes de refinación más elevados se han obtenido en configuraciones complejas que procesan crudos pesados, lo que garantiza la rentabilidad del proyecto. Por otra parte, los estudios prospectivos de la demanda de petrolíferos indican que la capacidad de refinación adicional requerida en el país hacia 2015 es de 600 mil barriles diarios. Con base en estos resultados el incremento de la capacidad se evaluó considerando la construcción de dos trenes con capacidad para procesar 250 mil barriles diarios de crudo tipo Maya y 67 mil barriles diarios de residuales provenientes de la refinería de Tula. Con esta capacidad se tendrá una producción diaria de 141 mil barriles de gasolinas UBA, 77 mil barriles de diesel UBA, 12 mil barriles de turbosina, 12 mil barriles de gas licuado y tres mil barriles de propileno. Se estima que la refinería iniciará su operación en 2015. La inversión estimada asciende a 8,906 millones de dólares.
 - Después de un análisis técnico-económico riguroso efectuado por PEMEX, se concluyó que la mejor ubicación para construir la nueva refinería será en Tula, Hidalgo. Entre los factores que se consideraron para llegar a esa conclusión, destacan la cercanía con los mercados deficitarios en petrolíferos y la existencia de residuales que pudiera aprovechar la nueva refinería.
 - Este proyecto considera la construcción de 15 plantas: destilación combinada; coquizadora; hidrosulfuradora de naftas primarias y de coquización, de diesel, de gasóleos y de gasolina catalítica; reformadora; unidad de desintegración catalítica; alquilación; isomerizadora; planta de hidrógeno; planta de azufre; y planta de aguas amargas y dietanolamina.
 - A partir de la decisión de construir la nueva refinería en Tula, iniciaron los trabajos para la reconfiguración de la refinería de Salamanca, con el propósito de transformarla en una instalación de alta conversión que incremente la producción de destilados de mayor valor agregado, se elimine la producción de combustóleo y mejore la calidad de los lubricantes que se producen.
 - La inversión para la reconfiguración de la refinería de Salamanca se estima en 3,076 millones de dólares. La selección de tecnologías por planta se prevé terminar en dos meses e iniciar de inmediato el proceso de contratación de las ingenierías. El proyecto considera la construcción de seis plantas: coquizadora; hidrosulfuradora de naftas de coquización, de gasóleos y diesel; reformadora de naftas, planta de hidrógeno; y planta de azufre.
 - Con los trabajos de reconfiguración se obtendrán 24 mil barriles diarios de gasolinas UBA, 20 mil barriles diarios de diesel UBA; dos mil barriles diarios de turbosina, dos mil barriles diarios de lubricantes y mil barriles diarios de parafinas.
 - Para cubrir las necesidades y expectativas del mercado interno de petrolíferos vinculadas a estándares y normas de alcance mundial, en condiciones de eficiencia y seguridad, PEMEX incorpora el uso óptimo de instalaciones, equipos, recursos, así como diferentes acciones para minimizar riesgos. La empresa trabaja en las iniciativas que redunden en: mejorar el desempeño operativo en el SNR; aumentar la oferta nacional de destilados; elevar la calidad de los combustibles y el desempeño de los sistemas de distribución y de almacenamiento y reparto local; ampliar la capacidad de transporte por ducto; y modernizar el proceso comercial.
 - En enero-junio de 2009, el **índice de rendimiento de gasolinas y de destilados intermedios** fue 66.5%, con una disminución de 2.2 puntos porcentuales respecto al mismo periodo del año anterior, ya que el rendimiento de gasolinas, que alcanzó 35.8%, con un incremento de 0.5 puntos porcentuales, no permitió compensar la disminución de 2.8 puntos porcentuales en querosenos y diesel, debido principalmente a trabajos de mantenimiento en las refinerías de Cadereyta y Madero. Estas refinerías presentaron los mayores rendimientos 81.4% y 73.3%, respectivamente. El rendimiento en las demás refinerías fue: en Tula, 66%; Salina Cruz, 73.3%; Salamanca, 60.1%; y Minatitlán, 51%.
 - El indicador **días de autonomía en terminales de almacenamiento críticas para gasolinas**, en el primer semestre de 2009 fue de 2.3 días y para diesel de 2.9 días, con una disminución de 0.3

días en el caso del primero mientras que el segundo se mantuvo sin cambio con relación a los registrados en el mismo periodo de 2008. Este indicador cuantifica el tiempo que las terminales de almacenamiento y reparto pueden abastecer la demanda sin recibir producto nacional o importado.

SECTOR ELÉCTRICO

FOMENTAR NIVELES TARIFARIOS QUE CUBRAN COSTOS RELACIONADOS CON UNA OPERACIÓN EFICIENTE DE LAS EMPRESAS: MEJORAR LA COMPETITIVIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO CON UN ENFOQUE INTEGRAL DESDE LA PLANEACIÓN, LA INVERSIÓN, LA GENERACIÓN, LA TRANSMISIÓN, LA DISTRIBUCIÓN Y LA ATENCIÓN AL CLIENTE

- En este Gobierno se han reforzado las acciones para **mejorar la competitividad del servicio eléctrico** a través del fortalecimiento operativo y administrativo de las empresas para avanzar en la reducción de costos en los procesos de generación y transmisión de energía eléctrica; en la innovación y aplicación de nuevas tecnologías; y mediante un fuerte impulso a la construcción de la infraestructura eléctrica para garantizar el servicio con calidad y a precios competitivos a la población.

COSTOS UNITARIOS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD, 2001-2009

(Pesos/megawatts/hora)

Concepto	Periodos		Datos anuales			Enero-junio		
	1o. de enero de 2001 al 30 de junio de 2003	1o. de enero de 2007 al 30 de junio de 2009	Observado		Meta 2009	2008	2009 ^{P/}	Variación % real ^{1/}
			2007	2008				
Termoeléctrica	816.5	1,407.5	1,112.3	1,593.8	1,556.9	1,433.7	1,515.7	-0.3
Turbogas y ciclo combinado	1,161.8	1,167.0	1,064.5	1,380.0	1,052.5	1,288.2	1,100.7	-19.4
Diesel	2,219.8	9,194.7	4,814.8	7,850.0	14,922.5	8,864.3	13,002.5	38.3
Vapor	700.4	1,393.3	1,057.1	1,580.0	1,540.7	1,362.7	1,460.2	1.0
Carboeléctrica y dual	665.6	949.1	669.6	1,100.0	1,081.8	1,024.9	1,041.1	-4.2
Geotermoeléctrica	472.7	492.3	358.5	590.0	529.5	409.8	480.6	10.6
Eoloeléctrica	1,558.3	678.4	607.0	740.0	684.7	763.2	729.3	-9.9
Nuclear	1,025.4	1,038.5	907.9	820.0	1,084.2	545.9	842.4	45.5
Hidroeléctrica	830.8	545.5	551.7	490.0	592.7	512.2	560.6	3.2

^{1/} Variación en términos reales, se calculó con base en el deflactor de 1.0607 del INPC.

^{P/} Cifras preliminares.

FUENTE: Secretaría de Energía con información de Comisión Federal de Electricidad.

- En la Comisión Federal de Electricidad (CFE), los **costos unitarios de producción de energía eléctrica por tipo de planta**, incluyen remuneraciones y prestaciones al personal, energéticos y fuerza comprada, mantenimiento y servicios generales por contrato, materiales de mantenimiento y consumo, impuestos y derechos, costo de obligaciones laborales, depreciación, costos indirectos del corporativo, aprovechamiento y costo financiero. En el primer semestre de 2009 el comportamiento de los costos en las principales plantas de generación fue el siguiente:
 - En las plantas de turbogás y ciclo combinado las acciones de un mayor despacho favorecieron los costos de producción de energía eléctrica, ya que en el primer semestre de 2009, los costos unitarios de generación disminuyeron 19.4% en términos reales respecto al mismo periodo de 2008.
 - Por su parte, al comparar el promedio del periodo del 1o. de enero de 2007 al 30 de junio de 2009 contra el periodo del 1o. de enero de 2001 al 30 de junio de 2003, los costos de producción de energía eléctrica en las plantas hidroeléctricas se redujeron en 22.4% en términos reales.
 - En las plantas termoeléctricas, los costos unitarios de generación fueron de 1,515.7 pesos por megawatt-hora, cifra menor en 0.3% respecto al nivel observado durante enero-junio de 2008. También en las plantas geotermoeléctricas y en la nuclear se observaron incrementos en sus costos unitarios, de 10.6% y 45.5% reales, respectivamente, a causa de un mantenimiento mayor al programado.
 - Las plantas eoloeléctricas disminuyeron sus costos en 9.9%, las hidroeléctricas aumentaron 3.2% y las carboeléctricas en conjunto con la dual, disminuyeron 4.2% en términos reales.

