



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**PRODUCTORES INDEPENDIENTES DE ENERGÍA EN
MÉXICO, EL GAS NATURAL Y LA ELABORACIÓN DE UN
PROCEDIMIENTO PARA LA NOMINACIÓN DE
COMBUSTIBLE PARA LAS CCC HERMOSILLO Y CCC
NACO NOGALES**

TRABAJO PROFESIONAL

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO**

PRESENTA:

ZARZA ARAIZA DAVID



Comité de examen profesional:

Presidente: Ing. Augusto Sánchez Cifuentes.

Vocal: Dr. Arturo Reinking Cejudo.

Secretario: M.I. Rodolfo Lorenzo Bautista.

Suplente 1: M.I. Tanya Moreno Coronado.

Suplente 2: Dra. Alejandra Castro González.

2012

ÍNDICE

	Pág.
Introducción	
1- Objetivos	1
2- Antecedentes	2
2.1- Comisión Federal de Electricidad	2
2.2- Generalidades Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	2
2.3- Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)	3
2.4- Manejo del despacho	4
2.5- Orden de despacho	5
2.6- Área Noroeste, que rige a la CCC. Hermosillo y a la CCC. Naco Nogales	6
2.7- Periodos de Demanda	7
2.8- Variables de Consumo	7
2.9- Participación privada en la industria de suministro de energía eléctrica en México	8
2.10- Productores Independientes de Energía	10
2.11- Productores Independientes de Energía en el territorio mexicano	12
2.12- Ciclo combinado	13
2.13- Proceso de generación de energía eléctrica mediante Ciclo Combinado	14
2.13.1- Ciclo Brayton	15
2.13.2- Ciclo Rankine	15
2.13.3- Funciones por sistemas	16
2.14- Gas natural	18
2.14.1- Medición del gas natural	18
2.14.2- Organismos Reguladores	19
2.14.3- Disponibilidad de gas natural	19
2.14.4- Generalidades del marketing del gas natural	21
2.15- CCC Hermosillo y CCC Naco Nogales	23
2.15.1- Descripción del permiso de PIE otorgado por la CRE a Fuerza y Energía de Hermosillo	23
2.15.2- Descripción del permiso de PIE otorgado por la CRE a Fuerza y Energía de Naco Nogales	24

3- Definición y desarrollo del problema o contexto de la participación profesional	26
3.1- Gas Natural Fenosa	26
3.2- Integración del procedimiento de nominación de gas para las CCC Naco y Hermosillo, en el Negocio Eléctrico de Gas Natural Fenosa	28
3.2.1- Día de Flujo del gas natural o Día Gas	28
3.2.2- Precio del gas natural	29
3.2.3- Historial de consumo	29
3.2.4- Clima	30
3.2.4.1- Ejercicio de actuación en momento crítico: CCC Hermosillo	32
3.2.4.2- Ejercicio de actuación en momento crítico: CCC Naco Nogales	33
3.2.5- Predespacho	35
3.2.6- Problemas con algún sistema eléctrico local o con alguna planta de CFE	35
3.2.7- Calendario	36
3.2.8- Consecuencias de una deficiente nominación	36
3.2.9- Manejo de las Alertas Críticas declaradas por el Transportista y Proveedor	37
3.2.10- Nominación de gas natural	37
3.2.11- Proceso de nominación de combustible	38
3.2.11.1- Manejo del flujo de información para conformar la Nominación diaria de gas natural	41
4- Participación profesional	50
5- Resultados y aportaciones	52
6- Conclusiones	54
7- Bibliografía	57
8- Siglas y Acrónimos	64

INDICE DE GRÁFICAS E IMÁGENES

	Pág.
Figuras	
Figura 2.1: Regiones del Sistema Eléctrico Nacional, CFE	3
Figura 2.2: Área de Control Noroeste, CFE CENACE	6
Figura 2.3: Diagrama de ciclo combinado	17
Figura 2.4: Distribución de las reservas de gas natural en el mundo	20
Figura 2.5: Ubicación de CCC Hermosillo y CCC Naco Nogales, Gas Natural Fenosa	25
Figura 3.1: Gas Natural Fenosa en el Mundo, Gas Natural Fenosa	27
Figura 3.2: Actividades del grupo Gas Natural Fenosa, Gas Natural Fenosa	27
Figura 3.3: Área de Control Noroeste, Situación geográfica de hidroeléctricas y ciclos combinados, CFE CENACE	31
Figura 3.4: Hora Central	39
Figura 3.5: Pronóstico de temperaturas aplicables a la zona de Hermosillo	43
Figura 3.6: Pronóstico de temperaturas aplicables a la zona de Agua Prieta, Ubicación	44
Figura 3.7: Pronóstico de temperaturas aplicables a la zona de Agua Prieta	44
Gráficas	
Gráfica 2.1: Comportamiento Horario de la Demanda, CFE CENACE	8
Gráfica 2.2: Comparación de emisiones a la atmósfera	13
Gráfica 2.3: Reservas de gas natural en el mundo	21
Gráfica 2.4: Precios del gas natural	23
Gráfica 3.1: Comportamiento simulado, detección de aportación hidráulica y desplazamiento en despacho	33

Gráfica 3.2: Comportamiento simulado, detección de aportación hidráulica y desplazamiento, variaciones de consumo de gas natural	33
Gráfica 3.3: Comportamiento simulado, registros de bajas temperaturas	34
Gráfica 3.4: Comportamiento simulado, Probabilidad de disparo por bajas temperaturas	35
Gráfica 3.5: Comportamiento simulado, Comportamiento normal de un día de flujo atendiendo al predespacho generado por el CENACE	42
Gráfica 3.6: Comportamiento simulado, Comportamiento normal de un día de flujo atendiendo al predespacho generado por el CENACE en cuanto a consumo de gas natural	42
Gráfica 3.7: Comportamiento simulado, Niveles de presión en el gasoducto	45
Gráfica 3.8: Comportamiento simulado, Predespacho original y modificación anunciada del mismo por contribución hidroeléctrica	47
Gráfica 3.9: Comportamiento simulado, Nominación conforme al predespacho original y comportamiento debido a la modificación anunciada por contribución hidroeléctrica	48
Tablas	
Tabla 2.1: Productores Independientes de Energía	12
Tabla 3.1: Hidroeléctricas	31
Tabla 3.2: Ciclos de nominación	38
Tabla 3.3: Esquema de generación o Predespacho, generado por el CENACE que aplica para las Centrales Naco Nogales y Hermosillo	41
Tabla 3.4: Comportamiento simulado, Predespacho y números de nominación aplicables en los diferentes días de flujo	45
Diagrama de Flujo	
Diagrama de Flujo: Proceso de nominación diaria	40

Introducción

El aprovisionamiento de combustible es una función de grandes alcances en el Negocio Eléctrico de Gas Natural Fenosa, mi ocupación dentro de esta empresa es asegurar el abastecimiento de combustible (gas natural) para las Centrales de Ciclo Combinado Hermosillo y Naco Nogales, siempre buscando que este ejercicio signifique suficiencia y que cumpla con las condiciones que dicta el Contrato. Un contrato se firma entre particulares, en este un Comprador, un Proveedor y un Transportista acuerdan las condiciones que prevalecerán durante la vida útil de la Central. Aunque los contratos tienen acuerdos privados, la metodología de aplicación (mercadeo de gas natural) atiende a regulaciones internacionales. A grandes rasgos, un contrato de suministro de combustible contiene especificaciones de cantidades contractuales de entrega, reserva de capacidad, índice de precios aplicable, fecha de inicio de entrega, vigencia del contrato y punto de entrega.

El suministro y mercadeo de gas natural es un conjunto de conocimientos que engloba una gran cantidad de información y detalles, hay conferencias, libros, herramientas informáticas y una gran cantidad de instrucción especializada en el llamado *Trading* de gas natural. A lo largo de este tiempo que llevo desarrollando las funciones de aprovisionamiento he ido adquiriendo experiencia en el tema, he ido conociendo muchos aspectos relevantes en el desarrollo de esta actividad que día a día presenta panoramas y comportamientos diferentes. Los niveles de consumo de gas natural de una Central de Ciclo Combinado dependen de una gran cantidad de factores por ejemplo, niveles de demanda de generación de energía eléctrica, condiciones atmosféricas, restricciones del suministro por condiciones del sistema de transporte, paro (disparo) de la Central, entre otros muchos aspectos que hacen del aprovisionamiento una actividad de comportamiento especial y continuamente cambiante.

La empresa Gas Natural Fenosa tiene presencia internacional y se dedica a múltiples actividades económicas como el aprovisionamiento, venta, transporte y distribución de gas natural y la generación de energía eléctrica. Dentro de ésta empresa se encuentra el Negocio Eléctrico que es el área en donde se maneja la administración y planeación, siempre apeándose al Contrato, del negocio de generación; es por eso que una preocupación que tiene Gas Natural Fenosa, como líder en el ramo, es la preparación de sus empleados para una correcta toma de decisiones ya que éstas impactan directamente sobre los aspectos legales y financieros de la compañía. Como parte de la alineación de sus áreas en el orden y la sistematización que siempre han caracterizado a Gas Natural Fenosa, ha surgido la necesidad de elaborar procedimientos específicos que indiquen de una manera confiable y apegada al Contrato las posibilidades de actuación frente a cualquier eventualidad que pueda presentarse en las funciones diarias del aprovisionamiento.

En este trabajo desarrollaré los aspectos que han llevado a la integración de un Procedimiento de Nominación de Combustible para las CCC Hermosillo y CCC Naco Nogales dentro de la modalidad en que operan en México, como Productores Independientes de Energía y que tienen como cliente único a la Comisión Federal de Electricidad.

A manera de antecedentes, haré un recuento de todo lo que rodea a la modalidad de los Productores Independientes de Energía, como su regulación en México, el tipo de tecnología empleada para la generación de energía eléctrica y su insumo base para ofrecer disponibilidad de generación de energía eléctrica a la CFE, el gas natural.

1- Objetivos

- Analizar el origen de los Productores Independientes de Energía, su marco regulatorio en México, aportaciones y su normatividad dentro del Sistema Eléctrico Nacional.
- Describir los aspectos importantes de una Central de Ciclo Combinado.
- Especificar aspectos técnicos y de mercadeo del gas natural.
- Examinar los factores que impactan en la nominación del gas natural para las Centrales de Ciclo Combinado Hermosillo y Naco Nogales.
- Integrar los conocimientos adquiridos en un procedimiento de nominación de combustible.

2- Antecedentes

2.1- Comisión Federal de Electricidad

La CFE fue establecida el 14 de agosto de 1937 por Decreto Presidencial del Gral. Lázaro Cárdenas del Río con el propósito de *“organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, basado en principios técnicos y económicos, sin propósitos de lucro y con la finalidad de obtener con un costo mínimo el mejor rendimiento posible en beneficio de los intereses generales”*. (Ley promulgada en la Ciudad de Mérida, Yucatán el 14 de agosto de 1937 y publicada en el Diario Oficial de la Federación el 24 de agosto de 1937).

