

01167
7



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO**

**FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO**

T E S I S

**APLICACION DEL MODELO MARKAL AL SISTEMA
ENERGETICO NACIONAL**

P R E S E N T A

ACT. MANUEL MEZA CAMPI

**PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN INGENIERIA
(PLANEACION)**

DIRIGIDA POR:

DR. GABRIEL DE LAS NIEVES SANCHEZ GUERRERO



CIUDAD UNIVERSITARIA,

JUNIO DE 2001



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Agradezco al Instituto Mexicano del Petróleo las facilidades y apoyo que me concedió para la elaboración de ésta tesis.

A mi padre Norberto y a mi madre Guillermina

A mi esposa Norma

A mis hijos Eva, Jimena, Cristóbal y Sofía.

A mis profesores.

Al director de la tesis Dr. Gabriel Sánchez Guerrero

Al Dr. Walter Smith Villavicencio (Por su entusiasmo en la preparación de su personal).

Manuel Meza Campi

INDICE

Introducción

Prefacio

I Marco de Referencia

I.1 Solución de Problemas

I.2 Consideraciones sobre los supuestos de la programación lineal.

I.3 Estructura del Modelo Markal

II Aplicación del Modelo Markal

II.1 El Sistema Energético Nacional (SEN)

II.2 Escenarios

II.3 Presentación de Resultados

II.4 Conclusiones y Recomendaciones

Anexos

Referencias

Introducción

El Instituto Mexicano del Petróleo(IMP) está dedicado a la investigación y desarrollo tecnológico para la Industria Petrolera Nacional. Su misión es generar, desarrollar, asimilar y aplicar el conocimiento científico y tecnológico, promover la formación de recursos humanos especializados para apoyar la infraestructura Petrolera Nacional y contribuir al desarrollo sustentable del país.

La Industria Petrolera del país es una pieza integrante del Sistema Energético Nacional (SEN). Los acontecimientos que afecten al SEN y las transformaciones que se dan en su interior impactan en mayor o menor medida al desarrollo del IMP, razón por la cual le resulta fundamental al IMP conocer el comportamiento del SEN.

El conocimiento del SEN le es útil al IMP por diferentes motivos:

- 1) en la elaboración de su propia planeación.

El contexto en el que se mueve el IMP esta circunscrito fundamentalmente a la industria petrolera nacional y el SEN. Por lo que el IMP requiere observar de manera sistemática y continua al SEN. La planeación estratégica del IMP ha probado su utilidad, se mantiene en transformación buscando mejores metodologías y técnicas en lo posible cuantitativas(aplicación de modelos numéricos).

- 2) como uno de los servicios especializados que ofrece, en particular para Petróleos Mexicanos (PEMEX) y la Secretaria de Energía (Sener),

PEMEX requiere de estudios integrales sobre posible demanda de hidrocarburos y alternativas de estructurar su oferta, dentro del contexto de largo plazo del SEN y

- 3) para evaluar y proponer la implantación de tecnologías con un impacto positivo para el medioambiente y desarrollo sustentable.

Dentro de la misión del IMP se encuentra el de contribuir al desarrollo sustentable del país. Practicar análisis del SEN y disponer de herramientas que le permitan evaluar diferentes desarrollos tecnológicos redundan en el cumplimiento de ésta intención. Uno de sus compromisos es brindar apoyo eficaz y eficiente a las autoridades nacionales en materia energética y ambiental. Al IMP se le solicita su opinión con respecto a los posibles escenarios tanto de oferta como de demanda y sus posibles implicaciones en materia ambiental.

- 4) parte de las actividades de investigación y desarrollo deben estar enfocadas al desarrollo y disponibilidad de técnicas adecuadas al análisis y modelación de la oferta y demanda de energía.

Dado la importancia de los energéticos en el bienestar de las familias como bienes de consumo final y el impacto en los sectores económicos y

sociales del país como factor de la producción y por la magnitud de sus inversiones, merece un esfuerzo sistemático en el desarrollo de metodologías de análisis y planeación

Existen diversas técnicas y metodologías para conocer al SEN. Una de ellas es a través de modelos matemáticos. Un modelo que ha alcanzado un buen grado de desarrollo en la representación de sistemas energéticos e incluso prestigio, es el modelo Markal (Market Allocation). El citado modelo fue construido inicialmente por la Agencia Internacional de la Energía y el Departamento de Energía de los Estados Unidos. Actualmente tiene 76 usuarios en 37 países.

El modelo Markal es un modelo flexible, multiperiodo, de programación lineal para la representación de sistemas energéticos en general. Fue originalmente diseñado para la evaluación del impacto de las nuevas tecnologías en los sistemas nacionales, regionales y sectoriales de energía. Puede asumir diferentes escenarios con una variedad de restricciones y suposiciones.

En el IMP se deseaba disponer de una herramienta con las características genéricas que tiene el modelo Markal. Es decir que permitiera identificar la consistencia y congruencia de las modificaciones, ampliaciones, cancelaciones, tanto en la oferta como en la demanda de energía en el sector hidrocarburos y en el SEN. También se deseaba que tuviera la facilidad de evaluar opciones tecnológicas desde el punto de vista de su eficiencia técnica y económica, y su compatibilidad con la normatividad ambiental para el SEN en su conjunto, en el largo plazo.

En ésta tesis se muestra la aplicación del modelo Markal al SEN de manera agregada. Con el deseo de plantear una aplicación integral, lo más real posible. Se representó el SEN en base al Balance Nacional de Energía de la Secretaría de Energía (Sener). Y se analizó el cambio estructural más significativo y relevante que actualmente la Sener intenta implantar. Dicho cambio es el cambio estructural del SEN, en el que se plantea un uso intensivo del gas natural. Se propone que el gas natural sustituya al combustóleo tanto en el sector eléctrico así como en el sector industrial, y al gas licuado del petróleo (GLP) en el sector residencial. También plantea, la Sener, la introducción del gas natural comprimido al sector transporte vehicular, fundamentalmente en el Valle de México.

Para la aplicación del modelo Markal al SEN se siguieron las etapas de la Investigación de Operaciones:

- Definición del problema,
- Construcción del modelo,
- Solución del modelo,
- Validación del modelo y
- Puesta en práctica de la solución.

Se ensayaron dos escenarios el BASE y el ALTERNATIVO. Dichos escenarios contrastan en:

- La estructura de la demanda final.- El escenario BASE plantea un uso intensivo en el uso del gas natural en el sector industrial, sustituyendo al combustóleo. En el escenario alternativo se plantea una sustitución del combustóleo por gas natural menos intensa.

En el sector residencial el escenario BASE plantea una sustitución acelerada del GLP por gas natural, en el escenario ALTERNATIVO se plantea el crecimiento del consumo en base al GLP, con un crecimiento leve del gas natural.

En el sector de generación eléctrica, en el escenario BASE plantea una transformación de las plantas térmicas convencionales de combustóleo a gas natural, con un crecimiento de la oferta en base al uso de tecnología de ciclo combinado, que usa gas natural. En el escenario ALTERNATIVO se evita la transformación de las plantas térmicas convencionales de combustóleo a gas natural pero el crecimiento de la oferta se da también en base al ciclo combinado.

- En el sector de refinación el escenario BASE presenta la reconfiguración de refinerías propuesta por PEMEX, en la que la producción de gasolinas es mayor. En el escenario alternativo se evita la reconfiguración de refinerías pero se amplía la capacidad de refinación en la magnitud equivalente al costo de la reconfiguración.

Al final del desarrollo de esta tesis se espera saber como opera el modelo Markal, identificar los resultados que ofrece, la información que requiere, el tipo de análisis que puede realizar y en concreto que uso se le puede dar al modelo en el IMP. Se espera saber hasta que punto se puede desarrollar el modelo Markal, sus características y posibilidades de aprovecharlo en el IMP.

Para identificar los puntos anteriores se mostrarán los resultados fundamentales del contraste de los dos escenarios, como son el valor de la función objetivo y la generación de CO₂.

Los resultados del modelo contribuyen a evaluar si el cambio estructural hacia un uso intensivo del gas natural es adecuado. Por consiguiente, se evalúa si el esquema general de reconfiguración de la refinación es conveniente o no para el país.

El disponer una estimación de la bondad del cambio estructural puede dar mayor solidez a las decisiones en materia de desarrollo tecnológico a llevarse a cabo por PEMEX y en particular por el IMP.

En el capítulo de II.4 de Conclusiones y Recomendaciones se menciona el potencial del modelo Markal en el ámbito de la planeación del SEN, el cual es muy amplio, así como sus limitaciones, con el objeto de no generar falsas expectativas.

Prefacio

El objetivo de ésta tesis es mostrar una aplicación del modelo MARKAL al Sistema Energético Nacional (SEN). Con el objeto de identificar su posible aprovechamiento en el Instituto Mexicano del Petróleo.

La aplicación consiste en representar un año histórico 1998, en base al balance nacional de energía y una prospección de dos años 2003 y 2008 según lo establecido en la prospectiva del mercado de gas natural en México y la prospectiva del sector eléctrico de 1999-2008, de la Secretaría de Energía (Sener). En las citadas prospectivas se privilegia o se intensifica el uso del gas natural (seco) sobre sus sustitutos o competidores: el combustóleo, en los sectores industrial y eléctrico y el gas licuado de Pemex (GLP), en el sector doméstico.

Asímismo, se presenta una alternativa opuesta, en la que se privilegia al consumo de los combustibles sustitutos del gas seco.

La representación del SEN es agregada, su punto de partida es el Balance de energía de 1998. Se comentan las limitaciones de dicha representación y las posibilidades de mejora del modelo y en que consistiría una representación más detallada del SEN.

El deseo es mostrar la posibilidad del modelo MARKAL para el análisis y evaluación de la oferta y demanda de energía.

En el capítulo I se presenta la metodología que se utilizó para la elaboración de ésta tesis, que es la del proceso de solución de problemas acostumbrado en los estudios propios de la investigación de operaciones. También se presentan algunas consideraciones de índole general sobre la programación lineal y se presenta una explicación sobre el modelo MARKAL, la forma en que estructura al SEN, y las ecuaciones que utiliza en su formulación. El capítulo II, es la aplicación del modelo MARKAL al sistema energético nacional, con los resultados obtenidos y las conclusiones y recomendaciones.

En los anexos se tienen fundamentalmente descripciones, conceptos y explicaciones que completan el contenido de los capítulos. Se prefirió presentarlos en anexos ya que de incluirlos en el cuerpo de los capítulos complicarían, su comprensión.

I Marco de Referencia

Se puede decir que el aspecto fundamental que da origen a la planeación energética de un país, es que la energía es un elemento indispensable del desarrollo económico y del bienestar social. La planeación energética es un componente de la planeación económica y social de un país. La complejidad, de la planeación energética de un país radica en que la energía desde un punto de vista económico, es un producto único, que puede obtenerse de distintas fuentes, bajo distintas formas y mediante distintos procesos. La cuestión que surge es cómo aprovecharla de la mejor manera por la sociedad. El problema se complica aún más considerando que algunos de las formas de la energía o sus derivados, se pueden aprovechar también como materia prima.

Con el objeto de dar orden a la elaboración de éste trabajo se utilizó como metodología el proceso de solución de problemas que propone Hamdy A. Taha, en su libro de Introducción a la Investigación de Operaciones. En dicho libro se entiende a la investigación de operaciones como un procedimiento científico y a la vez como un arte para tomar decisiones que comprenden las operaciones de sistemas de organización. En éste caso el sistema de organización es el SEN. En el SEN se intenta planear(programar) las actividades de producción, transformación, transporte, almacenamiento y distribución de energía, con el objeto de satisfacer su demanda.

Las diversas fuentes de energía, los diferentes procesos y las variadas formas de energía compiten y son escasas y se desea aprovecharlas de manera óptima. Si se desea una herramienta, lo menos compleja posible, con un buen grado de desarrollo se puede elegir a la programación lineal como una herramienta útil en la solución del problema de planeación energética. Entendiendo a la programación lineal como un sinónimo de planeación para obtener un resultado óptimo, en el que las funciones matemáticas son funciones lineales, aplicadas al problema de asignar recursos limitados entre actividades competidoras.

I.1 Proceso de Solución de Problemas

Con el objeto de plantear alternativas de solución al problema de planeación del SEN, se requiere de seguir una serie de etapas ordenadas de tal manera que se incrementen las posibilidades de alcanzar una solución satisfactoria (mínimo costo).

Las etapas para la solución de problemas recomendadas por Hamdy A. Taha y puede decirse, por los expertos de investigación de operaciones (ciencia de la administración) y que en éste trabajo se intentaron seguir son:

- **Definición del problema.**- Ésta es una etapa de reconocimiento, mediante la observación, aquí se identifica y plantea el problema. En una primera visión se perciben los síntomas que nos permiten identificar los problemas, sin embargo

hay que estudiar más a fondo para identificar y comprender las causas y así poder resolver el problema en su raíz.

El propósito inicial, que dio origen a éste trabajo, es disponer de herramientas confiables, poder recomendar las tecnologías que puedan resultar más útiles en los programas de expansión o modernización del sector hidrocarburos. Las recomendaciones en materia tecnológica tienen sus matices y particularidades dependiendo del sector en que se intervenga. Sin embargo, se apegan a ciertos criterios fundamentales, se puede decir que los más relevantes son:

- ✓ Consistencia con la estrategia de negocios.- En este criterio se revisa la medida en que las características técnicas de la tecnología por implantar están en concordancia con las estrategias, objetivos y misión de la empresa, en éste caso PEMEX. Es decir, éste criterio mide hasta que punto, las especificaciones técnicas del proyecto contribuyen al fortalecimiento de la empresa permitiéndole aprovechar oportunidades o disminuir amenazas y debilidades. Se tiene que precisar la manera en que PEMEX se adaptará al entorno económico energético nacional y global. Las estrategias definidas para dar respuesta a los cambios y requerimientos. Se investiga hasta que punto las especificaciones técnicas de la tecnología contribuyen al fortalecimiento de la empresa, permitiéndole aprovechar oportunidades o disminuir amenazas y debilidades. Es decir, se contempla los requerimientos en los productos, el incremento y modificación de la demanda, requerimientos ambientales, mejora de calidad.
- ✓ Consistencia con las tendencias tecnológicas.- Se verifica que la tecnología a proponer tenga expectativas de desarrollo y mejora. De otra manera se revisa que la tecnología no presente señales de futuros problemas que marginen su utilización.
- ✓ Posicionamiento tecnológico de la empresa.- Se Determina cuál es la situación de la tecnología de PEMEX su potencial para lograr sus objetivos de negocios (satisfacción de la demanda en calidad y cantidad). También se determina cuál es la situación de la tecnología de PEMEX con respecto a los líderes mundiales. Se precisa los productos a reforzar, sostener o debilitar. Determinar los obstáculos a vencer y la magnitud de las brechas. (parte de donde está ahora y a donde se quiere llegar en costos, calidad, ahorros de energía, incremento de producción, etc.). Se identifica la vulnerabilidad, las fortalezas y debilidades y las oportunidades y amenazas.
- ✓ Identificar las opciones tecnológicas para PEMEX.- Formular nuevos objetivos y estrategias para mejorar la situación tecnológica de PEMEX. En función de la posición que se persigue elaborar un plan tecnológico, que consiste en enumerar los aspectos básicos para alcanzar un nivel de operaciones más satisfactorio y competitivo.

- ✓ Capacidad de respuesta de la empresa vendedora de la tecnología.- Se ubica posición y el potencial de la empresa para respaldar a PEMEX, en cuanto a los requerimientos de desarrollo, investigación, servicio, etc. Un factor importante es el tiempo que llevaría desde el convenio de compra hasta su fase de puesta en marcha.
- ✓ Probabilidad de alcanzar el éxito técnico y la puesta en marcha.- Se entiende por éxito técnico el que la tecnología ofrezca las especificaciones requeridas o propuestas mínimas deseadas por PEMEX. Y que su puesta en marcha sea también un éxito. Dicha probabilidad de éxito es subjetiva, estimada mediante las apreciaciones de áreas técnicas, científicas y de operación. Se pueden medir como un porcentaje.
- ✓ Disponibilidad del personal requerido para la verificación y operación de la tecnología.- La disponibilidad comprende el contar con el personal con las habilidades y conocimientos necesarios para incorporar la tecnología a la operación. Es necesario saber previamente que disciplinas, conocimientos prácticos y que aspectos se requieren. Es importante verificar si el personal con las habilidades necesarias se le requiera en otras actividades de mayor prioridad. Se determina la capacitación o entrenamiento necesario.
- ✓ Tiempo.- La estimación del tiempo en que la tecnología se encuentre en instalaciones de PEMEX y la estimación del tiempo en que estará ofreciendo los resultados óptimos. Lo que intenta medirse es si la tecnología estará lista a tiempo para cuando su producto sea oportuno.
- ✓ Cualidades intrínsecas de la tecnología.- Este criterio mide que tanta innovación contiene la tecnología por sí misma. Si sus innovación es amplia puede tener el efecto de una mayor modernización en el futuro o simplemente perfeccionar las habilidades y conocimiento sobre los procesos y productos actuales.
- ✓ Compatibilidad ambiental.- Con este criterio se mide la concordancia de la instrumentación de la tecnología con la normatividad y regulación ambiental actual y esperada. Ya sea porque sustituye insumos nocivos o se mejora el proceso o producto o se neutralizan impactos ambientales negativos. También se considera el nivel en que se reducen los costos de PEMEX en materia ambiental, ya sea por la disposición de desechos o reciclamiento.

Si bien el interés inicial para utilizar el modelo MARKAL, fue el disponer con una herramienta que ayudara a evaluar el impacto de las diferentes alternativas tecnológicas para PEMEX. Se identificó que el Modelo Markal puede, por su versatilidad, utilizarse en la realización de estudios concernientes a la planeación de la operación y desarrollo del sector de oferta de energía en su conjunto.

La observación en éste trabajo consistió, en el estudio y comprensión de los manuales de usuario y de operación para entender la estructura del modelo

Markal, sus facilidades y su forma de operación. A la par se estudió al SEN, mediante la lectura y análisis de fuentes bibliográficas reconocidas, la asistencia a seminarios y la plática con conocedores y expertos en materia de energía.

Las alternativas de decisión para el SEN, en éste caso son comparar la propuesta de la Sener en sus prospectivas, contrastandolas con su opuesto. Es decir, uso intensivo del gas natural, privilegiando su aprovechamiento sobre sus energéticos sustitutos o competidores vs. Privilegiar a sus competidores sobre el uso del gas natural. El hecho es que el punto crucial por el que atraviesa el SEN, es el creciente del Gas natural en detrimento del uso del gas LP en el sector doméstico y la sustitución del uso del combustóleo por gas natural en el sector industrial y eléctrico. Se llegó a la conclusión de que representar estos dos escenarios alternativos constituiría una aplicación interesante y completa del modelo Markal.

Este cambio estructural del SEN incide en gran parte del SEN. Afecta al sector de refinación (reconfiguración de refinerías), al de procesamiento de gas (ampliación de la capacidad de procesamiento de gas, búsqueda de nuevos yacimientos de gas natural no asociado) y al de generación de electricidad (conversión de las plantas térmicas convencionales de combustóleo a gas natural. En el capítulo II.2 Escenarios, se especifican las características de los escenarios BASE y ALTERNATIVO.

- **Construcción del modelo.**- Se debe formular un modelo apropiado determinando la información que es necesaria y además está disponible. La información debe ser confiable, si no se puede obtener habrá que generarla, estimarla o incluso en caso de no contar con ella, habrá que modificar al modelo.

Es recomendable pasar por un modelo verbal, e incluso uno gráfico: de bloque o de flujo que facilite una identificación de causas y efectos, de variables controlables y no controlables, para finalmente formular un modelo matemático con los aspectos relevantes que representen al sistema bajo estudio. En el capítulo III.1 del Sistema de Energético Nacional, se efectúa una descripción del SEN se muestra su diagrama de bloque desde la energía primaria hasta la demanda de los sectores económicos.

Para desarrollar un modelo apropiado del SEN se eligió al balance de energía de la Sener (BneSe), como la fuente fundamental. El BneSe permite conocer la estructura del SEN, se basa en información sistematizada, muestra las interrelaciones al interior del sector y con el sector externo. Además si se comparan diferentes periodos permite observar la dinámica del SEN en el contexto económico. El modelo será útil si ofrece resultados útiles, esto se logra con una representación de los aspectos relevantes del sistema, combinándolos de manera lógica y que tenga sentido. Fundamentar el modelo en el BneSe permite la congruencia deseada.

Un aspecto que requirió de atención particular, es la manera en que se publica la información, generalmente es diferente a como la requieren los modelos, por lo

que se requiere de conocimiento e ingenio para adecuarla. Un aspecto que requirió dedicación es el de la compatibilización de información, como sucede con la Memoria de Labores de Pemex y el BneSe. Incluso entre el BneSe y las perspectivas de la Sener. Para compatibilizar las citadas fuentes se requiere de especialistas en el tema (refinación, procesamiento de gas y sector eléctrico). En la estructura del BneSe hay la concordancia suficiente como para analizar y sintetizar al SEN.

- Solución del modelo.- Esto es aplicar el modelo para encontrar una solución en el papel o en la pantalla de la PC mediante el empleo de software especializado. El modelo Markal emplea el GAMS como interfase y el MINOS como software de optimización. El GAMS genera las ecuaciones en el formato que el MINOS entiende. El MINOS es el que resuelve el problema de programación lineal mediante un procedimiento basado en el algoritmo simplex creado por Dantzig. En el capítulo 1.2 Conceptos de Programación Lineal, se mencionan los aspectos que se consideraron relevantes de la teoría del método simplex y los elementos útiles para la interpretación del modelo. En el capítulo 1.3 Estructura del Modelo Markal se comenta la manera en que operan e interactúan el GAMS, MUSS y el MINOS, los tres softwares que integran al modelo Markal.

- Validación del modelo.- El que los resultados estén conforme a la realidad le da validez al modelo. Es aquí donde las inconsistencias de datos, las carencias en la representación de la estructura del SEN, se manifiestan impidiendo la solución u ofreciendo una solución incongruente con la realidad. Se verificó qué tan bien está representado el SEN en el modelo, esto es si las predicciones con el modelo son razonables o intuitivamente aceptables. Se recurre a datos históricos para someter a prueba el modelo, en particular se eligió el año de 1998, haciendo un examen minucioso de qué tan bien reproduce el modelo los resultados del pasado. En esta aplicación se verificaron los resultados del modelo contrastándolos con el BneSe de 1998. La validación del modelo se realizó por etapas, en cada una de ellas se añadieron tecnologías de los subsectores específicos de oferta (eléctrico, refinación, procesamiento de gas, coquización) adecuando la demanda de los productos que dichas tecnologías producen. Algunos conceptos que están incluidos en el BneSe no se incluyeron, como puede verse en el capítulo II.1 del Sistema Energético Nacional (SEN).

- Puesta en práctica.- Es el paso a implementar los resultados del modelo en la práctica. Identificar cuáles son las acciones que corresponden al mundo real a partir de las propuestas del modelo. Hay que verificar si son razonables y apropiadas. En este caso se trata de un trabajo de tesis. Pensando de manera optimista, los resultados del modelo Markal podrían ser utilizados por los tomadores de decisiones del sector energético, o utilizar al modelo Markal como un instrumento de ayuda para coordinar sus esfuerzos. La expectativa razonable,

es que los análisis realizados con el modelo Markal se puedan presentar en seminarios, conferencias y simposium. Con el objeto de hacer propuestas y estudios formales que puedan ser discutidos con autoridades del sector energético. Los resultados de ésta aplicación particular se muestran en el capítulo II.3 de Presentación de resultados y el II.4 de Conclusiones y recomendaciones.

Es importante mencionar que el modelo Markal es una herramienta que auxilia al estudioso o al tomador de decisiones, el modelo Markal no toma decisiones. Las soluciones óptimas del modelo Markal no necesariamente son óptimas en el mundo real, sin embargo lo mejor que se puede esperar es que las soluciones del modelo Markal sean buenas aproximaciones a la realidad y nos ofrezcan buenas orientaciones para conducir el SEN. El modelo Markal sobre todo ofrece la capacidad de realizar incursiones en el conocimiento del SEN.

1.2 Consideraciones sobre los supuestos de la programación lineal.

En general, la solución de modelos completos de sistemas de energía mediante el modelo Markal, requieren de voluminosos cálculos, los problemas reales que pueden llegar a tener varios cientos o miles de ecuaciones y variables. Con frecuencia la matriz de coeficientes técnicos posee pocos valores diferentes a cero, es decir son más los valores iguales a cero (matriz no densa). El método simplex opera adecuadamente, sin embargo existen técnicas que sacan mayor provecho de ésta situación.

En el modelo Markal se puede entender a la programación lineal como un conjunto de técnicas útiles para apoyar la toma de decisiones referentes a la elección de tecnologías y mezcla de energéticos que satisfacen la demanda nacional a un costo mínimo. La programación lineal es útil porque la administración y planeación del SEN involucra la organización y coordinación de diversas operaciones interrelacionadas. El resultado de la programación lineal propone cómo conducir la operación y las inversiones dentro del SEN. Intenta resolver los intereses en conflicto entre los componentes del SEN con el deseo de dar lo mejor para la organización como un todo.

La programación lineal intenta asignar los recursos limitados (equipo, reservas, capital) entre actividades en competencia de manera óptima. Expresa en forma cuantitativa las interrelaciones de los componentes de la oferta y demanda de energía, es decir, plantea con relaciones numéricas, opera con números y sus resultados son numéricos.

La representación del SEN en el modelo Markal es una abstracción o idealización plasmada en un modelo matemático lineal.

El modelo de programación lineal trabaja bajo algunos supuestos o propiedades que deben tenerse presentes para una correcta construcción del modelo e interpretación de los resultados. Estas propiedades son:

Proporcionalidad.- Implica que la contribución de cada variable de decisión, tanto en las restricciones como en la función objetivo, es directamente proporcional al valor de la variable.

Es decir la representación del SEN no contempla rendimientos decrecientes, ni economías de escala, más bien presenta rendimientos de escala constantes y precios constantes de los insumos y productos lo que implica que los consumos, costos e ingresos, relacionados con una actividad variarán en proporción directa a las variaciones de tal actividad.

Aditividad.- La contribución de todas las tecnología del SEN, en la función objetivo y en las restricciones, es la suma directa de la contribución individual de cada una de ellas. No hay interacciones, cada tecnología contribuye de manera independiente al consumo, costo, producto o ingreso.

Divisibilidad.- Los resultados de las variables de decisión(nivel de operación de cada tecnología) son fraccionarios en contraposición a que los valores tuvieran que ser números enteros. Es decir son variables continuas. En algunas situaciones, como puede ser en las refinerías, un resultado fraccionario cualquiera no es tan valido, ya que normalmente la capacidad de las plantas se presenta por múltiplos de 10,000 barriles día.