- Al comparar el promedio del periodo del 1o. de enero de 2007 al 30 de junio de 2009 contra el periodo del 1o. de enero de 2001 al 30 de junio de 2003, los costos unitarios de generación en las plantas termoeléctricas fueron mayores en 33.6%. También se observó un incremento de los costos unitarios de 10.5% conjuntamente en las plantas carboeléctricas y dual. En términos reales, en las plantas geotermoeléctricas se registró un decremento de 19.3%; en las eoloeléctricas una disminución de 66.3%; en la nucleoelectrica un decremento de 21.5%, y en las hidroeléctricas una disminución de 49.1%.
- La **política tarifaria** de la presente administración ha estado encaminada a fomentar niveles tarifarios que cubran costos relacionados con una operación eficiente de las empresas, para mejorar la competitividad del servicio eléctrico con un enfoque integral desde la planeación, la inversión, la generación, la transmisión, la distribución y la atención al cliente.
 - Es así que en este Gobierno se han adoptado diversas medidas para impulsar la competitividad de las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica, entre las cuales destacan las más recientes y se señalan a continuación:
 - Se crearon las nuevas tarifas con cargos fijos para los usuarios industriales en alta tensión y se hizo extensiva esta opción para los usuarios industriales en media tensión, con lo cual se eliminan la volatilidad de los combustibles y de la inflación y ofrecen cargos fijos durante periodos sucesivos de 12 meses. Para ello, se estableció y se adecuó el procedimiento de cálculo y aplicación de las tarifas con cargos fijos.
 - Se modificó la Fórmula de Ajuste Automático para eliminar el promedio móvil de cuatro meses en el precio del gas natural y el índice de precios productor, a efecto de reflejar de manera inmediata las variaciones de los índices de costos de combustibles e inflación.
 - Se fijaron los precios del combustóleo y el gas natural aplicables a las tarifas de enero, a efecto de hacer efectivas a partir de ese mes las reducciones tarifarias anunciadas por el Gobierno Federal en el marco del Acuerdo Nacional en Favor de la Economía Familiar y el Empleo (20% en alta tensión, 17% en media tensión y 9% en baja tensión).
 - En adición a lo anterior, en el periodo enero-junio de 2009 se han venido aplicando los siguientes ajustes tarifarios:
 - Se continuó aplicando un factor de ajuste mensual acumulativo de 1.00327 a los cargos de las tarifas domésticas (1 a 1F).
 - En el caso de las tarifas para servicios de alumbrado público y bombeo municipal (5,5A y 6), sus respectivos cargos se ajustaron con un factor mensual acumulativo de 1.00483, y los de las tarifas 9 y 9M del sector agrícola con un factor de 1.02.
 - Los cargos de las tarifas de estímulo para bombeo agrícola se ajustan anualmente. A partir de 2009 el cargo por energía consumida de la tarifa 9CU se incrementó dos centavos, y los cargos por energía consumida durante los periodos diurno y nocturno de la tarifa 9N se incrementaron en dos centavos y un centavo, respectivamente.
 - Los cargos de las tarifas de uso general en alta, media y baja tensión, las tarifas de respaldo y las interrumpibles así como la doméstica de alto consumo (DAC), continuaron sujetas a la cláusula de los ajustes por las variaciones de los precios de los combustibles y la inflación nacional.
 - Se modificó el factor multiplicativo a las tarifas para los servicios del Gobierno Federal, al pasar de 2.0 a 1.5 a partir de enero de 2009.
- Como consecuencia de los ajustes en las tarifas, en el periodo enero-junio de 2009 el **precio medio al consumidor a nivel total** que considera a CFE y LFC se redujo 10.3% en términos reales al mismo periodo del año anterior, al pasar de 1.36 pesos por kilowatt-hora a 1.22 por el efecto combinado de la reducción de los precios de los energéticos y de las acciones antes citadas.
 - En el caso de **CFE, el precio medio** al consumidor durante enero-junio de 2009 alcanzó un valor de 1.183 pesos por kilowatt-hora, 10.9% inferior en términos reales en comparación al observado en igual lapso de 2008 que fue de 1.327 pesos por kilowatt-hora.
 - Para **LFC el precio medio** fue de 1.408 pesos por kilowatt-hora, cifra que comparada con el resultado de 1.555 pesos por kilowatt-hora para el mismo periodo de 2008 resultó en una disminución de 9.4% en términos reales.

- En el primer semestre de 2009, la **relación precio-costo total** de CFE y LFC disminuyó al pasar de 0.67 a 0.59, como resultado de la reducción de los precios en los energéticos y los ajustes tarifarios llevados a cabo durante dicho periodo.
 - En CFE este indicador se redujo al pasar de 0.68 a 0.66, principalmente por la disminución de las ventas en 6.3%. Dicha disminución repercutió de manera directa e inmediata en los ingresos por tarifas, mientras que en los costos se reflejan de manera parcial.
 - Por su parte, en LFC la relación se ubicó en 0.43, resultando superior en 2.4% respecto a la relación de 0.42 alcanzada en el mismo periodo de 2008. En los sectores agrícola, de servicios, residencial y comercial el costo de suministro creció a una tasa menor respecto al año previo mientras que los precios de las tarifas experimentaron tasa de crecimiento mayores, lo que permitió situar su indicador en 0.27, 0.55, 0.23 y 0.48, respectivamente; circunstancias contrarias se presentaron para el sector industrial, ocasionando que el indicador se situara en niveles de 0.64, cifra inferior en 3.4%.
- Considerando los resultados de la relación precio-costo del servicio eléctrico, de enero a junio de 2009 el Gobierno Federal **otorgó a los consumidores finales subsidios** por 65,496 millones de pesos, que sumados a los 254,341 millones de pesos otorgados en 2007 y 2008, ascienden a 319,387 millones de pesos en el periodo lo que representa un incremento de 31.8% en términos reales, con respecto al periodo del 1o. de enero de 2001 al 30 de junio de 2003 que fue de 162,152 millones de pesos.
 - Los subsidios que CFE otorgó a los distintos sectores de consumo durante enero-junio de 2009 ascendieron a 44,458 millones de pesos, 10.4% menor en términos reales con relación al mismo periodo del año anterior los cuales se ubicaron en 49,622 millones de pesos. El subsidio total del periodo 1o. de enero de 2007 al 30 de junio de 2009 vía tarifas eléctricas fue de 199,929 millones de pesos, lo que representa un incremento real de 50.1%, con respecto a los del periodo 1o. de enero de 2001 al 30 de junio de 2003, que fue de 102,923 millones de pesos.
 - Por su parte, los subsidios canalizados a los usuarios finales de LFC durante el primer semestre de 2009 alcanzaron 21,038 millones de pesos que sumados a los 98,870 millones de pesos erogados en 2007 y 2008, ascienden a 119,908 millones de pesos. Comparándolos con los 59,229 millones de pesos otorgados durante el periodo del 1o. de enero de 2001 al 30 de junio de 2003 implican un incremento de 56.8% en términos reales.

DESARROLLAR LA INFRAESTRUCTURA REQUERIDA PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON UN ALTO NIVEL DE CONFIABILIDAD, REALIZANDO INVERSIONES QUE PERMITAN ATENDER LOS REQUERIMIENTOS DE DEMANDA EN LOS DIVERSOS SEGMENTOS E IMPULSANDO EL DESARROLLO DE PROYECTOS BAJO LAS MODALIDADES QUE NO CONSTITUYEN SERVICIO PÚBLICO

- La **inversión impulsada en la industria eléctrica** en el primer semestre de 2009, sin incluir los pagos de amortización de PIDIREGAS por 5,003.1 millones de pesos alcanzó un monto de 17,703.5 millones de pesos, cifra superior en 5.8% en términos reales con relación al primer semestre de 2008.
 - La **inversión física presupuestaria** se ubicó en 11,160.3 millones de pesos, equivalente a un incremento de 8.4% en términos reales respecto al monto ejercido entre enero y junio de 2008.
 - La **inversión PIDIREGAS** ascendió a 11,546.3 millones de pesos, superior en 6.1% en términos reales a la ejercida entre enero y junio de 2008. Cabe señalar que aún continúan en licitación proyectos de inversión directa autorizados en 2007 y 2008, así como proyectos bajo la modalidad de Productores Independientes de Energía (PIE).
 - En el periodo del 1o. de enero de 2007 al 30 de junio de 2009, **la inversión impulsada total en la industria eléctrica** se ubicó en 99,235.5 millones de pesos, que al compararse con los 87,597.4 millones de pesos ejercidos durante enero de 2001 al 30 de junio de 2003, arroja una disminución real de 18%, debido a la reducción en la inversión PIDIREGAS de 34% en términos reales.
- CFE continuó promoviendo, -como complemento a la inversión presupuestal-, el desarrollo de proyectos de infraestructura eléctrica de gran magnitud con el apoyo de **inversiones privadas, mediante contratos en las modalidades de Productor Independiente de Energía (PIE) y de Obra Pública Financiada (OPF)**. Entre los proyectos de transmisión, transformación y generación realizados con la inversión impulsada se encuentran los siguientes:

INVERSIÓN IMPULSADA EN LA INDUSTRIA ELÉCTRICA, 1995-2009

(Millones de pesos en flujo de efectivo a pesos de 2009)^{1/}

Concepto	Periodos			Datos anuales			Enero-junio		
	1o. de enero de 1995 al 30 de junio de 1997	1o. de enero de 2001 al 30 de junio de 2003	1o. de enero de 2007 al 30 de junio de 2009	Observado		Meta 2009	2008	2009 ^{P/}	Variación % real ^{5/}
				2007	2008				
Total (1+2-1.1.2)^{2/}	59,632.7	121,118.5	99,235.5	36,775.6	44,756.4	77,919.1	16,736.5	17,703.5	5.8
1. Inversión Física Presupuestaria	60,076.8	65,967.5	74,304.2	30,695.8	32,448.1	39,531.1	10,291.9	11,160.3	8.4
1.1 Comisión Federal de Electricidad (CFE)	52,130.8	55,108.5	63,740.8	25,806.7	28,356.4	33,163.1	9,205.9	9,577.7	4.0
1.1.1 Inversión Física	43,522.3	38,348.6	41,311.5	17,398.2	19,338.7	20,448.1	4,770.9	4,574.6	-4.1
1.1.2 Amortización de PIDIREGAS ^{3/}	8,608.5	16,759.9	22,429.3	8,408.4	9,017.8	12,715.1	4,435.0	5,003.1	12.8
1.2 Luz y Fuerza del Centro	7,946.1	10,859.0	10,563.4	4,889.2	4,091.7	6,368.0	1,085.9	1,582.6	45.7
1.2.1 Inversión Física	7,946.1	10,859.0	10,563.4	4,889.2	4,091.7	6,368.0	1,085.9	1,582.6	45.7
2. Inversión Fuera de Presupuesto^{4/}	8,164.3	71,910.9	47,360.6	14,488.2	21,326.1	51,103.0	10,879.6	11,546.3	6.1
2.1 PIDIREGAS de la Comisión Federal de Electricidad	8,164.3	71,910.9	47,360.6	14,488.2	21,326.1	51,103.0	10,879.6	11,546.3	6.1

^{1/} Calculado con base en el índice nacional de precios al consumidor.

^{2/} La suma de los parciales puede no coincidir con el total debido al redondeo de las cifras.

^{3/} Incluye pagos de BLT's; los BLT's, por sus siglas en inglés *Building-Leasing-Transfer*, se refieren a Construcción-Arrendamiento-Transferencia, un esquema de financiamiento para la ampliación de infraestructura energética con participación privada.

^{4/} La inversión financiada son obras cuya ejecución se encomienda a empresas de los sectores privado y social, previa licitación pública. Dichas empresas llevan a cabo las inversiones respectivas por cuenta y orden de la Comisión Federal de Electricidad y cubren el costo de los proyectos durante el periodo de su construcción.

^{5/} Variación en términos reales, se calculó con base en el deflactor de junio de 2009 del INPC de 1.0607.

^{P/} Cifras preliminares.

FUENTE: Secretaría de Energía con información de Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro.

- Proyectos de Transmisión y Transformación

- Durante el periodo del 1o. de septiembre al 31 de diciembre de 2008, se concluyó la construcción de cinco subestaciones, con una inversión de 78.5 millones de pesos, con lo cual se incrementó la capacidad instalada de transformación con 133 megavoltios amperes, 15 megavoltios amperes reactivos y ocho alimentadores.
 - Como complemento, en el periodo enero-junio 2009, con una inversión de 735.1 millones de pesos, se concluyeron 11 líneas de transmisión para una longitud total de 241.6 kilómetros-circuito. Asimismo, se terminaron 12 subestaciones, cuya capacidad conjunta aumentará 20 megavoltios amperes, 131.2 megavoltios amperes reactivos y 18 alimentadores.
 - Con una inversión de 122 millones de pesos, se encuentran en proceso de construcción y se ejecutan cuatro líneas de transmisión con 202 kilómetros-circuito, así como nueve subestaciones que a su terminación agregarán a la Red Eléctrica Nacional 100 megavoltios amperes, 100 megavoltios amperes reactivos y ocho alimentadores.

- Proyectos de Generación

- Actualmente se construyen cinco centrales generadoras con una capacidad conjunta de 1,992 megawatts y una inversión programada de dos mil millones de dólares. La capacidad y fecha estimada de entrada de operación de cada una de estas centrales es la siguiente: Hidroeléctrica La Yesca, de 750 megawatts, en 2012; Carboeléctrica Pacífico, de 651 megawatts, en 2010 Ciclo Combinado San Lorenzo (conversión de turbogás a ciclo combinado), de 116 megawatts, en 2009; y Ciclo Combinado Norte (La Trinidad), de 450 megawatts, en 2010 y Central Geotérmica Los Humeros II Fase A, de 25 megawatts, en 2011.

- Como acción relevante de los programas de rehabilitación y modernización, se encuentra la repotenciación de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde, que incrementará en 196 megawatts su capacidad instalada, con una inversión programada de 703.6 millones de dólares. La fecha estimada para el inicio de operaciones es diciembre de 2010.
- En 2009 entró en operación la Central de Ciclo Combinado Baja California con 272 megawatts de capacidad. Adicionalmente, se adjudicaron las centrales eólicas La Venta III y Oaxaca I, licitadas bajo la modalidad de Productor Independiente de Energía, con una capacidad de 101.4 megawatts cada una, mismas que iniciarán operaciones a finales de 2010.
- En el mes de mayo de 2009 CFE firmó el contrato con la empresa ganadora para llevar a cabo la construcción y prestación del servicio de transporte de gas natural, a través de un gasoducto cuya trayectoria va de Manzanillo a Guadalajara. Este gasoducto es de acceso abierto y servirá para transportar gas para CFE en las centrales de generación ubicadas en el Centro-Occidente del país. El gasoducto se interconectará con el SNG y tendrá una capacidad para transportar hasta 500 millones de pies cúbicos diarios de gas natural.

CAPACIDAD INSTALADA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 1995-2009

(Megawatts)

Concepto	Periodos ^{7/}			Datos anuales			Enero-junio		
	1o. de enero de 1995 al 30 de junio de 1997	1o. de enero de 2001 al 30 de junio de 2003	1o. de enero de 2007 al 30 de junio de 2009	Observado		Meta 2009	2008	2009 ^{P/}	Variación % anual
				2007	2008				
Total	36,208.3	48,727.8	59,604.0	59,006.4	59,431.5	60,217.3	59,504.8	59,604.0	0.2
Subtotal CFE y LFC	34,790.9	42,424.2	51,145.5	51,028.5	51,105.5	51,429.5	51,105.7	51,145.5	0.1
CFE^{1/}	33,919.6	41,589.9	49,971.2	49,854.2	49,931.2	50,095.2	49,931.4	49,971.2	0.1
Termoeléctrica	19,504.0	27,396.1	33,861.6	33,789.4	33,861.6	33,945.6	33,861.6	33,861.6	-
Productor Independiente ^{2/}	-	4,730.4	11,456.9	11,456.9	11,456.9	11,456.9	11,456.9	11,456.9	-
Hidroeléctrica	9,761.1	9,378.8	11,094.9	11,055.0	11,054.9	11,134.9	11,054.9	11,094.9	0.4
Carboeléctrica	2,600.0	2,600.0	2,600.0	2,600.0	2,600.0	2,600.0	2,600.0	2,600.0	-
Geotermoeléctrica	743.9	847.9	964.5	959.5	964.5	964.5	964.5	964.5	-
Nucleoeléctrica	1,309.1	1,364.9	1,364.9	1,364.9	1,364.9	1,364.9	1,364.9	1,364.9	-
Eoloeléctrica	1.6	2.2	85.3	85.5	85.3	85.3	85.5	85.3	-0.2
LFC	871.3	834.3	1,174.3	1,174.3	1,174.3	1,174.3	1,174.3	1,174.3	-
Termoeléctrica	598.0	598.0	886.0	886.0	886.0	886.0	886.0	886.0	-
Hidroeléctrica	273.3	236.3	288.3	288.3	288.3	288.3	288.3	288.3	-
Subtotal permisionarios^{3/}	1,417.4	6,303.6	8,458.5	7,977.9	8,326.1	8,947.9	8,399.1	8,458.5	0.7
Autoabastecimiento ^{4/}	437.4	3,294.3	3,980.9	3,484.3	3,855.4	4,293.8	3,834.8	3,980.9	3.8
Cogeneración ^{4/}	55.5	1,423.7	2,669.2	2,676.9	2,662.2	2,845.7	2,687.6	2,669.2	-0.7
Usos propios continuos	924.4	553.8	478.1	486.3	478.1	478.1	486.3	478.1	-1.7
Exportación	-	1,031.8	1,330.4	1,330.4	1,330.4	1,330.4	1,390.4	1,330.4	-4.3
Margen de reserva^{5/8/}	42.3	34.6	55.2	41.3	42.5	41.0	42.5	47.6	12.0
Margen de reserva operativo^{6/8/}	16.1	9.1	27.1	24.3	15.4	17.3	15.4	11.6	-24.7

^{1/} Incluye variaciones de capacidad efectiva en operación de Productores Independientes y de unidades termoeléctricas y geotermoeléctricas.