La CFE es en su totalidad propiedad del Gobierno Mexicano. Fue constituida como un Organismo Público descentralizado que cuenta con personalidad jurídica y patrimonio propio, que tiene a su cargo todas las actividades que comprendan al Servicio Público de Energía Eléctrica. Es decir, sus compromisos consisten en la planeación, el desarrollo y la operación del Sistema Eléctrico Nacional.

Para desarrollar sus funciones y cumplir con sus responsabilidades, la CFE cuenta con infraestructura para generar, transmitir, distribuir y comercializar energía eléctrica en la totalidad del país. En cuanto a la planeación del Sistema Eléctrico Nacional, se encarga de evaluar y determinar las necesidades de infraestructura y decidir bajo aprobación y supervisión de la Secretaría de Energía, los asuntos de expansión y los proyectos productivos futuros.

2.2- Generalidades Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

La Comisión Federal de Electricidad realiza un análisis regional que tiene el objetivo de conocer la demanda de energía eléctrica por zona geográfica. Con base en este estudio la CFE estima y cuantifica las ventas de energía, la expansión de la red de transmisión, la capacidad de las centrales generadoras y de los proyectos futuros que abastecerán tanto en potencia como en energía a los diferentes centros de consumo en el territorio nacional.

Con finalidades operativas y de planeación para realizar el estudio regional sobre el mercado eléctrico, el país es fraccionado por CFE en 118 zonas y 12 comunidades (pequeños sistemas aislados), las cuales se agrupan en nueve áreas, conformando así el Sistema Eléctrico Nacional, en la Figura 2.1 se pueden apreciar las nueve regiones en las que está dividido el Sistema Eléctrico Nacional:

- 1- Central
- 2- Oriental
- 3- Occidental
- 4- Noroeste
- 5- Norte
- 6- Noreste
- 7- Baja California
- 8- Baja California Sur
- 9- Peninsular

Regiones del Sistema Eléctrico Nacional



Figura 2.1: **Regiones del Sistema Eléctrico Nacional**, CFE, Programas de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2010-2024

Estas nueve Áreas se concentran en tres Sistemas:

Sistema Interconectado Nacional (SIN), en este sistema se encuentran incluidas las Áreas: Noroeste, Norte, Noreste, Occidental, Central, Oriental, Oriental y Peninsular; Y como Sistemas Aislados las Áreas Baja California y Baja California Sur.

En años pasados se efectuaban enlaces del Área Noroeste hacia el Área Norte, así mismo hacia el Área Occidental, esto por razones de continuidad, regulación y control de la frecuencia. Así se manejaba puesto que el Área Noroeste había estado operando en forma independiente hasta que a partir de marzo de 2005, dicha Área se interconectó de manera permanente al resto del Sistema Interconectado Nacional.

Aún continúa en estudios y en evaluaciones de factibilidad el proyecto de la integración al SIN de las Áreas Baja California y Baja California Sur.

La interconexión de las nueve áreas en el SIN sería beneficioso porque permitiría compartir recursos de generación, teniendo así la capacidad de atender la demanda de punta en las áreas que así lo requieran, esto ofrecería confiabilidad, eficiencia, respaldo y resultados económicos favorables.

2.3- Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)

El CENACE es un organismo creado por la CFE que tiene como objetivo administrar el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Algunas de las responsabilidades del CENACE son: la operación del Sistema, el despacho de generación, el mercadeo de energía con compañías extranjeras y permisionarios externos y el acceso a la red de transmisión. Teniendo como finalidad la provisión de un servicio de energía eléctrica con continuidad, calidad, economía y seguridad.

Para que el CENACE cumpla adecuadamente con sus funciones de despacho y operación del SEN, éste cuenta con el CENAL, éste tiene la tarea de coordinar los cuatro niveles operativos jerárquicos, que son:

- Primer Nivel: CENAL, siendo sus objetivos principales velar por la seguridad y la economía global del SEN.
- Segundo Nivel: Áreas de Control, y sus responsabilidades son coordinar, supervisar, controlar y operar la generación y la seguridad de la red troncal, en un área geográfica determinada coordinándose con el CENAL.
- Tercer Nivel: Subáreas de Control, a estas les corresponde coordinar y supervisar la generación de energía eléctrica en la red de un área geográfica determinada, coordinándose con el segundo nivel para el cumplimiento de los objetivos básicos.
- Cuarto Nivel: Módulos de Control, sus objetivos son operar y supervisar un grupo de instalaciones en un área geográfica determinada, coordinándose con los niveles superiores. Pertenecen a este nivel los Centros de Distribución y los Centros de Control de Generación

2.4- Manejo del despacho

Explicaré algunos de los artículos provenientes de las “Reglas de Despacho y Operación del Sistema Eléctrico Nacional” que son imprescindibles para poder conocer las interacciones del CENACE con cualquier Productor.

Como lo he documentado, el encargado de vigilar este aspecto es el CENACE, este recibe las ofertas de energía eléctrica para la prestación del servicio público por parte de las centrales de generación, tanto las pertenecientes a la Comisión Federal de Electricidad como las de los particulares con los que el CENACE tiene convenio.

El despacho se realiza estrictamente en el orden creciente de su respectivo costo total de corto plazo o precio propuesto, hasta lo que se requiera para satisfacer en cada momento la demanda.

Queriendo decir con esto que para el despacho de la energía eléctrica, el CENACE toma en cuenta primeramente a las centrales generadoras propias o de privados, que reporten el costo total a corto plazo más bajo hasta que se cubra la demanda, considerando la disponibilidad de energía propuesta por cada productor de la CFE o Independiente.

El despacho que maneja el CENACE se planea e integra tomando en consideración los siguientes aspectos:

- la estimación de la demanda,
- la posición geográfica del Productor,
- las restricciones de red;
- la disponibilidad hidráulica,
- la disponibilidad de todas las unidades generadoras,
- las cargas interrumpibles y
- los costos totales de corto plazo de la energía eléctrica o precios ofertados por todos los Productores.

Cabe destacar que ningún Productor de energía eléctrica puede modificar su generación por decisión propia a menos que sea de carácter emergente.

En la cuestión de los energéticos (insumos) el CENACE se coordinará con los Productores de Energía en cuanto a precios y disponibilidad de los mismos.

En cuanto a la información del predespacho, el CENACE entrega a cada uno de los Productores de Energía, a más tardar a las quince horas de cada día el programa de despacho detallado para dicho productor, hora por hora para el día que transcurre o para el día siguiente, indicando en este la cantidad de energía que se tendrá que entregar en el punto de interconexión.

El perfil de carga estimado en el predespacho se integrará tomando en cuenta factores como la región geográfica, la estación del año, las necesidades regionales y los días de la semana. En cuanto a este último aspecto, se observa que los días en los días hábiles es mayor el consumo de energía que en los días no hábiles.

Si durante la aplicación del predespacho las condiciones del SEN cambian, el Operador del CENACE puede modificar el predespacho y este se hará del conocimiento del Productor, esta última modificación debe contener la información actualizada de asignación y el valor de generación de las unidades productoras de energía eléctrica

Si por cualquier causa llega a presentarse algún motivo que resulte en imposibilidad de generación, pudiendo ser por falla o situaciones imprevistas que resulten en la disminución de la capacidad disponible, el responsable del generador afectado debe de informar de inmediato al Operador del CENACE para que este considere otras opciones viables y de aplicación a corto plazo que satisfagan la demanda del Sistema Eléctrico Nacional.

Durante el despacho de energía, se deben respetar los valores de generación hidráulica que sean resultado de los estudios de planeación de la operación a mediano y corto plazo, manteniendo en todo momento márgenes de reserva energética en los embalses. Es facultad directa del Supervisor Nacional de Turno del CENAL el modificar y controlar la generación hidráulica.

2.5- Orden de despacho

Para entender la manera de la orden de despacho, primeramente debemos conocer un poco acerca de los tipos de las centrales y de los combustibles que estas utilizan para generar energía eléctrica. Las centrales de vapor consumen combustóleo y/o gas natural; las centrales de ciclo combinado tienen como combustible base el gas natural; las centrales de turbogas consumen gas natural o diesel, las centrales tipo duales consumen carbón y combustóleo y las centrales de combustión interna consumen diesel.

La decisión de prioridad de despacho, que es una función del CENACE y que se aplica a través de las correspondientes Áreas de Control, significa la manera en que se ordena la participación y aportación de las plantas generadoras de energía eléctrica al Sistema. Es importante conocer que este arreglo está en función de su costo unitario, es decir de la situación económica de los energéticos que utiliza el Productor para generar energía eléctrica. Es decir, las plantas cuyos costos son menores, que han declarado el coste al que están dispuestas a generar energía eléctrica y que el CENACE mediante estudios ha definido como opción viable, son las que tienen prioridad de despacho, teniendo esto como intención el conseguir energía eléctrica al mejor costo posible. En una primera posición en cuanto a costo de generación se encuentran las centrales carboeléctricas y las tipo duales, por lo cual deben ser las primeras en orden de despacho. Continúan las plantas geotermoeléctricas, las cuales se despachan para suplir la demanda fuera de horas pico, siguiendo las generadoras hidroeléctricas en el orden de despacho. Cabe detallar que la capacidad instalada en la generación hidroeléctrica se utiliza en ciertas épocas del año

para cubrir la demanda de potencia en las horas pico, a esto se debe que algunas unidades sólo se despachan pocas horas al día para sustituir la generación de tipo turbogas que tienen el costo más elevado de todas las centrales.

Atendiendo a la orden de costos, continúan las plantas de ciclo combinado, siguen las de vapor, continuando con la nucleoelectrica y al final las centrales de tipo turbogas.

Es importante detallar que las centrales de combustión interna no se consideran en las órdenes de despacho, ya que las plantas existentes en México están ubicadas en Baja California, y estas Áreas de Control son aisladas y no pertenecen al Sistema Interconectado.

En cuanto a la demanda horaria, en las horas pico, la tecnología de turbogas será utilizada para satisfacer las necesidades de este periodo. Las plantas carboeléctricas, duales, geotérmicas, hidroeléctricas y de ciclo combinado, que son más baratas, están en operación las veinticuatro horas del día y para todos los días del año.

2.6- Área Noroeste, que rige a la CCC Hermosillo y a la CCC Naco Nogales

El Área de Control Noroeste (ACNO), que rige a ambas Centrales de Ciclo Combinado, Hermosillo y Naco Nogales, es una de las nueve Áreas de Control en las que divide el CENACE al Sistema Eléctrico Nacional, esta Área de Control tiene su sede en la ciudad de Hermosillo.

Bajo la responsabilidad del ACNO se encuentran los sistemas eléctricos de Sonora y Sinaloa. Cabe destacar que en el estado de Sonora se integran eléctricamente las zonas de Nogales, Caborca, Hermosillo, Guaymas y Navojoa; mientras que en el estado de Sinaloa son las zonas de los Mochis, Guasave, Culiacán y Mazatlán.