Certeza.- Esta suposición establece que los datos son conocidos con toda seguridad, en contraposición a si tuvieran incertidumbre. Este supuesto, que frecuentemente no se cumple, puede ser evaluado mediante el análisis de sensibilidad. Por ejemplo, los costos de operación requieren de registros muy precisos y en formas que no son accesibles muchas veces por lo que existe alguna incertidumbre en cuanto a su valor.

Análisis de sensibilidad.- Se mencionó que uno de los supuestos de la programación lineal es la certeza, el hecho es que el modelo toma por ciertos los valores que le suministra el modelador. Ni el modelo ni el método símplex disponen de consideraciones para manejar la incertidumbre. El hecho es que en los datos que suministrados al modelo, incluyen algunas estimaciones.

Por ejemplo, los registros contables de costos de la operación de plantas están agrupados y el modelo los requiere de manera individual hay que prorratarlos mediante alguna técnica. Quizás el caso más claro es el de la demanda de los diferentes energéticos las cuales son estimaciones. Los escenarios que se plantean en este trabajo son dos alternativas posibles, incluso dentro de ellas hay una gama amplia de posibilidades.

1.3 Estructura del Modelo Markal

El modelo Markal (Market Allocation) fue desarrollado inicialmente en la década de los 70 por la Agencia Internacional de la Energía y el Departamento de Energía

de los Estados Unidos. Actualmente éste modelo tiene 76 usuarios en 37 países. Sus resultados se aplican al desarrollo de planes en materia de energía y políticas ambientales.

El modelo Markal es un modelo de optimización multiperíodo (no estático) que emplea programación lineal y que permite representar sistemas energéticos a lo largo de las cadenas tecnológicas empleadas y los ciclos energéticos correspondientes, desde las energías primarias hasta los usos finales. El modelo selecciona aquella combinación de tecnologías que minimiza el costo total del sistema energético.

Se trata de un modelo genérico para representar la evolución, en un periodo hasta de 50 años, de un sistema energético específico a nivel multinacional, nacional, regional, estatal, comunitario. Su amplitud y nivel de detalle depende de los datos disponibles.

El modelo MARKAL es una representación de la estructura del sistema de energía de un país (Reference Energy System, RES). Las variables del modelo caracterizan las diferentes formas de energía y su flujo desde las fuentes, hasta los dispositivos de uso final. Es decir, representa el flujo de energía desde su extracción y/o importación, pasando por los procesos de transformación y/o conversión hasta llegar a los dispositivos de uso final utilizados en los diferentes sectores económicos (residencial, transporte, industrial, siderúrgico, agrícola, servicios) que caracterizan la demanda de energía. El modelo considera las emisiones de CO₂ entre otros, con el objeto de representar diferentes políticas para abatir su generación mediante impuestos al consumo de combustibles fósiles.

COMPONENTES DEL SISTEMA DE ENERGÍA

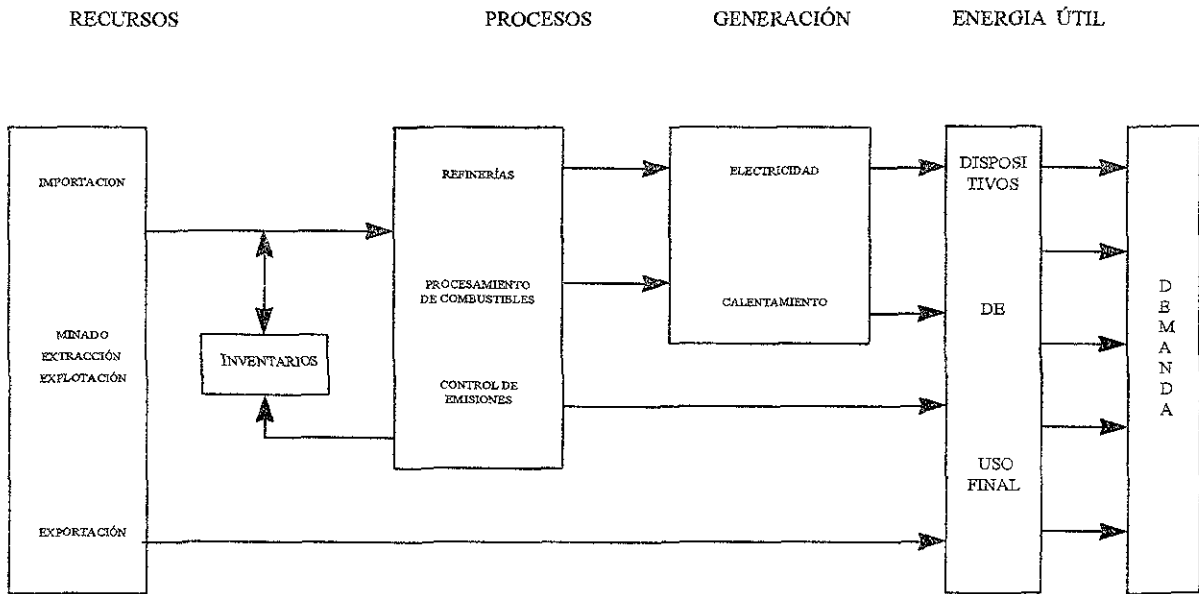


Diagrama 1.

El sistema de energía se representa como una red de flujo de los portadores de energía a través de una serie de bloques constitutivos, desde los recursos hasta los servicios de energía. El RES describe a la oferta y la demanda de energía al nivel de desagregación que satisface el nivel de análisis deseado. Es flexible en cuanto a que puede representar diferentes niveles de agregación y/o detalle del RES.

Portador de energía.- (energy carrier) es el termino general para los combustibles, incluyendo las energías alternativas que no son quemadas, tales como viento, solar y energía geotérmica. Los portadores de energía son caracterizados por su contenido de energía.

En el diagrama 1 se aprecian los bloques fundamentales del SEN son:

Recursos.- Pueden ser de tres, las fuentes de combustibles primarios: importación, extracción e inventarios y la exportación como un sumidero. Los recursos energéticos renovables se agrupan en dos grandes rubros: los que se coleccionan como la madera, desechos industriales, estiércol; son considerados como combustibles primarios y los inextinguibles como viento, solar que se les trata de manera diferente.

Procesos.- Los procesos transforman a los portadores de energía ya sea en su forma física, sus propiedades, localización e incluso cambio de nombre. Las características fundamentales de los procesos son sus entradas, salidas (portadores de energía), costos de transformación y los parámetros que caracterizan al proceso y su eficiencia.

Plantas de poder (Generación de electricidad).- Todos los productores de electricidad son tratados en Markal como un grupo. Se les separa de tal manera que se pueden considerar sus diferencias en carga por estación y día. Las plantas que producen calor aprovechable, con o sin electricidad, son tratadas similarmente para ajustarse a la demanda estacional de calor. De acuerdo a cómo son operadas las plantas se les puede clasificar como de carga base (base load), convencionales o pico (sólo suministran carga pico).

Dispositivos de uso final.- Los dispositivos de uso final suministran energía para satisfacer las demandas de los servicios de uso final. Comprenden: hornos, calentadores, máquinas eléctricas, utensilios, alumbrado, vehículos, impulsores mecánicos. Mediante ellos se representan tecnologías presentes y futuras. Además se pueden representar sus diferentes patrones de uso, así como modelar medidas de ahorro de energía.

Demandas de los servicios de uso final.- Las demandas de los servicios de uso final, son todas las actividades relacionadas con la energía que deben ser satisfechas por los dispositivos de uso final. Pueden ser proyectadas exógenamente, ligan los dispositivos de uso final directamente con la demanda de los servicios de uso final, ellas dirigen al modelo Markal.

En el modelo Markal hay cuatro o cinco sectores demandantes mayores, según se requiera. A su vez pueden ser desagregados en sub-sectores, tales como: procesos de calentamiento industrial, motores eléctricos industriales, transporte, petroquímica, agricultura, calentamiento y enfriamiento de espacio, agua caliente y refrigeración, alumbrado, utensilios eléctricos y equipos. Dentro de éstas categorías básicas puede haber tantas divisiones como se requieran, según el nivel de detalle requerido.

Las demandas para calentamiento y electricidad pueden ser programadas según la etapa del día y la estación del año: Summer Day, Summer Night, Winter Day, Winter Night, Spring-Fall Day y Spring -Fall night.

Las demandas de los servicios de uso final pueden ser especificadas en cualesquiera unidades disponibles (p.e. personas transportadas por kilómetro, Kw-hr para alumbrado) y convertidas por el modelo.

El modelo Markal es un modelo de programación lineal que permite representar las interacciones y la evolución de las tecnologías de un sistema energético de una sociedad, minimiza el costo del sistema de energía. Puede considerar los costos de inversión y operación de todos los componentes del SEN. El modelo

Markal escoge a los portadores de energía que cumplen con la demanda en base al costo total del sistema de satisfacer todas las demandas.

El modelo Markal es un sistema sofisticado que opera en computadora personal. Requiere para su utilización del Markal User's Support System (MUSS) que es un sistema integrado mediante el cual el modelador coordina todos los aspectos de trabajo con el modelo. El MUSS maneja la entrada de datos, los escenarios, el análisis de sensibilidad, la presentación y comparación de resultados, gráficas y la ejecución del modelo. La información la administra mediante una base de datos. Desde luego no elimina la necesidad de que el modelador prepare a su modelo y posea conocimientos de programación lineal.

Para obtener una solución óptima y practicar análisis de sensibilidad, el MUSS coordina al "Generalized Algebraic Modelling System" (GAMS) y al MINOS.

La secuencia de operación con el modelo Markal es: primero crear un modelo e insertarlo en una base de datos mediante el MUSS. Cuando se desea obtener resultados se solicita al MUSS efectúe la ejecución del modelo. Entonces el MUSS hace intervenir al GAMS para transformar los datos en una representación algebraica entendible para el MINOS que es quien lo ejecuta y genera los resultados.

El MINOS es un software que resuelve problemas de programación lineal y no lineal. Para los problemas de programación lineal utiliza un algoritmo fundamentado en el método simplex.

El modelo Markal realiza el análisis de sensibilidad mediante perturbaciones - cambios discretos de un solo parámetro- y escenarios - cambios en varios parámetros.

En cuanto a la demanda de energía el modelo MARKAL tiene dos formas de incorporarla: una exógena (fuera del modelo markal) y otra endógena (dentro del modelo markal). Plantearla exógenamente requiere se formulen escenarios de crecimiento y desarrollo económico sectorial, mediante alguna técnica de pronóstico (p.ej. econometría o simulación). Es a partir de ellos que se determina la demanda de energía en cada sector de la economía (agrícola, industrial, transporte, residencial). Plantearla endógenamente requiere del uso de los modelos complementarios, el Markal-Macro y el Markal-Micro. Ver anexo.

ECUACIONES DEL MODELO MARKAL

Es un modelo matemático que se elabora mediante símbolos matemáticos para representar a los diferentes componentes del SEN. Como todo problema de programación lineal se representa a través de una función objetivo y sus restricciones. Se muestran las restricciones del modelo anteceditas del nombre que poseen dentro del GAMS y el MINOS.

La descripción de la estructura completa y detallada del modelo Markal en su planteamiento como problema de programación lineal, se realiza mediante el lenguaje Problem Descriptor System (PDS). Dicha descripción es sumamente extensa, constituye un manual completo (User's Guide for Markal). Con el objeto de presentar la estructura matemática, aunque de una manera simplificada, pero comprensible, se presentan las ecuaciones. En ésta presentación de las ecuaciones no se excluye la división por cero o tecnologías inapropiadas o factores de escala, ya que se complicaría más su entendimiento. Se presenta una explicación breve del PDS, en el anexo C Sintaxis utilizada en la descripción del modelo.

EQ_PRICE: FUNCIÓN OBJETIVO

Es el costo total del sistema. Incluye costos fijos y variables de minado (extracción), importación, exportación, renovables si se les quiere imputar un costo, almacenamiento además incluye la inversión en capacidad, ya sea para modernización, ampliación o actualización de la capacidad.

$$\begin{aligned}
 & (\sum_{TP} \sum_{SEP} (PRICE_TSEP_{TP, SEP} * TSEP_{TP, SEP}) \\
 & + \sum_{TLAS} \sum_{ENC} \sum_P (PRICE_ZSTK_{TLAS, ENC, P} * ZSTK_{ENC, P}) \\
 & + \sum_{TP} \sum_{PRC} \sum PRICE_ACT_{TP, PRC} * ACT_{TP, PRC} \\
 & + \sum_{TP} \sum_{TCH} \sum (PRICE_CAP_{TP, TCH} * CAP_{TP, TCH} + PRICE_INV_{TP, TCH} * INV_{TP, TCH}) \\
 & + \sum_{TP} \sum_{ELA} \sum_Z \sum_Y (PRICE_TEZY_{TP, ELA, Z, Y} * TEZY_{TP, ELA, Z, Y}) \\
 & + \sum_{TP} \sum_{HPL} \sum_Z \sum_Y (PRICE_TCZY_{TP, CPD, Z, Y} * TCZY_{TP, CPD, Z, Y}) \\
 & + \sum_{TP} \sum_{HPL} \sum_Z (PRICE_THZ_{TP, HPL, Z} * THZ_{TP, HPL, Z}) \\
 & + \sum_{TP} \sum_{ENV} (PRICE_DF_{TP} * ENV_COST_{ENV, TP} * EM_{TP, ENV}) \\
 & - \sum_{TP} \sum_{TCH} (SALVAG_INV_{TP, TCH} * INV_{TP, TCH}) \\
 & = OBJZ
 \end{aligned}$$

También existe la ecuación EQ_PRICER, es la misma que la EQ_PRICE pero con la característica de que a la inversión en las tecnologías renovables se les asigna el valor de .00001, con el objeto de favorecer la introducción de los portadores de energía renovables cuando se ejecuta una minimización.

EQ_BAL1 – EQ_BAL7_{TP,ENC}: ECUACIÓN DE BALANCE PARA LOS PORTADORES DE ENERGÍA.

Se formula una relación de balance por cada portador de energía en cada periodo de tiempo; para asegurar que la suma de las importaciones, minado y producción es mayor que la suma del consumo más la exportación.

$$\begin{aligned}
 & \sum_{TC} \sum_{SRC} \sum_P \sum (BAL_TSEP_{TP, TC, SRC, ENC, P} * TSEP_{TC, SRC, ENC, P} \\
 & + \sum_{SEP} \sum BAL_SEPENT_{TP, SEP, ENC} * TSEP_{TP, SEP}) \\
 & + \sum_P (BAL_ZSTK_{TP, ENC, P} * ZSTK_{ENC, P}) \\
 & + \sum_{TC} \sum_{PRC} (BAL_ACT_{TP, TC, PRC, ENC} * (ACT_{TC, PRC} + LOUT_{TC, PRC, ENC}))
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& + \sum_{TC} + \sum_{TCH} (BAL_CAP_{TP,TC,TCH,ENC} * CAP_{TC,TCH} + BAL_INV_{TP,TC,TCH,ENC} * \\
& INV_{TC,TCH}) \\
& + \sum_{ELA} \sum_Z \sum_Y (BAL_TEZY_{TP,ELA,Z,Y} * TEZY_{TP,ELA,Z,Y}) \\
& + \sum_{CPD} \sum_Z \sum_Y (BAL_TCZY_{TP,CPD,Z,Y} * TCZYH_{TP,CPD,Z,Y}) \\
& + \sum_{HPL} \sum_Z (BAL_THZ_{TP,HPL,Z}) \\
& \geq 0
\end{aligned}$$

EQ_BALE1TP,Z: ECUACIÓN DE BALANCE DE ELECTRICIDAD, DÍA

El balance de electricidad de día asegura que la producción de día sea mayor o igual (satisfaga) la cantidad demandada. Las tecnologías de almacenamiento de electricidad que producen durante el día.

$$\begin{aligned}
& \sum_{SRC} \sum_P (BALE_SEP_{TP,SRC,ELC,P,Z,D} * TSEP_{TP,SRC,ELC,P}) \\
& + \sum_{SEP} \sum ((QHR_Z, 'D' * BAL_SEPENT_{TP,SEP, 'ELC'}) * TSEP_{TP,SEP}) \\
& + \sum_{TC} \sum_{TCH} (BALE_CAP_{TP,TC,TCH,Z,D} * CAP_{TC,TCH}) \\
& + \sum_{TC} \sum_{PRC} (BALE_ACT_{TP,TC,PRC,Z, 'D'} * ACT_{TC,PRC}) \\
& + \sum_{HPL} (BALE_HPL_{TP,HPL,Z, 'D'} * THZ_{TP,HPL,Z}) \\
& + \sum_{STG} (BALE_TEZY_{TP,ELA,Z, 'D'} * TEZY_{TP,ELA,Z, 'D'}) \\
& + \sum_{CPD} (BALE_TCZY_{TP,CPD,Z,D} * TCZYH_{TP,CPD,Z,D}) \\
& \geq 0
\end{aligned}$$

EQ_BALE2: ECUACIÓN DE BALANCE DE ELECTRICIDAD, NOCHE

Esta relación garantiza que la producción nocturna de electricidad es suficiente para satisfacer la demanda. Las tecnologías de almacenamiento de electricidad consumen electricidad durante la noche.

$$\begin{aligned}
& \sum_{SRC} \sum_P (BALE_SEP_{TP,SRC, 'ELC', P, Z, 'N'} * TSEP_{TP,SRC, 'ELC', P}) \\
& + \sum_{SEP} \sum ((QHR_Z, 'N' * BAL_SEPENT_{TP,SEP, 'ELC'}) * TSEP_{TP,SEP}) \\
& + \sum_{TC} \sum_{TCH} (BALE_CAP_{TP,TC,TCH,Z, 'N'} * CAP_{TC,TCH}) \\
& + \sum_{ELAXBAS} (BALE_TEZY_{TP,ELAXBAS,Z, 'N'} * TEZY_{TP,ELAXBAS,Z, 'N'}) \\
& + \sum_{ELABAS} (BALE_TEZY_{TP,ELABAS,Z, 'N'} * TEZY_{TP,ELABAS,Z, 'D'}) \\
& + \sum_{TC} \sum_{PRC} (BALE_ACT_{TP,TC,TCH,Z, 'N'} * ACT_{TC,PRC}) \\
& + \sum_{HPL} (BALE_HPL_{TP,HPL,Z, 'N'} * THZ_{TP,HPL,Z}) \\
& + \sum_{STG} (BALE_TEZY_{TP,ELA,Z, 'N'} * TEZY_{TP,ELA,Z, 'D'}) \\
& + \sum_{CPD} (BALE_TCZY_{TP,CPD,Z, 'N'} * TCZYH_{TP,CPD,Z, 'D'}) \\
& \geq 0
\end{aligned}$$

EQ_BAS_{TP,Z}: CARGA BASE DE ELECTRICIDAD

La relación de carga base limita la producción nocturna de todas las tecnologías de conversión de carga base, a ser menor o igual que una fracción de la producción nocturna, de todas las tecnologías de conversión más las importaciones de electricidad

$$\begin{aligned}
& \sum_{SRC} \sum_P (BALE_SEP_{TP, SRC, 'ELC', P, Z, 'D'} * TSEP_{TP, SRC, 'ELC', P}) \\
& + \sum_{ELA} \sum_Y (BAS_TEZY_{TP, ELA, Z, Y} * TEZY_{TP, ELA, Z, Y}) \\
& + \sum_{CPD} \sum_Y (BAS_TCZY_{TP, CPD, Z, Y} * TCZY_{HTP, CPD, Z, Y}) \\
& + \sum_{ELA} (BAS_CAP_{TP, ELA, Z} * CAP_{TC, ELA}) \\
& \leq 0
\end{aligned}$$

EQ_BNDCONG, EQ_BNDCONE Y EQ_BNDCONL_{TP, CON}: Cotas Anuales para Tecnologías de Conversión

Estas relaciones permiten restringir la producción de las tecnologías de conversión con cotas superiores, fijas o inferiores.

$$\begin{aligned}
& \sum_Z \sum_Y (BND_TEZY_{TP, CON, Z, Y} * TEZY_{TP, CON, Z, Y}) \\
& + \sum_Z (BND_THZ_{TP, CON, Z} * THZ_{TP, CON, Z}) \\
& + \sum_Z \sum_Y (BND_TCZY_{TP, CON, Z, Y} * TCZY_{HTP, CON, Z, Y}) \\
& > TCH_BND\bar{O}_{CON, 'LO/FIX, UP', TP}
\end{aligned}$$

EQ_BAL1 – EQ_BAL7_{TP, ENC} : ECUACIÓN DE BALANCE PARA PORTADORES DE ENERGÍA

$$\begin{aligned}
& (\sum_{TC} \sum_{SRC} \sum_P (BAL_TSEP_{TP, TC, SRC, ENC, P} * TSEP_{TC, SRC, ENC, P}) \\
& + \sum_{SEP} (BAL_SEPENT_{TP, SEP, ENC} * TSEP_{TP, SEP}) \\
& + \sum_P (BAL_ZSTK_{TP, ENC, P} * ZSTK_{ENC, P}) \\
& + \sum_{TC} \sum_{PRC} (BAL_ACT_{TP, TC, PRC, ENC} * (ACT_{TC, PRC} + LOU_{TC, PRC, ENC})) \\
& + \sum_{TC} \sum_{TCH} (BAL_CAP_{TP, TC, TCH, ENC} * CAP_{TC, TCH} + BAL_INV_{TP, TC, TCH, ENC} * INV_{TC, TCH}) \\
& + \sum_{ELA} \sum_Z \sum_Y (BAL_TEZY_{TP, ELA, Z, Y} * TEZY_{TP, ELA, Y}) \\
& + \sum_{CPD} \sum_Z \sum_Y (BAL_TCZY_{TP, CPD, Z, Y} * TCZY_{HTP, CPD, Z, Y}) \\
& + \sum_{HPL} \sum_Z (BAL_THZ_{TP, HPL, Z} * THZ_{TP, HPL, Z}) \\
& \geq 0
\end{aligned}$$

EQ_CPT1_{TP, DMD} : TRANSFERENCIA DE CAPACIDAD PARA DISPOSITIVOS DE DEMANDA

Esta relación asegura que la capacidad instalada de una tecnología de uso final en un periodo de tiempo es menor o igual que la capacidad vigente, más las inversiones hechas en el periodo actual y anteriores dentro de la vida útil de la tecnología.

$$\begin{aligned}
& CPT_CAP_{TP, DMD} * CAP_{TP, DMD} \\
& + \sum_{TC} (CPT_INV_{TP, TC, DMD} * INV_{TC, DMD}) \\
& \leq TCH_RESID_{DMD, TP}
\end{aligned}$$

EQ_CPT2_{TP, CON} : TRANSFERENCIA DE CAPACIDAD PARA TECNOLOGÍAS DE CONVERSIÓN

Esta relación asegura que la capacidad instalada de una tecnología de conversión en un periodo de tiempo es menor o igual que la capacidad vigente, más las inversiones hechas en el periodo actual y anteriores dentro de la vida útil de la tecnología.

$$\begin{aligned} & \text{CPT_CAP}_{\text{TP, CON}} * \text{CAP}_{\text{TP, CON}} \\ & + \sum_{\text{TC}} (\text{CPT_INV}_{\text{TP, TC, CON}} * \text{INV}_{\text{TC, CON}}) \\ & \leq \text{TCH_RESID}_{\text{CON, TP}} \end{aligned}$$

EQ_CPT3_{TP, PRC} : TRANSFERENCIA DE CAPACIDAD PARA TECNOLOGÍAS DE CONVERSIÓN

Esta relación asegura que la capacidad instalada de una tecnología de proceso en un periodo de tiempo es menor o igual que la capacidad vigente, más las inversiones hechas en el periodo actual y anteriores dentro de la vida útil de la tecnología.

$$\begin{aligned} & \text{CPT_CAP}_{\text{TP, PRC}} * \text{CAP}_{\text{TP, PRC}} \\ & + \sum_{\text{TC}} (\text{CPT_INV}_{\text{TP, TC, PRC}} * \text{INV}_{\text{TC, PRC}}) \\ & \leq \text{TCH_RESID}_{\text{PRC, TP}} \end{aligned}$$

EQ_DEM: DEMANDA DE ENERGÍA ÚTIL

Esta relación asegura que la energía de salida de los dispositivos de uso final en cada sector de demanda, es mayor que la demanda especificada por el usuario.

$$\begin{aligned} & \sum_{\text{DMD}} (\text{DEM_CAP}_{\text{TP, DMD, DM}} * \text{CAP}_{\text{TP, DMD}}) \\ & \geq \text{DM_DEMAND}_{\text{DM, TP}} \end{aligned}$$

EQ_TEZY_{TP, ELA, Z, Y} : CAPACIDAD/ACTIVIDAD DE PLANTAS ELECTRICAS

Esta relación asegura que cada tecnología eléctrica, en cada división de tiempo, tiene una producción menor o igual que su capacidad.

$$\begin{aligned} & (\text{TEZY_TEZY}_{\text{TP, ELA, Z, Y}} * \text{TEZY}_{\text{TP, ELA, Z, Y}} \\ & + \text{TEZY_CAP}_{\text{TP, ELA, Z, Y}} * \text{CAP}_{\text{TP, ELA}} \\ & + (\text{TEZY_TCZY}_{\text{TP, ELA, Z, Y}} * \text{TCZYH}_{\text{TP, ELA, Z, Y}}) \\ & + \text{TEZY_TEZYM}_{\text{TP, ELA, Z, Y}} * \text{M}_{\text{TP, ELA, Z}}) \\ & < 0 \end{aligned}$$

EQ_ENV_{ENV} : ACUMULACIÓN DE EMISIONES

Esta relación contabiliza el total de emisiones al medio ambiente por cada contaminante, en todos los periodos de tiempo.

$$\begin{aligned} & \sum_{TP} \sum_{SEP} ((NYRSPER * TENV_TSEP_{TP, SEP, ENV}) * TSEP_{TP, SEP} \\ & + \sum_{TP} \sum_{PRC} ((NYRSPER * TENV_TACT_{TP, PRC, ENV}) * ACT_{TP, PRC})) \\ & + \sum_{TP} \sum_{PRC} ((NYRSPER * TENV_CAP_{TP, PRC, ENV}) * CAP_{TP, PRC})) \\ & + \sum_{TPELA} \sum_Z \sum_Y ((NYRSPER * TENV_TEZY_{TPELA, Z, Y, ENV}) * TEZY_{TPELA, Z, Y} \\ & + \sum_{TPCPD} \sum_Z \sum_Y ((NYRSPER * TENV_TCZY_{TPCPD, Z, Y, ENV}) * TCZY_{TPCPL, Z, Y})) \\ & + \sum_{TPCON} ((NYRSPER * TENV_CAP_{TP, CON, ENV}) * CAP_{TP, CON})) \\ & + \sum_{TPDMD} ((NYRSPER * TENV_CAP_{TP, DMD, ENV}) * CAP_{TP, DMD})) \\ & + \sum_{TPTCH} (TENV_INV_{TP, TCH, ENV} * INV_{TP, TCH}) \\ & + \sum_{TP} \sum_{GWP} (NYRSPER * ENV_GWP_{ENV, GWP, TP} * EM_{TP, GWP})) \\ & < ENV_CUM_{ENV} \end{aligned}$$