^{2/} En algunos casos se denomina Productor Externo de Energía (PEE). Se refiere a capacidad demostrada de generación neta facturada y la puesta en servicio.

^{3/} Corresponde a lo reportado a la Comisión Reguladora de Energía (CRE), por los permisionarios en operación. Excluye productor independiente, debido a que ya se considera dentro de CFE la capacidad neta contratada.

^{4/} Incluye proyectos de PEMEX

^{5/} Se refiere a la diferencia entre la capacidad bruta y la demanda máxima coincidente de un sistema eléctrico expresada como porcentaje de la demanda máxima coincidente.

^{6/} Se refiere a la relación de los Recursos Totales de Capacidad Disponible entre Demanda Máxima Bruta Coincidente.

^{7/} Se refiere a la capacidad de generación registrada al cierre de los periodos mencionados.

^{8/} Meta POISE (Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico) 2009-2018.

^{P/} Cifras preliminares.

FUENTE: Secretaría de Energía con información de Comisión Federal de Electricidad, Luz y Fuerza del Centro y Comisión Reguladora de Energía.

- En junio inició el proceso de licitación de la repotenciación de la Central Termoeléctrica Manzanillo I, Unidades 1 y 2, con una capacidad bruta de 460 megawatts cada una.
- Los proyectos para las siguientes centrales se encuentran en proceso de licitación: Central de Ciclo Combinado Agua Prieta II (con campo solar); U-1 y U-2 (repotenciación); la central de Ciclo Combinado Presidente Juárez U-3 (conversión de turbogas a ciclo combinado); las Centrales de Combustión Interna Guerrero Negro III y Santa Rosalía II; la central de Ciclo Combinado Norte II; la Central Turbogas Baja California II y Poza Rica (rehabilitación y modernización) con una capacidad conjunta de 2,173 megawatts y una inversión programada de 3,022 millones de dólares.
- Con el propósito de asegurar el abastecimiento de gas natural para la operación de las centrales nuevas y existentes de la región occidental del país, se adjudicó el contrato de servicios de la Terminal de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado (TGNL) Manzanillo, con una capacidad de 500 millones de pies cúbicos diarios y una inversión programada de 623.8 millones de dólares, misma que inició su construcción en octubre de 2008. Bajo el mismo esquema de contratación, inició la construcción del Gasoducto Manzanillo-Guadalajara para la transportación y suministro de gas natural de hasta 500 millones de pies cúbicos diarios y una inversión de 294.3 millones de dólares.
- Para disminuir los riesgos de afectaciones en las poblaciones ribereñas de los estados de Chiapas y Tabasco, y mejora la capacidad de generación de la Central Hidroeléctrica Malpaso, en febrero de 2009 se inició la construcción de los túneles de conducción para corregir el cauce en el Río Grijalva. Con esta obra se busca restablecer los niveles de operación en el sistema Malpaso-Peñitas.
- A junio de 2009 la **capacidad instalada total de energía eléctrica** fue de 59,604 megawatts, 0.2% superior al valor observado en junio de 2008, y que al compararse con la capacidad instalada existente al 30 de junio de 2003 representa un incremento de 22.3% equivalente a 10,876.2 megawatts.
 - La correspondiente a **CFE y de los Productores Independientes de Energía** se incrementó en 39.8 megawatts, al pasar de 51,105.7 en el primer semestre de 2008 a 51,145.5 megawatts en junio de 2009, debido a la entrada en operación de la unidad I de la Central Hidroeléctrica Infiernillo, la cual fue repotenciada.
 - En **LFC**, la capacidad de generación de energía eléctrica se mantuvo constante en 1,174.3 megawatts de junio de 2008 a junio 2009. Actualmente se realizan pruebas de puesta en servicio de cinco nuevas unidades de generación distribuida de 32 megawatts cada una, con lo cual se alcanzará una capacidad instalada durante el segundo semestre de 2009 de 1,334.3 megawatts. La disponibilidad propia promedio registró un valor de 53.1% en el periodo de enero a junio de 2009, superior en 1.2% a la reportada en el mismo periodo de 2008.
- La **generación bruta de energía eléctrica** durante enero-junio de 2009 fue de 128,008.1 gigawatts-hora, 4.5% menos que la generada en igual lapso de 2008.
 - **CFE, incluyendo Productores Independientes de Energía**, tuvo un volumen de generación de 110,961.3 gigawatts-hora, cifra inferior en 4.8% con respecto al mismo periodo del año previo.
 - **LFC** obtuvo un volumen de generación bruta de 1,327.4 gigawatts-hora, inferior en 3.1% respecto al mismo periodo de 2008. Los resultados obtenidos en las centrales generadoras fueron los siguientes:
 - Termoeléctricas.- La generación bruta aumentó en 2% al pasar de 960.4 gigawatts-hora en el periodo enero-junio 2008 a 980.1 durante enero-junio 2009.
 - Hidroeléctricas.- La generación bruta disminuyó en 15.2%, respecto a 2008, principalmente por la salida de operación de la unidad 1 de la Central Hidroeléctrica Lerma, por falla en el excitador principal y por baja captación de agua en las presas del sistema hidroeléctrico Necaxa al presentarse bajas precipitaciones pluviales.
 - Para sostener la continuidad y superar la calidad del servicio, así como para **expandir la infraestructura de líneas de transmisión y distribución**, en el periodo enero-junio de 2009 se realizaron las siguientes acciones:
 - CFE construyó, instaló y amplió un total de 12,543.3 kilómetros de **líneas de transmisión y distribución** para alcanzar una extensión total de 730,445.6 kilómetros, superior en 1.7% al resultado obtenido en el mismo lapso del año anterior que fue de 717,902.3 kilómetros. En el rubro de **subestaciones de transmisión y distribución** se incorporó una capacidad de 3,273 megavoltios amperes, para alcanzar 189,558.3 megavoltios amperes, 1.8% más a lo alcanzado en los mismos meses de 2008, cuando se registraron 186,285.3 megavoltios amperes.

GENERACIÓN BRUTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 1995-2009

(Gigawatts-hora)

Concepto	Periodos			Datos anuales			Enero-junio		
	1o. de enero de 1995 al 30 de junio de 1997	1o. de enero de 2001 al 30 de junio de 2003	1o. de enero de 2007 al 30 de junio de 2009	Observado		Meta 2009	2008	2009 ^{P/}	Variación % anual
				2007	2008				
Total	374,532.0	530,846.1	665,826.5	261,760.4	267,696.3	286,739.0	134,025.6	128,008.1	-4.5
Subtotal CFE y LFC	368,549.6	495,194.9	585,673.3	230,926.6	234,096.3	25,999.4	117,882.7	112,288.7	-4.8
CFE ^{1/}	367,678.3	494,360.6	584,499.0	228,487.5	231,396.2	248,447.2	116,512.8	110,961.3	-4.8
Termoeléctrica ^{1/}	220,243.8	353,697.4	418,945.3	166,207.1	158,653.8	191,353.9	83,621.9	80,293.0	-4.0
- Productor Independiente ^{2/}	-	40,002.1	183,134.4	70,981.7	74,232.0	81,717.2	37,993.7	37,369.9	-1.6
Hidroeléctrica	70,695.0	59,893.7	77,895.6	26,106.6	37,839.0	23,942.2	14,955.1	14,118.5	-5.6
Carboeléctrica	40,748.4	43,488.0	44,250.2	18,100.7	17,789.1	16,465.8	8,476.2	8,279.1	-2.3
Geotermoeléctrica	14,117.1	13,934.7	17,692.8	7,403.9	7,055.8	6,026.2	3,604.1	3,366.3	-6.6
Nucleoeléctrica	21,861.5	23,331.2	25,083.2	10,420.7	9,804.0	10,414.4	5,741.2	4,797.3	-16.4
Eoloeléctrica	12.4	15.7	631.9	248.4	254.6	244.7	114.3	107.1	-6.3
LFC	871.3	834.3	1,174.3	2,439.2	2,700.0	3,552.2	1,369.9	1,327.4	-3.1
Termoeléctrica	598.0	598.0	886.0	1,503.6	1,647.0	2,586.0	960.4	980.1	2.0
Hidroeléctrica	273.3	236.3	288.3	935.6	1,053.0	966.2	409.5	347.3	-15.2
Subtotal permisionarios^{3/}	5,982.4	35,651.2	80,153.2	30,833.8	33,600.0	34,739.6	16,142.9	15,719.4	-2.6
Autoabastecimiento ^{4/}	1,098.6	19,210.3	31,139.4	12,141.4	12,793.3	13,377.7	6,088.5	6,204.8	1.9
Cogeneración ^{4/}	218.6	12,380.2	29,361.1	11,466.3	12,366.5	12,921.6	6,245.8	5,528.3	-11.5
Usos propios continuos	4,665.2	3,770.8	2,681.4	1,018.6	1,015.2	1,015.2	629.4	647.5	2.9
Exportación	0.0	289.9	16,971.3	6,207.4	7,425.1	7,425.1	3,179.2	3,338.8	5.0

^{1/} Incluye la generación de los productores independientes de energía conforme se desglosa en el cuadro.