En la Figura 2.2 se aprecia la situación de la CCC Naco Nogales y la CCC Hermosillo en el Área de Control Noroeste. Las centrales termoeléctricas, hidroeléctricas y de ciclo combinado que son regidas por el ACNO.



Figura 2.2: Área de Control Noroeste, CFE CENACE, Ing. Victor Corona Cruz, Congreso Peninsular de Energía, Marzo de 2010, Mérida Yucatán.

2.7- Periodos de Demanda

La demanda de energía eléctrica está influenciada principalmente por dos factores: la actividad económica y las variaciones de las condiciones meteorológicas.

Los periodos de demanda pueden dividirse en tres:

Demanda base: Esta es la demanda mínima del Sistema y sucede durante las veinticuatro horas del día y todos los días del año. Se debe a consumos por ejecución de servicios como el alumbrado público y bombeo de agua, además de otros procesos industriales intensivos.

Demanda intermedia: Es la demanda agregada a la demanda base durante algunas horas de casi todos los días del año. Esta demanda se debe principalmente al consumo residencial, a las actividades comerciales y al transporte público eléctrico, entre otras actividades económicas y de servicios.

Demanda en punta: Es la demanda adicional a la demanda intermedia durante algunas horas en algunos días del año, por lo general inicia en las primeras horas de la noche. Se debe al consumo residencial cuando este es más intensivo, así como cuando es mayor el consumo de energía eléctrica por parte de comercios e industrias.

2.8- Variables de Consumo

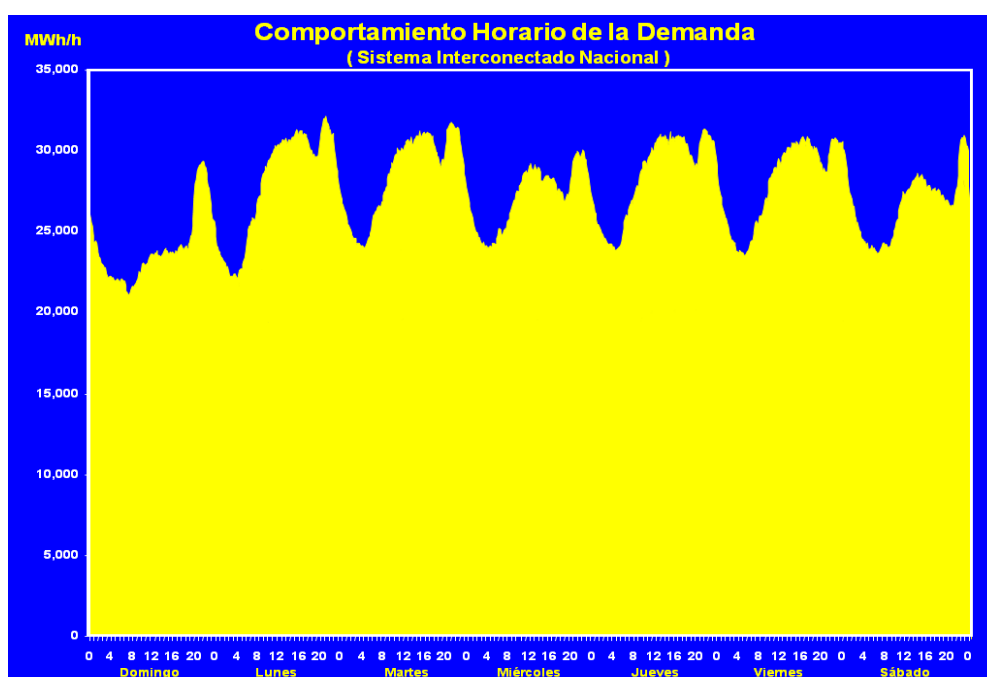
Algunas de las variables que mayor impacto tienen en el consumo de energía eléctrica son:

- **Clima y época del año:** Ambos factores son considerados los más importantes, en México existe una gran variedad de tipos de climas, estos van de los cálidos húmedos en las costas hasta los cálidos secos en algunas ciudades del país.
La importancia de estas variables radica en el hecho de que los consumidores domésticos de energía, de manera particular, pueden llegar a consumir hasta diez o más veces energía en el verano, comparándolo con su consumo en invierno.
Se acostumbra hablar de época de verano como aquella que tiene un mayor periodo de calor y se presenta aproximadamente en los meses de julio y agosto. El descenso de las temperaturas que se consideran elevadas sucede, por lo general en los meses de octubre y noviembre.
- **Hora:** según un estudio, las áreas del norte del país consumen mayor cantidad de energía eléctrica en el verano y su demanda en punta se presenta de las 14:00 a las 18:00 horas, esto se debe a las condiciones atmosféricas y a la demanda por el desarrollo industrial.
- **Día de la semana:** Se tiene bien identificado que en los días hábiles, el consumo de electricidad es mayor que en los no hábiles.
- **Nivel de ingresos:** Este factor se refiere al tipo y al nivel de equipamiento de los consumidores de energía eléctrica. Por ejemplo, en temporadas de calor se considera que un ventilador puede ser utilizado en todas partes sin embargo, un enfriador evaporativo se utiliza en las zonas que tienen un clima del tipo cálido seco y los sistemas de aire acondicionado son utilizados tanto en climas de tipo cálido seco y cálido húmedo.

En la temporada invernal, la curva de demanda es muy similar, con una tendencia que no se dispara y casi de la misma magnitud en todos los usuarios, sin importar la ubicación geográfica

sin embargo, a diferencia de la época de verano donde los consumos dependen, además de las variaciones climáticas, del nivel de ingresos y de los hábitos de consumo.

Según la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE), que es un órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría de Energía, que tiene como función el actuar como un órgano técnico de consulta en temas del ahorro y uso eficiente de la energía y el aprovechamiento de energías renovables, en las áreas del norte se utiliza una mayor cantidad de energía eléctrica en el verano respecto a la demandada durante la temporada invernal, y la demanda pico se presenta a las 16:00 horas durante la época de verano, mientras que en las áreas del sur del país sólo se aprecia un consumo ligeramente mayor en el verano con respecto al consumo en la temporada invernal, presentándose la hora pico de demanda a las 20:00 horas en los días de invierno. En la Gráfica 2.1 se aprecia el comportamiento horario de la demanda de energía eléctrica es decir, los periodos en que el consumo de energía varía con respecto el día de la semana y las horas del día.



Gráfica 2.1: **Comportamiento Horario de la Demanda**, CFE CENACE, Ing. Victor Corona Cruz, Congreso Peninsular de Energía, Marzo de 2010, Mérida Yucatán.

2.9- Participación privada en la industria de suministro de energía eléctrica en México

Como fundamento se tiene que según el Artículo 3° de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), que fue publicado en el Diario Oficial de la Federación el 22 de diciembre de 1975 y que tuvo su última modificación el 22 de diciembre de 1993, ya no se considerarán como servicio público:

- I. La generación de energía eléctrica para autoabastecimiento cogeneración o pequeña producción.
- II. La generación de energía que realicen los productores independientes para su venta a la Comisión Federal de Electricidad.

III. La generación de energía eléctrica para su exportación, derivada de cogeneración, producción independiente y pequeña producción.

IV. La importación de energía eléctrica por parte de personas físicas o morales, destinada exclusivamente al abastecimiento para usos propios.

V. La generación de energía destinada a uso en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica.

Como se aprecia, es en especial el Apartado segundo de este Artículo 3 de la LSPEE la que concierne a las actividades de los Productores Independientes de Energía.

La regulación que envuelve a los Productores Independientes de Energía tiene sus principios en dos Acuerdos, el primero es el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN o TLC o NAFTA), que es un convenio entre México, Estados Unidos y Canadá, que entró en vigor el 1º de enero de 1994 y el segundo es la modificación (iniciativa del Poder Ejecutivo fechado el 16 de noviembre de 1992) de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica que se adaptó a los acuerdos alcanzados durante la negociación del TLC.

Es a partir de este momento en que se introducen nuevas modalidades para la participación de los inversionistas privados en la industria eléctrica mexicana, creándose así el concepto de Productor Independiente de Energía.

El Artículo 602 del Tratado de Libre Comercio es el que expone la situación de los bienes energéticos, la inversión y los servicios vinculados a los mismos, es en especial el Artículo 602.3 en el que se trata el asunto de la electricidad en México, el cual nos dice que la prestación del servicio público de energía eléctrica es un área estratégica reservada al Estado, es decir la generación, conducción, transformación, distribución y venta de energía eléctrica son actividades que quedan a cargo del gobierno mexicano. En este mismo apartado se hacen excepciones y se establecen en seguida, en el Artículo 602.3, Anexo 5, donde se establecen los modos de inversión privada en México.

Aquí se detalla que las oportunidades de inversión privada en México en materia de generación eléctrica son:

Autoconsumo: Que significa que las empresas podrán adquirir, establecer y/o operar una planta de generación eléctrica para la satisfacción de necesidades propias. Las empresas venderán y la CFE comprará la electricidad que exceda a los requerimientos propios bajo términos y condiciones acordados entre la CFE y la empresa que realice dichas actividades de generación.

Co-generación: Que en un amplio sentido indica que, empresas de las otras partes (no por parte de CFE) podrán adquirir, establecer y/o operar plantas de cogeneración, que generen energía eléctrica por medio de calor, vapor u otras fuentes energéticas asociadas con un proceso industrial.

Producción independiente de energía eléctrica: Empresas de otras partes podrán adquirir, establecer y/o operar plantas de producción independiente de energía eléctrica (PIE), la electricidad generada por las plantas de los PIE para venta en México deberá ser vendida a la CFE y la CFE deberá comprar dicha electricidad bajo los términos y condiciones acordados entre la CFE y la empresa (Contrato de Compra-Venta de energía eléctrica). En este mismo apartado

se explica que las empresas de producción independiente de energía y la CFE deberán tener derecho a negociar los términos y condiciones de los contratos de compra de energía eléctrica y de los contratos de venta de energía eléctrica.

2.10- Productores Independientes de Energía

La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) establece las bases y condiciones mediante las cuales podrán otorgarse permisos para la producción independiente de energía eléctrica.

Incluyo de manera textual, por su importancia en materia regulatoria de los PIE en México el Artículo 36, Fracción III y el Artículo 36 Bis.

ARTÍCULO 36.- La Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, considerando los criterios y lineamientos de la política energética nacional y oyendo la opinión de la Comisión Federal de Electricidad, otorgará permisos de autoabastecimiento, de cogeneración, de producción independiente, de pequeña producción o de importación o exportación de energía eléctrica, según se trate, en las condiciones señaladas para cada caso:

III.- De Producción Independiente para generar energía eléctrica destinada a su venta a la Comisión Federal de Electricidad, quedando ésta legalmente obligada a adquirirla en los términos y condiciones económicas que se convengan. Estos permisos podrán ser otorgados cuando se satisfagan los siguientes requisitos:

a) Que los solicitantes sean personas físicas o personas morales constituidas conforme a las leyes mexicanas y con domicilio en el territorio nacional, y que cumplan con los requisitos establecidos en la legislación aplicable;

b) Que los proyectos motivo de la solicitud estén incluidos en la planeación y programas respectivos de la Comisión Federal de Electricidad o sean equivalentes. La Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, conforme a lo previsto en la fracción III del artículo 3o., podrá otorgar permiso respecto de proyectos no incluidos en dicha planeación y programas, cuando la producción de energía eléctrica de tales proyectos haya sido comprometida para su exportación; y

c) Que los solicitantes se obliguen a vender su producción de energía eléctrica exclusivamente a la Comisión Federal de Electricidad, mediante convenios a largo plazo, en los términos del artículo 36-Bis o, previo permiso de la Secretaría en los términos de esta Ley, a exportar total o parcialmente dicha producción.