EQ_TENV_{TP, ENV} : EMISIONES ANUALES

Esta ecuación provee la contabilidad anual de emisiones al medio ambiente, por cada contaminante.

$$\begin{aligned} & \sum_{TP, SEP} (TENV_TSEP_{TP, SEP, ENV} * TSEP_{TP, SEP}) \\ & + \sum_{TPPRC} (TENV_TACT_{TPPRC, ENV} * ACT_{TP, PRC}) \\ & + \sum_{TPPRC} (TENV_CAP_{TPPRC, ENV} * CAP_{TP, PRC}) \\ & + \sum_{TPELA} (TENV_TEZY_{TPELA, Z, Y, ENV} * ACT_{TPELA, Z, Y}) \\ & + \sum_{TPCPD} (TENV_TCZY_{TPCPD, Z, Y, ENV} * TCZYH_{TPCPD, Z, Y}) \\ & + \sum_{TPHPL} (TENV_THZ_{TPHPL, Z, Y, ENV} * THZ_{TPHPL, Z}) \\ & + \sum_{TPCON} (TENV_CAP_{TP, CON, ENV} * CAP_{TP, CON}) \\ & + \sum_{TPCON} (TENV_CAP_{TP, DMD, ENV} * CAP_{TP, DMD}) \\ & + \sum_{TPTCH} ((TENV_INV_{TP, TCH, ENV} / NYRSPER) * INV_{TP, TCH}) \\ & + \sum_{GWP} (ENV_GWP_{ENV, GWP, TP} * EM_{TP, GWP}) \\ & - EM_{TP, ENV} \\ & < 0 \end{aligned}$$

EQ_EPK_{TP, Z}: PICOS ELECTRICOS

Esta ecuación asegura que exista capacidad extra, para satisfacer demanda pico en la estación y tiempo del día de mayor carga

$$\begin{aligned} & \sum_{SRC} \sum_P (EPK_SEP_{TP, SRC, 'ELC', P, Z} * TSEP_{TP, SRC, 'ELC', P}) \\ & \sum_{SEP} (BAL_SEPENT_{TP, SEP, 'ELC'} * PEAKDA_SEP_{SEP, TP} * TSEP_{TP, SEP}) \\ & \sum_{TPTCH} (EPK_CAP_{TP, TC, TCH, Z} * CAP_{TC, TCH}) \\ & \sum_{TP} \sum_{ELA} (EPK_TEZY_{TP, TC, ELA, Z, D} * TEZY_{TC, ELA, Z, 'D'}) \\ & \sum_{TC} \sum_{PRC} (EPK_ACT_{TP, TC, PRC, Z} * ACT_{TC, PRC}) \\ & \sum_{HPL} (EPK_HPL_{TP, HPL, Z} * THZ_{TP, HPL, Z}) \\ & > 0 \end{aligned}$$

EQ_FOSSIL: ACUMULACIÓN CONTABLE DE FOSILES

Es una de las ecuaciones contables utilizada para reportar resultados sumarios de la actividad de energía fósil en el sistema.

$$\sum_{TP} \sum_{SRC} \sum_{EFS} \sum_P (NYRSPER * TFOSS_TSEP_{TP, SRC, EFS, P} * TSEP_{TP, SRC, EFS, P}) \\ = N = 0$$

EQ_NONRNW: ACUMULACIÓN CONTABLE DE NO RENOVABLES

Esta relación contabiliza la suma de la energía primaria no renovable en todo el sistema, en todos los periodos.

$$\sum_{TP} \sum_{SRC} \sum_{EFS} \sum_P (NYRSPER * TNONR_TSEP_{TP, SRC, EFS, P}) * TSEP_{TP, SRC, EFS, P} \\ + \sum_{TP} \sum_{PRC} (NYRSPER * TNONR_ACT_{TP, PRC} * ACT_{TP, PRC}) \\ + \sum_{TP} \sum_{ELA} \sum_Z \sum_Y (NYRSPER * TNONR_EZY_{TP, ELA, Z, Y} * TEZY_{TP, ELA, Z, Y}) \\ + \sum_{TP} \sum_{TCH} (NYRSPER * TNONR_CAP_{TP, TCH} * CAP_{TP, TCH}) \\ + \sum_{TP} \sum_{HPL} \sum_Z (NYRSPER * TNONR_HZ_{TP, HPL, Z} * THZ_{TP, HPL, Z}) \\ + \sum_{TP} \sum_{HPL} \sum_Z (NYRSPER * TNONR_CZY_{TP, CPD, Z, Y} * TCZYH_{TP, CPD, Z, Y}) \\ = N = 0 ;$$

EQ_TNONRNW_{TP}: CONTABILIDAD ANUAL DE NO RENOVABLES

Contabiliza la suma de la energía no renovables en el sistema, por cada periodo de tiempo

$$\sum_{TP} \sum_{SRC} \sum_{EFS} \sum_P (TNONR_TSEP_{TP, SRC, EFS, P}) + \\ \sum_{TP} \sum_{PRC} (TNONR_ACT_{TP, PRC} * ACT_{TP, PRC}) + \\ \sum_{TP} \sum_{ELA} \sum_Z \sum_Y (TNONR_EZY_{TP, ELA, Z, Y} * TEZY_{TP, ELA, Z, Y}) + \\ \sum_{TP} \sum_{TCH} (TNONR_CAP_{TP, TCH} * CAP_{TP, TCH}) + \\ \sum_{TP} \sum_{HPL} \sum_Z (TNONR_HZ_{TP, HPL, Z} * THZ_{TP, HPL, Z}) + \\ \sum_{TP} \sum_{CPD} \sum_Z \sum_Y (TNONR_CZY_{TP, CPD, Z, Y} * TCZY_{TP, CPD, Z, Y}) \\ = N = 0 ;$$

EQ_NUCLEAR: ACUMULACIÓN CONTABLE NUCLEAR

Esta relación contabiliza la suma de la energía nuclear en su equivalente fósil en todo el sistema, en todos los periodos.

$$\sum_{TP} \sum_{PRC} (NYRSPER * TNUCL_ACT_{TP, PRC} * ACT_{TP, PRC}) + \\ \sum_{TP} \sum_{ELA} \sum_Z \sum_Y (NYRSPER * TNUCL_EZY_{TP, ELANUC, Z, Y} * TEZY_{TP, ELANUC, Z, Y}) + \\ \sum_{TP} \sum_{TCH} (NYRSPER * TNUCL_CAP_{TP, TCH} * CAP_{TP, TCH}) + \\ \sum_{TP} \sum_{HPL} \sum_Z (NYRSPER * TNUCL_HZ_{TP, HPL, Z} * THZ_{TP, HPL, Z}) + \\ \sum_{TP} \sum_{CPD} \sum_Z \sum_Y (NYRSPER * TNUCL_CZY_{TP, CPD, Z, Y} * TCZYH_{TP, CPD, Z, Y})$$

$$= N = 0 ;$$

EQ_TNUCLEAR: CONTABILIZACIÓN NUCLEAR ANUAL

Esta relación contabiliza la producción de energía nuclear total en cada periodo de tiempo en su equivalente fósil, en todo el sistema.

$$\begin{aligned} & \sum_{PRC} (TNUCL_ACT_{TP, PRC} * ACT_{TP, PRC}) + \\ & \sum_{ELANUC} \sum_Z \sum_Y (TNUCL_EZY_{TP, ELANUC, Z, Y} * TEZY_{TP, ELANUC, Z, Y}) + \\ & \sum_{TCH} (TNUCL_CAP_{TP, TCH} * CAP_{TP, TCH}) + \\ & \sum_{HPL} \sum_Z (TNUCL_HZ_{TP, HPL, Z} * THZ_{TP, HPL, Z}) + \\ & \sum_{CPD} \sum_Z \sum_Y (TNUCL_CZY_{TP, CPD, Z, Y} * TCZYH_{TP, CPD, Z, Y}) \\ & = N = 0 \end{aligned}$$

EQ_SALVAGETP : CONTABILIDAD DE LA CORRECCIÓN POR SALVAMENTO

Esta función de salvamento provee la corrección para el problema de efecto final de inversiones con vida útil.

$$\begin{aligned} & (\sum_{TP} \sum_{TCH} (SALVAGE_INV_{TP, TCH} * INV_{TP, TCH})) \\ & = N = 0 ; \end{aligned}$$

EQ_UTLCON_{TP, CON}: MANTENIMIENTO PROGRAMADO PARA TECNOLOGÍAS DE CONVERSIÓN

Esta relación de utilización garantiza que la suma de los mantenimientos programados en todas las tecnologías de conversión y estaciones del año en cada periodo de tiempo, es mayor o igual que la porción de capacidad que no es disponible debido a paros programados, tales como de recarga de combustibles o por mantenimiento.

$$\begin{aligned} & \sum_{TP} \sum_{CON} \sum_Z (1.0 * M_{TP, CON, Z}) \\ & + TUTL_CON_{TP, CON} * CAP_{TP, CON} \\ & > 0 ; \end{aligned}$$

EQ_UTLPRCTP, PRC: CAPACIDAD/ACTIVIDAD DE PROCESOS

Con esta ecuación se garantiza que la actividad de un proceso no excede la capacidad disponible en cada periodo de tiempo.

$$\begin{aligned} & (UTLPRC_ACT_{TP, PRC} * ACT_{TP, PRC} \\ & + UTLPRC_CAP_{TP, PRC} * CAP_{TP, PRC}) \\ & < 0 \end{aligned}$$

Subíndice Concepto

ADRATIO	Conjunto de restricciones definidas por el usuario
BD	Conjunto de cotas tipo (lo, fx, up)
CON	Conjunto de tecnologías de conversión electricidad y/o calor
CPD	Conjunto de tecnologías dobles(electricidad y calor)
DM	Conjunto de categorías de demanda de energía útil
DMD	Conjunto de dispositivos de demanda(tecnologías de uso final)
ECV	Conjunto de portadores de conservación de energía
EFS	Conjunto de portadores fósiles de energía
EHC	Conjunto de portadores de energía para el calentamiento o enfriamiento
ELA	Conjunto de tecnologías de conversión que generan electricidad
ENC	Conjunto de todos los portadores de energía menos electricidad y calor
ENU	Conjunto de portadores de energía nuclear
ENV	Conjunto de funciones de contabilidad medioambiental
ERN	Conjunto de portadores de energía renovables
ERNXMAC	Conjunto para la contabilidad de portadores de energía renovable
ESY	Conjunto de portadores de energía sintéticos
GWP	Conjunto de emisiones compuestas
HPL	Conjunto de plantas para calentamiento
P	Conjunto de índices definidos por el modelador para la clase SRCENC
PRC	Conjunto de tecnologías de proceso
RTY	Conjunto de tipos de relaciones de restricción (min, fix, max, obj)
SEP	Opciones para el suministro de recursos
SRC	Conjunto de fuentes de portadores de energía(MIN, IMP, EXP, RNW, STK)
TB	Año base
TC	Alias de TP utilizado en relaciones interperiodo
TCH	Conjunto de todas las tecnologías
TLAST	Último año
TP	Periodos del año para las corridas del modelo
TPCON	Dupla para la disponibilidad en el tiempo de tecnologías de conversión
TPCPD	Dupla para la disponibilidad en el tiempo de tecnologías de producción
TPDMD	Dupla para la disponibilidad en el tiempo de tecnologías de uso final
TPELA	Dupla para la disponibilidad en el tiempo de tecnologías eléctricas
TPHPL	Dupla para la disponibilidad en el tiempo de tecnologías de calentamiento

TPPRC	Dupla para la disponibilidad en el tiempo de tecnologías de proceso
TPSEP	Dupla para la disponibilidad en el tiempo de opciones para el suministro de recursos
TPTCH	Dupla para la disponibilidad en el tiempo de tecnologías de conversión
TT	Conjunto de periodos proyectados
Y	Conjunto de divisiones del día (d, n)
Z	Conjunto de divisiones estacionales(w, i s)

Parámetros y escalares:

MMSCALE	Factor de escala. Puede aplicarse para trabajar con miles de dólares o millones de dólares.
NYSPER	Número de años por periodo.

Coefficientes Matriciales:

ANNC_TSEP(TP, SRC, ENT, P)	Costos anuales de la oferta de recursos
ANNC_ZSTK(TP, ENC, P)	Costos anuales de inventarios
ANNC_ACT (TP, PRC)	Costos anuales variables de procesamiento
ANNC_CAP(TP, TCH)	Costos anuales basados en la capacidad
ANNC_TEZY(TP, TCH, Z, Y)	Costos anuales para generación eléctrica
ANNC_TCZY(TP, TCH, Z, Y)	Costos variables para la porción de calentamiento de plantas acopladas
ANNC_THZ(TP, TCH, Z)	Costos variables plantas de calentamiento
BAL_SEPENT(TP, TC, SRC, ENT, P)	Oferta de recursos
BAL_SEPENT(TP, SRC, ENT, P, ENT)	Portador de energía consumido para la oferta de un recurso
BAL_ZSTK (TP, ENC, P)	Inventarios de un recurso al final del periodo
BAL_ACT(TP, TC, PRC, ENC)	Consumo o producción de un portador de energía en un proceso
BAL_CAP(TP, TC, TCH, ENC)	Producción o uso de un portador de energía en un dispositivo de demanda y tecnologías de oferta con carga manejada externamente
BAL_INV(TP, TC, TCH, ENC)	Consumo de un portador de energía basado en la inversión en tecnologías de conversión.
BAL_TEZY(TP, TCH, ENC, Z, Y)	Producción y consumo de un portador de energía por plantas de conversión de energía
BAL_TCZY(TP, CON, ENC, Z, Y)	Producción y consumo de un portador de energía por plantas de conversión acopladas
BAL_THZ(TP, CON, ENT, Z)	Producción y consumo de un portador de energía por plantas de calentamiento
BALH_THZ(TP, HPL, Z)	Producción de calor por plantas de calentamiento

BALH_TCZY(TP,CPD,Z,Y)	Producción de calor por plantas acopladas
BALH_CAP(TP,TP,TCH,Z)	Producción de calor por plantas de calentamiento con carga manejada externamente y uso de calor por dispositivos de demanda
BALE_CAP(TP,TC,TCH,Z,Y)	Consumo de electricidad por plantas de calentamiento con carga manejada por procesos y plantas de calentamiento. Consumo de electricidad por dispositivos de demanda y producción de electricidad por plantas de conversión con carga manejada externamente.
BALE_ACT(TP,TC,PRC,Z,Y)	Uso de electricidad por procesos
BALE_HPL(TP,TCH,Z,Y)	Uso de electricidad por Plantas de calentamiento
BALE_TEZY(TP,TCH,Z,Y)	Electricidad de plantas de conversión y dispositivos de almacenamiento
BALE_TCZY(TP,TCH,Z,Y)	Electricidad de plantas acopladas
BALE_SEP(TP,SRC,ENT,P,Z,Y)	Importación y exportación de electricidad
BAS_CAP(TP,TCH,Z)	Electricidad nocturna de plantas con carga manejadas externamente, de carga base y de carga no base
BAS_TEZY(TP,TCH,Z,Y)	Electricidad nocturna de plantas de conversión con carga base y carga no base.
BAS_TCZY(TP,TCH,Z,Y)	Electricidad de plantas acopladas con carga base y carga no base.
BAS_SEP(TP,SRC,ENT,P,Z)	Fracción de electricidad nocturna de importación/exportación
BND_TEZY(TP,CON,Z,Y)	Cotas en la generación anual de plantas de conversión
BND_TCZY(TP,CPD,Z,Y)	Cotas en la generación anual de plantas acopladas
BND_THZ(TP,CON,Z)	Cotas en la generación anual de calentamiento de plantas de calentamiento
CPT_CAP(TP,TCH)	Transferencia de capacidad, Capacidad en el periodo actual
CPT_INV(TP,TC,TCH)	Transferencia de capacidad, Inversiones aún disponibles en el periodo actual
CUM_TSEP(TP,SRC,ENT,P)	Cantidad total de un Recurso producida en el periodo actual
DEM_CAP(TP,DMD,DM)	Energía de salida de un dispositivo de demanda hacia un sector de demanda
TEZY_TEZY(TP,TCH,Z,Y)	Capacidad/Producción, generación de electricidad por plantas de conversión
TEZY_TCZY(TP,TCH,Z,Y)	Capacidad/Producción, generación de electricidad por plantas de producción acopladas
TEZY_CAP(TP,ELA,Z,Y)	Capacidad/Producción de electricidad de plantas de conversión

TEZY_TEZYM(TP,TCH)	Capacidad/Producción , mantenimiento programado de plantas de conversión
THZ_THZ(TP,TCH,Z)	Capacidad/Producción de generación de calor de plantas de calentamiento
THZ_CAP(TP,TCH,Z)	Capacidad/Producción de plantas de calentamiento, Capacidad disponible
TUTL_CON(TP,TCH)	Utilización, Mantenimiento programado de plantas de conversión
TENV_TSEP(TP,SRC,ENT,P,ENV)	Coefficientes de emisión asociados con la actividad de recursos.
TENV_TACT(TP,TCH,ENV)	Coefficientes de emisión asociados con los procesos
TENV_TEZY(TP,ELA,Z,Y,ENV)	Coefficientes de emisión asociados con las plantas de conversión eléctrica.
TENV_THZ(TP,HPL,Z,ENV)	Coefficiente de emisión asociado con las plantas de conversión de calor
TENV_TCZY(TP,CPD,Z,Y,ENV)	Coefficiente de emisión asociado con plantas acopladas
TENV_CAP (TP,TCH, ENV)	Coefficiente de emisión asociado con la capacidad de una tecnología
TENV_INV (TP,TCH, ENV)	Coefficiente de emisión asociado con la inversión en una tecnología
EPK_CAP(TP,TP,DMD,Z)	Electricidad requerida por dispositivos de demanda y por plantas de calentamiento con procesos de carga manejados externamente, por plantas de calentamiento, por generación eléctrica en la capacidad disponible en picos
EPK_ACT(TP,TC,PRC,Z)	Electricidad requerida en procesos
EPK_TEZY (TP,TC,CON ,Z,Y)	Electricidad generada por plantas para picos
EPK_HPL (TP,HPL ,Z)	Electricidad requerida por plantas de calentamiento
EPK_SEP (TP,SRC,ENT,P,Z)	Contribución/requerimientos de importación/exportación de electricidad en picos
HPKW_CAP(TP,TCH)	Capacidad disponible de generación de calor para pico; Calor requerido por dispositivos de demanda
HPKW_ACT(TP,HPL)	Calor generado por dispositivos para picos
HPKW_TCPD(TP,CPD)	Capacidad disponible para generación de vapor, para picos de producción de acoplada
INVEST_INV(TP,TCH)	Costo de inversión en tecnologías
PRICE_DF(TP)	Factor de descuento anual
PRICE_TSEP(TP,SRC,ENT,P)	Costo descontado del suministro
PRICE_ZSTK(TP, ENC,P)	Costo descontado de inventarios
PRICE_ACT(TP,PRC)	Costo descontado asociado con la actividad de procesos
PRICE_CAP (TP,TCH)	Costos descontados asociado con la capacidad

PRICE_TEZY(TP,ELA,Z,Y)	Costo descontado asociado con la generación de electricidad
PRICE_TCZY (TP, CPD,Z,Y)	Costo descontado asociado con la generación de plantas acopladas
PRICE_TSEP(TP,HPL,Z)	Costo descontado asociado con la generación de calor
PRICE_INV (TP,TCH)	Costo descontado asociado con la inversión total
TSECU_TSEP(TP,SRC,ENT,P)	Coefficientes de seguridad
UTLPRC_ACT(TP,PRC)	Coefficiente de utilización para la actividad de procesos
UTLPRC_CAP(TP,PRC)	Coefficiente de utilización para capacidad de procesos

Los parámetros que alimentan a las ecuaciones son obtenidos por el MUSS mediante tablas, almacenadas en una base de datos. Cuando el modelo se genera para ser solucionado el GAMS interviene.

Las matrices de restricciones generadas por MARKAL, para la solución del modelo, poseen con facilidad cientos de variables y restricciones, de los cuales muchos poseen coeficientes cero. Presentarlas, transcribirlas al programa de solución y explicarlas requieren de una sintaxis que sea suficientemente resumida, precisa y clara tanto para los analistas como para el programa de solución. Ver explicación del GAMS en el Anexo Generalidades sobre GAMS.

Para representar el SEN y los escenarios, el modelo Markal utiliza al General Algebraic Modeling System (GAMS). En el capítulo 1.3 Estructura del Modelo Markal se presenta una breve descripción de su manera de operar. El modelador utiliza el Markal User's support System (MUSS) como una cubierta que le permite dirigir todos los aspectos de trabajo con el modelo. En el capítulo 1.3 Estructura del Modelo Markal se presenta una breve descripción de la manera en que operan e interactúan el GAMS y el MUSS.

II Aplicación del Modelo Markal al SEN

II.1 Sistema Energético Nacional (SEN)

La energía es un factor que determina el desarrollo económico y el bienestar social, mediante su utilización en el proceso productivo, sustituyendo la fuerza muscular por maquinaria y como elemento del bienestar humano en la vida doméstica. El desarrollo económico y social de México depende en que exista una adecuada oferta de energéticos.

El SEN es parte del sistema económico de un país y por lo mismo esta compuesto por una estructura de demanda y una infraestructura de oferta. La demanda está vinculada al desarrollo económico y social del país. La infraestructura física del SEN lo componen las tecnologías de producción, importación y exportación, transformación, transporte, almacenamiento, distribución, comercialización y consumo. Se presentan relaciones de interdependencia entre el sistema económico y el SEN en las que intervienen aspectos políticos y sociales.

El SEN presenta cambios fundamentales ocasionados por su entorno: las relaciones políticas, sociales, económicas y tecnológicas imperantes. La demanda es creciente y una normatividad ecológica cada vez más exigente. Los sectores comercial e industrial exigen un suministro de energía a costos y calidad competitivos para enfrentar con éxito la globalización de la economía.

El SEN presenta división del trabajo de la que se deriva una gran especialización y a la segmentación en cuanto a su organización. La especialización le permite administrar y controlar sus recursos con mayor efectividad, pero ocasionando los problemas de coordinación. Cada área del SEN manifiesta una tendencia a la autonomía con sus propias metas, valores, sistemas y conductas olvidándose en muchos aspectos de como debe engranar con las otras áreas para el beneficio de la organización en su conjunto. Lo que es bueno para un sector en ocasiones es perjudicial para otro. Asignar los recursos de la manera que resulte más efectiva para el SEN requiere conciliar la diversidad de actividades lo hace deseable disponer de un modelo que integre a todo el SEN.

El SEN puede elegir entre una variedad de opciones tecnológicas para la oferta y demanda de energía, muchas de ellas ya presentes y otras que se vislumbran a mediano y largo plazo, cada una ofrece bondades con sus consiguientes particularidades y costos inherentes. La competencia es abierta entre alternativas tecnológicas de una misma fase de la cadena de producción o consumo, también se presenta la competencia entre tecnologías de diferentes eslabones de la cadena. Se presenta la situación en que se puede eliminar algunos compuestos indeseables, ya sea al inicio del ciclo de producción o en etapa intermedia o incluso en el consumo final. Por otro lado también se pueden complementar tecnologías que provocan efectos similares estando localizadas en diferentes eslabones de la cadena de proceso. Por ejemplo existe la posibilidad de efectuar un tratamiento del energético primario (eliminar o reducir el azufre) en el origen y/o

en un proceso intermedio y/o al final de la cadena de producción, o incluso en el momento del consumo del energético secundario obtenido.

Una de las características del modelo Markal es que permite la representación del SEN en diferentes formas y niveles de desagregación. El nivel de desagregación que se elija depende en gran medida del tipo de análisis que se desee realizar y de la información de que se disponga.

El Laboratorio Nacional de Brookhaven sugiere construir al modelo en dos fases :

1. Desarrollar un sistema muy simple y muy agregado, conteniendo las facilidades generales que capturen la estructura básica del SEN con el mínimo detalle. En esto se establece una estructura simple identificando los portadores de energía relevantes y las ligas generales de las cadenas de proceso.
2. Expandir y detallar al modelo simple hasta el nivel de análisis que se desea y la disponibilidad de datos lo permita.

La construcción del modelo es un proceso iterativo y el SEN se puede ajustar y refinar muchas veces conforme se desee.