^{2/} También se le denomina Productor Externo de Energía (PEEs). Se refiere a generación de energía de productores independientes para el servicio público, entregada en el punto de interconexión.

^{3/} Corresponde a lo reportado a la Comisión Reguladora de Energía (CRE), por los permisionarios en operación. Excluye productor independiente, debido a que ya se reporta dentro de Comisión Federal de Electricidad la generación de energía entregada en el punto de interconexión.

^{4/} Incluye proyectos de PEMEX

^{P/} Cifras preliminares.

FUENTE: Secretaría de Energía con información de Comisión Federal de Electricidad, Luz y Fuerza del Centro y Comisión Reguladora de Energía.

- En LFC, la **longitud instalada de líneas de transmisión** fue de 3,378.9 kilómetros, que representó un aumento de 0.53 kilómetros con respecto al mismo periodo de 2008. La **capacidad instalada en cables subterráneos** de potencia fue de 162.70 kilómetros la cual permaneció constante en el periodo de junio de 2008 a junio de 2009. El incremento de **líneas de distribución** de enero a de junio de 2009 fue de 536.93 kilómetros, y el incremento acumulado del 1o. enero de 2007 a junio de 2009 fue de 2,534.66 kilómetros.

FORTALECER A LAS EMPRESAS DEL SECTOR, ADOPTANDO ESTÁNDARES Y PRÁCTICAS OPERATIVAS DE LA INDUSTRIA A NIVEL INTERNACIONAL EN LA INDUSTRIA, MEJORANDO PROCESOS CON LA UTILIZACIÓN DE SISTEMAS DE CALIDAD Y DE TECNOLOGÍA DE PUNTA, Y PROMOVRIENDO UN USO MÁS EFICIENTE DE SU GASTO CORRIENTE Y DE INVERSIÓN

- Durante el periodo enero-junio de 2009, los **principales indicadores de productividad en el sector eléctrico registraron** el siguiente comportamiento:
 - Las **pérdidas de energía** en el proceso de transmisión y distribución de CFE registraron un ligero incremento de 0.15 puntos porcentuales con respecto a junio de 2008, al pasar de 10.76% a 10.91%. En LFC, las pérdidas totales de energía disminuyeron 2.1 puntos porcentuales al pasar de 32.7% en junio de 2008 a 30.6% en junio de 2009 debido, principalmente, a la regularización de servicios en situación ilícita o irregular.

- La **relación capacidad instalada/trabajador de generación**, en CFE fue de 2.360 megawatts por trabajador de generación, lo que significó un incremento de 0.1% con respecto a junio de 2008. En LFC, esta relación de 0.713 megawatt por trabajador de generación, menor en 63.46% respecto al mismo periodo de 2008.
- El **indicador de tiempo de interrupción por usuario (TIU)**^{1/} sin considerar eventos ajenos en CFE, presentó al mes de junio de 2009 una variación favorable, al disminuir en 8.1% con respecto al mismo mes del año anterior, pasando de 82.42 minutos en junio de 2008 a 75.73 minutos en junio de 2009.
- El **tiempo de interrupción por usuario de distribución en CFE**, observó una variación favorable al registrar un decremento en 4.15 minutos, pasando de 35.48 minutos en junio de 2008 a 31.32 minutos en junio de 2009. En el caso de LFC, en este indicador el año móvil de 2009 tuvo una disminución en 11.01 minutos, de tener 109.5 minutos en junio de 2008 se redujo a 98.48 minutos a junio de 2009, disminuyendo 10.1%.
- Las **inconformidades totales por cada millar de usuarios** (procedentes e improcedentes) en CFE presentaron un comportamiento favorable al pasar de 5.52 inconformidades por cada millar de usuarios en junio de 2008 a 4.61 en junio de 2009. En LFC, este indicador alcanzó 10.35 inconformidades por cada millar de usuarios, cifra 13.4% inferior a la registrada en el mismo periodo de 2008.
- El **tiempo promedio de conexión a nuevos usuarios** en CFE fue de 1 día en junio de 2009, lo que significó un incremento de 72 minutos, equivalente a 5.3%, respecto al índice de 0.95 días obtenido en junio de 2008. En LFC, este índice, fue de 6.3 días, cifra superior en 6.8% a la registrada en junio de 2008.
- Las **ventas por trabajador de operación de CFE** fueron de 2.16 gigawatts-hora por trabajador de operación en junio de 2009, lo que significó una caída de 7%, respecto al indicador de 2.33 obtenido en junio de 2008.
- Las **ventas por trabajador de distribución y comercialización** fueron de 3.52 gigawatts-hora por trabajador de distribución, lo que significó una variación desfavorable de 5.9% respecto al 3.74 obtenido en junio de 2008, debido fundamentalmente a la contracción de la demanda de energía eléctrica del sector industrial. En LFC este indicador fue de 2.63 gigawatts-hora en junio de 2009, lo que significa un incremento de 2.33% con respecto al nivel de 2.57 gigawatts-hora por trabajador obtenido en junio de 2008, debido principalmente al aumento de las ventas derivado de la regularización del servicio a usuarios.
- Las **salidas por falla en líneas de transmisión** en las tensiones de 400 kilovoltios y 230 kilovoltios en CFE fueron de 0.49 salidas/100 kilómetros, favorable en 6.2% respecto a junio de 2008. En LFC, con referencia al mantenimiento a la infraestructura de la red de transmisión, en el periodo de enero a junio de 2009 este indicador resultó de 0.66 salidas/100 kilómetros, lo que representa un incremento de 1% respecto a junio de 2008. En el periodo de enero a junio de 2009, se presentaron salidas por falla en líneas de transmisión, cuatro, seis y 16 en 400, 230 y 85 kilovoltios respectivamente.
- Durante junio de 2009 se registró un **margen de reserva**^{2/} de 47.6% y un **margen de reserva operativo**^{3/} de 11.6%, situación que representa un superávit en la disponibilidad de capacidad de generación de electricidad.
- La suma de las **pérdidas técnicas y no técnicas de energía** en el proceso de distribución de CFE, fue de 12.16%, mayor en 0.27 puntos porcentuales respecto al 11.89% observado en el mismo lapso de

^{1/} El Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU) se refiere al tiempo durante el cual los usuarios del servicio público de energía eléctrica no disponen del mismo debido a fallas en los sistemas de transmisión y distribución. El tiempo de interrupción por usuario de distribución hace referencia al tiempo durante el cual no se dispone del servicio debido, exclusivamente, a fallas en los sistemas de distribución.

^{2/} El margen de reserva se refiere a la diferencia entre la capacidad bruta y la demanda máxima coincidente de un sistema eléctrico, expresada como porcentaje de la demanda máxima coincidente.

^{3/} El margen de reserva operativo se refiere a la diferencia entre la capacidad disponible y la demanda máxima coincidente de un sistema eléctrico, expresada como porcentaje de la demanda máxima coincidente. Los índices recomendados internacionalmente son de 27% para el margen de reserva y de 6% para el margen de reserva operativo.

2008. En el caso de LFC se presentó la propuesta del Programa multianual de reducción de pérdidas no técnicas para el periodo 2008-2012, el cual fue autorizado por la SENER y aprobado por el Órgano de Gobierno.

- El Programa se organizó de tal manera que “El Sindicato se compromete a coadyuvar con LFC en el objetivo de disminuir las pérdidas de energía no técnicas hasta alcanzar al 30 de noviembre de 2012, un nivel de pérdidas similar al resto del Sector Eléctrico Nacional”, de esta manera se estimó que de disponer de los recursos financieros necesarios, se reducirá el índice de pérdidas no técnicas en 3.07 puntos porcentuales, al pasar de 18.97% en el año 2008 a 15.56% al cierre de 2009.
- En materia de **seguridad nuclear y salvaguardias**, durante el periodo enero-junio de 2009, la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias (CNSNS) realizó 123 inspecciones en seguridad radiológica, física y salvaguardias, así como 13 inspecciones en seguridad nuclear. Las inspecciones acumuladas en seguridad radiológica, física y salvaguardias en el periodo del 1o. de enero de 2007 al 31 de junio de 2009 acumulan 1,297 y para las inspecciones en seguridad nuclear totalizan 62.