ARTÍCULO 36-BIS.- Para la prestación del servicio público de energía eléctrica deberá aprovecharse tanto en el corto como en el largo plazo, la producción de energía eléctrica que resulte de menor costo para la Comisión Federal de Electricidad y que ofrezca, además, óptima estabilidad, calidad y seguridad del servicio público, a cuyo efecto se observará lo siguiente:

I.- Con base en la planeación del Sistema Eléctrico Nacional elaborada por la Comisión Federal de

Electricidad, la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal determinará las necesidades de crecimiento o de sustitución de la capacidad de generación del sistema;

II.- Cuando dicha planeación requiera la construcción de nuevas instalaciones de generación de energía eléctrica, la Comisión Federal de Electricidad informará de las características de los

proyectos a la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal. Con base en criterios comparativos de costos, dicha Dependencia determinará si la instalación será ejecutada por la Comisión Federal de Electricidad o si se debe convocar a particulares para suministrar la energía eléctrica necesaria;

III.- Para la adquisición de energía eléctrica que se destine al servicio público, deberá considerarse la que generen los particulares bajo cualesquiera de las modalidades reconocidas en el artículo 36 de esta Ley;

IV.- Los términos y condiciones de los convenios por los que, en su caso, la Comisión Federal de Electricidad adquiera la energía eléctrica de los particulares, se ajustarán a lo que disponga el Reglamento, considerando la firmeza de las entregas; y

V.- Las obras, instalaciones y demás componentes serán objeto de Normas Oficiales Mexicanas o autorizadas previamente por la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal.

Esta ley precisa la situación de los Productores Independientes de Energía (PIE), especificando que mediante esta legislación quedan obligados a vender exclusivamente a la CFE la energía generada y ésta última la CFE la adquirirá bajo los términos y condiciones establecidos mediante contratos y convenios de largo plazo definidos en un Contrato.

Como dato importante, los Productores Independientes de Energía comenzaron a operar en el mes de junio del año 2000.

De manera general explico las denominaciones de los pagos que hace CFE a los PIE por su actividad en México.

Los pagos que CFE hace a los PIE se componen fundamentalmente de dos factores:

- pagos por capacidad puesta a disposición de CFE y
- pago por la energía entregada en el punto de interconexión.

Dichos pagos deberán reflejar los cargos fijos, que se refieren a los pagos por capacidad y los cargos variables, que son los referidos a los cargos por energía en que incurra el PIE. De esta manera la CFE garantiza la rentabilidad de los proyectos privados para el suministro de energía eléctrica.

Los Cargos fijos y variables que conforman el total del costo por la energía comprada a los PIE, son los siguientes:

Cargos Fijos:

- Pago por el cargo fijo por reserva de capacidad de suministro de combustible: es el cargo que se asocia a las tarifas de transporte de gas de la Comisión Reguladora de Energía.
- Pago por el cargo fijo de operación y mantenimiento: cargo correspondiente a los costos fijos de materiales, refacciones y mano de obra de la central generadora.
- Pago fijo por capacidad: este cargo por capacidad corresponde a la recuperación de la inversión económica asociada a la disponibilidad de la central del Productor Independiente de Energía.

Cargos Variables:

- Pago por el cargo variable de combustible: este cargo se asocia a un consumo térmico garantizado por el Productor Independiente de Energía.
- Pago por el cargo variable de operación y mantenimiento: este cargo está asociado a la cantidad de energía entregada a la CFE por parte del productor.
- Pago por el cargo de arranques: este cargo es el que se asocia con las instrucciones de despacho de generación de la CFE a través del CENACE y sus correspondientes Áreas de Control.

2.11- Productores Independientes de Energía en el territorio mexicano

La información oficial actualizada que maneja CFE acerca del número de Centrales de Ciclo Combinado que funcionan en la modalidad de Productores Independientes de Energía la he obtenido de su portal en internet. En la tabla 2.1, tomada directamente del portal en internet de CFE se enumeran las centrales de ciclo combinado en modalidad de Productor Independiente de Energía que se encuentran ubicadas en México.

Capacidad Efectiva: 11,906.900 MW
22 Centrales
74 Unidades

Nombre de la central	Número de unidades	Fecha de entrada en operación	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
Altamira II	3	01-may-02	495	Altamira, Tamaulipas
Altamira III y IV	6	24-dic-03	1,036	Altamira, Tamaulipas
Altamira V	6	22-oct-06	1,121	Altamira, Tamaulipas
Bajío	4	09-mar-02	495	San Luis de la Paz, Querétaro
Campeche	2	28-may-03	252	Palizada, Campeche
Chihuahua III	3	09-sep-03	259	Cd. Juárez, Chihuahua
Hermosillo	2	01-oct-01	250	Hermosillo, Sonora
La Laguna II	3	15-mar-05	498	Gómez Palacio, Durango
Mérida III	3	09-jun-00	484	Mérida, Yucatán
Mexicali	3	20-jul-03	489	Mexicali, Baja California
Monterrey III	2	27-mar-02	449	Pesquería, Nuevo León
Naco - Nogales	2	04-oct-03	258	Agua Prieta, Sonora
Río Bravo II (Anáhuac)	3	18-ene-02	495	Valle Hermoso, Tamaulipas
Río Bravo III	3	01-abr-04	495	Valle Hermoso, Tamaulipas
Río Bravo IV	3	01-abr-05	500	Valle Hermoso, Tamaulipas
Saltillo	2	19-nov-01	248	Ramos Arizpe, Coahuila
Tamazunchale	6	21-jun-07	1,135	Tamazunchale, San Luis Potosí
Tuxpan II	3	15-dic-01	495	Tuxpan, Veracruz
Tuxpan III y IV	6	23-may-03	983	Tuxpan, Veracruz
Tuxpan V	3	01-sep-06	495	Tuxpan, Veracruz
Valladolid III	3	27-jun-06	525	Valladolid, Yucatán
Norte Durango	3	07-ago-10	450	Durango, Durango

Tabla 2.1: **Productores Independientes de Energía**, Información tomada del portal de Comisión Federal de Electricidad <http://www.cfe.gob.mx/QuienesSomos/estadisticas/listadocentralesgeneradoras/Paginas/ProductoresIndependientes.aspx>

2.12- Ciclo combinado

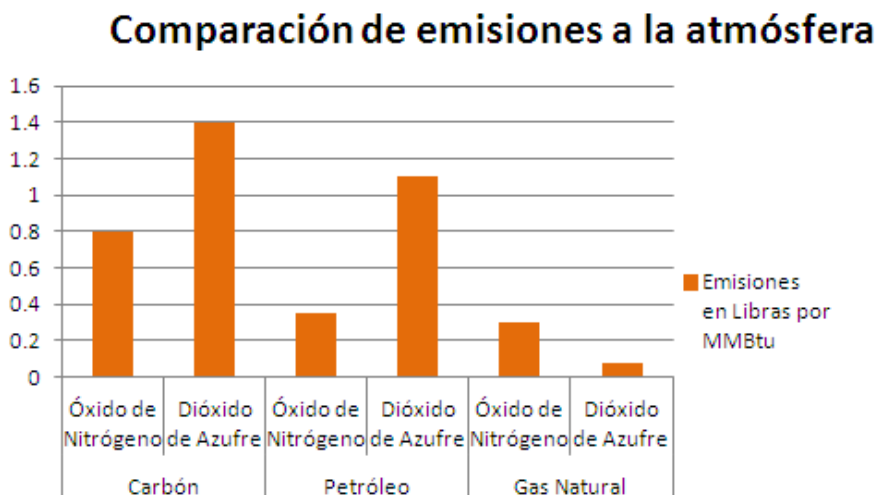
La CFE apuesta por este tipo de tecnología, puesto que se considera que el diseño de las centrales de ciclo combinado manejan una generación de energía eléctrica segura, altamente confiable, de impactos medioambientales muy controlados por la utilización de gas natural considerado este último como un combustible limpio.

Es de alta importancia conocer que las emisiones de gases de escape de una central de ciclo combinado son controladas a través del uso de un método llamado “Sistema de combustión seco de bajos niveles de óxidos de nitrógeno (NO_x)”

El ciclo combinado es considerado como la tecnología de mayor eficiencia térmica, teniendo valores del 50 al 60% y se espera que con los avances tecnológicos llegue a eficiencias de más del 70%. La tecnología de ciclos combinados con gas natural tiene también ventajas ecológicas por tener emisiones muy bajas comparadas con las otras que manejan como insumos combustibles fósiles. Las plantas de ciclo combinado no producen dióxido de azufre y únicamente la mitad o menos del dióxido de carbono de las plantas que utilizan carbón para producir la misma cantidad de energía eléctrica. Además, el ciclo combinado permite producir energía eléctrica a partir del calor de desperdicio, que de otra manera se perdería cuando sale de las turbinas de combustión de gas natural.

Haciendo insistencia en que la combustión del gas natural resulta en emisiones prácticamente nulas de dióxido de azufre (SO₂) y otras partículas y emisiones mucho más bajas de monóxido de carbono (CO), hidrocarburos reactivos, óxidos de nitrógeno (NO_x) y dióxido de carbono que otros combustibles fósiles.

Según las cifras que maneja el Gas Technology Institute (GTI), en la gráfica 2.2 se muestra la comparativa de las emisiones a la atmósfera según el tipo de combustible empleado para la generación de energía eléctrica.



Gráfica 2.2: **Comparación de emisiones a la atmósfera**, Instituto del Manejo de la Energía, datos de emisiones al ambiente propiedad de Instituto Tecnológico del Gas (GTI), Jackson Mueller, Octubre 2011.

La generación de energía eléctrica utilizando ciclo combinado ha tenido un crecimiento exponencial, porque se pueden apreciar ventajas como al compararse con una central térmica convencional que difícilmente supera un 30% de eficiencia, mientras que las de ciclo combinado pueden alcanzar un 55%. Otra ventaja se presenta en la producción de emisiones de Dióxido de Carbono por kilowatt/Hora, en el ciclo combinado está cerca de los 350 gramos, frente a los 1,000 gramos por KW/Hora de las térmicas que tienen como combustible base al carbón.

De una manera general, el proceso de ciclo combinado consta de dos partes, turbogas y vapor. En la primera etapa, los gases de combustión del gas natural pasan a través de una turbina de gas para generar electricidad. En la segunda fase, se aprovecha la energía calorífica de los gases de escape, utilizando un intercambiador, para producir vapor y para generar energía eléctrica adicional. Esta combinación de dos maneras de generación permite aprovechar al máximo el combustible utilizado.