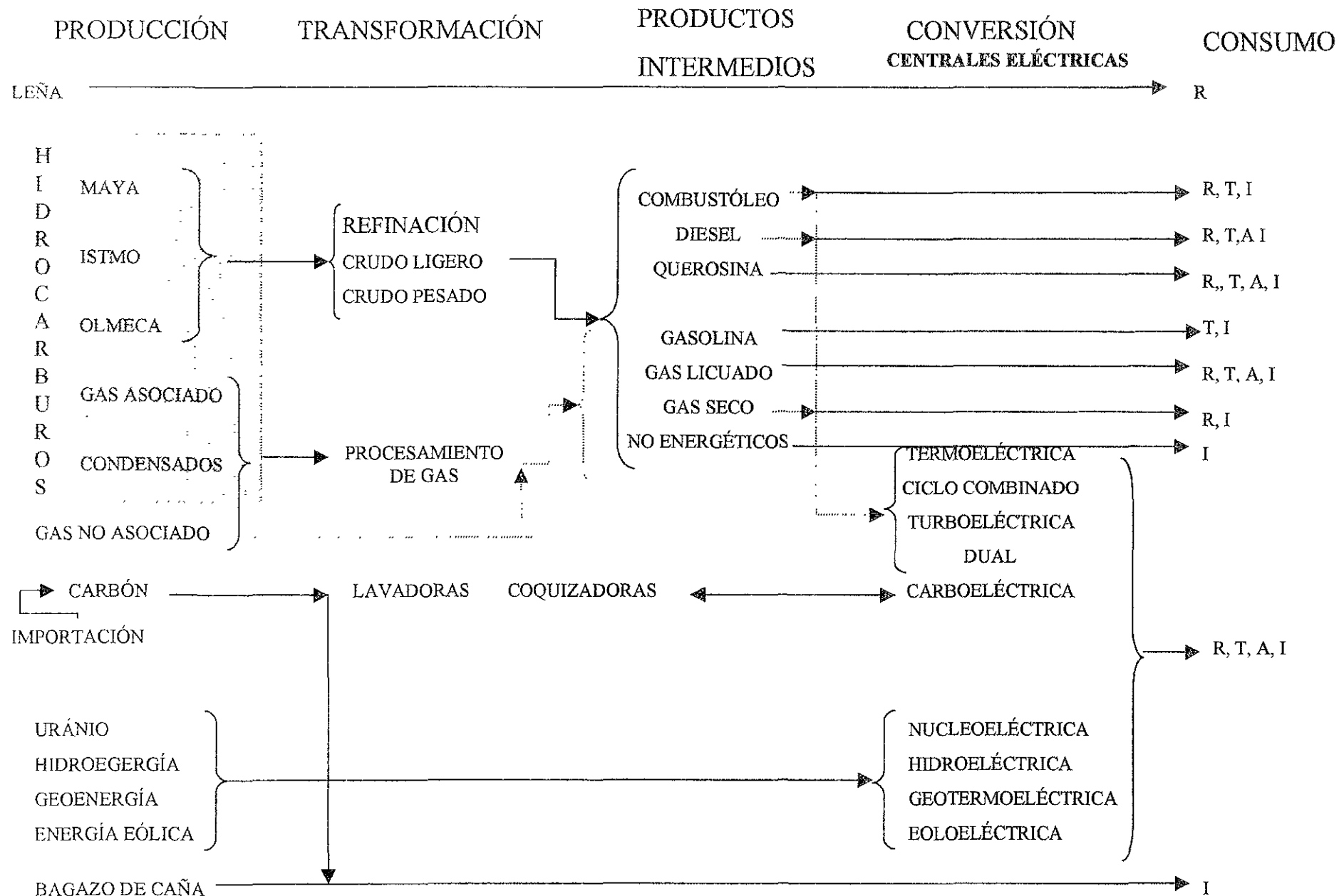
Con base en la sugerencia del laboratorio de Brookhaven, se puede plantear, para la representación del SEN un programa de trabajo en tres etapas progresivas:

primer etapa.- Representación Integrada. Es la representación del SEN con todas sus fuentes de energía(carbón , crudo, gas, electricidad), sus productos (gasolina, combustóleo, coque, querosinas, no energéticos, electricidad, etc.). Permite contrastar la competencia entre diferentes fuentes de energía, entre diferentes esquemas de refinación: crudos ligeros vs. crudos pesados, conversión o comercialización de fondos de barril. Se pueden ofrecer resultados sobre la adecuación de la oferta a la demanda, sobre los niveles de capacidad requerida y aprovechamiento de la misma (actividad). Dichos resultados se obtendrían pero a nivel global. Es decir, a nivel nacional.

El subsistema de refinación representa de manera integrada las 6 refinerías(Cadereyta, Madero, Minatitlan, Salamanca, Salina Cruz, Tula) en una sola y los 9 Centros de procesamiento de gas(Cactus, Nuevo Pemex, Morelos, Cangrejera, Poza Rica, Pajaritos, Cd. Pemex, Reynosa, Matapionche) Integrados también en uno sólo bloque. El sector eléctrico se representa en 7 plantas de conversión (carboeléctrica, dual, geotermoeléctrica, térmica convencional, ciclo combinado, combustión interna, nucleoeléctrica, turbogas). La demanda se presenta agregada a cuatro sectores nacionales: Industrial, transporte, agrícola, residencial(servicios comercial).

Esta representación es la que se utilizó en este trabajo en el modelo que se le denominó BASE. El diagrama 2 corresponde a esta representación.

Segunda etapa.- Desagregación media. La estructura del SEN es igual a la anterior, pero con la característica adicional de que se desagregan las refinerías en sus plantas constitutivas(destilación primaria, catalítica, tame, mtbe,



Nota R = Residencial, Comercial y Público; I = Industrial, T = Transporte, A = Agropecuario

Diagrama 2.

hidrotratamiento, coquización, etc) y los centros de procesamiento de gas(planta de azufre, fraccionamiento, endulzamiento de gas, endulzamiento de condensados, criogénica), en sus procesos típicos. El sector eléctrico se presentan 23 tecnologías, diferenciadas adicionalmente por la antigüedad que incide en sus eficiencias y vida útil. A cada planta se le considera a nivel nacional. Se pueden empezar a realizar análisis de capacidad a nivel nacional por planta. También se pueden empezar ha efectuar pruebas del modelo Markal-Macro y del Modelo Markal-Micro.

También se pueden efectuar comparaciones entre diferentes políticas de consumo de energía. Puesto que los costos de producción de diferentes productos, que en la fase anterior eran homogéneos se diferencian ahora. También se pueden observar cuellos de botella en las cadenas de proceso.

Tercera etapa.- Desagregación regional. La estructura que en la etapa anterior era nacional ahora se reproduce pero a nivel regional. El planteamiento de la demanda y la oferta se formula por regiones. En ésta etapa hay dos versiones: 1) Representando cada una de las 6 refinerías (Cadereyta, Madero, Minatitlan, Salamanca, Salina Cruz, Tula) y los 9 centros procesadores de gas (Cactus, Nuevo Pemex, Morelos, Cangrejera, Poza Rica, Pajaritos, Cd. Pemex, Reynosa, Matapionche) como un bloque y 2) Representando a cada refinería y a cada centro procesador con sus procesos típicos desagregados. En ésta etapa se puede representar el transporte, calcular los precios mínimos para los energéticos, proponer impuestos apropiados a las emisiones. También se pueden incluir los dispositivos de uso final con el objeto de analizar el impacto de los cambios estructurales de la oferta en la demanda y viceversa.

Este trabajo se desarrollo conforme a la primer etapa de representación agregada. Se fundamenta en el BneSe de 1998, el cual resume en forma ordenada, sistemática y consistente los flujos de energía.

El SEN está compuesto básicamente, según el BneSe por:

Fuentes primarias de energía:

- Carbón incluye carbón mineral , carbón siderurgico, carbón térmico.
- Petróleo crudo incluye crudo maya, istmo y olméca.
- Condensados incluye los condensados amargos y dulces.
- Gas natural no asociado.
- Gas natural asociado.
- Nucleoenergía.
- Hidroenergía.
- Geoenergía.
- Energía eólica.
- Bagazo de caña.
- Leña.

Energía secundaria:

- Coque que incluye coque de carbón y coque de petróleo.
- Gas licuado de petróleo.
- Gasolinas y naftas que incluye gasolina de aviación, gasolina automotriz y gasolina natural.
- Electricidad.

Procesos de energía:

- Producción.
- Importación.
- Inventarios.
- Exportación.
- No aprovechada
- Maquila e intercambio neto

Centros de transformación:

- Coquizadoras.
- Refinerías.
- Plantas de gas.
- Centrales eléctricas incluye termoeléctricas, nucleoeeléctricas, hidroeléctricas, geotermoeléctricas, eoloeléctricas.

Consumo:

Consumo propio del sector energético

Pérdidas por transporte, distribución y almacenamiento.

Sector residencial, comercial y público.

Sector transporte

Sector agropecuario

Sector industrial

Consumo de no energéticos incluye petroquímica de Pemex y otras ramas económicas.

Para una explicación de los conceptos mencionados ver el anexo E.

El BneSe no incluye transporte y distribución, por lo mismo no se incorporaron al modelo BASE.

MATRIZ DE CORRESPONDENCIA: MODELO MARKAL Y BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA

ESTRUCTURA MODELO MARKAL	ESTRUCTURA BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA
RECURSOS Importación Minado Extracción Explotación Exportación	OFERTA Importación Producción Exportación No aprovechada Maquila e intercambio neto
INVENTARIOS	VARIACIÓN DE INVENTARIOS
PROCESOS	TRANSFORMACIÓN Coquizadoras Refinerías Plantas de gas y Fraccionadoras
GENERACIÓN	CENTRALES ELÉCTRICAS
DISPOSITIVOS DE USO FINAL	
DEMANDA	CONSUMO FINAL Consumo final no energético Consumo final energético: Residencial, comercial y público, transporte, agropecuario e industrial.

Cuadro 1.

Como es de esperarse existe una correlación idónea entre el modelo Markal y el BneSe. Ver cuadro 1. Los componentes del BneSe se pueden ver en el cuadro 2 y para ver una explicación de los conceptos que lo componen se puede ver el anexo E.

El punto de partida, para formular el modelo, fue el establecer la correlación entre el BneSe y la estructura general del modelo Markal. Ambas estructuras poseen una correlación idónea.

Ver el diagrama 1 de COMPONENTES DEL SISTEMA DE ENERGÍA y el cuadro 2 del BneSe 1998. Se puede apreciar que el bloque de RECURSOS del modelo Markal tiene como correspondiente a la OFERTA del BneSe. El minado, extracción, explotación del modelo MARKAL corresponden a la Producción de energía primaria del BneSe, y con la Importación y la Exportación del modelo MARKAL se corresponden con la importación y la exportación, tanto de energía primaria como secundaria del BneSe. La maquila e intercambio neto no se representaron en el modelo BASE, porque no se tiene información de sus costos y en 1998 no fue significativa su participación, aunque en años posteriores podrá tener mayor peso.

Los procesos del modelo MARKAL comprenden al bloque de transformación del BneSe, el cual incluye: coquizadoras, refinerías y plantas de gas y fraccionadoras sin incluir a las centrales eléctricas, las que se incluyen en el bloque de generación del modelo MARKAL.

Los dispositivos de uso final del modelo Markal no tienen correspondiente en el BneSe. Como se mencionó se pueden incluir en la tercera etapa. Pero la información deberá encontrarse en fuentes adicionales.

Los Inventarios del modelo Markal corresponden con los Inventarios del BneSe. Se aplican tanto a la energía primaria como a la energía secundaria.

Es importante mencionar que se fueron adicionando subsistemas (refinación, procesamiento de gas, eléctrico) en diferentes pasos.

En los balances de energía obtenidos como resultados del modelo BASE se presenta el Sector Externo como el saldo de importación (+) y exportación (-).

La variación de inventarios, no se incluye en el modelo BASE, ya que dentro del BneSe no es relevante y el modelo se complicaba en su interpretación, sobre todo porque no se dispone de datos de su costo. El rubro de la energía No aprovechada del BneSe no se incluyen en el modelo BASE. Este concepto corresponde a la quema de gas. Actualmente se tienen proyectos en PEMEX para el aprovechamiento de éste gas.

El bloque de procesos del modelo Markal corresponden a las Coquizadoras, Refinerías y despuntadoras, Plantas de gas y fraccionadoras del BneSe.

El bloque de Generación del modelo Markal es el equivalente de Centrales eléctricas del BneSe.

El consumo propio del sector y las Pérdidas(tranp., dist., almac.) que se reportan en el BneSe, se representa en el modelo BASE. La diferencia estadística del BneSe, no tiene representación en el modelo BASE.

Agrupando el bloque de Procesos y Generación del modelo Markal se obtiene la Transformación del BneSe

En donde existe una diferencia fundamental es en el bloque de energía útil del modelo Markal, que está dividida en Dispositivos de uso final y Demanda. En el BneSe no tiene similar para los Dispositivos de uso final, únicamente para la Demanda que corresponde a Consumo final en el BneSe. Los consumidores de Energía son los sectores económicos: Residencial, comercial y público; agropecuario, Industrial. El consumo industrial de no energéticos también está incluido. Los dispositivos de uso final no se representan en el modelo BASE.

Se han incorporado como portadores de energía primaria al carbón, petróleo crudo, condensados, gas natural, nucleenergía, hidroenergía, geoenergía, bagazo de caña y leña. El gas natural comprende al gas asociado y al gas no asociado. El energía eólica no se incluyo en el modelo.

Como portadores de energía secundaria se incluyeron al coque, gas licuado, gasolinas y naftas, querosenos, diesel, combustóleo, productos no energéticos, gas seco, electricidad. El gas natural del BneSe se le llama dentro del modelo BASE, gas seco.

Las centrales eléctricas las tecnologías representadas al momento se tienen las de vapor, carboeléctricas, duales, geotérmicas, ciclo combinado, combustión interna, nuclear, turbogas.

En el cuadro 2 se presenta el balance nacional de energía en el se distinguen los conceptos comentados y en el diagrama 2 se puede visualizar el flujo de la energía desde las fuentes primarias hasta su consumo en los sectores económicos.

Se puede decir que el SEN es administrado por varias dependencias, en el anexo E, se mencionan las que tienen una participación directa. Dichas dependencias no están representadas en el modelo Markal.

Para tener una visión de las directrices que gobiernan al SEN, es conveniente consultar al Plan Nacional de desarrollo.

El Plan Nacional de Desarrollo 1995-2000 (PLANADE) marca las directrices para impulsar el crecimiento económico sólido, sostenido y sustentable del país. El Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector de la Energía adecúa las políticas del PLANADE para establecer los lineamientos para el desarrollo en el sistema energético.

Aspectos fundamentales del El Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector Energía 1995-2000.

En primer lugar le concede importancia fundamental al aprovechamiento de los recursos naturales y el suministro de servicios esenciales para las familias y la actividad económica del país. El sector energético es una de las áreas estratégicas para el crecimiento del país.

El Programa de Desarrollo y Reestructuración, establece que se debe asegurar que los bienes y servicios producidos por el sector, satisfagan los niveles de calidad exigidos internacionalmente y para que su explotación y suministro sean compatibles con la preservación y el mejoramiento ambiental. De ahí que el objetivo general del Programa sea fortalecer al sector energético para aumentar su aportación a un desarrollo económico sólido, sustentable y equitativo, garantizando la rectoría del Estado en la materia.

Propone que se debe profundizar en las tareas de reestructuración y desenvolvimiento del sector, y que se estimule la participación, en el sector, de los agentes económicos privados. Abriendo oportunidades para que participen en las actividades de almacenamiento, transporte y distribución de gas natural, a fin de mejorar la disponibilidad y el suministro de este combustible; imprimir mayor dinamismo al mercado energético fomentar la competitividad de la industria nacional.

Pretende robustecer la capacidad estratégica y la eficiencia operativa de Petróleos Mexicanos, fortaleciendo las áreas de exploración y producción primaria de hidrocarburos. Fomentar las actividades, de refinación, procesamiento y comercialización de hidrocarburos, hasta la venta de primera mano. Ampliar la plataforma petrolera.

Desarrollar la infraestructura de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica para satisfacer los crecientes requerimientos de la economía en su conjunto, así como para responder con oportunidad, eficiencia y precios competitivos y limpieza ambiental a la demanda de los consumidores.

Propiciar una expansión rápida y eficiente del sector energético y eliminación de rezagos, fortaleciendo a las empresas públicas que lo integran, contribuyendo a la generación de divisas por exportaciones, y fomentando la inversión privada nacional y extranjera.

La inversión pública será un factor decisivo para elevar la cobertura y calidad de los insumos y servicios energéticos; nos proponemos fortalecer la estructura tecnológica del sector, en particular, a través de la investigación, la capacitación técnica y el desarrollo tecnológico.

Fomentar el cuidado de los recursos naturales y la protección del medio ambiente a través del ahorro, el uso eficiente de energía y la racionalización del consumo.

Utilizar las industrias del sector energético como una plataforma central para propiciar un desarrollo integral y equilibrado.

Procurar el aumento de la productividad, para elevar los ingresos de los trabajadores, los profesionistas, los técnicos y los investigadores del sector.

Modernizar las empresas paraestatales a la vez que se fortalece y mejora la operación de estos organismos.

Para llevar adelante el plan de desarrollo del SEN, que es un sector de lenta maduración en sus inversiones, se requiere llevar a cabo un diagnóstico sistemático de la composición, magnitud y evolución de la oferta y demanda de energía. La planeación debe sustentarse en estudios e investigaciones formales que permitan la propuesta razonada de planes y programas y la correspondiente evaluación de resultados.

En la realización de dichos estudios e investigaciones se pueden aplicar diversas metodologías, esquemas y conceptualizaciones. Es sin lugar a duda una actividad compleja realizar un programa de producción de energía de largo plazo.

Los problemas de adecuar la oferta, con todos sus componentes- producción, transporte, distribución, almacenamiento- a la demanda de energía de una sociedad, son múltiples y complejos. La planeación energética de nuestro país no escapa a esta problemática, más aún con la reestructuración del sector en el que se plantea el incremento en el consumo del gas natural, en sustitución de combustóleo en la generación de electricidad y en el sector industrial; del gas licuado en el sector residencial y su incorporación al sector transporte.

Su planeación es de largo plazo, con una inversión que busca el equilibrio entre los diferentes eslabones de la oferta. Salvaguardando y aún mejorando la eficiencia en la operación de plantas, dentro del marco indispensable del aprovechamiento óptimo de los recursos. Las restricciones ambientales presentan sus exigencias para que el suministro y aprovechamiento de energía sea más limpio, lo que implica fijar criterios estrictos para seleccionar tecnologías. Dada esta variedad de condicionantes, es indispensable allegarse las herramientas que permitan realizar análisis y síntesis tomando en consideración los aspectos tecnológicos, económicos y ambientales, para una óptima planeación de largo plazo. La planeación de largo plazo impone el armonizar una diversidad de elementos, componentes, criterios y actores que la intuición humana no alcanza a integrar por sí sola.

Una forma de abordar la complejidad de la planeación de largo plazo del sistema energético nacional, es el uso de modelos en los que se representen de manera precisa la variedad de condicionantes y restricciones del sistema, con el objeto de plantear alternativas de solución integrales a los múltiples requerimientos, la

modelación matemática ofrece la posibilidad de responder a un manejo integral de interacciones entre diferentes componentes del sistema bajo estudio.

Con el objeto de comprender la estructura y dinámica del SEN se presenta un análisis comparativo de los periodos de 1990 y 1998. El análisis comprende desde la producción de energía primaria, es decir, a partir de la fuente hasta el consumo de cada sector.

Tabla 1: Producción de energía primaria 1990-1998

	1990		1998		t.c. %
	petajoules	%	petajoules	%	
Total	8611.779	100.0	9515.569	100.0	10.5
Carbón	149.218	1.7	199.411	2.1	33.6
Hidrocarburos	7747.765	90.0	8561.358	90.0	10.5
Petróleo crudo	5866.799	68.1	6562.912	69.0	11.9
Condensados	239.778	2.8	145.902	1.5	-39.2
Gas no asociado	271.091	3.1	362.383	3.8	33.7
Gas asociado	1369.908	15.9	1490.161	15.7	8.8
Electricidad	80.779	3.9	411.61	4.3	21.7
Nucleoenergía	31.054	0.4	100.471	1.1	223.5
Geoenergía	55.295	0.6	58.132	0.6	5.1
Hidroenergía	251.856	2.9	252.956	2.7	0.4
Energía eólica	.		.051	0.0	
Biomasa	376.590	4.4	343.19	3.6	-8.9
Bagazo de caña	79.997	0.9	99.277	1.0	24.1
Leña	296.593	3.4	243.913	2.6	-17.8

En el periodo 1990-1998, la producción de energía primaria creció 10.5%, para totalizar 9515.569 petajoules. Los hidrocarburos se mantuvieron como la principal fuente de energía. El gas no asociado considerable de 33.7%. El impulso a la electricidad se debió a la ampliación de la nucleoelectricidad. Ver tabla 1.

Tabla 2: Saldo del comercio exterior de energía primaria 1990-1998

	1990	1998	t.c. %
	petajoules	petajoules	
Total	2940.612	3665.129	24.6
Carbón	-5.614	-56.728	910.4
Petróleo crudo	2946.226	3721.857	26.3

Las exportaciones de petróleo crudo se incrementaron en 26.3%, mientras que el saído del carbón se incremento considerablemente, aunque su participación es menor al 2 por ciento en ambos años. Ver tabla 2.

Tabla 3: Energía primaria a transformación 1990-1998

	1990		1998		t.c. %
	petajoules	%	petajoules	%	
Total	5032.810	100.0	5056.810	100.0	0.5
Carbón	149.218	3.0	239.262	4.7	60.3
Hidrocarburos	4545.387	90.3	4405.938	87.1	-3.1
Petróleo crudo	2891.111	57.4	2816.771	55.7	-2.6
Condensados	149.096	3.0	145.905	2.9	-2.1
Gas no asociado	214.502	4.3	154.877	3.1	-27.8
Gas asociado	1290.677	25.6	1288.385	25.5	-0.2
Electricidad	338.206	6.7	411.61	8.1	21.7
Nucleoenergía	31.053	0.6	100.471	2.0	223.5
Hidroenergía	251.857	5.0	252.956	5.0	0.4
Geoenergía	55.295	1.1	58.132	1.1	5.1
Energía eólica			.051	n.s.	

La cantidad de petajoules destinados a la transformación fue prácticamente la misma 5032.81 en 1990 y 5056.81 en 1998. Los hidrocarburos conformados por el petróleo crudo, condensados y gas natural(gas no asociado y gas asociado) redujeron su participación en -3.1 por ciento, pasando del 90.3 por ciento en 1990 al 87.1 por ciento en 1998. Ver tabla 3.

La oferta de energía primaria se aprovecha de dos formas distintas, en los centros de transformación y la que se va directamente al consumidor final. En 1998 el 89.1 por ciento, fue sometida a transformación el 90.8 por ciento

Tabla 4: Centros de transformación 1990-1998

	1990		1998		t.c. %
	petajoules	%	petajoules	%	
Total	5041.276	100.0	5056.81	100.0	0.3
Refinerías	2962.437	58.8	2823.524	55.8	-4.7
Plantas de gas y fraccionadoras	1598.064	31.7	1582.414	31.3	-1.0
Centrales eléctricas	415.297	8.2	587.722	11.6	41.5
Coquizadoras	65.477	1.3	63.15	1.2	-3.6

En los centros de transformación se obtienen los productos, La refinerías realizaron la mayor actividad de transformación, en los dos años, el 58.8 por ciento en 1990 y el 55.8 por ciento en 1998. Se presentó una reducción de la

transformación debido a que en 1990 se contaba con 7 refinerías y para 1998 se detuvo la operación de la refinería de Azcapotzalco, quedando para 1998, 6 refinerías en operación. Las plantas de gas ocuparon el segundo lugar en transformación, con una participación similar, del 30 por ciento, en los dos años. Las centrales eléctricas tuvieron un comportamiento dinámico creciendo en 41.6 por ciento en el periodo 1990-1998. Ver tabla 3.

Tabla 5: productos obtenidos en centros de transformación 1990-1998

	1990		1998		t.c. %
	Petajoules	%	Petajoules	%	
Total	4977.469	n.a.	5034.686	n.a.	1.1
Coquizadoras	58.841	n.a.	58.414	n.a.	-0.7
Refinerías y despuntadoras	2896.097	100.0	2791.32	100.0	-3.6
Coque	3.843	0.1	2.097	0.1	-45.4
gas licuado	75.731	2.6	41.964	1.5	-44.6
Gasolinas y naftas	873.341	30.2	791.442	28.4	-9.4
Querosenos	151.705	5.2	121.673	4.4	-19.8
Diesel	617.913	21.3	605.565	21.7	-2.0
Combustóleo	1014.570	35.0	1054.146	37.8	3.9
Productos no energéticos	104.088	3.6	103.741	3.7	-0.3
gas natural	54.906	1.9	70.692	2.5	28.8
Plantas de gas y fraccionadoras	1596.368	100.0	1569.413	100.0	-1.7
gas licuado	317.355	19.9	285.799	18.2	-9.9
Gasolinas y naftas	139.182	8.7	168.386	10.7	21.0
Productos no energéticos	124.097	7.8	84.497	5.4	-31.9
gas natural	1015.734	63.6	1030.731	65.7	1.5
Centrales eléctricas	426.162	n.a.	615.539	n.a.	44.4

Los centros de transformación incrementaron su producción de 1990 a 1998 en 1.1%. Es notorio el incremento la generación de electricidad en el periodo 1990 a 1998 que fue de 44.4 por ciento. Los petrolíferos obtenidos en 1998 entre las refinerías, plantas de gas y fraccionadoras son: el gas natural con 1101.423 PJ, 1054.146 PJ de combustóleo, 959.828 PJ de gasolinas y naftas. Ver tabla 5.

El comercio exterior se realizó con refinados y gas en un 95.9 % 1990 y 99.5 % en 1998. La energía eléctrica tiene escasa participación. La tendencia al déficit en el total es notoria.

Tabla 6: Saldo del comercio exterior de energía secundaria 1990-1998
Exportaciones - importaciones

	1990	1998
	Petajoules	Petajoules
Total	-35.475	-504.999
Coque	-3.349	-15.647
Gas licuado	42.387	-108.654
Gasolinas y naftas	-55.479	-122.698
Querosinas	31.464	2.084
Diesel	69.338	-23.592
Combustóleo	-107.576	-209.531
Productos no energéticos		18.106
Gas natural	-17.191	-39.908
Electricidad	4.932	-5.159

En casi todos los productos se presenta requerimientos de importación, a excepción de las querosinas y los productos no energéticos. La insuficiencia se presenta fundamentalmente en combustóleo con 209.531 PJ, las gasolinas con 122.698 PJ y el gas licuado con 108.654 PJ, en 1998. Ver tabla 6.

Tabla 7: Consumo nacional de energía 1990-1998

	1990		1998		t.c. %
	petajoules	%	petajoules	%	
Consumo nacional	5551.362	100.0	6196.832	100.0	11.6
Consumo sector energético	1698.162	30.6	2095.005	33.8	23.4
Consumo propio del sector energético	664.705	12.0	826.894	13.3	24.4
Consumo por transformación	970.036	17.5	1191.436	19.2	22.8
Pérdidas	59.988	1.1	129.593	2.1	116.0
Diferencia estadística	3.433	0.1	-52.918	-0.9	
Consumo final total	3853.242	69.4	4101.827	66.2	6.5
Consumo no energético	412.517	7.4	273.944	4.4	-33.6
Consumo energético	3440.725	62.0	3827.883	61.8	11.3

El consumo nacional de energía en 1998 fue de 6196.832 PJ, un 11.6 % mayor a la obtenida en 1990. El consumo final total, fue del 66.2 %, con 4101.827 PJ en 1998 y un 6.5 % superior con respecto a 1990. La tasa de crecimiento de consumo el sector energético fue 23.4 %, de 1990 a 1998. Ver tabla 7.

Tabla 8: Consumo final total de energía 1990-1998

	1990		1998		t.c. %
	petajoules	%	Petajoules	%	
Consumo final total	3853.242	100.0	4101.727	100.0	6.4
Consumo no energético	412.517	10.7	273.944	6.7	-33.6
Petroquímica PEMEX	311.234	8.1	221.216	5.4	-28.9
Otras ramas económicas	101.283	2.6	52.718	1.3	-47.9
Consumo energético	3440.725	89.3	3827.883	93.3	11.3
Res., Comer., Publico	777.861	20.2	864.75	21.1	11.2
Transporte	1342.292	34.8	1530.258	37.3	14.0
Agropecuario	96.183	2.5	106.322	2.6	10.5
Industria y minería	1224.388	31.8	1326.553	32.3	8.3

El consumo final total de energía se ubicó en 1998 con 4101.727 PJ, un 6.4% arriba que en 1990. El consumo no energético presenta un decrecimiento acelerado de -33.6 %. Mientras que el consumo energético aumentó su participación de 89.3 % en 1990 a 93.3 % en 1998. El sector de mayor participación en el consumo final es el sector transporte con el 34.8 % en 1990 y 37.3 % en 1998. Le sigue el sector industria y minería con 31.8 % en 1990 y 32.3 % en 1998. Ver tabla 8.