AMPLIAR LA COBERTURA DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN COMUNIDADES REMOTAS UTILIZANDO ENERGÍAS RENOVABLES EN AQUELLOS CASOS EN QUE NO SEA TÉCNICA O ECONÓMICAMENTE FACTIBLE LA CONEXIÓN A LA RED

- Al mes de junio de 2009, CFE proporcionó el **servicio de energía eléctrica** a aproximadamente 26.8 millones de usuarios, lo que representa un incremento de 3.5% respecto al mismo periodo de 2008, cuando se atendieron a 25.9 millones de usuarios. Durante el periodo comprendido del 1o. de enero de 2007 al 30 de junio de 2009 se registró un aumento de 18.7% respecto a igual periodo de 2001-2003.
- CFE generó **ventas totales** a junio de 2009 por 70,930 gigawatts-hora, 6.2% menos de lo realizado en junio de 2008, debido a la contracción de la economía nacional. Del periodo 1o. de enero de 2007 al 30 de junio de 2009 se registró un incremento en las ventas de 16.3% con respecto al periodo del 1o. de enero de 2001 al 30 de junio de 2003.
- Se estima que al cierre de 2009, la **cobertura del servicio eléctrico** tanto de CFE como de LFC beneficiará a casi el 97.3% de la población total del país, lo que representa un incremento de 0.62 puntos porcentuales con respecto a la observada durante 2008, cuando se situó en 96.68%. La cobertura nacional de energía eléctrica es de 98.39% para las **zonas urbanas** y 90.97% para las **zonas rurales**.
- Para satisfacer la **demandas de energía eléctrica**, en términos adecuados de oportunidad, calidad y cantidades, durante 2009 LFC abasteció de fluido eléctrico a más de seis millones de clientes, lo que significa un incremento de 3.3 % equivalente a más de 198 mil usuarios de los registrados en agosto de 2008; lo anterior como resultado de las acciones implementadas para la regularización de servicios domésticos con consumo cero y autorreconectados, así como de los giros comerciales.
- Las **ventas totales de energía eléctrica** en el periodo enero-junio de 2008 fueron de 15,159 gigawatts-hora, incrementándose para el periodo enero-junio de 2009 a 15,491 gigawatts-hora, equivalente al 2.2%.
- El **número de consumidores** de LFC para junio de 2009 fue de 6'213,646 usuarios, de los cuales 498,103 clientes se han incorporado en esta administración.

DIVERSIFICAR LAS FUENTES PRIMARIAS DE GENERACIÓN

- Con relación a las **fuentes primarias de energía** utilizadas en la generación de electricidad, entre enero y junio de 2009 se observó una disminución de dos puntos porcentuales en la utilización de combustóleo, debido a que la central dual Plutarco Elías Calles operó exclusivamente con carbón, incrementando, en la misma magnitud el uso de este energético. A su vez, la participación de las grandes hidroeléctricas tuvo un ligero incremento debido a la incorporación de 39.8 megawatts en la Central Hidroeléctrica Infiernillo.
- En cuanto a la **capacidad de generación eléctrica por fuente primaria de energía**^{1/}, en el periodo del 1o. de enero al 30 de junio de 2009 se alcanzaron los siguientes resultados:

^{1/} Se refiere a los energéticos empleados en el proceso de generación de electricidad: combustóleo, gas natural, carbón, hidroenergía, geoenergía, eoloenergía, energía solar y nucleenergía.

- Para impulsar la utilización de **energía eólica**, CFE desarrolló conjuntamente con la Secretaría de Energía y la CRE el esquema de “Temporada Abierta”, que permitió la participación integrada del sector público y la iniciativa privada.
 - Mediante este esquema, CFE y 11 empresas privadas participantes situadas en el Istmo de Tehuantepec destinarán, conjuntamente, más de 300 millones de dólares para la creación de infraestructura que permita transmitir la energía eléctrica proveniente de la fuerza del viento hacia otros puntos de consumo en el país. De estas empresas, siete utilizarán la nueva red y cuatro ya están usando la infraestructura de CFE.
 - Las empresas participantes tienen una capacidad comprometida a instalar de 1,985 megawatts, misma que entrará paulatinamente en operación durante el periodo 2008-2010.
 - Con la aplicación del esquema “Temporada Abierta”, se contribuye a la reducción de las emisiones de gases efecto invernadero, al desarrollo sustentable y a reforzar la capacidad de generación del Sistema Eléctrico Nacional.
- Dentro de las medidas adoptadas en este Gobierno para promover la **energía geotermoelectrica**, destaca el incremento en la capacidad de generación con los proyectos Cerro Prieto V por 100 megawatts, Los Húmeros II Fase A 1x25 con 25 megawatts y Los Húmeros II Fase B 7x3 por 21 megawatts. Igualmente, en energía hidroeléctrica se trabaja en la Central La Yesca con una capacidad de 750 megawatts.

Desarrollo de Proyectos Eólicos en Oaxaca

- Se adjudicaron los proyectos La Venta III y Oaxaca I, con una capacidad de 101 megawatts cada uno, bajo la modalidad de Productor Independiente de Energía e inició la construcción de la red de transmisión asociada a los proyectos de Temporada Abierta y Oaxaca II, III y IV.
- Estos proyectos forman parte de la estrategia de diversificación de las fuentes de generación de electricidad, con lo que se avanza en el objetivo del Programa Sectorial de Energía 2007-2012 de alcanzar el 26% de la generación eléctrica con energías renovables al final de esta administración.

CAPACIDAD DE GENERACIÓN ELÉCTRICA POR FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA, 1995-2009

(Estructura porcentual)

Concepto	Periodos			Datos anuales			Enero-junio		
	1o. de enero de 1995 al 30 de junio de 1997	1o. de enero de 2001 al 30 de junio de 2003	1o. de enero de 2007 al 30 de junio de 2009	Observado		Meta 2009	2008	2009 ^{p/}	Variación anual (puntos porcentuales)
				2007	2008				
Total	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	0.0
Combustóleo	49	38	26	28	28	26	28	26	-2.0
Gas natural	10	22	38	37	38	38	38	38	0.0
Carbón	7	10	9	9	7	9	7	9	2.0
Grandes hidroeléctricas ^{1/}	23	20	19	18	19	18	19	19	0.0
Pequeñas hidroeléctricas	6	4	3	4	3	4	3	3	0.0
Otros renovables	2	2	2	2	2	3	2	2	0.0
Nuclear	4	4	3	3	3	3	3	3	0.0

^{1/} Las grandes hidroeléctricas tienen una capacidad de generación igual o mayor a 70 megawatts.

^{p/} Cifras preliminares.

FUENTE: Secretaría de Energía con información de Comisión Federal de Electricidad.

- En cuanto a la capacidad de **generación eléctrica por fuente primaria de energía**, durante el periodo enero-junio de 2008 LFC continuó con el proyecto de instalación de 14 unidades de generación distribuida, con la entrada en operación comercial de nueve unidades al mes de junio de 2009, (Atenco, Villa de las Flores, Ecatepec, Remedios, Victoria, Cuautitlán, Coyotepec I, Coyotepec II y Vallejo). Asimismo, se han realizado pruebas para la puesta en operación de las cinco restantes (Aragón, Coapa, Iztapalapa, Magdalena y Santa Cruz), las cuales se estima entrarán en operación comercial durante el segundo semestre de 2009.

PROMOVER EL USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA A TRAVÉS DE LA ADOPCIÓN DE TECNOLOGÍAS QUE OFREZCAN MAYOR EFICIENCIA ENERGÉTICA Y AHORROS A LOS CONSUMIDORES

- El Gobierno Federal, a través de la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE), promueve la adopción de las siguientes tecnologías a través de sus distintos **programas de eficiencia energética**:
 - Sector **industrial**: variadores de frecuencia en motores eléctricos, motores, compresores y bombas de alta eficiencia.
 - **Sectores residencial, comercial y público**: lámparas fluorescentes compactas, lámparas fluorescentes T8, balastos electrónicos; bombas, equipos eficientes de aire acondicionado tipo cuarto y tipo paquete; lavadoras y refrigeradores eficientes, así como la aplicación de aislamiento térmico en casas habitación y edificios localizados en zonas de clima cálido extremo.
 - Como resultado de estas acciones, en el primer semestre de 2009 **se evitó la emisión de 8,175 miles de toneladas de bióxido de carbono (CO₂)** en los procesos de generación de energía eléctrica, lo que representa un crecimiento de 8.3% respecto al nivel alcanzado en el primer semestre de 2008.
 - Del total de emisiones evitadas, 83.1% correspondió al Programa de Normalización de Eficiencia Energética; 4.9% a los diversos programas de instalaciones industriales, comerciales y de servicios públicos; 5.1% al Horario de Verano y 6.9% a los programas implementados en el sector residencial.