Una ventaja más de las plantas de ciclo combinado es su posibilidad de construcción que se puede llevar a cabo en dos etapas. La primera parte corresponde a la construcción de la unidad de turbogas, la cual puede ser concluida en un plazo que puede ser de siete a ocho meses aproximadamente e iniciar su operación. Posteriormente, se continúa con la construcción de la unidad de vapor, completándose la totalidad del ciclo combinado en un período total entre quince y veinte meses.

2.13- Proceso de generación de energía eléctrica mediante Ciclo Combinado

Una central de ciclo combinado consiste en un grupo integrado por una turbina de gas acoplada a un generador eléctrico, un recuperador o chimenea recuperadora de calor y una turbina de vapor acoplada a un generador eléctrico.

El proceso de generación comienza desde la aspiración de aire del exterior conduciéndolo al compresor de la turbina de gas a través de un sistema de filtración y silenciado, ya que el aire ha sido comprimido se combinará con el combustible y se llevará a la cámara de combustión, es decir el gas natural alimentará a la turbina de gas y será quemado en la sección de combustión.

Como resultado de la combustión, se obtendrán gases de combustión calientes expandidos que harán girar a la turbina de gas, el generador acoplado a la turbina de gas transformará el trabajo mecánico en energía eléctrica.

El calor residual del escape de la turbina de gas se utilizará para la producción de vapor en una caldera de recuperación. En esta parte de recuperación, se extraerá la mayor parte del calor aún disponible en los gases de escape antes de ser expulsados a la atmósfera, para producir vapor y este se conducirá a la turbina de vapor. Por la expansión del vapor se producirá movimiento de los álabes de la turbina, la cual está directamente conectada por un acoplamiento rígido a un generador que producirá energía eléctrica.

Como se puede entender, la turbina de gas tiene dos funciones producir energía eléctrica a través del acoplamiento que tiene con el generador y proporcionar gases calientes al generador de vapor por recuperación de calor.

Después de este proceso de ciclo combinado, se producirá energía eléctrica con un alto rendimiento. Cada generador acoplado a cada turbina tiene asociado un transformador principal que se encuentra conectado mediante líneas aéreas de alta tensión a la subestación que CFE ha destinado para la recepción de la energía eléctrica generada.

El sistema de enfriamiento de la central de ciclo combinado se encuentra compuesto por torres de enfriamiento del tipo húmedo, además de contar con su sistema contraincendios y un sistema de tratamiento para obtener agua de una pureza óptima para poderla utilizar en el ciclo agua-vapor.

El proceso de generación de energía eléctrica de una Central de este tipo utiliza turbinas de gas y de vapor que operan en modo ciclo combinado, basándose en los ciclos de Brayton y Rankine.

2.13.1- Ciclo Brayton

La etapa inicial de operación de una Central de Ciclo Combinado, inicia con la alimentación del combustible (gas natural) a la cámara de combustión de la turbina de gas, junto con aire comprimido.

Al llevarse a cabo la combustión se eleva la temperatura y aumenta el volumen del aire que se ha comprimido junto con el combustible, esto junto con los gases producto de la combustión se introducen en una turbina de gas haciendo girar los álabes de la misma, esta se encuentra acoplada a la flecha del generador eléctrico.

La energía que se ha generado en este proceso se envía al transformador principal, donde se eleva la tensión para entregar la energía a la subestación eléctrica y al Sistema Eléctrico Nacional.

Estos procesos energéticos significan la transformación de la energía química del combustible a energía térmica, que se convertirá en energía mecánica y finalmente en energía eléctrica.

Los gases producto de la combustión. Después de mover la turbina haciendo girar los álabes, pueden ser descargados directamente a la atmosfera.

2.13.2- Ciclo Rankine

Después de que los gases de combustión han realizado su trabajo en la turbina de gas y se han expandido, estos se canalizan para alimentar a un dispositivo llamado recuperador de calor, el cual está integrado por tuberías que en su interior llevan agua previamente tratada.

La combustión del metano es una reacción química simple, en esta intervienen oxígeno y metano en una combinación y con una ignición dará como resultado Dióxido de carbono y vapor de agua, es decir: $\text{CH}_4 + 2\text{O}_2 \rightarrow \text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O}$

En el recuperador de calor, los gases de combustión incrementan la temperatura del agua de los tubos convirtiéndola en vapor. El generador de vapor por recuperación de calor, genera vapor a una alta presión, aproximadamente de 10,212 kPa y una temperatura de 540°C

El vapor que se ha generado en el recuperador de calor es conducido a una turbina de vapor, donde su energía cinética se convierte en trabajo mecánico, esto se debe a la descompresión o

expansión del vapor que ha producido un trabajo poniendo en giro los álabes. La turbina de vapor, al igual que la turbina de gas, se encuentra acoplada a un generador de energía eléctrica. La turbina de vapor está constituida por tres secciones: de alta, media y baja presión, el vapor de escape de la sección de alta presión es recalentado en el generador de vapor y usado en la sección de media y baja presión.

El vapor de escape de la sección de baja presión se lleva a un aerocondensador, que funciona como un intercambiador de calor de circuito cerrado. Mediante la utilización de este aerocondensador se garantiza un bajo consumo de agua de repuesto al ciclo; ya que el agua obtenida en el aerocondensador es nuevamente utilizada en el proceso.

El generador de vapor por recuperación de calor de tres niveles de presión tiene las siguientes funciones; el vapor de alta presión se entrega directamente a la entrada de la turbina de vapor a manera de vapor principal. El vapor recalentado frío se envía al recuperador de calor, mezclado con el vapor de presión media, donde se recalienta antes de ser de nuevo enviado a la turbina de vapor. Una parte del vapor de presión media se utiliza a manera de enfriamiento en piezas de transición de la turbina de gas. El vapor que regresa después de este enfriamiento se mezcla con el vapor que va hacia la turbina de vapor. El vapor de presión media entra a la turbina de vapor y este se expande en ella haciendo que escape este vapor hacia el condensador que es enfriado por agua y que se encuentra ubicado en el extremo de la turbina de baja presión.

El agua es necesaria para la generación de energía eléctrica en el ciclo del turbogenerador de vapor. Esta agua proviene de las lagunas de oxidación, estas son tratadas previamente en una planta de proceso de aguas negras, teniendo la finalidad de eliminar la mayor cantidad de impurezas y sales.

Los gases producto de la combustión, después de haber pasado por el recuperador de calor, son emitidos a la atmósfera a través de una chimenea.

La energía eléctrica generada por los turbogeneradores, será conducida a través de un bus a los transformadores principales, ahí se elevará su tensión para entregarla a la subestación y posteriormente distribuirla a la red eléctrica por medio de las líneas de transmisión.

2.13.3- Funciones por sistemas

* Alimentación de combustible: el combustible de la Central de Ciclo Combinado es gas natural. El sistema de circulación y alimentación de gas suministra el combustible a la turbina de gas. Los componentes principales de este sistema de alimentación de gas son: válvulas en punto de recepción, la estación de medición, el sistema de regulación de presión, las unidades de secado y filtración.

* Turbogas: este sistema tiene el propósito de generar energía eléctrica mediante el movimiento de los álabes de una turbina acoplada a un generador. Si tomamos figuradamente como un entero la energía eléctrica producida, en esta parte del ciclo se producen aproximadamente dos tercios de la energía eléctrica del ciclo combinado. A grandes rasgos, el proceso consiste en comprimir aire, mezclarlo con combustible, llevar a cabo la combustión, aprovechar la energía de los gases resultantes para hacer girar los álabes de la turbina y generar así energía eléctrica con el generador acoplado al eje del Turbogas.

* Suministro de agua: el agua es necesaria para la generación de energía eléctrica en la turbina del ciclo Agua-Vapor. El sistema de suministro de agua consta de bombas de extracción y conducción a través de una tubería hasta la central. El agua ingresará a la planta de tratamiento y finalmente se llevará a los tanques de almacenamiento. El sistema de agua de enfriamiento cumple la función de condensar los vapores de escape de la turbina de vapor, enfriar el agua del circuito cerrado y suministrar agua de enfriamiento a todos los sistemas que así lo requieran.

* Ciclo Agua-Vapor: este sistema tienen la función de generar vapor a alta presión para accionar el turbogenerador de vapor, el vapor se condensa en el sistema de enfriamiento principal y es nuevamente llevado al ciclo.

Las unidades principales que intervienen en este proceso son: un recuperador de calor para generación de calor para producir vapor; una turbina de vapor acoplada a un generador eléctrico y un aerocondensador, que funciona como un intercambiador de calor. Por el conjunto de tubos de recuperador de calor circula agua acondicionada químicamente, el vapor dilatado se regresa al recuperador para volver a calentarse y después se envía a la sección de presión media de la turbina. El vapor, antes de llegar al área de condensación, es llevado a la sección de baja presión. Las tres secciones de la turbina están acopladas a la misma flecha del generador eléctrico, al final de este proceso, se obtiene energía eléctrica. En el aerocondensador, el vapor pasa a través de tubos que son enfriados con aire a temperatura ambiente y apoyado por ventiladores, removiendo la máxima cantidad de calor y logrando así la condensación, en este mismo sistema se recolecta el agua condensada; de aquí, las bombas de condensado lo envían al desgasificador y de ahí al recuperador para cerrar el ciclo.

* Turbina de vapor con generador: en este proceso, al final, se produce aproximadamente un tercio de la energía eléctrica generada. El vapor, producido en el Recuperador de Calor, se expande en el interior de la turbina, haciendo girar el rotor y haciendo que el Generador eléctrico ejecute su función.

En la figura 2.3 se representan las etapas de una central de ciclo combinado.

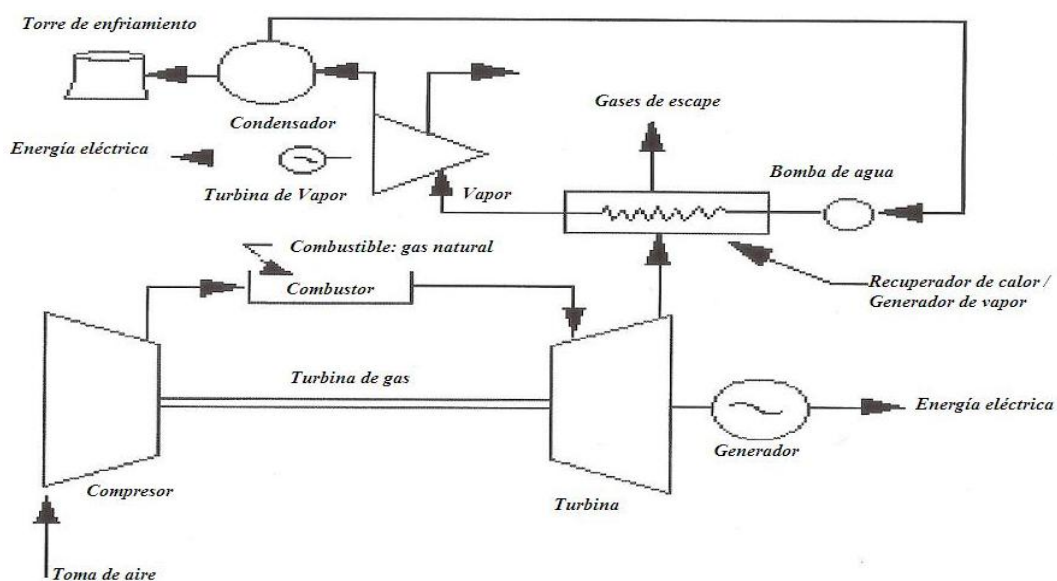


Figura 2.3: **Diagrama de ciclo combinado**, Instituto del Manejo de la Energía, Jackson Mueller, Octubre 2011.