Tabla 9: Estructura del consumo final total por tipo de energético 1990-1998

	1990		1998		t.c. %
	petajoules	%	petajoules	%	
Energéticos	2509.798	100.0	2840.661	100.0	13.2
Gasolinas y naftas	883.779	35.2	987.222	34.8	11.7
Gas	504.802	20.1	571.739	20.1	13.3
Diesel	452.091	18.0	543.788	19.1	20.3
Electricidad	331.703	13.2	493.956	17.4	48.9
Gas licuado	320.767	12.8	419.287	14.8	30.7
Combustóleo	368.007	14.7	272.104	9.6	-26.1
Leña	296.593	11.8	243.913	8.6	-17.8
Querosinas	95.405	3.8	109.875	3.9	15.2
Bagazo de caña	72.813	2.9	93.617	3.3	28.6
Coque	67.617	2.7	92.382	3.3	36.6
No Energéticos	412.517	100.0	273.944	100.0	-33.6
Productos no energéticos	214.360	52.0	164.906	60.2	-23.1
Gasolinas y naftas	72.926	17.7	55.167	20.1	-24.4
Gas natural	117.544	28.5	49.589	18.1	-57.8
Bagazo de caña	6.473	1.6	4.071	1.5	-37.1
Coque	1.055	0.3	0.131	0.0	-87.6
Querosenos	0.159	0.0	0.08	0.0	-49.7

La gasolina permaneció a lo largo del periodo como el energético de mayor consumo final, con alrededor del 35 % de participación en 1990 y 1998. Le siguió

el gas con 20.1 %, tanto en 1990 como en 1998. Es importante mencionar que el combustóleo tiene un aprovechamiento importante en la generación de electricidad, en las centrales eléctricas (plantas térmicas convencionales), con 105.905 PJ en 1990 y 903.743 PJ 1998. De esta manera el combustóleo, fue el energético más aprovechado en 1998, con 1175 PJ. Ver tabla 9.

Tabla 10: Consumo final energético por sector 1990-1998

	1990		1998		t.c. %
	petajoules	%	petajoules	%	
Total	3440.657	100.0	3807.891	100.0	10.7
Transporte	1342.292	39.0	1530.258	40.2	14.0
Industrial	1224.388	35.6	1326.553	34.8	8.3
Residencial, com., público	777.861	22.6	844.758	22.2	8.6
Agropecuario	96.116	2.8	106.322	2.8	10.6

El sector transporte acentuó su predominio en el consumo final. Su participación en 1990 fue de 39.0 % y en 1998 de 40.2 %. Además su tasa de crecimiento de 1990 a 1998, fue la más acelerada con 14.0 %. El sector industrial disminuyó su participación de 35.6 %, en 1990 a 34.8 % en 1998. Ver tabla 10.

En el sector industrial, la estructura de consumo de los energéticos mantuvo una gran similitud, a excepción de que la electricidad intercambió posición con el combustóleo. El consumo de electricidad que ocupaba el tercer sitio en 1990 con el 15.7 % de participación, subió al segundo sitio con 22.0 % en 1998. El combustóleo cayó de 25.6 % de participación, en 1990 a 17.8 % en 1998. El hecho es que el consumo de electricidad se incremento aceleradamente de 1990 a 1998, a una tasa de 51.8%.

Tabla 11: Consumo final energético del sector industrial por tipo de energético 1990-1998

	1990		1998		t.c. %
	petajoules	%	petajoules	%	
Total	1224.388	100.0	1326.553	100.0	8.3
Gas	514.260	42.0	511.525	38.6	-0.5
Combustóleo	313.788	25.6	236.345	17.8	-24.7
Electricidad	192.296	15.7	291.917	22.0	51.8
Bagazo de caña	72.813	5.9	93.617	7.1	28.6
Coque	67.617	5.5	92.382	7.0	36.6
Diesel	45.088	3.7	82.194	6.2	82.3
Gas licuado	15.952	1.3	18.449	1.4	15.7
Querosinas	2.575	0.2	0.124	0.0	-95.2

El gas se mantuvo como el energético más importante del sector industrial, aunque con una tasa de descenso de -0.5 de 1990 a 1998. Ver tabla 11.

El consumo final del sector transporte (autotransporte, aéreo, marítimo, ferroviario y eléctrico) tuvo una tasa de crecimiento de 14.0 %. El subsector de autotransporte de carga y pasajeros representó el 88.9% del consumo del total del sector.

Tabla 12: Consumo final energético del sector transporte por tipo de energético 1990-1998

	1990		1998		t.c. %
	petajoules	%	petajoules	%	
Total	1342.292	100.0	1530.258	100.0	14.0
Gasolinas y naftas	883.779	65.8	987.222	64.5	11.7
Diesel	342.334	25.5	408.968	26.7	19.5
Querosinas	75.651	5.6	108.119	7.1	42.9
Combustóleo	21.780	1.6	2.643	0.2	-87.9
Gas licuado	16.040	1.2	19.706	1.3	22.9
Electricidad	2.709	0.2	3.6	0.2	32.9

La gasolina continúa siendo el energético más requerido en el sector transporte, con una participación de alrededor del 65.0 % en los dos años, 1990 y 1998. Ver tabla 12.

El sector residencial, comercial y público, requirió de un 8.6 % más en 1998, con respecto a 1990, para satisfacer las necesidades de cocción de alimentos, iluminación, calefacción, calentamiento de agua y alumbrado público.

Tabla 13: Consumo final energético del sector residencial , comercial y público por tipo de energético 1990-1998

	1990		1998		t.c. %
	petajoules	%	petajoules	%	
Total	777.861	100.0	844.758	100.0	8.6
Gas licuado	287.168	36.9	379.874	45.0	32.3
Leña	296.593	38.1	243.913	28.9	-17.8
Electricidad	112.550	14.5	170.564	20.2	51.5
Gas	32.439	4.2	33.116	3.9	2.1
Combustóleo	37.690	4.8	12.271	1.5	-67.4
Querosinas	10.065	1.3	1.592	0.2	-84.2
Diesel	1.357	0.2	3.428	0.4	152.7

El consumo de gas licuado acentuó su importancia en el sector residencial, su participación de 36.9 % en 1990, pasó a un 45.% en 1998. Ver tabla 13.

El sector agropecuario, es el menor consumidor final de energía con 106.322 P.J.

Tabla 14: Consumo final energético del sector agropecuario por tipo de energético 1990-1998

	1990		1998		t.c. %
	petajoules	%	petajoules	%	
Total	96.116	100.0	106.322	100.0	10.6
Diesel	63.313	65.9	77.149	72.6	21.9
Electricidad	24.149	25.1	27.875	26.2	15.4
Querosinas	1.541	1.6	1.258	1.2	-18.4
Gas licuado	7.113	7.4	0.04	0.0	-99.4

El diesel es el energético prioritario del sector agropecuario, con 72.6 % de participación en 1998, 21.9 % superior al consumo de 1990. Ver tabla 14.

II.2 Escenarios

El modelo Markal adecúa la oferta de energía a la demanda. Para caracterizar los escenarios de demanda es indispensable extrapolar el crecimiento económico y demográfico y su impacto en el consumo de energía por sector, durante el horizonte de tiempo elegido.

Los escenarios de demanda son exógenos al modelo, aunque el modelo MARKAL, tiene la posibilidad de determinar la demanda internamente, mediante el modelo asociado Markal-Macro y Markal Micro. Ver Anexo A.

En la formulación de escenarios tecnológicos se requiere de la participación de especialistas que puedan precisar la evolución de los rendimientos y calidad de los diferentes procesos de refinación y procesamiento de gas y de las plantas de generación.

En la formulación de escenarios del consumo de energía se encuentran como factores determinantes el crecimiento de la población y de la economía, el nivel de desarrollo alcanzado por el país, las condiciones climáticas y geográficas, los precios, tarifas y costos y las innovaciones tecnológicas en los procesos productivos y los utensilios de uso final. En este trabajo se utilizaron las prospectivas de la SE y para los demás productos que no están incluidos en esas prospectivas se les aplicó la tasa de crecimiento histórica.

Para mostrar la aplicación del modelo Markal se elaboraron dos escenarios uno BASE y otro ALTERNATIVO. El fundamento del escenario BASE son los escenarios formulados por la SE en su Prospectiva del sector eléctrico 1999-2000 y la Prospectiva del mercado de gas natural 1999-2008. El escenario ALTERNATIVO, plantea una demanda con una composición contrastante con el escenario BASE, con el objeto de mostrar la versatilidad en la aplicación del modelo MARKAL. En cuanto a la oferta el escenario BASE considera la reconfiguración de refinerías de PEMEX, en el que se intenta procesar más crudo

maya hasta en un 52.5 %, Istmo en 57.5% y Olmeca en 11.0%. El escenario ALTERNATIVO plantea la ampliación de refinerías procesando crudo maya en un 31.5%, Istmo en 40.0% y Olmeca en 7.5%

En la prospectiva del mercado de gas natural 1999-2008 la SE plantea tres escenarios vinculados al desenvolvimiento del Producto Interno Bruto nacional y las perspectivas económicas y demográficas trazadas en el Plan Nacional de Desarrollo. Los escenarios que conforman son el base, el moderado y el optimista con crecimientos promedio del PIB de 4.8%, 3.8 % y 5.2% respectivamente. El escenario base de la SE se eligió para conformar el escenario BASE de éste trabajo. El escenario plantea el crecimiento acelerado del consumo de gas en los sectores residencial, comercial y de servicios, el sector industrial y en la generación de electricidad, dado que las normas ambientales limitan la emisión de contaminantes, propiciando el uso de combustibles limpios especialmente en zonas de alta densidad urbana o críticas ambientalmente.

En el escenario BASE el crecimiento del consumo de gas en el sector eléctrico se debe al crecimiento acelerado propio del sector. Además se plantea que la expansión se realiza en base a plantas de ciclo combinado fundamentalmente. Incluso se pretende la conversión de plantas térmicas convencionales de combustóleo a gas natural. Se prefiere el uso del gas natural por su elevada eficiencia térmica con lo que se tiene la forma más barata de generar electricidad, con baja inversión y plazos cortos de construcción. El escenario ALTERNATIVO plantea una demanda contrastante, en el sentido de que el consumo de combustóleo se mantiene en el año 2003 y 2008. Es decir, el proceso de sustitución de combustóleo por gas natural no se presenta. Y la ampliación de capacidad de generación de electricidad se realiza en base al ciclo combinado. Ver la gráfica 1.

En el sector transporte se pretende introducir gas natural comprimido para el autotransporte en la ciudad de México. Ambos escenarios, BASE y el ALTERNATIVO, son iguales ya que el consumo de gas natural en éste sector no es significativo.

En el escenario BASE del sector industrial la SE formuló las proyecciones estableciendo la sustitución de combustóleo por gas natural, debido a la normatividad ambiental. Consideraron un crecimiento del PIB de 5.4% anual y un crecimiento en las exportaciones manufactureras de 5.7% anual. El escenario ALTERNATIVO supone que el crecimiento de la demanda se cubre con gas natural y no se presenta el proceso de sustitución del combustóleo. Ver Gráfica 2.

Para el escenario BASE, en el sector residencial y de servicios se plantea un crecimiento decidido en el uso del gas natural el cual sustituye sistemáticamente al gas licuado de petróleo (GLP). Proponen que pese a la sustitución, el GLP seguirá siendo el principal energético del sector. El escenario ALTERNATIVO el gas natural, presenta una menor dinámica en el proceso de sustitución de GLP por gas natural. Ver Gráfica 3.

II.3 Presentación de Resultados

La calibración del modelo requirió de varias corridas, se tuvo como referencia al balance de energía de 1995 y al de 1998. En este trabajo se consideran resultados correspondientes a los periodos de 1998, 2003 y 2008.

En la calibración de resultados es conveniente la consulta a expertos sobre la factibilidad operativa de la solución óptima, o sobre la posibilidad de los diferentes escenarios y cursos de acción propuestos.

En el gráfico 4 se aprecia que en los escenarios BASE y ALTERNATIVO en cada año, tanto la oferta, como la transformación y el consumo final de energía permanecen iguales. El hecho es que el escenario ALTERNATIVO, fue elaborado con las mismas demandas y capacidad de procesamiento de gas que el escenario BASE. El sector externo, es la diferencia entre la transformación de energía en el país y su demanda. Lo que en el escenario BASE dejan de producir las plantas térmicas convencionales en base al combustóleo, lo producen las de ciclo combinado en base al gas natural.

Las emisiones de CO₂ en el escenario BASE son menores por el uso de gas natural en sustitución del combustóleo en los sectores industrial y eléctrico. Como ya se menciona el gas natural genera menos CO₂ que el combustóleo. Ver gráfica 5.

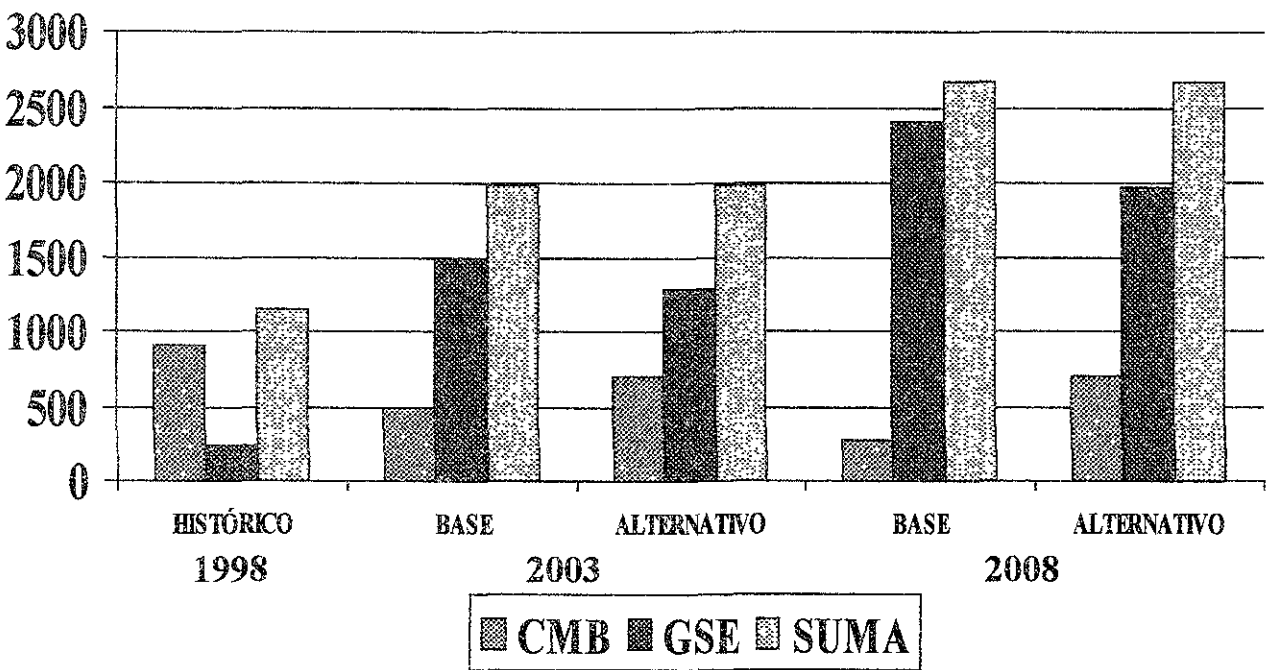
La diferencia en los dos escenarios, se manifiesta en la importación de gas natural, dado que no se espera un crecimiento de la producción de gas no asociado ni de el procesamiento de gas asociado. En el escenario BASE, es mayor la importación de gas natural, ya que plantea un uso intensivo del gas. Ver Gráfica 6.

En el escenario alternativo el consumo de crudo es mayor en los dos años 2003 y 2008, debido a que se utiliza más el combustóleo en el sector eléctrico y en el sector industrial. Ver Gráfica 7.

Como puede verse en la tabla 15 el valor de la función objetivo (costo mínimo del

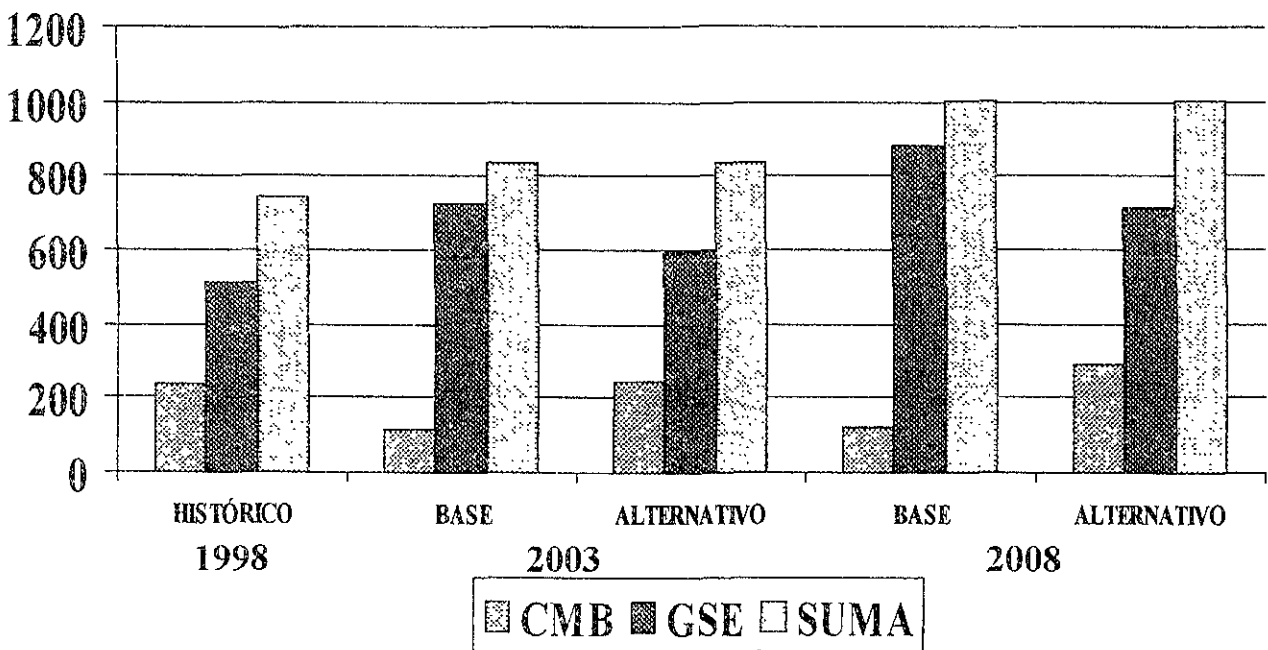
sistema total) favorece al escenario BASE con un costo de 45,056 mm de dólares, mientras que el escenario ALTERNATIVO costó 49,078 mm de dólares. Como se ve en la gráfica 5 las emisiones de CO₂, son mayores en el escenario ALTERNATIVO. Sin embargo en este modelo no se considera la calidad de los combustibles como son el octanaje, la presión de vapor, densidad, etc. Se espera que sea mejor en el escenario BASE. El impacto en los precios de importación y exportación por la calidad, puede modificar sensiblemente el saldo de importaciones-exportaciones, el cual es el rubro que tiene mayor peso en la contabilidad.

CONSUMO DEL SECTOR ELÉCTRICO (PJ)



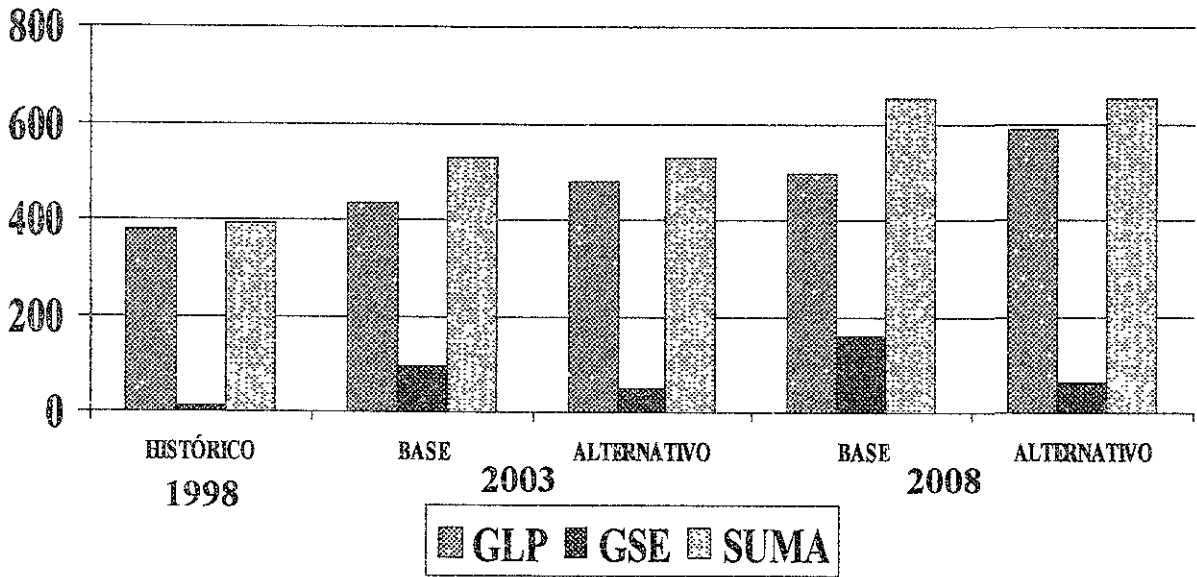
Gráfica 1

DEMANDA DEL SECTOR INDUSTRIAL (PJ)



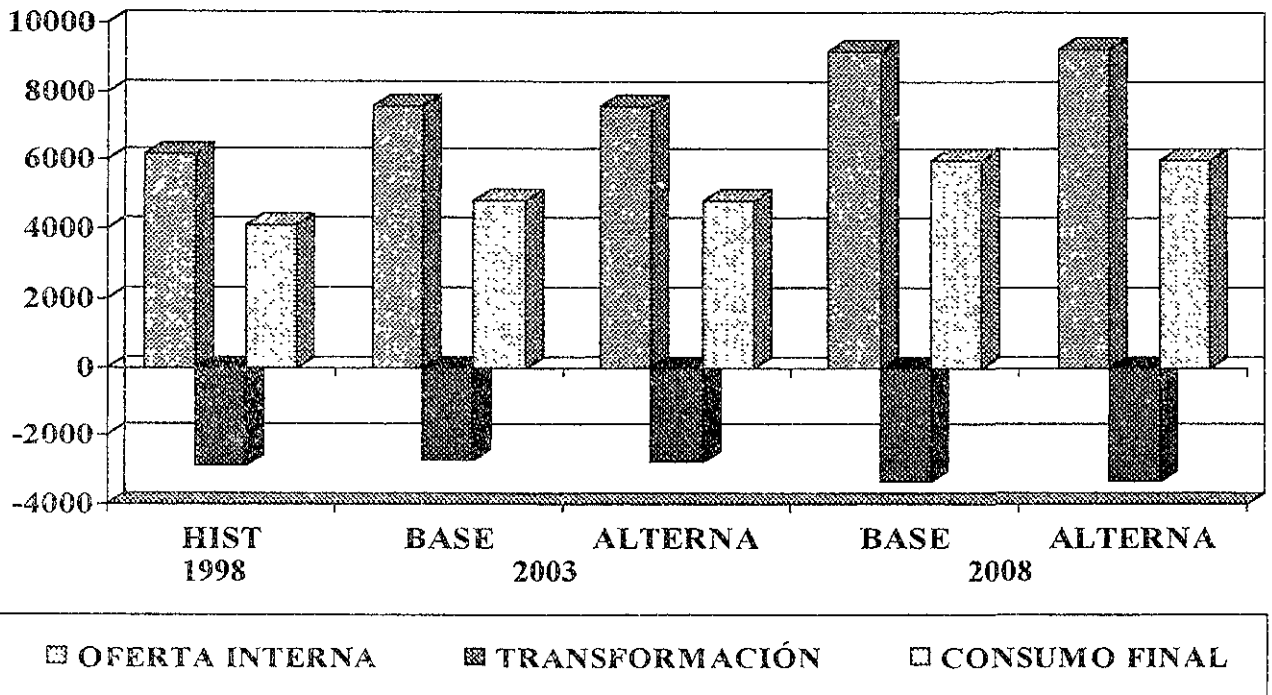
Gráfica 2

DEMANDA DEL SECTOR RESIDENCIAL, SERVICIOS Y COMERCIAL



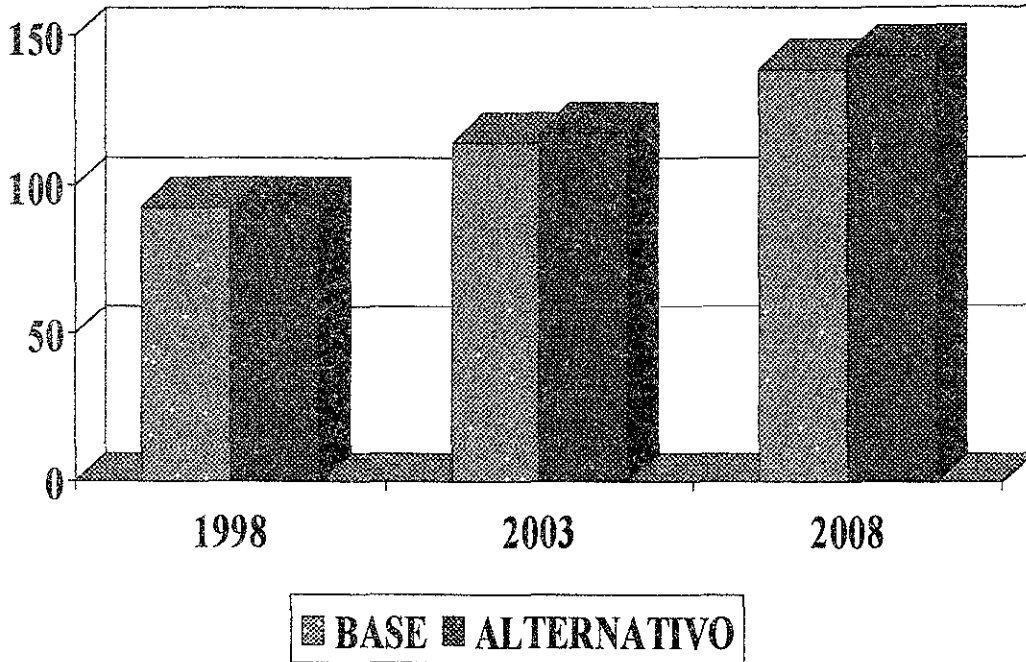
Gráfica 3.