FOMENTAR EL APROVECHAMIENTO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA Y BIOCOMBUSTIBLES

- Dentro del **Programa para la Promoción de Calentadores Solares de Agua en México**, de enero a junio de 2009 se instalaron 105.4 mil metros cuadrados de colectores solares, lo que representa un avance de 41.9% con respecto a la meta 2009 de 251.3 mil metros cuadrados. El beneficio derivado de los colectores solares instalados al mes de junio de 2009 equivale a 82.9 mil barriles de petróleo equivalente ahorrados y más de ocho mil toneladas de dióxido de carbono evitadas; de manera acumulada del 1o. de enero de 2007 a junio de 2009 se instalaron 425.4 mil metros cuadrados de colectores solares. Como parte de las actividades que se instrumentaron para fortalecer este programa, cabe mencionar que:
 - Se publicaron las especificaciones para determinar el ahorro de gas licuado de petróleo en el sistema de calentadores solares de agua, así como su correspondiente método de prueba.
 - Se certificaron a más de 50 sistemas de calentamiento de agua solar y que pueden ser utilizados para los programas de Hipotecas Verdes del Instituto del Fondo Nacional de la Vivienda para los Trabajadores (INFONAVIT) y Vivienda Sustentable del Consejo Nacional de la Vivienda (CONAVI).
 - Se publicó una norma técnica de competencia laboral, la cual establece el perfil de los técnicos instaladores de sistemas de calentamiento solar de agua.
- La Secretaría de Energía, a través de la CONUEE, inició la elaboración del **Programa Nacional de Aprovechamiento Sustentable de la Energía**, para cumplir con lo establecido en el artículo octavo transitorio de la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía.
- El Contrato del Fideicomiso 2145.- **Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía** fue firmado el día 25 de febrero de 2009 y las Reglas de Operación del Comité Técnico del Fondo fueron aprobadas en la sesión de instalación el 4 de marzo de 2009.
 - Los recursos del Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía están encaminados a otorgar garantías de crédito u otro tipo de apoyo financiero a los proyectos que cumplan los objetivos de la Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía. Dichos objetivos son: conseguir una mayor utilización y aprovechamiento de las fuentes de energía renovables y de las tecnologías limpias, promover la eficiencia y sustentabilidad energética, así como la reducción de la dependencia de México de los hidrocarburos como fuente primaria de energía.
- La **Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos** fue publicada en el DOF el 1o. de febrero de 2008, y a partir de su entrada en vigor inició la elaboración de los instrumentos de la política nacional en la materia, así como las acciones para su implementación. Entre ellos destacan los siguientes:

- Realización de pruebas piloto para generar experiencia nacional en el mezclado de biocombustibles con los combustibles que se comercializan en el país.
- Aprobación de la fórmula del precio del etanol, el 14 de mayo de 2009 por la Comisión Intersecretarial para el Desarrollo de los Bioenergéticos.
- Elaboración del Reglamento de la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos, el cual fue publicado en el DOF el 18 de junio de 2009.
- Con las reformas, adiciones y derogaciones realizadas a la Ley de la Comisión Reguladora de Energía el 28 de noviembre de 2008, esta Comisión recibió nuevas atribuciones para regular el aprovechamiento de fuentes de energía renovables y las tecnologías eficientes, para generar electricidad con fines distintos a la prestación del servicio público de energía eléctrica, así como establecer la estrategia nacional y los instrumentos para el financiamiento de la transición energética.

INTENSIFICAR LOS PROGRAMAS DE AHORRO DE ENERGÍA, INCLUYENDO EL APROVECHAMIENTO DE CAPACIDADES DE COGENERACIÓN

- El 28 de noviembre de 2008 se publicó la **Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía**, la cual busca propiciar la sustentabilidad de la energía mediante el uso óptimo de la misma en todos sus procesos y actividades, desde su explotación hasta su consumo.

- En el marco de esta Ley, la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía cambia e incrementa sus atribuciones y se convierte en la **Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía**. Su creación responde al objetivo del Gobierno Federal de propiciar un aprovechamiento sustentable de la energía mediante el uso óptimo de la misma en todos sus procesos y actividades, desde su explotación hasta su consumo, incrementando la productividad, a la vez que se reducen las emisiones de gases de efecto invernadero y se revierte el deterioro de los ecosistemas.

- En cumplimiento de los plazos establecidos en esta Ley, se envió al Ejecutivo Federal para su aprobación, el **Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables**, mismo que fue publicado el 6 de agosto de 2009 en el DOF. El Programa se constituirá en el eje rector de la política nacional en materia de energías renovables, al integrar las acciones y metas que requiere el país para lograr una transición energética. Su objetivo es establecer políticas públicas para la incorporación de las energías renovables a la matriz energética nacional y así alcanzar la seguridad y la diversificación energética.

- Este documento servirá de base para dirigir la utilización de las energías renovables en México, de manera que se reduzca la dependencia de los combustibles fósiles, se disminuyan las emisiones de gases de efecto invernadero y con ello se combatan los efectos del cambio climático.
- Algunos de los beneficios potenciales que se tendrán a través del Programa será el desarrollo rural mediante la generación de nuevos empleos, el desarrollo científico y tecnológico, así como un aumento en el valor agregado de las actividades económicas, logrando que todos podamos vivir mejor.

- Una de las principales innovaciones en materia de ahorro de energía fue la aplicación a nivel nacional del **Programa de Sustitución de Equipos Electrodomésticos para el Ahorro de Energía**, gracias a la firma

Programa de Sustitución de Equipos Electrodomésticos para el Ahorro de Energía

- En marzo de 2009 se puso en marcha a nivel nacional el **Programa de Sustitución de Electrodomésticos para el Ahorro de Energía** "Cambia tu viejo por uno nuevo". A través de este programa se han sustituido más de 100 mil electrodomésticos al 31 de agosto de 2009.
- Con este Programa se busca sustituir refrigeradores o equipos de aire acondicionado con diez o más años de uso por nuevos aparatos ahorradores de energía; de esta manera, el Gobierno Federal ayudará a que las familias mexicanas con menores ingresos ahorren energía, gasten menos dinero en electricidad y cuenten con nuevos aparatos.
 - El Programa se ha aplicado en toda la república a través de diversas tiendas participantes, que representan más de 4,500 puntos de venta.
 - Para el Gobierno Federal el Programa aporta beneficios en dos vertientes: el subsidio que se deja de pagar por la energía ahorrada y por los costos de energía evitados como resultado de la sustitución de los equipos.
 - Asimismo, el Programa tiene beneficios ambientales provenientes de la generación evitada de los barriles de petróleo que no se consumen y de las toneladas de bióxido de carbono que no se emiten a la atmósfera.

del Acuerdo Nacional en favor de la Economía Familiar y el Empleo en enero de 2009, ya que originalmente con los recursos otorgados en el Presupuesto de Egresos de la Federación para el ejercicio fiscal 2009, el programa se aplicaría sólo en algunas entidades federativas.

- De enero a junio de 2009 el **Programa de Normalización de Eficiencia Energética** contribuyó con un ahorro de 10,968 millones de kilowatts-hora de consumo. Adicionalmente, se lograron ahorros en energía térmica de 3.3 millones de barriles equivalentes de petróleo por la aplicación de normas oficiales mexicanas de eficiencia térmica, resultados que superan en 11.4% y 10.2%, respectivamente los ahorros para este rubro en comparación con el avance enero-junio de 2008.

AHORRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR PROGRAMAS INSTITUCIONALES, 1995-2009

(Millones de kilowatts-hora)

Concepto	Periodos			Datos anuales		Enero-junio			
	1o. de enero de 1995 al 30 de junio de 1997	1o. de enero de 2001 al 30 de junio de 2003	1o. de enero de 2007 al 30 de junio de 2009	Observado		Meta 2009	2008	2009 ^{P/}	Variación % anual
				2007	2008				
Total	8,355	32,510	57,048	21,441	23,188	29,941	11,594	12,558	8.3
Normalización de la Eficiencia Energética	3,484	22,377	48,506	17,963	19,714	21,936	9,857	10,968	11.3
Instalaciones industriales, comerciales y de servicios públicos	2,977	6,776	3,099	1,012	1,316	4,087	658	771	17.2
Horario de Verano	1,493	2,634	3,108	1,278	1,230	1,425	615	600	-2.4
Sector Doméstico	402	724	2,336	1,188	928	2,493	464	220	-52.6

^{P/} Cifras preliminares. Los datos reales a 2009 estarán disponibles hasta mayo de 2010.

FUENTE: Secretaría de Energía con información de la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía.

- De manera acumulada, del 1o. de enero de 2007 a junio de 2009 se han logrado ahorros eléctricos por 48,506 millones de kilowatts-hora de consumo y ahorros térmicos por 22.48 millones de barriles equivalentes de petróleo.
- **Ahorro de energía en instalaciones industriales, comerciales y de servicios públicos.** Como resultado de los Programas de Eficiencia Energética en la APF, del Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE) y del Programa de Ahorro de Energía del Sector Energético (PAESE), de enero a junio de 2009 se logró un ahorro de 771 millones de kilowatt-hora en el rubro de instalaciones industriales, comerciales y de servicios públicos, equivalente a 19% respecto a la meta programada para 2009. Por lo que respecta a los ahorros térmicos, se evitó el consumo de 1.8 millones de barriles equivalentes de petróleo por aplicar medidas de ahorro de energía térmica en PEMEX y corporativos industriales.
 - Del 1o. de enero de 2007 a junio de 2009 se lograron ahorros eléctricos por 3,099 millones de kilowatts-hora y ahorros térmicos por 13.05 millones de barriles equivalentes de petróleo.
- En marzo de 2009, por décimo cuarto año consecutivo, inició la aplicación del **Horario de Verano**, en donde de enero a junio de 2009, se estima un ahorro de 600 millones de kilowatt-hora; con el Horario de Verano, del 1o. de enero de 2007 a junio de 2009 se han logrado ahorros por 3,108 millones de kilowatts-hora.
- Los **programas nacionales y regionales para el ahorro de energía en el sector doméstico** integrados por las acciones de la CONUEE, el Programa Residencial del Fideicomiso para el Ahorro de la Energía Eléctrica y el Programa de Ahorro Sistemático Integral, que incluye la sustitución de equipos electrodomésticos ineficientes por eficientes que cumplen con normas oficiales mexicanas de eficiencia energética (refrigerador, aire acondicionado, lámpara fluorescente compacta y aplicación de aislamiento térmico) de enero a junio de 2009 permitió a los usuarios domésticos un ahorro de 220 millones de kilowatts-hora en consumo y de manera acumulada del 1o. de enero de 2007 a junio de 2009 se lograron ahorros por 2,336 millones de kilowatts-hora.
- En cuanto al **Índice de Ahorro de Energía**, se observa un valor de 1.5%, el cual es congruente con el avance del periodo enero-junio para alcanzar la meta de 2.85% al final de 2009. Este índice muestra la relación entre el consumo final de energía y la estimación de ahorro de energía logrado por los programas y acciones de la CONUEE en la materia.