2.14- Gas natural

En condiciones normales de presión y temperatura es una mezcla gaseosa que no tiene olor ni color, y por lo general al momento de su extracción se encuentra compuesto por otros hidrocarburos fósiles.

El gas natural está compuesto en un 95% o más de metano y el 5% restante de una mezcla de etano, propano y otros componentes más pesados como butanos, pentanos y hexanos. Además, al momento de su extracción, también puede contener en su composición y a manera de impurezas nitrógeno, bióxido de carbono, mercaptanos, ácido sulfhídrico y vapor de agua.

Las impurezas del gas natural se eliminan en las plantas de proceso especializadas en el tratamiento de gas, mediante el uso de solventes y absorbentes.

Como medida de seguridad, se puede adicionar un odorizante al gas natural para que se pueda percibir en caso de posibles fugas durante su transporte y manejo, sin embargo Pemex en sus Condiciones Generales para la Prestación del Servicio de Transporte de Gas Natural, indica que no está obligado a odorizar el Gas Natural entregado en los puntos de destino, ni a mantener ningún nivel de odorización en dicho Gas.

El gas natural, para poderse comprimir y transportar a grandes distancias a través de sistemas de gasoductos, es conveniente separar de su composición los componentes más pesados, como el hexano, pentano, butanos y propano y en ocasiones el etano.

El poder calorífico del gas natural depende elementalmente de su composición química; entre mayor sea la cantidad de hidrocarburos más pesados que el metano tenga en su composición, mayor será su poder calorífico, es decir el poder calorífico del gas natural depende de su estructura química y es directamente proporcional a la cantidad de hidrocarburos más pesados que el metano que este contenga.

2.14.1- Medición del gas natural

En el Sistema Inglés de Unidades se utiliza el Btu o Unidad Térmica Británica. Comúnmente y debido a las magnitudes se utiliza un múltiplo, el Millón de Btu (MMBtu). Un Btu representa la cantidad de energía que se requiere para elevar un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua a condiciones atmosféricas normales. El Dekatherm es otra unidad de energía que se utiliza para medir el gas natural y este equivale a un Millón de Btu (MMBtu).

En México se utiliza la Caloría, que es la cantidad de energía necesaria para elevar un grado Celsius (de 14.5 a 15.5 °C) la temperatura de un gramo de agua a condiciones normales de presión; un Btu equivale a 252 calorías. Comúnmente y debido a las magnitudes se utiliza un múltiplo de la Caloría, la Gigacaloría (Gcal), equivalente a mil millones de Calorías.

También, según la norma NOM-008-SCFI-2002 que trata del Sistema General de Unidades de Medida, la Comisión Reguladora de Energía en todas las disposiciones que hagan referencia a la unidad de medida de gas natural, la caloría, debe utilizarse la unidad joule (J), la conversión será de una caloría = 4.1868 Joules.

El gas natural se compra y se paga por unidad de energía entregada. La medición de la cantidad de energía entregada se verifica mediante las lecturas de un medidor volumétrico que habitualmente es una placa de orificio conectada a un sistema graficador y de un medidor del poder calorífico del gas o calorímetro. Combinando ambas medidas el usuario puede conocer con certeza la cantidad de energía efectivamente consumida.

2.14.2- Organismos Reguladores

* Secretaría de Energía (SENER): es la rectora de la política energética del país. Su misión es manejar y regir la política energética del país, con base en un marco constitucional vigente, teniendo como finalidad el garantizar el suministro con suficiencia y adecuada cobertura nacional, de alta calidad, económicamente viable y con energéticos que garanticen una sustentabilidad ambiental.

* Comisión Reguladora de Energía (CRE): este organismo tiene múltiples funciones, algunas de ellas son el otorgar permisos (por ejemplo el permiso de generación de energía), autorizar precios y tarifas, aprobar contratos, términos y condiciones para la prestación de los servicios, expedir disposiciones generales administrativas (directivas), certificar las metodologías de cálculo de tarifas, fomentar la competencia leal, dirimir controversias, requerir información y aplicar sanciones. Además promueve el desarrollo eficiente de la industria eléctrica y del gas natural mediante una regulación eficiente que protege los intereses de los usuarios y la prestación de servicios.

A partir de 1995, por la Ley de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) se constituyó como autoridad reguladora y de ser un órgano informativo en materia de electricidad pasó a ser un órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía con facultades técnicas y operativas con funciones de regulación sobre el sector de electricidad y de gas natural en México.

Los Productores Externos de Energía tienen el compromiso de incorporar en todas las etapas del desarrollo y puesta en operación del proyecto, las medidas de control, mitigación, compensación y restauración ambiental. Siempre atendiendo a las condiciones de la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) y del Instituto Nacional de Ecología.

2.14.3- Disponibilidad de gas natural

Actualmente el gas natural juega un papel de gran importancia para el sustento de las necesidades energéticas de la industria y los consumidores domésticos.

A partir del año 2000, con la entrada en operación del primer Productor Independiente de Energía, se marcó la tendencia al mayor consumo de gas natural por parte del sector de generación de energía eléctrica y al menor consumo, o inclusive a niveles de desuso, del combustóleo para generar electricidad. Esta tendencia de consumo en gran escala se debe a que el gas natural, en comparación con el resto de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica, es el más limpio y presenta una eficiencia térmica elevada, entre otras muchas cualidades técnicas, económicas y de disponibilidad que posee el gas natural como insumo en la generación de energía eléctrica.

Según el documento “Prospectiva del mercado de gas natural 2010-2025” que publica la Secretaría de Energía y lo que se publica BP Statistical Review of World Energy 2010, hasta finales del año 2009 las reservas probadas de gas natural en el mundo eran 6,621 billones de pies cúbicos (bpc). México se ubica en el lugar 34 en reservas de gas natural a nivel mundial.

Las reservas de gas natural en México ascienden a 61 billones de pies cúbicos. Estas reservas en México son equivalentes a diez años de producción a los ritmos actuales y a treinta y tres años de producción, aproximadamente.

Se reporta que el consumo de gas natural con fines de generación eléctrica ha crecido de manera dramática desde 1994 a la actualidad. Este crecimiento se debe a la ampliación del sector de generación mediante la construcción de plantas de generación de ciclo combinado, la mayoría de las cuales fueron construidas por los PIE, los cogeneradores y los autoabastecedores.

Según cifras del 2011 del Energy Management Institute (EMI), las reservas probadas de gas natural, que significa la cantidad de gas natural que se puede producir con los costos actuales, en el mundo, en trillones de metros cúbicos y dividido en las siguientes áreas son:

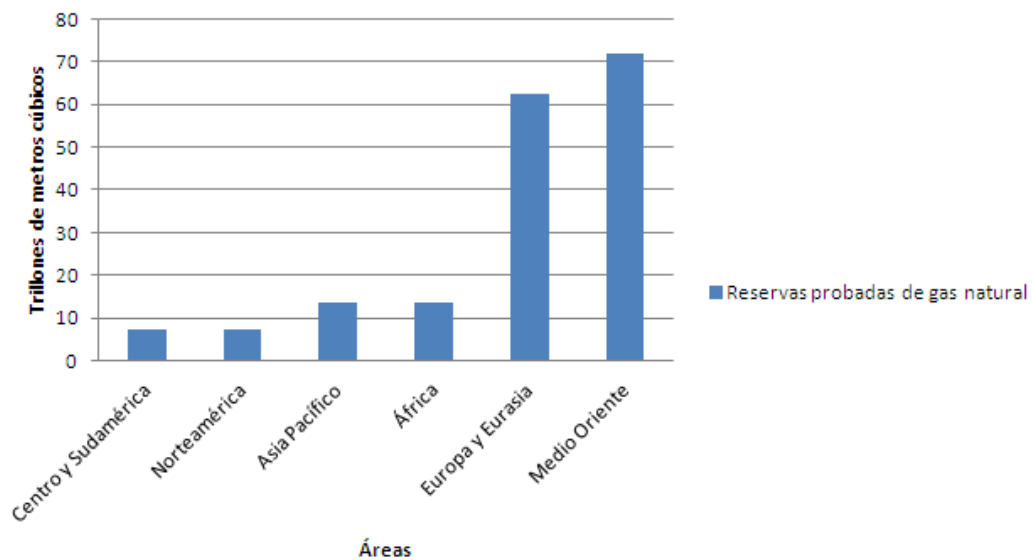
- Región Centro y Sudamérica: 7.19 trillones de metros cúbicos,
- Región Norteamérica: 7.31 trillones de metros cúbicos,
- Región Asia Pacífico: 13.47 trillones de metros cúbicos,
- Región África: 13.78 trillones de metros cúbicos,
- Región Europa y Eurasia: 62.30 trillones de metros cúbicos,
- Región Medio Oriente: 71.72 trillones de metros cúbicos.

En la figura 2.4 y en la gráfica 2.3 se aprecia la distribución de las reservas de gas natural con datos del 2011, dividiendo al mundo en seis regiones Centro y Sudamérica, Norteamérica, Pacífico Asiático, África, Europa y Eurasia y Medio Oriente.



Figura 2.4: **Distribución de las reservas de gas natural en el mundo**, Instituto del Manejo de la Energía, Jackson Mueller, Octubre 2011.

Reservas probadas de gas natural en trillones de metros cúbicos



Gráfica 2.3: **Reservas de gas natural en el mundo**, Instituto del Manejo de la Energía, Jackson Mueller, Octubre 2011.

2.14.4- Generalidades del marketing del gas natural

A partir de 1990, los contratos futuros del gas natural se cotizan en la Bolsa Mercantil de Nueva York (NYMEX), inversionistas, consumidores y productores realizan estudios financieros con el objetivo de analizar la volatilidad del mercado con el fin de asegurar sus movimientos económicos al comprar y vender gas natural. El negociar los contratos en la Bolsa ofrece a los inversionistas una herramienta de especulación con la finalidad de conocer los riesgos, la volatilidad y los diferenciales de precios que se producen con la oferta y la demanda. Por ejemplo, un estudio importante es el que se basa en las tendencias estacionales de demanda de gas natural.

En Estados Unidos desde 1978 con la publicación de la Natural Gas Policy Act, se liberalizó la industria del gas natural y se abrió a la libre competencia en el mercado.