BALANCE DE ENERGÍA (PJ)



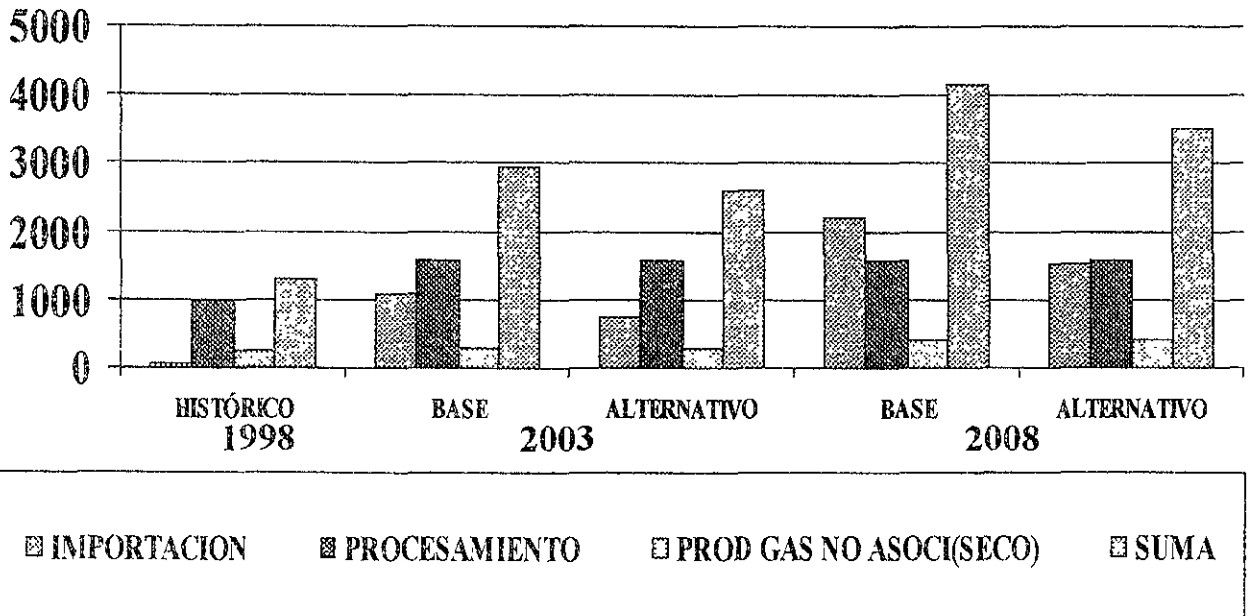
Gráfica 4.

EMISIONES CO2



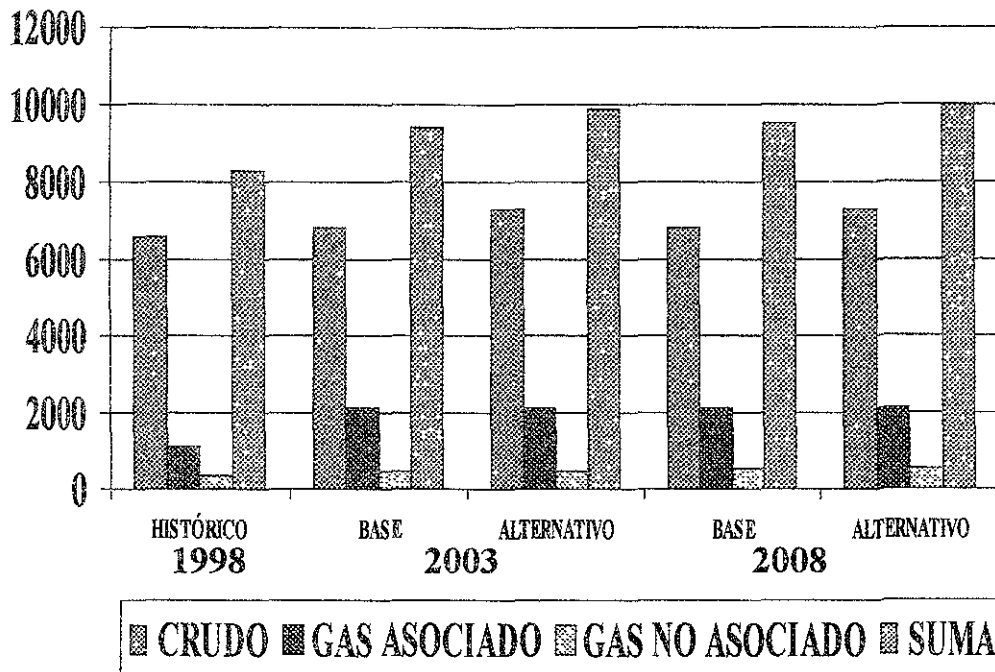
Gráfica 5

OFERTA DE GAS NATURAL (PJ)



Gráfica 6

OFERTA PRIMARIA DE HIDROCARBUROS PJ



NOTA: El gas asociado incluye condensados

Gráfica 7.

Cuadro 15a. Balance nacional de energía, 1998 (petajoules)

	Energía primaria										Energía secundaria									Total de energía secundaria	Total							
	Carbón ¹	Petróleo crudo	Condensados ²	Gas no asociado	Gas asociado ³	Núcleo-energía ⁴	Hidro-energía ⁵	Geo-energía ⁵	Energía eólica ⁵	Bagazo de caña	Leña ⁶	Total de energía primaria	Coque	Gas licuado	Gasolinas y naftas ⁷	Queroseno	Diesel ⁸	Combustible	Productos no energéticos ⁹			Gas natural ¹⁰	Electricidad					
Oferta																												
Producción	199 411	6,562,912	145 902	362,383	1,490,161	100 471	252,956	58,132	0,051	99,277	243,913	9,515,559	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	9,515,569			
Importación	56 773	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	56 773	15,666	114,821	275 153	4,086	40,690	212,657	---	51,709	6,138	---	---	720 920	777,693			
Valoración de inventarios	-10,226	11,181	0,004	-0,005	-1,247	---	---	---	---	---	---	-4,293	17,480	-0,666	-5,127	0,780	-1,489	5,932	0,226	0,036	---	---	---	17,172	16,679			
Oferta total	245 958	6,574,093	145 906	362,378	1,488,914	100 471	252,956	58,132	0,051	99 277	243,913	9,572,049	33,146	114,155	270,026	4,866	39,201	218 589	0,226	51,745	6,138	---	---	738,092	10,310,141			
Extracción	---	-3,721,857	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---		
No aprovechada ¹¹	-0,045	-3,721,857	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---		
Mayor extracción neto	---	-4,003	-0,001	---	-173 693	---	---	---	---	---	---	---	-1,589	---	-6,167	-152,455	-6,170	-17,095	-3,126	-18,106	-11,801	-0,979	---	---	-215,921	-3,937,823		
Oferta interna bruta	245,913	2,852,233	145,906	362,378	1,315,021	100,471	252,956	58,132	0,051	97,688	243,913	5,674,661	33,127	107,988	117,571	-1,304	22,103	215,463	-17,880	39,944	5,159	---	---	522,171	6,196,832			
Transformación																												
Total transformación	-239,262	-2,816,771	-145,906	-154,877	-1,280,385	-100,471	-252,956	-58,132	-0,051	---	---	-5,056,810	60,511	327,763	959,828	121,673	586,201	150,603	182,238	855,215	615,539	---	---	3,205,374	-1,191,436			
Combinaciones	-63,150	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	-63,150	58,414	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	58,414	-4,735		
Refinerías y desulfuradoras	---	-2,816,771	-6,753	---	---	---	---	---	---	---	---	-2,823,524	2,087	41,956	791,442	121,673	606,566	1,056,146	103,761	70,692	---	---	---	2,791,320	-32,204			
Plantas de gas y fraccionadoras	---	---	-139,152	-154,877	-1,280,385	---	---	---	---	---	---	-1,582,414	---	285,799	168,386	---	---	---	---	84,497	1,030,731	---	---	---	1,569,413	-13,001		
Centrales eléctricas	-176,112	---	---	---	---	-100,471	-252,956	-58,132	-0,051	---	---	-887,722	---	---	---	---	-19,361	-903,743	---	-246,208	615,539	---	---	---	-553,773	-1,141,495		
Consumo propio del sector ¹²	---	---	---	-9,379	-60,090	---	---	---	---	---	---	-69,469	-1,125	-16,464	-35,010	-10,414	-35,568	-93,762	-5,452	-524,595	-34,035	---	---	---	-737,425	-826,894		
Diferencia eléctrica ¹³	-6,651	0,848	---	1,799	33,454	---	---	---	---	---	---	29,450	---	---	---	---	---	---	---	22,892	0,576	---	---	---	23,468	52,911		
Pérdidas (transp., dist. y almacenamiento)	---	-36,310	---	---	---	---	---	---	---	---	---	-36,310	---	---	---	---	---	---	---	---	-93,283	---	---	---	-93,283	-129,111		
Consumo final																												
Consumo final total	---	---	---	199 921	---	---	---	---	---	---	---	97,688	243 913	541,522	92,513	419,287	1,042,389	109,955	571,739	272,104	164,906	391,456	493,956	---	1,560,305	4,101,811		
Consumo final de no energéticos	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	269,673	273,944	
Petroquímica de Pemex	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	4,071	---	---	---	---	---	---	---	---	164,906	49,589	---	---	---	221,216	221,216	
Otras ramas económicas	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	4,071	---	---	---	---	---	---	---	---	119,392	49,589	---	---	---	48,657	52,728	
Consumo final de energéticos	---	---	---	199 921	---	---	---	---	---	---	---	93,617	243,913	537,451	92,382	419,287	987,222	109,875	571,739	272,104	343,867	493,956	---	---	290,432	3,827,883		
Residencial, comercial y público	---	---	---	19,992	---	---	---	---	---	---	---	379,874	263,905	1,592	3,428	33,116	---	---	---	12,271	170,564	---	---	---	---	600,845	864,750	
Transporte	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	19,706	987,222	108,119	408,958	2,643	---	---	---	3,600	---	---	---	530,258	1,530,258	
Agricultura	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	106,322	106,322	
Industria ¹⁴	---	---	---	179,929	---	---	---	---	---	---	---	93,617	273,546	92,382	18,449	---	---	---	---	---	331,596	291,917	---	---	---	1,326,553	1,326,553	
Petroquímica de Pemex	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	2,180	144,605	---	---	---	---	146,785	146,785
Otras ramas industriales	---	---	---	179,929	---	---	---	---	---	---	---	93,617	273,546	92,382	18,449	---	---	---	---	---	186,991	291,917	---	---	---	908,222	1,179,768	
Producción bruta de energía secundaria																												
												60,511	327,763	959,828	121,673	605,569	1,064,146	182,238	1,101,423	615,539	---	---	---	---	1,014,686	5,024,696		

¹ Se refiere al carbón energético y al carbón lavado.

² Se refiere a los condensados recuperados en gasoductos.

³ Gas natural de formación asociado después de descontar el empujamiento por compresión y transporte.

⁴ Condensados a 19,844 kg/año.

⁵ Condensados a 10,274 kg/año.

⁶ No incluye el carbón vegetal.

⁷ Se incluye la importación de aviacarbón.

⁸ En este rubro se incluye el gasóleo industrial.

⁹ Petróleo, hidrocarburos, gases, parafinas, alquitrón, propano-propieno, butano-butifera, azufre y materia prima para negro de humo.

¹⁰ Incluye gas residual y gas seco de refinación.

¹¹ Derrames accidentales de petróleo, coque, gas natural y condensados enviados a la atmósfera y bagazo de caña no utilizado.

¹² Incluye el consumo propio del sector de energía y las pérdidas por la transformación, distribución y almacenamiento de productos petrolíferos.

¹³ En el rubro de electricidad corresponde a las pérdidas de los autoproducidos privados.

¹⁴ Incluye combustibles para el motor eléctrico de energía eléctrica.

Sector de energía

Tabla 15: VALOR DE LA FUNCIÓN OBJETIVO ESCENARIOS ALTERNATIVO Y BASE

	BASE	ALTERNATIVO
Saldo de Importaciones – Exportaciones de combustibles ⁽¹⁾	-77,638.2	-84,323.7
Costo Doméstico de Combustibles	52,180.8	59,120.6
Gasto neto en combustibles	-25,457.4	-25,203.1
Inversión en tecnología de proceso y conversión	23,357.0	23,355.9
Costos fijos y variables	60,039.0	63,806.5
Costos de salvamento	-12,882.0	-12,881.0
Costo total del sistema	45,056.6	49,078.3

(1) Las exportaciones tienen costo negativo

En los cuadros 3, 4, 5 y 6 se muestran los balances de energía para los años 2003 y 2008, tanto del escenario BASE como del ALTERNATIVO. En ellos se puede apreciar la congruencia de los resultados que presenta el modelo Markal.

II.4 Conclusiones y Recomendaciones

Se puede decir, en base a los resultados del modelo, que el cambio estructural hacia el consumo intensivo del gas natural es correcto, por que su costo de operación e inversión en valor presente es menor (tabla 15). Sin embargo, es conveniente hacer otras consideraciones adicionales para ofrecer una conclusión más robusta, una es la disponibilidad del gas natural en el país. El deseo es abastecerlo nacionalmente, por lo que la Sener implanto en conjunto con PEMEX el Programa Estratégico de Gas (PEG). Dicho programa destina recursos considerables a la exploración de gas, con la expectativa de encontrarlo con la abundancia y calidad requeridas en la región noroeste (Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas) del país. Sin embargo, los resultados del PEG son inciertos, quizás se debió de haber iniciado primero la exploración y una vez que se tuviera un esquema más confiable sobre que tanta es la riqueza y calidad de las cuencas, entonces decidir hasta que punto llevar a cabo el cambio estructural hacia el gas natural. Porque importarlo crea cierta dependencia del país y menor seguridad en su suministro. En principio se pensó importarlo de Estados Unidos, sin embargo ellos presentan secasez de energéticos, y esperar que ellos nos lo suministren con regularidad en una etapa de desabasto es poco probable. También se ha pensado importarlo desde Trinidad y Tobago o de Venezuela incluso de Indonesia y Australia, por medio de ductos. Lo que obviamente tiene sus problemas inherentes. Los ductos que pasan por tierra tienen riesgos de ser dañados o presentar fugas, los que pasan por mar incrementan sus riesgos por las corrientes marinas, el oleaje, la mayor corrosión, etc. También se puede considerar que si México es un país con mayor riqueza petrolera, se debiera, entonces pensar en

establecer una política de consumo en la que se utilizaran ambos energéticos en proporciones más equilibradas. En las zonas urbanas con alta densidad poblacional usar el gas natural, por su mayor limpieza, y en las zonas apartadas usar combustóleo. Con esto se muestra que los resultados del modelo no permiten por sí solos tomar la conclusión final, se requieren estudios complementarios.

CONSIDERACIONES PARA EL IMP

Es conveniente hacer algunas observaciones para precisar el tipo de conclusiones que se pueden obtener para el IMP con los resultados del modelo. Si el modelo se tuviera desarrollado al nivel de que en el capítulo II.1 se le llamó "desagregación regional" entonces se podrían probar las tecnologías específicas en los dos escenarios y determinar directamente cuales tecnologías son las más eficientes en materia de energía o de mayor impacto ambiental en el SEN. Como ya se mencionó en el capítulo II.1, la representación que se tiene es integrada, por lo que significa que no se han representado tecnologías específicas en el modelo. Esto impone que la interpretación de resultados requiera de un procedimiento particular por parte de los analistas (equipo multidisciplinario) para derivar conclusiones validas para el IMP, a partir de los resultados del modelo. El deseo es encontrar áreas de oportunidad en materia de investigación y desarrollo tecnológico para el IMP. El procedimiento es que el equipo multidisciplinario deducirá en base a su discusión y experiencia las tecnologías útiles al escenario correspondiente. Por ejemplo, si se elige la política de uso intensivo del gas natural, los proyectos que desarrolle el IMP deben estar alineados con ella y esto implica en términos generales mayor exploración en busca de yacimientos de gas natural no asociado, extracción y procesamiento de crudos pesados y el desarrollo de productos y procesos amigables al ambiente. Con el deseo de particularizar se puede decir que la adopción de dicha política implica:

Mejorar las técnicas de exploración, buscando mayor eficiencia y precisión en cuanto a la localización, delimitación y caracterización de los yacimientos. Con la posible incursión en aguas profundas.

En cuanto a explotación de campos, requiere mejorar las técnicas de recuperación secundaria, terciaria la evaluación de campos.

En cuanto a la refinación de petróleo es importante continuar con los desarrollos tecnológicos que favorezcan la optimización de plantas de transformación industrial para incrementar la rentabilidad de la refinación, con la característica de que procesen crudos pesados. El procesar crudos pesados implica entre otras cosas el que se desarrollen, adapten, mejoren, evalúen tecnologías que eliminen compuestos orgánicos pesados, metales y azufre en la cadena de proceso del crudo pesado desde su extracción, procesamiento, transporte y distribución. El pretratamiento de crudo pesado es una alternativa que debe ser estudiada y analizada, para encontrar su mejor opción.

En cuanto al gas se requieren de mejores técnicas para la separación y transporte.

En los ductos se pueden perfeccionar las técnicas anticorrosivas para dar mayor confiabilidad y evitar fugas de gas natural.

La petroquímica no se incluyó en el modelo de manera explícita además de que el IMP lleva tiempo de que no dedica esfuerzos significativos en esta materia. El IMP puede realizar estudios globales y específicos para determinar sus áreas de oportunidad en esta materia y los mejores apoyos que pueda dar a PEMEX.

En materia ambiental se pueden ampliar y profundizar los estudios, diagnósticos, inventarios para ubicar y definir aspectos de mayor impacto en el abatimiento a la contaminación.

En el modelo no se incluyó la calidad de combustibles, dicha opción podrá incluirse en otra etapa, sin embargo se espera que la normatividad ambiental continúe haciéndose más exigente por lo que el IMP tiene un área de oportunidad en lo que se refiere a la mejora de los productos. Por ejemplo la reformulación de gasolinas, la reducción del contenido de azufre, reducción de metales pesados.

También se incrementa la posibilidad de incorporar aspectos de biotecnología en sus más variadas formas desde la remediación, o el pretratamiento de crudos pesados o la participación en procesos de refinación.

El mayor uso de crudos pesados obliga al IMP a mejorar las técnicas de combustión.

En resumen, se puede concluir que es conveniente que el IMP, continúe el desarrollo del conocimiento en torno a todas las esferas relacionadas con la cadena de procesos de crudos pesados, gas natural por sí mismo y estableciendo alianzas o asociaciones con centros que realicen investigación y desarrollo tecnológico.

RECOMENDACIONES

Una recomendación es desarrollar más el modelo Markal ya que puede apoyar al Instituto Mexicano del Petróleo, entre otros aspectos a:

- Identificar y evaluar rutas de desarrollo tecnológico en la industria petrolera nacional, considerando las interacciones con las diferentes tecnologías de producción, transformación, conversión y de uso final del Sector Energético Nacional.
- Analizar las implicaciones del cambio de especificaciones de productos petrolíferos, el impacto de nuevas tecnologías y de normas ambientales en el SEN.

- La identificación de las familias tecnológicas y las trayectorias de mejora tecnológica más adecuadas a PEMEX.
- La evaluación técnica-económica de la actualización y mejora tecnológica de PEMEX.

Para realizar un análisis amplios con modelo Markal se recomienda realizar estudios que le puedan suministrar información tales como:

- Desagregación detallada de los diferentes sectores a analizar.
- Inventario de emisiones en centros de procesamiento y zonas industriales y urbanas.
- Estudios de prospectiva tecnológica.
- Proyecciones de demanda de energía.
- Estudios sobre tecnologías alternativas para la optimización de la oferta de energía.
- Estudios de acciones de mitigación y sus impactos en los sectores.

ACCIONES COMPLEMENTARIAS

Los retos que habrán de superarse, a la par de alcanzar el suministro adecuado de energías de uso final, son:

La energía deberá ser aprovechada y producirla con mayor seguridad, confiabilidad y calidad, abatiendo sus impactos nocivos en el medioambiente y la salud y haciéndola accesible a las clases marginadas y personas que aún no tienen acceso a la energía comercial en el país.

La energía deberá distribuirse a todas las regiones del país para obtener un desarrollo más equilibrado. La distribución del ingreso que actualmente es muy desigual y que actúa en detrimento de un crecimiento sostenido y sólido se debe abatir, favoreciendo la urbanización será acelerada del país.

Se debieran abatir las tendencias inflacionarias del país. Los presupuestos del gobierno y del sector energético tendrán que ser más equilibrados, habrá políticas de transferencia social mas efectivas en aspectos de salud, jubilación, educación y otros programas indispensables para construir el crecimiento económico y el bienestar social.

Los cambios en materia legal y de regulación tendrán que ser más claros y debatidos en materia de apertura y liberalización del mercado energético. Los mecanismos e instrumentos de inversión deberán ser más eficientes, para que la inversión nacional y extranjera directa fluya adecuadamente y en las proporciones adecuadas y se mejoren los mecanismos financieros para que el aprovechamiento de tecnologías modernas se de ampliamente.

Se deberán evaluar de manera racional los cambios legales, financieros y las reformas al mercado tendientes a la conformación de mercados de energía ya

sean locales y regionales identificando sus ventajas y desventajas, con reglas y principios equitativos para que se alcance reciprocidad que es base para la eficiencia. Es necesario establecer mecanismos para evaluar los riesgos del mercado y los costos de la producción para establecer tarifas adecuadas a nuestro país eliminando subsidios en donde no son necesarios. En las tarifas se debieran incluir los costos de producción, transporte, distribución, incluso las externalidades y reduciendo al mínimo las distorsiones en precios. La normatividad mundial, regional y local en materia de medioambiente tenderá a ser cada día más exigente y amplia. La mezcla de la energía demandada en el país deberá incluir, hasta donde sea posible, las fuentes de energía renovables y limpias. Habrá que poner en práctica mecanismos que financien la introducción y permanencia de las energías renovables para que se incremente la rapidez con que penetren al mercado, si no ésta puede ser más lenta de lo que se desea. La aceptación de las diversas fuentes de energía y al cambio estructural tendrá que evaluarse de manera racional y comunicando sus resultados a la sociedad para que ella pueda participar en un debate amplio y permanente sobre las mejores formas de suministro. Accesibilidad para todos, disponibilidad suficiente sin apagones en el caso de la energía eléctrica o de desabasto en combustibles.

El establecimiento de una mejora de las prácticas industriales y del consumo doméstico para mejorar la eficiencia energética. Las medidas y programas para reducir la intensidad energética, habrán de mejorar el rendimiento de las inversiones en el sector energético, canalizar los recursos logrados con los ahorros a otras esferas vitales para el bienestar y progreso del país. La disponibilidad de los recursos energéticos nacionales no deberán ser una limitante en el desarrollo del país. De no contarse con ellos habrá que importarlos en las formas y cantidades convenientes. También se tendrá que establecer la fórmula óptima de exportación/importación de crudo, derivados y petroquímicos., evitando que México sea simplemente un exportador de energéticos baratos, sin valor agregado.

Sería útil fomentar una cultura más amplia de colaboración y transparencia entre entidades del SEN para mejorar operación global del sector energético nacional, incrementando los mecanismos de colaboración entre empresas, entre estados, con los proveedores de tecnología y los comercializadores de energía, centros productores y centros de importación.

CONSIDERACIONES SOBRE EL MODELO

Para concluir se puede decir que el modelo Markal es una herramienta de gran utilidad para la planeación del SEN. Y por ende puede ser de utilidad, a todos los actores involucrados en el SEN. En particular, el IMP puede aprovecharlo en la selección y evaluación de tecnologías del subsistema petrolero. Es claro que requiere de mayor desarrollo, hasta el nivel de "desagregación regional". Una limitante del modelo es que requiere de información, como la de los costos de operación y los rendimientos por planta, que no es fácil de obtener. Otro punto importante es que requiere de la participación de expertos en diferentes áreas del sector petrolero.

Cabe mencionar, que hay aspectos que no pueden evaluarse en éste modelo como son, el de la calidad y oportunidad del servicio a los sectores demandantes.

El modelo MARKAL es un modelo versátil, las variables de decisión, para un gerente de operación pueden determinar los flujos entre diferentes plantas. A un directivo, que tiene a su cargo las inversiones de largo plazo y la capacidad de producción a futuro, la variable de decisión puede ser más bien los requerimientos de ampliación de la capacidad de las diferentes plantas y la elección de las alternativas tecnológicas más eficientes para el SEN. Si es un directivo con responsabilidad sobre aspectos ambientales le puede inquietar tanto el flujo de energéticos como las inversiones menos contaminantes.

Puede decirse que el uso del modelo MARKAL no garantiza la mejor decisión en materia de planeación energética, más bien es una herramienta o instrumento que puede ser aprovechado para vislumbrar la estructura del SEN, explorar alternativas, desarrollar planes de contingencia(falla de plantas), o para proponer formas de incrementar la flexibilidad del aparato productivo y de consumo del SEN. Se requiere de la intuición y criterio del tomador de decisiones. La aplicación del modelo Markal no otorga verosimilitud a las hipótesis que se manejan o a los resultados. Lo que se consigue con la aplicación del modelo Markal es una mayor claridad en cuanto a los elementos constitutivos del SEN, promueve el rigor lógico y la consistencia de las deducciones.

El modelo Markal proporciona una herramienta operativa para el manejo de las relaciones del SEN y la economía. Proporciona un enfoque específico dentro de un marco general consistente. Un esfuerzo que tiene que hacer quién quiera aprovechar al modelo, es salvar la brecha entre los resultados obtenidos mediante el modelo y el hacer sugerencias útiles a los tomadores de decisiones.

Este modelo ofrece aproximaciones a la realidad, ya que es limitado en tanto que es modelo y en tanto que es una representación agregada. Hay elementos que quedaron fuera en la representación que se tiene en éste trabajo. Para mejorarlo se podría regionalizar la demanda y la oferta, o se puede llevar a un nivel de mayor detalle en la representación de refinerías, plantas de procesamiento de gas. Incorporando las plantas que las componen. El modelo ofrece la mejor alternativa pero no deja de ser una solución ideal, ya que no contempla aspectos políticos, sociales, institucionales, legales, etc. Se concreta a la minimización de costos de inversión y de operación del SEN.

Con el nivel de desagregación que se tiene hasta la fecha se puede tener una planeación estratégica global, no es posible realizar una programación operativa, la cual requeriría de la representación a nivel de plantas de cada uno de los sectores productivos de energía.