ÍNDICE DE AHORRO DE ENERGÍA, 2007-2009

Concepto	Datos anuales			Enero-junio		
	Observado		Meta 2009	2008	2009 ^{P/}	Variación % anual
	2007	2008				
Índice de Ahorro de Energía ^{1/}	3.20	2.93	2.85	1.47	1.50	2.0

^{1/} El índice muestra la relación entre el consumo final de energía y la estimación de ahorro de energía logrado por los programas y acciones de la CONAE en la materia [Índice = Estimación del Ahorro de energía logrado en el periodo de análisis (Petajoules)/Estimación del Consumo Final Anual de Energía (Petajoules)].

^{P/} Cifras preliminares

FUENTE: Secretaría de Energía con información de la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía.

- En materia de **elaboración y actualización de normas de eficiencia energética**, destacan las siguientes acciones que se realizaron en el periodo de enero a junio de 2009:
 - Entraron en vigor cuatro normas de eficiencia energética; asimismo, se iniciaron los trabajos de actualización de tres normas de eficiencia energética y el desarrollo de los siguientes temas: NOM-009-ENER, aislamientos térmicos; NOM-020-ENER, envolvente en edificios residenciales; NOM-023-ENER, acondicionadores de aire tipo dividido descarga libre y sin conductos; NOM-024-ENER, coeficiente de sombreado de vidrios.
 - Se publicó, en el DOF, un proyecto de norma de eficiencia energética para máquinas tortilladoras mecanizadas en su etapa de encuesta pública, se espera que dicha norma entre en vigor en el tercer trimestre de 2009.
 - Se realizaron 27 evaluaciones y se otorgaron 22 aprobaciones a laboratorios de prueba que obtuvieron su acreditación para evaluar la conformidad de alguna NOM-ENER de producto.
 - Se realizaron seis evaluaciones y se otorgaron 77 aprobaciones a Unidades de Verificación (UV), que obtuvieron su acreditación para evaluar la conformidad con las normas de eficiencia energética de sistemas de alumbrado.
- Dentro de las acciones relevantes de enero a junio 2009 con el propósito de **promover el uso eficiente de la energía**:
 - Se realizó el Concurso de Diseño de Estampilla Postal en conjunto con el Servicio Postal Mexicano; se participó en la Semana del Día del Niño en el Museo Tecnológico de la CFE MUTEK y en el Día Mundial del Medio Ambiente, organizado por Luz y Fuerza del Centro.
 - Se colaboró con la Secretaría de Desarrollo Social (SEDESOL), en apoyo al llamado componente energético, del Programa Oportunidades, a través de la elaboración de seis trípticos para la promoción del ahorro y uso eficiente de la energía y cuidado del medio ambiente, en hogares.

APROVECHAR LAS ACTIVIDADES DE INVESTIGACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO, FORTALECIENDO A LOS INSTITUTOS DE INVESTIGACIÓN DEL SECTOR, ORIENTANDO SUS PROGRAMAS, ENTRE OTROS, HACIA EL DESARROLLO DE LAS FUENTES RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

- El 4 de agosto de 2008 se constituyó el Fideicomiso del Fondo Sectorial CONACYT-SENER-Sustentabilidad Energética cuyo objeto es fomentar y promover la investigación científica y tecnológica aplicada, tanto a fuentes renovables de energía, eficiencia energética, uso de tecnologías limpias y diversificación de fuentes primarias de energía, así como la adopción, innovación, asimilación y desarrollo tecnológico en dichas materias.
 - El 12 de mayo se publicó la primera convocatoria del fondo buscando atender 14^{1/} demandas específicas identificadas por la SENER; asimismo, la convocatoria incluyó dos demandas abiertas para propuestas de proyectos en eficiencia energética y energías renovables.

^{1/} 1.) Desarrollar un prototipo de aerogenerador de 1.2 megawatts; 2) sistemas micro híbridos; 3) implementación de una estación de pruebas de sistemas fotovoltaicos; 4) realizar un estudio de viabilidad sobre la producción de etanol a partir de algas; 5) evaluar el potencial de aprovechamiento de biometano de residuos orgánicos; 6) impulsar el uso eficiente de la energía y el aprovechamiento de fuentes renovables en las PyME's, especialmente en el sector turismo; 7) incrementar la productividad y reducción de consumo de combustibles fósiles y energía eléctrica de la MiPEs, sectores alimentos y textil; 8) fomentar la climatización en comunidades costeras con tecnología solar; 9) fomentar la refrigeración de alimentos en comunidades costeras con tecnología solar; 10) evaluar el potencial energético renovable en la zona económico-exclusiva de México; 11) fomentar la geotermia como fuente de acondicionamiento térmico de vivienda; 12) caracterizar el ciclo de vida de electrodomésticos; 13) desarrollar sistemas pasivos que mejoran la eficiencia energética en sistemas constructivos; 14) comparar los costos de implementación de medidas de eficiencia energética y fuentes alternas contra el costo de no realizar dichas acciones.

- El 12 de julio cerró la convocatoria, recibándose 119 propuestas, mismas que serán evaluadas entre julio y septiembre. Al término del proceso de evaluación, el Comité Técnico y de Administración del Fondo decidirá qué proyectos recibirán recursos.
- Al 31 de julio de 2009, el fideicomiso tuvo un saldo de 249.8 millones de pesos.
- Durante enero-junio de 2009, el **Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE)** trabajó con una cartera de 195 proyectos de investigación y desarrollo tecnológico; de éstos, 159 proyectos venían de años anteriores, en su mayoría proyectos bajo contrato (58.5%).
 - Dentro de los principales logros obtenidos en los proyectos de investigación y de desarrollo tecnológico en los que el IIE ha trabajado durante el presente Gobierno, destacan los relativos al desarrollo de las fuentes renovables y eficiencia energética: Centro Regional de Tecnología Eólica (CERTE); Alianza para la fabricación de máquinas eólicas con tecnología desarrollada por el Instituto; y Alianza para la comercialización del Sistema Integral de Medición de Consumo de Energía Eléctrica.
- Durante la presente administración, el **Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)** ha generado diversos proyectos exitosos aplicados en PEMEX, entre los cuales, destacan: "Sistema de administración integral de información ambiental" y "Línea base ambiental: Salina Cruz", ya que el primero desde la etapa de validación se aplicó en un proyecto facturable y el segundo generó un producto mejorado del servicio de medio ambiente. Estos proyectos han aportado entre otros, los siguientes beneficios a la industria petrolera nacional:
 - Control y seguimiento en el cumplimiento de acciones ambientales, optimización de los procesos de análisis de información para la toma de decisiones, validación con estándares nacionales e internacionales y omisión de la duplicidad de actividades para la generación de información. Generación de indicadores ambientales a partir de análisis espaciales, como un instrumento de sustento para la toma de decisiones. Instrumentación automatizada para los procesos de validación, algoritmos específicos para análisis y valoración de información ambiental. Instrumentación de controles de calidad en la funcionalidad de SAIIA.
 - Sistema de información ambiental (física, química y biológica) espacio-temporal automatizada, información cartográfica digital actualizada de los ambientes relacionados con la industria petrolera en Salina Cruz, así como el mapeo del estado actual de contaminantes, la estimación de tendencias y el establecimiento de línea base.
 - El IMP obtuvo ingresos por un monto de 635.7 millones de pesos durante los años 2007 y 2008 asociados a los resultados de investigación y desarrollo tecnológico a partir de sus proyectos con respecto a la facturación total. El indicador de facturación asociada a resultados de investigación y desarrollo tecnológico superó en 14% la meta establecida en 2007 y alcanzó el 100% la meta de 2008.
- Como parte del sector energético, el **Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares (ININ)**, continuó colaborando con la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde (CNLV) en el desarrollo de métodos y herramientas tecnológicas orientadas a posibilitar la extensión de la vida de la planta.
 - El número de proyectos vinculados en el ININ en el periodo de enero a junio de 2009 fue de 29, mientras que de enero de 2007 a junio de 2009, la cifra fue de 94.