El marketing de gas natural está constituido por dos mercados competitivos: el gas como mercancía (insumo) y el transporte del mismo.

Los precios de los contratos futuros del gas natural se basan en el indicador que origina el Henry Hub, que está ubicado en Erath Louisiana. El Henry Hub es un punto central de procesamiento donde confluyen dieciséis de los gasoductos más importantes de la Unión Americana, estos gasoductos se utilizan para transportar el gas natural a los centros de consumo, por ejemplo el sistema de gasoductos de Texas y otros sistemas muy importantes del sureste de Estados Unidos.

El enorme volumen de gas natural que pasa por dicho punto es la principal razón por la que precio fijado en el Henry Hub establece el precio para todo el mercado norteamericano de gas natural. De una manera más clara, el Henry Hub es el marcador de precio del gas natural en Estados Unidos y el principal gas de referencia a nivel internacional.

De manera explicativa, un Hub, llamado también “cabecera”, es un lugar físico conformado por varios gasoductos conectados a una instalación que permite trasladar el gas natural de un ducto a otro, es decir el Hub recibe los volúmenes de gas y los encauza hacia los destinos de mercado. El transporte de gas, es una transferencia de gas entre dos gasoductos que se encuentran interconectados por un Hub de cabecera.

El Henry Hub, que es el mercado *spot* y de futuros de gas natural más grande de Estados Unidos, es propiedad y está operado por Sabine Pipeline LLC, siendo este a su vez una empresa propiedad en su totalidad de Chevron Texaco.

A manera de síntesis, el Henry Hub es un punto arbitrario de referencia geográfica que tiene como objetivo la fijación de precios de contratos futuros en las modalidades de compra y de venta de gas natural, dichos movimientos cotizan en la Bolsa Mercantil de Nueva York (NYMEX).

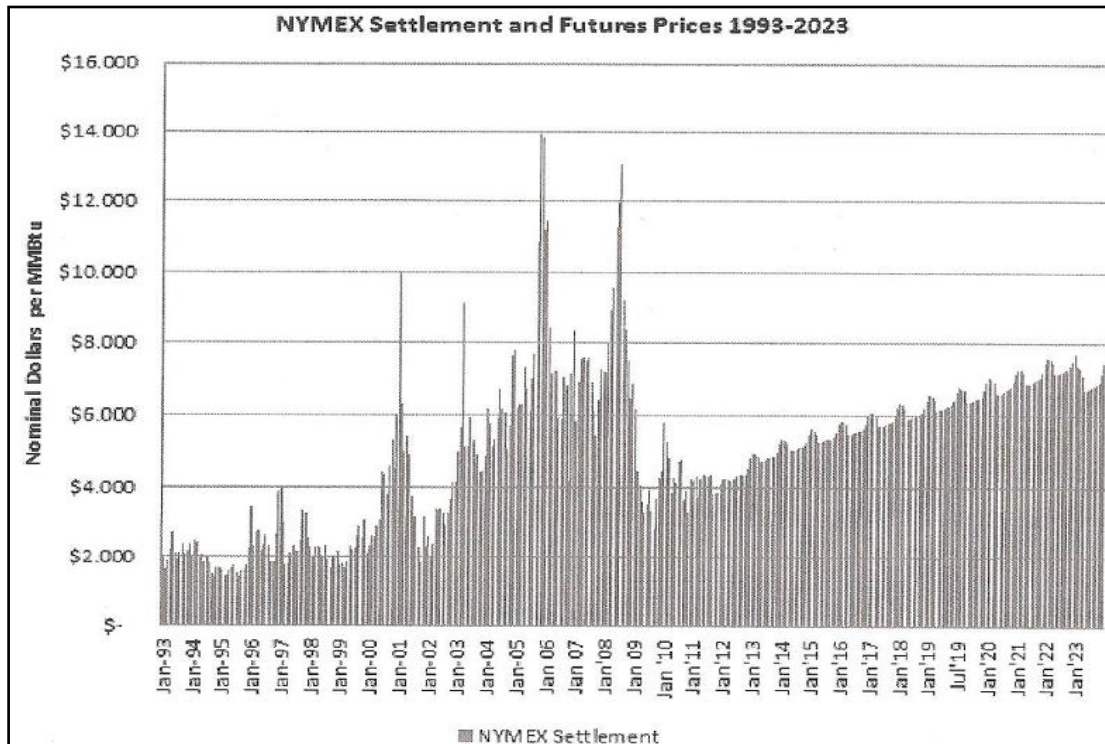
Un precio *spot* es aquel que se refiere a las transacciones para entregas a realizar al día siguiente de que el gas natural se ha procesado (retiro de hidrocarburos, etano, pentanos, etc.) en la planta de tratamiento.

La demanda de gas natural tiene carácter estacional, durante el invierno alcanza un pico de demanda y disminuye durante el año, registrándose en el verano los puntos más bajos de consumo.

Hay situaciones que ponen en desequilibrio la tendencia de precios del gas natural, como las condiciones meteorológicas severas y fenómenos ambientales que puedan afectar las instalaciones como las centrales de procesamiento y el sistema de gasoductos.

El gas natural tiene competencia directa con el petróleo, esto debido a que ambos energéticos tienen maneras de utilización parecidas. Las fluctuaciones de los precios de los productos del petróleo pueden ejercer presión sobre los precios en el mercado de gas natural. Comúnmente se dice que casi todo lo que se puede producir con base en el petróleo se puede producir con gas natural, con consecuencias mucho menos graves para el medio ambiente.

El gas natural, como insumo básico de generación de energía eléctrica en México, depende de la cotización del Henry Hub, esto por la proximidad que tiene este con centros importantes de consumo en México, como Monterrey. Los precios históricos y futuros del gas natural en la Bolsa Mercantil de Nueva York son los que aparecen en la gráfica 2.4, ahí se pueden apreciar los números históricos y las variaciones que se han estimado para los futuros del indicador Henry Hub.



Gráfica 2.4: **Precios del gas natural**, Instituto del Manejo de la Energía,
Jackson Mueller, Octubre 2011.

2.15- CCC Hermosillo y CCC Naco Nogales

2.15.1- Descripción del permiso de PIE otorgado por la CRE a Fuerza y Energía de Hermosillo

La Comisión Reguladora de Energía entregó el permiso para generar energía eléctrica en la modalidad de Productor Independiente de Energía el 30 de noviembre de 1998 a Fuerza y Energía de Hermosillo en aquél entonces era propiedad de Unión Fenosa y Acción Exterior, hoy es propiedad de Gas Natural Fenosa.

La totalidad del proyecto, se estima que fue una inversión directa por 185 millones de dólares.

La Central tiene una capacidad total máxima de generación en el sitio, en condiciones de verano, de 252.7 MW, utilizando gas natural como combustible base y diesel como combustible alterno.

La estimación que se hizo en un principio, fue que la producción estimada anual de energía sería de 1,800 GWh con un consumo aproximado de gas natural de 337 millones de metros cúbicos en condiciones estándar.

En ese entonces, el otorgamiento del permiso tuvo un importante significado para el desarrollo del sector eléctrico nacional, debido a que se trataba del segundo permiso que se otorgaba bajo la modalidad de Productor Independiente de Energía.

Este esquema implica que los inversionistas privados financiarían, construirían, operarían y darían mantenimiento a la Central generadora durante un periodo renovable de 27 años y seis meses.

Para desarrollar el proyecto y operar en la modalidad de Productor Independiente de Energía, el interesado (ganador del proyecto) está obligado a realizar todos los trabajos necesarios para diseñar, construir, probar, poner en operación, ser propietario, maniobrar y dar mantenimiento a las instalaciones de la Central.

Dentro de este esquema, se obligó al Productor mediante la firma de un contrato y como lo marca la Ley, a poner a disposición de la CFE la capacidad de generación y así mismo el Productor venderá la energía eléctrica asociada a la misma que será entregada en un punto de interconexión al Sistema Eléctrico Nacional definido por CFE para posteriormente transmitirla y distribuirla a los usuarios finales.

En febrero de 1998, la Comisión Federal de Electricidad convocó a la Licitación Pública Internacional para la adjudicación de este contrato. El 13 de octubre, la CFE dictó el fallo correspondiente a la Licitación resultando ganadora la empresa Unión Fenosa y Acción Exterior, compañía que a su vez creó Fuerza y Energía de Hermosillo para desarrollar el proyecto.

La ubicación de la planta se planeó en el Ejido de la Manga, Municipio de Hermosillo, Sonora.

En el proceso de licitación concursaron las empresas: EDF de Francia, Iberdrola de España, los grupos estadounidenses El Paso Energy, AES, Enron e Intergen, y de Japón Mitsubishi Corporation y Marubeni Corporation.

Este fue el segundo proyecto de generación privada de energía eléctrica en su modalidad de Productor Independiente de Energía que autorizó la CRE.

El primero fue el asignado en febrero de 1997 a AES Mérida III, S. de R.L. de C.V., (AES Yucatán, S. de R.L. de C.V., Nichimen Corporation y Grupo Hermes, S.A. de C.V.).

Dichas empresas se estima que invirtieron alrededor de 360 millones de dólares en la Central, cuya capacidad de generación fue de de 531.5 MW.

2.15.2- Descripción del permiso de PIE otorgado por la CRE a Fuerza y Energía de Naco Nogales

La Comisión Reguladora de Energía entregó el permiso para generar energía eléctrica en la modalidad de Productor Independiente de Energía el 27 de julio del año 2000 a Fuerza y Energía de Naco Nogales en aquél entonces propiedad de Unión Fenosa y Acción Exterior, hoy en día la empresa propietaria es Gas Natural Fenosa.

Para el desarrollo de este proyecto, se hizo una inversión directa por aproximadamente 136 millones de dólares.

Unión Fenosa resultó ganadora en la Licitación Pública Internacional convocada por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) para realizar todos los trabajos necesarios para diseñar, construir, probar, poner en operación, ser propietario, maniobrar y dar mantenimiento a las instalaciones de la central de ciclo combinado “Naco-Nogales” ubicada en Agua Prieta, Sonora.

En el concurso de esta licitación también participó la empresa estadounidense AES Corporation.

Como resultado del fallo de esa licitación a favor de Unión Fenosa Acción Exterior, la CRE le otorgó un permiso para generar energía eléctrica en la modalidad de Productor Independiente de Energía, cuya vigencia se acordó hasta el año 2028.

El proyecto de la planta de Unión Fenosa se consideró con una capacidad de generación de energía eléctrica de hasta 339.3 MW. La capacidad de generación y la energía eléctrica asociada a la misma se pondrán a disposición exclusivamente de la Comisión Federal de Electricidad.

El proyecto consistió en la instalación de una central de ciclo combinado conformada por un turbogenerador a gas con capacidad en condiciones 216 MW y un turbogenerador a vapor con capacidad de 123.3 MW.

La estimación que se hizo en un principio, fue que la producción estimada anual de energía sería de 1,920 GWh con un consumo anual aproximado de gas natural de 389 millones de metros cúbicos en condiciones estándar.