El modelo BASE que se utilizó en éste trabajo es un modelo simplificado que permite identificar con claridad cómo funcionan los parámetros del modelo y las implicaciones que tienen las diferentes formas de representar al SEN y las

estrategias y las políticas en materia de energía. Las soluciones que se obtienen con éste modelo pueden ser mejoradas, se recomienda construir a partir de él modelos más desagregados, para realizar diferentes estudios de planeación y prospección del sector energético.

El IMP podrá sacar mejor provecho de la utilización de éste modelo si incluye especialistas de diversas disciplinas como son: procesos, combustión, ambiental y economía.

Para evaluar tecnología es conveniente alcanzar la representación regional que en el capítulo II se le nombró como la tercera etapa de representación regional. Un aspecto que es fundamental para el éxito del modelo es disponer de información confiable y al nivel de detalle en que el modelo se trabaja. Se requiere de un inventario de emisiones de las plantas incluidas en la oferta y de las externalidades ocasionados por dichas emisiones.

En síntesis se puede decir que el modelo Markal es un modelo de programación lineal que minimiza el costo del sistema de energía. Puede considerar los costos de inversión y operación de todos los componentes del SEN. Markal escoge a los portadores de energía que cumplen con la demanda en base satisfacer toda la demanda nacional de energía a costo mínimo.

Es importante señalar que el termino tecnología, en Markal, es un término general que comprende, no sólo a las alternativas tecnológicas, si no que también, a los dispositivos físicos tales como refinerías, plantas de poder, o acondicionadores de aire.

El modelo Markal una herramienta útil para coordinar varias actividades, se puede comprender como una herramienta que intenta minimizar el costo global del SEN sujeto a su estado actual y posibilidades de desarrollo. Ayuda a identificar cursos alternativos de acción conducentes a un mejor aprovechamiento de los recursos del propio SEN. Permite evaluar políticas mediante la selección de variables independientes en las que el tomador de decisiones puede decidir los valores de ellas. En caso de que México EUA y Canadá se integren en materia de energía serían de gran utilidad éste tipo de modelos.

La función objetivo del modelo considera el costo descontado (valor presente) de la operación, expansión y modernización del sistema energético en su conjunto en el horizonte de tiempo de análisis. El objetivo es la minimización de costos, tanto de inversión, como de operación. No debe confundirse la función objetivo real de PEMEX, CFE y SE, que es el de satisfacer la demanda nacional, haciendo un empleo eficiente del dinero. Mientras que la función objetivo del modelo Markal es el de minimizar el costo satisfaciendo la demanda. El que se seleccione al costo mínimo como la medida de la efectividad del modelo es porque, es una meta deseable para la sociedad.

En el mundo real la selección entre combustibles para el consumo intermedio o final depende de muchos factores técnico-económicos como son: costos de combustibles, costos de capital, tiempo de construcción de las plantas, escala o factores de capacidad, tasas de descuento, tasas de sustitución, consideraciones ambientales y condiciones específicas incluyendo factores no cuantificables (aceptación social, seguridad, política, calidad, oportunidad del servicio, logística). El modelo puede considerar los factores técnico-económicos incorporándolos como parámetros, los aspectos no cuantificables, son considerados por el modelador al preparar los datos que alimentan el modelo y también en el momento de la interpretación de los resultados.

ANEXOS

ANEXO A.- Modelos Complementarios al modelo MARKAL

MARKAL ESTOCÁSTICO.- El modelo MARKAL es un modelo determinístico, sin embargo cada día se percibe como un elemento importante considerar la incertidumbre en los estudios sobre energía. Una manera de contemplar la incertidumbre son el considerar diferentes escenarios y realizar una especie de análisis de sensibilidad. El modelo MARKAL posee otra alternativa para tratar con la incertidumbre, y ayudar a visualizar que hacer en el corto plazo tomando en consideración las incertidumbres en cuanto a inversiones en plantas, en los hogares, en sistemas de distribución, regulación en las emisiones de co2, precios, de energéticos, incertidumbres en la demanda y en el desarrollo de tecnologías de la energía. La forma de manejar la incertidumbre es a través de proponer las diferentes estados alternativos que se reflejen en los parámetros correspondientes y asignarles probabilidades de ocurrencia en algún periodo de tiempo. Para calcular la solución óptima obtiene el costo descontado esperado del sistema de energía. El modelo MARKAL calcula el costo esperado ponderando el costo de los diferentes estados con su probabilidad ocurrencia.

MARKAL-MACRO.- Es un modelo que integra al sistema de energía y la economía del país, con la versatilidad de poder incorporar aspectos ambientales. Es decir relaciona las demandas o usos finales con las fuentes primarias de energía a través de la infraestructura del Sistema Energético en un determinado contexto de crecimiento económico, observando, si se desea, restricciones ambientales. Resuelve simultáneamente los aspectos energéticos y los componentes económicos. Es decir, considera el impacto de los cambios del sistema de energía, en la economía global y viceversa. El modelo se resuelve mediante programación matemática no lineal, considerando como los factores básicos de la producción el capital, trabajo y la energía. El producto de la economía es utilizado para la inversión, el consumo y los pagos interindustria del costo de la energía. La inversión es usada para conformar el stock de capital.

MARKAL-MICRO.- Es útil para realizar estudios de sensibilidad de la demanda y de la oferta a variaciones de precios de los energéticos. La solución se encuentra en donde el consumo y la producción se equilibran, esto es maximizando la suma de los beneficios del consumidor y del productor, que se expresan mediante funciones de oferta y demanda en las que se ligan precios y cantidades de los diferentes agentes económicos.

EXTENDED-MARKAL.- Los productos refinados deben satisfacer especificaciones, p.e. nivel de octano, contenido de azufre, presión de vapor, etc. Optimizar las mezclas de los productos refinados finales implica optimizar la refinería en su conjunto.

El Extended-Markal es prácticamente el mismo que el modelo MARKAL, pero con la característica adicional que incorpora de manera particular la inversión y operación de procesos de refinación. El Extended Markal contempla las mezclas de productos con el objeto de obtener otro producto con un grado específico de

calidad. Estas mezclas son relevantes en el mezclado de gasolina, diesel y combustóleo.

ANEXO B.- GENERALIDADES SOBRE GAMS

SINTAXIS DE GAMS

Uno de los problemas que se presenta en la aplicación de la Programación Lineal, aparte de la formulación del modelo y los procedimientos de solución es la estructuración del modelo conforme lo requiere el paquete de solución, la organización de los datos (agregar, eliminar y modificar datos) y la elaboración de reportes que resulten útiles para el análisis.

Para que los paquetes que resuelven los problemas de programación lineal puedan ser utilizados se requiere que a cada renglón (ecuación) se le asigne un nombre y asignar a cada variable X_j un nombre de vector único, así como que los valores del lado derecho posean un nombre. Y si alguna(s) de las variable(s) está(n) acotadas, además de las restricciones de no negatividad, es necesario asignar un nombre al conjunto de cotas.

Con el objeto de transcribir el modelo al formato requerido por el MINOS, el modelo MARKAL se vale del GAMS (General Algebraic Modeling System) el cual permite la representación del modelo del SEN con sus datos específicos de manera resumida, los cambios de especificaciones de manera simple y segura, además de que la representación es independiente a los algoritmos de solución.

Con estas facilidades el GAMS permite obtener estructurar al modelo, obtener y presentar diferentes tipos de reportes, obtener referencias y mensajes de errores, estadísticas del modelo. Con lo cual el usuario experimentado puede planear y controlar su modelo de manera efectiva. Esto no significa que sin problemas y errores que el analista debe inspeccionar cuidadosamente y diagnosticarlos.

LA ESTRUCTURA DEL MODELO GAMS

Los componentes básicos del modelo GAMS son:

ENTRADAS (Inputs)	SALIDAS (Outputs)
<ul style="list-style-type: none">• Sets Declaración Asignación de miembros	<ul style="list-style-type: none">• Listados• Mapas de referencia
<ul style="list-style-type: none">• Datos (Parámetros, Tablas, Escalares) Declaración Asignación de valores	<ul style="list-style-type: none">• Listados de ecuaciones• Reportes de estado• Resultados
<ul style="list-style-type: none">• Variables Declaración Asignación de tipo	
<ul style="list-style-type: none">• Asignación de cotas y/o valores iniciales (Opcional)	
<ul style="list-style-type: none">• Ecuaciones Declaración Definición	
<ul style="list-style-type: none">• Declaraciones de modelo y Solución	
<ul style="list-style-type: none">• Despliegue de declaraciones	

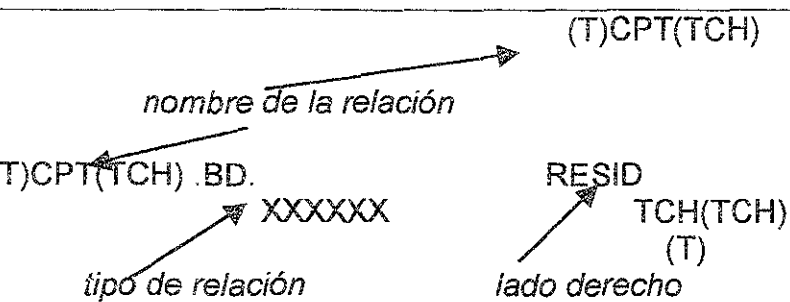
ANEXO C.- SINTAXIS UTILIZADA EN LA DESCRIPCIÓN DEL MODELO.

Presentar al modelo del SEN en la forma matemática estándar del problema de programación lineal, sería sumamente laborioso ya que como se mencionó anteriormente el MARKAL puede generar miles de ecuaciones y variables. Con el objeto de presentar y explicar sus ecuaciones, variables y relaciones el modelo MARKAL utiliza un Problem Descriptor System (Sistema Descriptor de Problemas) (PDS). La notación que utiliza se deriva de la notación matemática estándar del problema de Programación Lineal, estableciendo elementos básicos con lo que se conforman las relaciones entre variables, condiciones, valores del lado derecho, coeficientes y vectores.

Los elementos básicos del SDP son: conjuntos y sus reglas para referenciarlos, tablas y sus reglas para referenciarlas, construcciones, índices de orden y cardinalidad.

Con los elementos básicos y algunos utensilios notacionales adicionales se puede describir de manera concisa las relaciones del problema de Programación Lineal. De tal manera que se logra una descripción completa, precisa y resumida. No se pretende aquí mostrar lo que es la programación de SDP, sino que se menciona con objeto de que se tenga presente a esté como componente importante para la comprensión del modelo MARKAL.

El siguiente ejemplo del formato general de documentación ilustra las bondades del mismo.



when LIFE exists;
TCH(TCH)
TID

Condición

Where .BD. = .LE. when TCH ∈ (DMD)
Where .BD. = .EQ. when TCH ∈ {(CON) ∪ (PRC)}

La relación de transferencia de capacidad asegura que la capacidad instalada de una tecnología en un periodo de tiempo dado es menor o igual que la capacidad residual más la inversión hecha en el periodo actual y los periodos de tiempo anteriores dentro de su vida útil, si la tecnología es un dispositivo de demanda (DMD), con solo una capacidad variable. Para una tecnología de conversión (CON) y una de proceso (PRC), con ambas capacidad y actividad variables, la relación es una igualdad. Esta relación provee el mecanismo por el cual se hicieron las inversiones en periodos anteriores. El periodo de tiempo especificado por el usuario determina cuantos periodos puede ser utilizada la inversión. La residual representa la capacidad remanente que fue instalada antes del primer periodo de tiempo. La relación de transferencia de capacidad es generada solo cuando el usuario especifica la vida útil de la tecnología. El usuario debería omitir el LIFE de una tecnología (y por lo tanto evitar la generación de relaciones extra) en casos en que a) no hay tecnologías en competencia b) la tecnología no es un dispositivo real más bien actúa para transferir portadores de energía

(T)(TCH)CAP: +1

↑ ↙

nombre de vector coeficiente

: La capacidad instalada de la tecnología en el periodo de tiempo (T)

comentario acerca del producto de un vector y un coeficiente

(T)U(TCH)INV: -1

↑ ↑

Nombre de vector coeficiente

WHERE $\downarrow U = \{\downarrow T - LIFE + , \downarrow T\}$ EXCEPT (T| U) .It. 1
TCH(TCH)
TID

Condición

NEXO D.- ELEMENTOS Y CONCEPTOS UTILIZADOS POR EL MODELO MARKAL PARA REPRESENTAR Y ORGANIZAR AL SISTEMA DE REFERENCIA

Lo que se pretende presentar aquí es un breviario del manual (User's Guide for MARKAL), solamente un esbozo general que sirva de base para comprender la información que requiere el modelo Markal, su forma de organizarla y de estructurar al SEN.

El modelo Markal está constituido por elementos, que pueden combinarse de manera flexible para representar a los Sistemas de Energéticos de Referencia (SER). Dichos elementos del modelo MARKAL están asociados con abstracciones del SER y por lo mismo tienen conceptos asociados.

Las clases y las tablas son los elementos básicos mediante los que opera, las clases conforman el DICCIONARIO y las tablas recaban los datos.

Clases.- Las clases son listas de miembros individuales (portadores de energía, tecnologías, sectores de demanda) con características comunes.

Clasificaciones de tecnologías:

- AS Carga Base
- EN Tecnologías de Conversión Centralizadas
- ON Plantas de generación eléctrica
- PD Plantas acopladas de producción de electricidad y calor.
- CN Tecnologías de conversión descentralizadas excepto almacenamiento
- MD Tecnologías de demanda
- LE Tecnologías de producción que producen solo electricidad
- OS Tecnologías de conversión a base de combustible fósil
- PL Tecnologías de conversión que producen solo calentamiento.
- LM Tecnologías de conversión sin manejo de carga.
- ST Procesos y dispositivos de demanda de almacenamiento nocturno.
- UC Tecnologías nucleares

- PRC Todas las tecnologías de proceso.
- REN Tecnologías de conversión a base de portadores de energía renovables.
- STG Tecnologías de almacenamiento.
- TCH Todas las tecnologías(PRC+CON+DMD)

Clasificaciones de portadores de energía:

- EFS Todos los portadores de energía fosiles
- EHC Calentamiento y enfriamiento de alta.
- ELC Todos la electricidad.
- ENC Todos los portadores de energía diferentes a ELC y LTH.
- ENT Todos los portadores de energía.
- ENU Portadores de energía nucleares.
- ESY Portadores de energía sintéticos.
- GAZ Portadores de energía gaseosos, tanto fósiles como sintéticos.
- LIQ Portadores de energía líquidos, tanto fósiles como sintéticos.
- LTH Calentamiento de baja temperatura.
- SLD Portadores de energía sólidos, tanto fósiles como sintéticos.

Tablas:

Los datos numéricos se suministran a través de tablas. Las tablas son arreglos de dos dimensiones conteniendo datos. En general los renglones contienen características de las tecnologías y las columnas se refieren a los periodos de tiempo.

Las características de las tecnologías o los procesos son:

- Capacidad instalada (PJ)
- Producción anual (PJ)
- Portador de energía de entrada (%)
- Productos de salida Pr1, Pr2,... (%)
- Eficiencia (Hr/Yr)
- Disponibilidad
- Constricciones de capacidad (Superior, inferior)
- Costos de Inversión (\$/PJ)
- Costos de operación y mantenimiento (fijos y variables) (\$/PJ).
- Costos de distribución (\$/PJ).
- Vida útil (años)
- Emisiones de CO₂, entre otros.
- Periodo en que está disponible.

Constantes de uso general:

- Número de años por periodo
- Tasa de descuento

Fracción del año en estaciones
Inicio de descuento
Eficiencia en el transporte del portador de energía

Constantes para electricidad:

Fracción de carga base.
Costo de inversión en distribución
Costo de distribución fijo y variable.
Costo de transmisión fijo(central)
Costo de la inversión en transmisión (central)
Eficiencia de la transmisión (central)
Equivalente fósil

Constantes para tecnologías para calentamiento:

Costo de inversión en distribución
Costo de distribución fijo y variable.
Eficiencia en la distribución por estación del año.

Sectores de demanda:

Se pueden incluir tantos sectores de demanda como sea requerido, sin embargo la manera más convencional de agruparlos es:

Industria
Residencial
Comercial
Transporte
No energético

Cada uno de estos sectores puede desagregarse en los que sea necesario.

La oferta de fuentes de energía pueden ser dentro del modelo MARKAL:

Extracción doméstica
Importación
Exportación
Renovables
Inventarios

Presentación de resultados:

La presentación se realiza en tablas de resultados y es escrita en un archivo el cual es accesado para propósitos de graficación, agregación y comparación.

La versatilidad de las gráficas y la presentación es limitada por lo que tiene la opción a imprimirse en hoja electrónica de cálculo o en archivos planos, para su adecuación a las necesidades y gusto del analista.

Las tablas de reportes que presenta son:

- T01 Scenario Identifiers
(Identificadores de Escenarios)
- T02 Summary
(Resumen Global)
- T03 Primary Energy
(Energía Primaria)
- T04 Energy Technology at Gate
(Salida de energía en puerta)
- T05 Final Energy Use by Fuel/Demand Sector
(Uso final de energía por combustible y sector de demanda)
- T06 Useful Energy (Services) from Demand Devices
(Energía Útil (servicio) de los Dispositivos de Demanda)
- T08 Use of Energy Carriers
(Aprovechamiento de los portadores de energía)
- T09 Shadow Price (Marginal Cost) of Energy Carriers
(Precios sombra de los portadores de energía)
- REDC Costos Reducidos for Tech., Resource, Demand, Cum., Adratio.
(Costos Reducidos para Tech., Demanda, Cum., Adratio.)
- T25 Annualized Costs of Technologies & Resources
Costos Anuales de Tecnologías y Recursos
- T27 Annual Environmental Indicators
(Indicadores Anuales del Medio Ambiente)
- ACT Activity of Each Technology
Actividad de las tecnologías
- CAP Capacity of each Technology
Capacidad de las tecnologías
- INV Investment in Each Technology
Inversión en cada Tecnología

SUPPLY Activity of Each Resource Supply Option

Actividad de cada opción de suministro de energía primaria

DEMAND Useful Energy (Service) Demand by Sector

Energía útil (servicios) por Sector de demanda.

ANEXO E.- CONCEPTOS DEL SEN (ESTRUCTURA DEL BALANCE NACIONAL DE ENERGIA)

Los conceptos presentados en éste anexo son una en su mayoría una transcripción de los conceptos presentados en la nota metodológica del BneSe.

Descripción general.- El Balance nacional de energía presenta, en columnas, las fuentes de energía primarias y secundarias. En renglones, la oferta, la transformación y el consumo final de energía.

Fuentes de energía (columnas).- Son todo aquello que produce energía útil directamente o por medio de una transformación. Las fuentes de energía se clasifican en primarias y secundarias.

En el Balance se incluye un apartado sobre las fuentes renovables. Éstas se definen como la energía disponible a partir de procesos permanentes y naturales, con posibilidades de ser explotadas económicamente. Las principales fuentes renovables, económicamente viables, son la solar y la eólica.

La energía solar está siendo aprovechada en sistemas de calentamiento de agua para servicios y procesos industriales, en la generación de energía eléctrica y en bombeo de agua.

La energía eólica se aprovecha en la generación eléctrica y en el bombeo de agua.

Energía primaria.- Son las distintas fuentes de energía tal y como se obtienen de la naturaleza, ya sea en forma directa o después de un proceso de extracción.

Los recursos energéticos se utilizan como insumo para obtener productos secundarios o se consumen en forma directa, como en el caso de la leña, el bagazo de caña y una parte del gas no asociado.

En el Balance nacional de energía se usa el signo negativo para indicar el ingreso de energía a los centros de transformación. También se utiliza para contabilizar la energía que se destina a la exportación y la que sale del proceso por concepto de variación de inventarios.

Se consideran once fuentes primarias de energía:

Carbón mineral.- Combustible sólido, de color negro o marrón, que contiene esencialmente carbono y pequeñas cantidades de hidrógeno, oxígeno, nitrógeno, azufre y otros elementos. Proviene de la degradación de organismos vegetales durante un largo periodo.

Las cifras de carbón que se registran en el Balance se refieren a dos tipos: el siderúrgico y el térmico.

Siderúrgico. Carbón con bajo contenido de cenizas, característica favorable para ser transformado en coque.

Térmico. Carbón con alto contenido de cenizas y finos, de flama larga, adecuado para su empleo en la generación eléctrica.

Petróleo crudo.- Es un líquido aceitoso de color café oscuro que se presenta como un fluido viscoso y se le encuentra almacenado en el interior de la corteza terrestre.

Su cálculo excluye la producción de condensados y líquidos del gas natural obtenidos en plantas de extracción de licuables.

El petróleo crudo producido se clasifica en:

Pesado. Petróleo crudo con densidad igual o inferior a 27^o API.

Ligero y otros. Petróleo crudo con densidad superior a 27^o API.

Para el mercado de exportación se preparan tres variedades de petróleo, con las siguientes calidades típicas:

Maya. Petróleo crudo pesado con densidad de 22^o API y con un contenido de azufre de 3.3%.

Istmo. Petróleo crudo ligero con densidad de 33.6^o API y 1.3% de azufre.

Olmeca. Petróleo crudo muy ligero con densidad de 39.3^o API y 0.8% de azufre.

El petróleo crudo se utiliza como materia prima para su proceso en refinerías y para su fraccionamiento en derivados. También se emplea como lubricante en las actividades de extracción.

Condensados.- Compuestos líquidos que se recuperan en instalaciones de separación de los campos productores de gas asociado. Se incluyen líquidos recuperados en gasoductos, los cuales se condensan durante el transporte del gas natural asociado. Se componen básicamente de pentanos y líquidos más pesados.

Por su contenido de azufre, los condensados se clasifican en:

Amargos. Condensados sin la eliminación de los gases ácidos que acompañan a los hidrocarburos extraídos de los yacimientos.

Dulces. Condensados que han sido tratados en plantas para eliminar los gases ácidos.

Los condensados son enviados a refinerías y plantas de gas para su proceso y fraccionamiento en derivados.

Gas natural no asociado.- Mezcla gaseosa de hidrocarburos formada principalmente por metano.

El gas natural no asociado es el apropiado para su utilización como materia prima. Se emplea en la petroquímica básica de PEMEX, donde se produce principalmente metanol y amoníaco (producto básico en la industria de los fertilizantes); se usa como combustible en los sectores industrial y residencial y en centrales eléctricas.

Gas natural asociado.- Mezcla gaseosa de hidrocarburos que se extrae con el petróleo crudo. Para consumir este energético, es necesario separar los líquidos y el azufre que contiene en una planta de gas.

Nucleoenergía.- Energía contenida en el mineral de uranio después de pasar por un proceso de purificación y enriquecimiento. Se considera energía primaria el contenido de material fisionable del uranio, el cual se usa como combustible en los reactores nucleares.

Hidroenergía.- Energía potencial de un caudal hidráulico. La producción de hidroenergía se calcula como la generación bruta de electricidad entre la eficiencia del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Geoenergía.- Energía almacenada, bajo la superficie de la tierra, en forma de calor y que emerge a la superficie en forma de vapor. Se considera sólo la porción de dicha energía utilizada para la generación de electricidad.

Energía eólica.- Energía que se obtiene mediante un conjunto turbina-generador accionado por la fuerza del viento.

Bagazo de caña.- Fibra que se obtiene después de extraer el jugo de la caña en los ingenios azucareros.

En este documento se contabiliza la fibra que se produce y que se utiliza como combustible para generar electricidad en los propios ingenios azucareros y la que sirve como materia prima para la fabricación de papel, tableros aglomerados y alimento para ganado.

Leña.- Se considera la energía que se obtiene de los recursos forestales y se utiliza, en forma directa, en el sector residencial para cocción de alimentos y calefacción. Incluye troncos y ramas de árboles, pero excluye los desechos de la actividad maderera.

Energía Secundaria.- Son energéticos derivados de las fuentes primarias y se obtienen en los centros de transformación con características específicas para su consumo final. Estos productos son coque, gas licuado, gasolinas y naftas, querosenos, diesel, combustóleo, productos no energéticos, gas natural y electricidad.

Coque.- Combustible sólido, con alto contenido de carbono, obtenido de la destilación del carbón siderúrgico y del petróleo. En el Balance se contabilizan dos tipos, coque de carbón y coque de petróleo.

Coque de carbón. Se clasifica de acuerdo con su tamaño en metalúrgico, nuez y fino; las tres variedades se obtienen en hornos de recuperación. El coque imperial es un producto especial obtenido en hornos de colmena a partir de la mezcla de carbón lavado, que a su vez contiene brea de alquitrán y un mínimo de cenizas. Es un producto que se utiliza en la industria siderúrgica.

Coque de petróleo. Es un producto de la unidad de coquización en refinerías.

Gas Licuado de Petróleo (gas LP).- Combustible que se obtiene de la destilación del petróleo y del tratamiento del gas natural. Se compone de propano, butano o de una mezcla de ambos. Este combustible se utiliza fundamentalmente en el sector residencial y comercial.

Gasolinas y naftas.- Combustible líquido liviano, con un rango de ebullición entre 30 y 200^o C, que se obtiene de la destilación del petróleo y del tratamiento del gas natural. Dentro de este rango se consideran las gasolinas de aviación, automotrices, naturales y las naftas.

Gasolinas de aviación. Mezcla de naftas reformadas de elevado octanaje, alta volatilidad y estabilidad y un bajo punto de congelamiento. Se usa en aviones de motores de pistón.

Gasolina automotriz. Mezcla de naftas relativamente volátiles para su uso en motores de combustión interna del tipo automotriz.

Gasolina natural. Producto del procesamiento de gas natural. Sirve como materia prima en la industria petroquímica o se mezcla directamente con las naftas.

Nafta. Es un producto del procesamiento del petróleo y del gas natural. Se emplea como materia prima en la industria petroquímica, como solvente en la manufactura de pinturas y barnices y como limpiador en la industria.

Querosenos. Combustible líquido compuesto por la fracción del petróleo que se destila entre 150 y 300^o C. Los querosenos, según su aplicación, se clasifican en dos grupos:

Turbosina. Combustible con un grado especial de refinación que posee un punto de congelación mas bajo que el querosén común y se utiliza en el transporte aéreo para motores de turbina.

Otros querosenos. Querosén común, que se utiliza para cocción de alimentos, alumbrado, motores, equipos de refrigeración, como solvente para betunes e insecticidas de uso doméstico.

Diesel. Combustible líquido que se obtiene de la destilación del petróleo entre los 200 y 380^o C. Es un producto para uso automotriz e industria; se emplea principalmente en motores de combustión interna tipo diesel. En este grupo se incluyen PEMEX diesel, diesel desulfurado, diesel marino y gasóleo industria.

Combustóleo.- Combustible residual de la refinación del petróleo. Abarca todos los productos pesados; se utiliza principalmente en calderas, plantas de generación eléctrica y motores para navegación y se divide en combustóleo pesado, ligero e intermedio.

Productos no energéticos o materia prima.- Productos que se utilizan como materia prima, aún cuando poseen un considerable contenido de energía como asfaltos, lubricantes, grasas, parafinas, etano, propano-propileno, butano-butileno, azufre y materia prima para negro de humo.

Gas natural.- Hidrocarburo gaseoso obtenido como subproducto del gas asociado en plantas de gas y refinerías después de extraer los licuables; se forma por metano y pequeñas cantidades de etano.

Electricidad.- Energía transmitida por electrones en movimiento. Este rubro incluye la energía eléctrica generada por el SEN.

La autoproducción de electricidad de la industria, entregada a la red del SEN, se registra en la diferencia estadística de electricidad.

Columna total.- Es la suma del total de energía primaria más el total de energía secundaria.

Procesos de energía (renglones)

Producción.- Es toda la energía extraída del subsuelo, explotada y producida dentro del territorio nacional con el propósito de ser consumida.

Importación - Incluye las fuentes primarias y secundarias localizadas fuera de las fronteras, pero que ingresan al país para formar parte de la oferta total de energía.

Variación de inventarios.- Contabiliza la diferencia de productos en el almacenamiento entre la existencia inicial (1 de enero) y la existencia final (31 de diciembre).

Un inventario positivo es el aumento en la oferta total de energía y una desacumulación real en los almacenes. Un inventario negativo es la disminución de la oferta total de energía con la consecuente acumulación en bodegas.

Oferta total.- Es la suma de la energía que resulta de la producción, la importación y la variación de inventario tanto de energía primaria como secundaria.

Exportación.- Es la cantidad de energía primaria y secundaria que el país destina al exterior.

No aprovechada.- Energía que, por la disponibilidad técnica y/o económica de su explotación, actualmente no está siendo utilizada. Lo más común en este rubro son el petróleo crudo derramado y el gas natural que se pierde en el proceso de extracción.

Maquila-intercambio neto.- Este rubro registró las negociaciones especiales de México con empresas extranjeras, por las cuales se entregaba petróleo a cambio de productos petrolíferos entre 1974 y 1985.

Oferta Interna Bruta (OIB) o consumo nacional de energía.- Contabiliza la disponibilidad de energía para ser sometida a los procesos de transformación, distribución y consumo y para ser destinada a las necesidades nacionales. Se integra de la siguiente forma:

Demanda de energía.- La demanda de energía o consumo nacional de energía está compuesta por los procesos de transformación, por el consumo del sector de energía, por la diferencia estadística, por el consumo final total y por las pérdidas por transporte, distribución y almacenamiento.

Transformación. A este rubro pertenecen los centros de transformación, el consumo propio del sector, la diferencia estadística y las pérdidas por transporte, distribución y almacenamiento.

Centros de transformación. Se refiere a los centros en los que se procesa la energía primaria para obtener productos secundarios que poseen características específicas para ser consumidos.

En el caso de México, existen cuatro tipos de centros de transformación: coquizadoras, refinerías, plantas de gas y centrales eléctricas.

Coquizadoras. Plantas de proceso donde se separa el petróleo crudo en sus diferentes componentes: gas de refinerías, gas licuado, gasolinas y naftas, querosenos, diesel, combustóleo, productos no energéticos y coque de petróleo.

Plantas de gas. Plantas de proceso que separan los componentes del gas natural asociado y de los condensados para obtener gasolinas y naftas, butano, propano, etano y productos no energéticos.

Centrales eléctricas. Plantas integradas por un conjunto de unidades de generación, equipos auxiliares, subestaciones y equipos de transmisión de energía eléctrica. Estas centrales se clasifican en cinco tipos según las fuentes de energía que utilizan para generar electricidad.

Termoeléctricas. Su funcionamiento se basa en la combustión de productos petrolíferos, de gas natural y de carbón para producir vapor de agua, el cual es convertido en energía eléctrica al ser expandido en una turbina.

Nucleoeléctricas. En esencia es una termoeléctrica convencional, en la cual el vapor es producido por el calor generado a partir de la reacción nuclear de fisión, llevada a cabo dentro de un reactor nuclear.

Hidroeléctricas. Su funcionamiento está basado en el principio de turbinas hidráulicas que rotan al impulso de un flujo de agua y mueven generadores eléctricos

Geotermoeléctricas. Planta termoeléctrica convencional, pero sin generador de vapor. La turbina aprovecha el potencial geotérmico almacenado en el subsuelo en forma de vapor de agua.

Eóloeléctricas. Su funcionamiento se basa en el principio de aerogeneradores que se sirven del impulso del aire como insumo energético.

Consumo propio. – Es la energía primaria y secundaria que el propio sector de energía utiliza para el funcionamiento de sus instalaciones.

Pérdidas por transporte, distribución y almacenamiento.- Son mermas de energía que ocurren durante la serie de actividades que se dan desde la producción hasta el consumo final de la energía.

Diferencia estadística.- Es una variable de ajuste que sirve para compensar las diferencias entre la oferta y la demanda de energía producidas por la conversión de unidades, así como por la diferencia de mediciones en las instalaciones del sector.

Consumo final total de energía.- Son la energía y la materia prima que se destinan a los distintos sectores de la economía.

Consumo final de energéticos.- Este rubro se refiere a los combustibles primarios y secundarios utilizados para satisfacer las necesidades de energía de los sectores residencial, comercial y público, transporte, agropecuario e industrial.

Sector residencial, comercial y público:

Residencial. Es el consumo de combustibles en los hogares urbanos y rurales del país. La demanda principal es para cocción de alimentos, calentamiento de agua, calefacción, iluminación y planchado.

Comercial. Es el consumo de energía en locales comerciales, restaurantes, hoteles, etcétera.

Servicio público. Este sector incluye el consumo de energía en el alumbrado público y en el bombeo de agua.

Sector transporte:

Autotransporte. Incluye la energía consumida en los servicios de transporte para el movimiento de personas y carga.

Aéreo. Se refiere al combustible que se consume en vuelos nacionales e internacionales. No se incluyen las compras que las líneas aéreas hacen en el extranjero.

Ferrovionario. Se refiere al consumo realizado por los ferrocarriles nacionales.

Marítimo. Incluye las ventas nacionales de combustibles a la marina mercante, la armada nacional, empresas pesqueras y embarcaciones en general.

Eléctrica. Es el total de energía eléctrica consumida en el servicio público de transporte eléctrico para la movilización de personas.

Sector agropecuario. Energía consumida para desempeñar todas las actividades relacionadas directamente con la agricultura y la ganadería. Ejemplos de este consumo son la electricidad necesaria para el bombeo de agua y riego, son los combustibles utilizados en la agricultura mecanizada, en la ganadería, etcétera.

Sector industrial.- Este rubro comprende el consumo de energía de los procesos productivos del sector industrial en el que destacan 16 ramas identificadas como siderurgia, petroquímica de PEMEX, química, azúcar, cemento, minería, celulosa y papel, vidrio, fertilizantes, cerveza y malta, automotriz, aguas envasadas, construcción, aluminio, hule y tabaco.

Consumo de no energéticos.- Este consumo se da en los procesos que emplean materia prima para la elaboración de bienes no energéticos, por ejemplo: Petroquímica de PEMEX. Gas natural y derivados del petróleo que se emplean para elaborar plásticos, solventes, polímeros, caucho, etcétera. Otras ramas económicas. Bagazo de caña utilizado para la fabricación de papel, tableros aglomerados y alimento para ganado.

Perdidas por transformación.- Se derivan de la diferencia entre la energía enviada a transformación y la obtenida en la forma de energía secundaria.

Energía primaria.- Es la energía contenida potencialmente en los energéticos básicos - hidrocarburos, carbón, energía hidráulica, nuclear y geotérmica- en el momento en que se incorporan a la economía. Algunos de estos energéticos se consumen en forma directa otros sufrirán una transformación que los convertirá a sus diferentes formas de uso final. Durante las transformaciones se presentan pérdidas de energía, que en algunas ocasiones son considerables.

Energía secundaria.- Es la energía contenida potencialmente en los energéticos cuando estos llegan al consumidor final. Su valor es igual al de la energía primaria, con deducción de la energía necesaria para producir, transformar y transportar la propia energía hasta el lugar de consumo.

Bioxido de carbono (CO₂).- Es un subproducto de la combustión de fósiles, es esencial para el crecimiento de las plantas, pero es dañino para la salud humana, Es una de las negativas a la elección de combustibles fósiles como energéticos. Se le cree el culpable de la elevación de la temperatura atmosférica (calentamiento global) de y por ende de alterar el clima del mundo (efecto invernadero). Se habla de restringirlo pero no se sabe cual es el límite máximo que soporta el sistema climático de la tierra.

Sector Doméstico.- Está compuesto por las familias que habitan el país. Requieren satisfacer un variedad de necesidades básicas y secundarias que varían de acuerdo a las regiones (sus características geográficas y climáticas), al carácter urbano o rural de las comunidades y a las condiciones socioeconómicas de la población (ingresos, educación, usos y costumbres, etc.)

Sector Transporte.- Está compuesto por autotransporte, aéreo, marítimo y ferroviario y eléctrico. Es un elemento fundamental de la economía que permite el movimiento y distribución de pasajeros y carga. El uso del automóvil particular tiene un papel importante en el consumo de gasolina en el sector. En el caso del transporte depende de la distribución del tráfico, factor de ocupación de los vehículos, consumo específico del mismo, volumen transportado por el transporte público y privado, su calidad y disponibilidad, características de las ciudades, variantes, etc.

Sector agropecuario.- Son las actividades que tienen que ver con la explotación del agro (preparación de la tierra, siembra riego, cosecha, secado y acondicionamiento de granos, almacenamiento) y la cría(reproducción y engorda) de ganado. La consumen en el bombeo de agua para riego y la maquinaria agrícola y ganadera.

Sector Industrial.- La producción de bienes para el consumo final e intermedio. Los procesos productivos consumen energía, bajo diferentes formas como calor de baja y alta temperatura, vapor de alta, media o baja presión, movimiento, luz, etc. Además de los servicios generales y oficinas. El consumo depende de la composición de la producción por ramas de actividad y subramas, de la tecnología empleada, de las condiciones técnicas y operativas y del nivel de utilización de las mismas. El bneSE examina 16 ramas industriales en lo referente al consumo de combustibles y electricidad: química, azúcar, cemento, minería, celulosa y papel, vidrio, cerveza y malta. Ellas efectúan un consumo de alrededor del 75% del total del sector industrial.

Sector Servicios.- Está compuesto fundamentalmente del alumbrado y el bombeo de agua. El consumo de energía depende de la infraestructura y características operativas y necesidades de la población.

La Secretaría de Energía (SE) tiene encomendadas entre otras funciones la de conducir la política energética del país; ejercer sus facultades para aplicar los derechos de la nación en materia de petróleo y todos los hidrocarburos, ya sean sólidos, líquidos y gaseosos; conducir la actividad de las entidades coordinadas del sector de la energía en la explotación y transformación de los recursos energéticos; promover la participación de particulares, con apego a la legislación, en los rubros no considerados estratégicos, como la petroquímica no básica, transporte, distribución y almacenamiento de gas natural. Así mismo, deberá llevar a cabo la planeación energética nacional y el cumplimiento de la normatividad ecológica y, en su caso proponer, las acciones conducentes.

Petróleos Mexicanos (PEMEX).- es la empresa en quién recae la responsabilidad de la industria petrolera nacional, es un monopolio sumamente integrado propiedad del estado. Actualmente enfrenta varios retos: un proceso de modernización organizacional, la necesidad de satisfacer normas ambientales buscando productos y procesos limpios y siempre más eficientes, la demanda de productos más ligeros a partir de crudo pesado con alto contenido de azufre y metales con tecnologías en muchas ocasiones retrasada.

Pemex está estructurado en cuatro líneas de negocios, Pemex Exploración y Producción (PEP), Pemex Refinación (PR), Pemex Gas y Petroquímica Básica PGPB; y Pemex Petroquímica (PPQ). Pemex Internacional PMI cubre los servicios de comercialización en el extranjero que demandan las actividades de Pemex y sus organismos subsidiarios.

PEP se encarga de la exploración y explotación del petróleo crudo y gas natural, así como de su transporte, almacenamiento y comercialización.

PR se encarga de los procesos industriales de refinación, elaboración, almacenamiento, transporte, distribución, y comercialización de productos, petrolíferos y derivados del petróleo que sean susceptibles como materias primas industriales básicas.

PGPB procesa, almacena, transporta, distribuye, y comercializa el gas natural, líquidos del gas natural, gas artificial, y derivados, que sean susceptibles de servir como materias primas básicas.

PPQ y sus empresas filiales manejan los procesos industriales petroquímicos cuyos productos no forman parte de la industria petroquímica básica, así como su almacenamiento, distribución y comercialización.

La Secretaría de Energía(SE).- Su Función genérica es la de establecer la política energética del país. Es la encargada de formular la planeación de mediano y largo plazo del suministro de energía y de promover su uso eficiente y racional.

Comisión Reguladora de Energía (CRE).- Es la encargada de regular las actividades de los operadores públicos y privados en materia de energía eléctrica y gas natural. Colabora en la fijación de las tarifas del suministro de energía eléctrica, opina sobre la formulación y control del programa del sector, y aprueba metodologías para el cálculo de contraprestaciones por la energía que se destine al servicio público y los modelos de convenios y contratos de adhesión y es un mediador en solución de controversias de las actividades reguladas.

Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias (Conasenua).- Vigila (inspecciona, audita, verifica y reconoce) que la industria nuclear realice sus actividades en concordancia con la normatividad internacional.

Comisión Federal de Electricidad (CFE) y la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (LFC).- Son los responsables del servicio público(generación, transmisión y distribución) de energía eléctrica. La CFE ofrece el servicio de energía eléctrica en toda la república, a excepción del área central donde lo hace LFC.

Productores Privados de Energía Eléctrica.- Disponen de permisos para generar electricidad, ya sea para autoabastecimiento o para venderla a la CFE y a LFC.

Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE).- Su función es la investigación aplicada al desarrollo tecnológico y la prestación de servicios técnicos especializados en el sector eléctrico.

Instituto de Investigaciones Nucleares (ININ).- Es responsable de realizar investigación y desarrollo en ciencias y tecnologías nucleares y vincularlos al desarrollo económico, social, científico y tecnológico del país.

La Comisión para el Ahorro de Energía (CONAE).- Es una institución para el fomento, promoción del ahorro uso eficiente de la energía en general. El Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico(PAESE) y el Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica(FIDE), son organismos con funciones complementarias al CONAE, particularizando en el sector eléctrico.

Secretaría de Medio Ambiente, Recursos, Naturales y Pesca (SEMARNAP).- Tiene por objeto Preservar, restaurar y mejorar el ambiente(aire, agua y suelos); protección de áreas naturales. Es esta secretaría quien establece las normas ecológicas que tienen gran peso en el consumo y producción de energía. Tiene como objetivos entre otros: la preservación, restauración y mejoramiento del ambiente; la protección de áreas naturales, el aprovechamiento de recursos naturales; y la prevención y contaminación del aire, agua y suelos. Para instrumentar esta política, corresponde a esa dependencia, en forma coordinada con la SE y la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial (SECOFI), regular las actividades relacionadas con la exploración y explotación de los recursos del subsuelo que el artículo 27 constitucional reserva a la nación, cuando estas actividades puedan originar desequilibrios ecológicos o daños al ambiente y determinar la aplicación de tecnologías que reduzcan las emisiones contaminantes.

ANEXO F.- ENTORNO DEL SISTEMA ENERGÉTICO NACIONAL

Al finalizar el año 2000 se presenta un crecimiento fuerte de la economía nacional de 7.8% y con estabilidad macroeconómica, una tendencia inflacionaria a la baja, con restricción monetaria. Las finanzas públicas presentan superávit, la inversión extranjera directa, fundamentalmente en la ampliación de empresas trasnacionales y maquiladoras, financia el déficit en cuenta corriente. Con lo que se consigue una apreciación del tipo de cambio. Se espera que la economía mundial y en particular la economía americana continúe con su crecimiento económico, lo que impulsará a la economía nacional. Se requiere de una evaluación permanente de juego que imponen las finanzas y la economía internacional.

La mano de obra barata de nuestro país atrae capitales, sin embargo las diferencias sociales se agudizan y el mercado interno aún manifiesta un crecimiento por debajo de lo deseado. Es prioritario buscar un crecimiento más equitativo entre las regiones, las empresas y los hogares, que disminuya la injusta distribución del ingreso. Es importante impulsar una planeación democrática, desde los estados, los municipios y las comunidades. Crear un ambiente de competencia, con intervenciones del gobierno con mayor equidad y calidad. Crear capital humano para disminuir la pobreza. El sector exportador es el eje fundamental de la recuperación del país, sin embargo realiza fundamentalmente transacciones interempresas y de maquila, el que está fuera de este esquema

depende en gran medida de la paridad cambiaria, mas que de su calidad y competitividad. El sector exportador no esta ligado al aparato productivo nacional. La mano de obra barata es una de los atractivos para la inversión extranjera.

El rescate bancario, mediante el Instituto para la Protección al Ahorro Bancario (IPAB) deja pasivos como una carga pesada para las finanzas públicas y la sociedad mexicana lo considera un abuso de quienes detentan el poder. Se requiere que el sector financiero cumpla con la función de financiar la inversión productiva, con una banca de desarrollo eficiente y que se maneje con reglas claras, que de oportunidad a la pequeña y mediana empresa. Es decir, que cumpla con su función de intermediación entre ahorradores e inversionistas, propiciando que el ahorro interno cubra cada vez más los requerimientos de inversión del país y se dependa menos de flujos más volátiles y especulativos.

Una de los grandes problemas de la economía nacional es la fuerte dependencia del aparato productivo respecto de las importaciones debido a que se encuentra desvinculado entre sectores y entre regiones, es decir las cadenas productivas están rotas y se tiene una fuerte dependencia de las importaciones. Incluso la sociedad mexicana incrementa fuertemente sus compras de bienes de consumo final importados en cuanto aumenta sus ingresos. La clase media y acomodada desea servicios de calidad e incluso refinados. Se percibe la necesidad de una política industrial de sustitución de importaciones y de desarrollo regional.

Los ingresos petroleros dado el incremento del precio del petróleo permiten una mejor solidez a la economía mexicana.

Existe una baja captación fiscal, en la que pocos pagan impuestos y además lo hacen en menor medida de lo que les corresponde. Los ingresos petroleros son un componente importante, de los ingresos públicos lo que los hace vulnerables, debido a la volatilidad del precio del crudo. Si bien al final de sexenio se encuentran al alza, también estuvieron a la baja a principios de 1999, lo que implico recortes presupuestales de los gastos del gobierno. Si se desean servicios de primer mundo, es necesario un manejo transparente y eficiente de la recaudación fiscal y un mayor contribución de los agentes económicos.

Después de varios años de un gobierno del Partido Revolucionario Institucional, gana la oposición las elecciones con Vicente Fox. Lo que se considera un paso importante en la democratización del país. La inconformidad del Ejercito Zapatista de Liberación Nacional no se ha resuelto.

La deuda externa es una pesada carga para el país, es superior a los 160 mil millones de pesos, se espera que seguirá creciendo.

Persiste el crecimiento de la economía informal, por la carencia de empleos de la economía formal.

Se espera que las economías desarrolladas continúen creciendo a buenos ritmos, y que las economías en desarrollo alcancen aún niveles más altos debido a su disposición de recursos humanos y materiales y las necesidades y requerimientos de la población. Las economías desarrolladas pueden presentar desaceleración debido al incremento del precio del petróleo, pese a sus esfuerzos de depender en menor medida de ésta fuente energética. Se espera que en particular la economía mexicana alcance ritmos de crecimiento superiores al 4.0%, ya que no se ven riesgos inminentes de crisis, aunque tampoco puede haber tranquilidad absoluta.

Es necesario replantear los objetivos y las metas de nuestras empresas en su contribución al desarrollo sostenido y sustentable de nuestro país.

ANEXO G.- CONDUCTORES DE LA DEMANDA DE ENERGÍA

En resumen se puede decir que los aspectos conductores de la demanda de energía son:

- Crecimiento de la población
- Desarrollo económico y social esperado (crecimiento del producto interno bruto PIB y distribución del ingreso)
- Condiciones y mecanismos de financiamiento para el sector.
- Condiciones y normatividad ambientales tanto a nivel global, regional y local.
- Eficiencia actual y potencial de mejora tanto en la oferta como en el consumo. (Una mejora en la eficiencia energética se define como cualquier acción del productor o consumidor de energía que permite disminuir el consumo de energía sin afectar la calidad del servicio obtenido).
- Innovación tecnológica (producción, transformación, transporte, distribución y utilización), su despliegue y penetración en el mercado.
- Acceso, disponibilidad y aceptabilidad de la mezcla de energía. La sustitución propiciada por las normas ecológicas.
- Política de precios
- Aspectos legales y de regulación.

Con estos criterios como fundamento se pueden formular diferentes escenarios a partir de los cuales se puede formular esquemas de la demanda de energía. Cada escenario puede sustentarse en un conjunto diferente de hipótesis.

ANEXO H.- ESCENARIOS Y MODELOS DE ENERGÍA DE LA SENER.

Actualmente está en proceso un cambio estructural del sector de energía derivado de incrementar el uso del gas natural en los sectores industrial y eléctrico donde irá sustituyendo gradualmente al combustóleo, en el sector doméstico y servicios sustituirá al GLP, y se introducirá en el sector transporte.

La Secretaría de Energía (SENER), como parte de sus actividades elabora escenarios de la demanda nacional de energía. En general elabora tres escenarios: Base (planeación), Optimista (alto) y el Moderado (bajo).

En las prospectivas para el periodo 2000-2009 en el escenario base, la SENER supone un crecimiento anual promedio del PIB nacional de 5.2%, en el periodo 2000-2009, y al PIB industrial le estima un crecimiento anual promedio de 6.7% en el mismo periodo.

En el escenario alto el crecimiento anual promedio del PIB lo estima en 6.2%, mientras que en el moderado de 3.8%.

Al crecimiento de la edificación de viviendas le concede un 2.8% en el escenario base, 3% en el escenario alto y 2.6% escenario bajo, de crecimiento anual promedio.

Las tarifas eléctricas se conservan a lo largo del horizonte de estimación, con la salvedad de que la tarifa industrial tiene un ligero descenso. La tarifa eléctrica considera el precio-costo ajustado por el costo de los combustibles fósiles y en base a las tendencias tecnológicas considera una mayor eficiencia en la utilización de la electricidad.

Finalmente la población crece al 1.3% anual promedio conforme al Consejo Nacional de Población (CONAPO).

Los modelos de la SENER son modelos econométricos con un buen grado de formalidad y tienen la cualidad de expresar la estructura causal que condiciona la demanda mediante ecuaciones de comportamiento.

Para estimar el consumo de gas natural en el sector industrial, aplica un modelo que contiene como variables explicativas al PIB manufacturero, las exportaciones nacionales reales, el precio relativo del gas natural y del combustóleo, además de tres variables estacionales. La SENER propone un escenario de precios para el gas natural, un escenario de precios para el combustóleo, un escenario de aplicación de la norma mexicana(NOM-086-ECOL-1994).

El modelo se aplica a ocho regiones en que se divide la República Mexicana, la suma de ellas es el total nacional. Se considera como combustibles sustitutos al gas natural y al combustóleo pesado, pues el diesel se consume escasamente.

El consumo de los dos combustibles depende de la demanda interna que se refleja en el PIB manufacturero, y la demanda externa representada por las exportaciones y los precios relativos entre los combustibles.

A las proyecciones se les adicionaron factores no existentes en el período histórico: la nueva infraestructura de distribución industrial, que comprende a las nuevas zonas posibles: Bajío, Baja California, Cancún; y se especificó un factor de penetración.

Para estimar la demanda residencial y de servicios, las variables explicativas son la población estatal, el PIB, la diferencia entre la temperatura media mensual con respecto a la normal y factores estacionales multiplicativos. Se aplica el modelo a 32 estados y de su suma obtiene el total nacional en el sector. Igualmente se incluye el al GLP como sustituto del gas natural.

Para estimar la demanda de gas natural en el sector transporte que se refiere a la Zona Metropolitana del Valle de México se basa en el parque vehicular, número actual y crecimiento; factor de penetración del gas, recorridos anuales, y las eficiencias por tipo de vehículo.

Para estimar la demanda de electricidad, también se apoyan en modelos econométricos basados también en el PIB, la población, establecen la relación precio/costo en los sectores industrial, comercial y de servicios para contemplar el ajuste por combustibles e inflación a las tarifas de alta, media y baja tensión; y el precio del combustóleo y gas natural se consideran iguales para los tres escenarios. También se considera una tendencia hacia un uso más eficiente de la electricidad debido a la introducción de nuevos equipos y sistemas. Se considera que la electricidad la suministrarán las empresas públicas y los particulares bajo las variantes de autoabastecimiento, cogeneración y pequeña producción.

Propone, en su escenario base, un crecimiento promedio anual de 10.2%, para el consumo nacional del gas natural. Para el 2009, el sector eléctrico consumirá el 41% del total, el industrial el 25%, Pemex el 29%, el sector residencial y de servicios 4% y el sector transporte el 1%.

En materia de petrolíferos, la SENER espera que la demanda del 2000 al 2010, la gasolina crezca a una tasa anual promedio de 4.2%, el diesel 4.8%, la turbosina de 7.5%. mientras que el combustóleo reducirá su consumo en la medida que sea sustituido por el gas natural a una tasa media anual de -8.5%. El gas LP crecerá a una tasa media anual de 3.8%.

Tabla H1
DEMANDA DE GAS NATURAL Y GAS LP 1999-2009

	1999	2009	Tmac %
Gas Natural(mmpcd) ^a	4,775	10,545	10.2
GLP (mbd)	323.6	476.9	3.8

^aIncluye autoconsumos del sector petrolero y de la petroquímica.

Fuente: El Sector Energía en México, Análisis y prospectiva, SENER.

Tabla H2
VENTAS INTERNAS DE PETROLÍFEROS 1999-2010
(miles de barriles diarios)

	1999	2010	Tmac (%)
Gasolina	512	808	4.2
Diesel	275	460	4.8
Turbosina	55	122	7.5
Combustóleo	482	294	-4.3

Fuente: El Sector Energía en México, Análisis y prospectiva, SENER.

En la prospectiva de la oferta del sistema eléctrico, la SENER, utiliza modelos de simulación y optimización en el que se evalúan técnica y económicamente diversos proyectos factibles de expansión de la capacidad de generación y transmisión. Toman en consideración las obras en construcción, en proceso de

licitación, los contratos de importación, los contratos de cogeneración y autogeneración.

En cuanto a la oferta de gas se puede decir que el incremento de la capacidad de producción está comprendido en el Proyecto Estratégico de Gas (PEG).