La Central se diseñó para operar en forma continua las 24 horas del día, los 365 días del año y la operación será de acuerdo a las políticas y procedimientos del Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Eléctrico Nacional.

Mientras la CRE otorgaba el permiso a Unión Fenosa para llevar a cabo el proyecto de la CCC. Naco Nogales, se estaba desarrollando la construcción de la CCC. Hermosillo, en el mismo estado de Sonora, con capacidad de 252.7 MW.

En la figura 2.5 se aprecia la ubicación de las dos centrales de ciclo combinado, la CCC Hermosillo ubicada en Hermosillo, Sonora y la CCC Naco Nogales ubicada en Agua Prieta, Sonora.

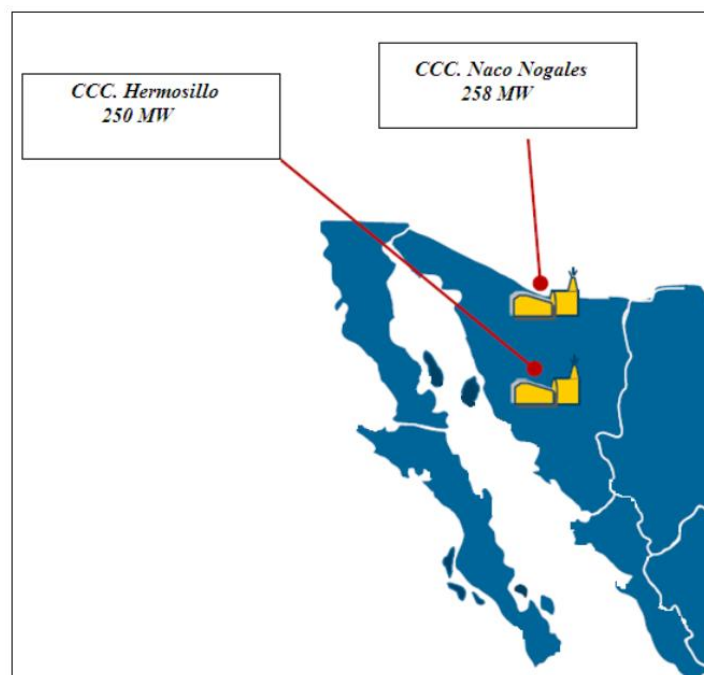


Figura 2.5: **Ubicación de CCC Hermosillo y CCC Naco Nogales**, Gas Natural Fenosa, Plan estratégico y prospectiva de negocio 2011, Octubre de 2010.

Fuente: <http://energiaadebate.com/wp-content/uploads/2010/11/Gas-Natural-Fenosa-Plan-estrat%C3%A9gico-y-perspectiva-de-negocio-20112.pdf>

3- Definición y desarrollo del problema o contexto de la participación profesional

En el proceso de mi formación profesional dentro de las aulas de la Facultad de Ingeniería, donde cursé asignaturas del programa del módulo de Eléctrica de Potencia recibí una excelente formación y la introducción en el conocimiento acerca del panorama energético en México.

Mis profesores de materias como Sistemas Eléctricos de Potencia, Máquinas Eléctricas, Plantas Generadoras y Protección de Sistemas Eléctricos despertaron en mí un interés especial en el tema relacionado con los Productores Independientes de Energía, por lo que hoy en día continúo estudiando y analizando este modelo.

Siempre he tenido la inquietud de conocer los aspectos que rodean el manejo de la energía, no únicamente la manera técnica y científica, sino también la regulatoria y económica. Afortunadamente, tuve la posibilidad de realizar mis prácticas profesionales en la División de Administración de Contratos de Productores Externos de Energía (DACPEE), donde aprendí bastante sobre el tema, mis jefes y coordinadores que trabajaban en CFE me apoyaron y me enseñaron en todo momento, mostrando así su gran calidad humana y profesionalismo.

En el tiempo que he estado laborando en Gas Natural Fenosa, he colaborado en la integración del Procedimiento para la Gestión de Nominación de Combustible Base de las CCC Hermosillo y CCC Naco Nogales, a continuación desarrollaré los puntos que he tomado en cuenta para elaborar dicho procedimiento.

Hago énfasis en que no se puede llegar a elaborar un procedimiento específico sin conocer profundamente los antecedentes que he presentado anteriormente. Se deben manejar muy bien los aspectos del funcionamiento del ciclo combinado, los movimientos diarios del mercadeo del gas natural, el factor meteorológico, las capacidades de ambas Centrales y su marco regulatorio.

3.1- Gas Natural Fenosa

La empresa Gas Natural Fenosa es resultado de la integración de las empresa Gas Natural y Unión Fenosa, esta tiene presencia internacional y se dedica a múltiples actividades económicas como el aprovisionamiento, venta, transporte y distribución de gas natural y la generación de energía eléctrica.

Las siguientes imágenes muestran de manera general, cuáles son algunas de las actividades que desarrolla Gas Natural Fenosa a nivel internacional. También agrego la información particularmente para México.

El Área de generación de Gas Natural Fenosa en México está compuesta por cuatro centrales de ciclo combinado:

- CCC Hermosillo
- CCC Naco Nogales
- CCC Tuxpan III y IV
- CCC Norte Durango (Norte I)
-

Desde el Área de Negocio Eléctrico es supervisada y administrada toda la situación contractual de las cuatro Centrales, además de llevar a cabo actividades como la conciliación de precios y variables, procedimientos, facturación, cobro y aprovisionamiento.

En la figura 3.1 se muestran algunas de las actividades económicas a nivel mundial que realiza Gas Natural Fenosa. En la figura 3.2 se explica acerca del negocio con actividades de generación de energía eléctrica que Gas Natural Fenosa tiene en México.

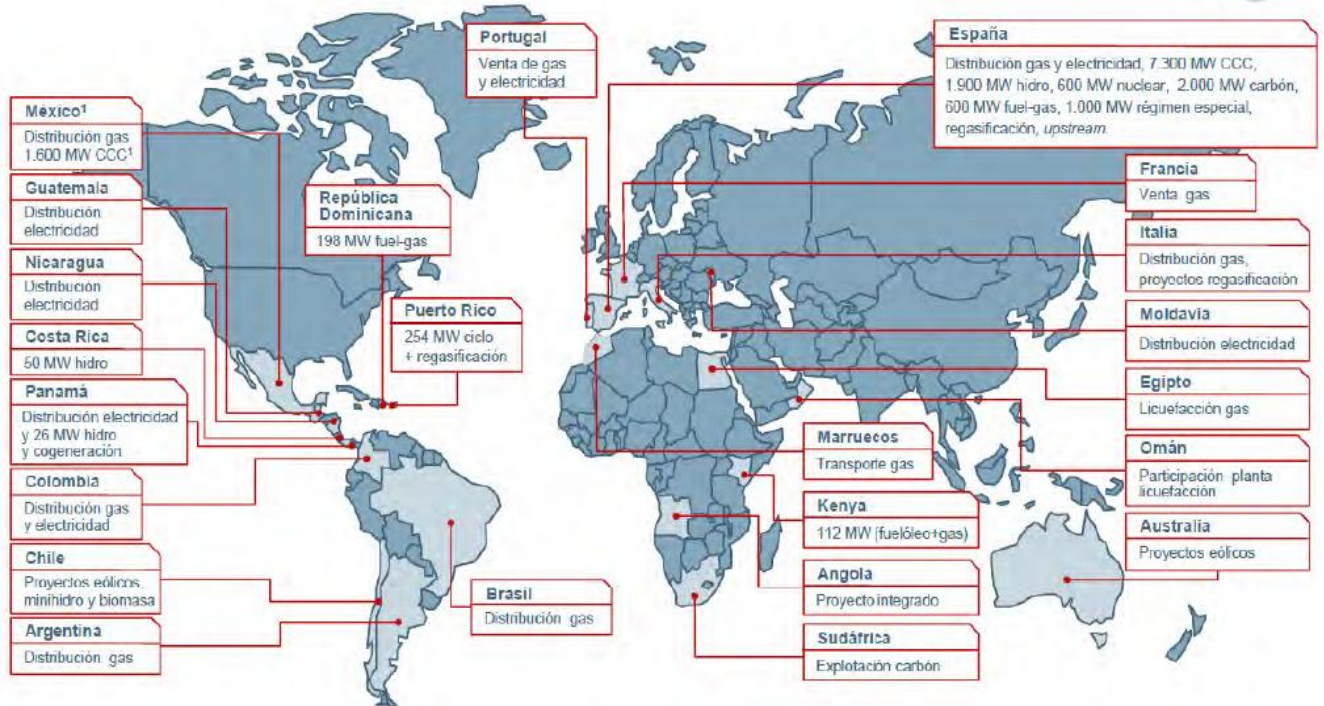


Figura 3.1: Gas Natural Fenosa en el Mundo, Gas Natural Fenosa, Plan estratégico y prospectiva de negocio 2011, Octubre de 2010.

Fuente: <http://energiaadebate.com/wp-content/uploads/2010/11/Gas-Natural-Fenosa-Plan-estrat%C3%A9gico-y-perspectiva-de-negocio-20112.pdf>



Figura 3.2: Actividades del grupo Gas Natural Fenosa, Gas Natural Fenosa, Plan estratégico y prospectiva de negocio 2011, Octubre de 2010.

Fuente: <http://energiaadebate.com/wp-content/uploads/2010/11/Gas-Natural-Fenosa-Plan-estrat%C3%A9gico-y-perspectiva-de-negocio-20112.pdf>

3.2- Integración del procedimiento de nominación de gas para las CCC Naco y Hermosillo, en el Negocio Eléctrico de Gas Natural Fenosa

El área de la empresa donde me estoy desarrollando es el Negocio Eléctrico, en el Departamento de Balance de Energía, mi puesto es el de Técnico en Aprovisionamiento y mi función es nominar (a la compra de gas natural se le denomina nominación de gas natural) el combustible base para cada una de las Centrales y verificar el consumo diario de las mismas. Monitorear cualquier contingencia que pueda surgir y que afecte directamente el consumo de gas natural de las Centrales.

Para llevar a cabo una acertada y suficiente nominación diaria de combustible, debo tomar en cuenta los factores que he venido desarrollando en este escrito, mismos que yo comprobé a lo largo de estos meses que llevo desempeñando esta actividad y que por mi experiencia sé que influyen y afectan directamente en el consumo de gas natural de las centrales de ciclo combinado Hermosillo y Naco Nogales.

El no contar un procedimiento adecuado que indique cómo conducirse ante cualquier situación, ya sea para movimientos rutinarios o en caso de incidencias, de aprovisionamiento de combustible, puede generar inseguridad por la falta de conocimientos, derivados de la ley aplicable y de la experiencia en el manejo en una serie de escenarios de diferente comportamiento. Es por eso que en este escrito, a manera de aportación profesional he decidido desarrollar un procedimiento que integre las diferentes situaciones que impactan el consumo de gas natural de las centrales de ciclo combinado y que se deben manejar con la nominación o el ajuste de esta referida al comportamiento de las centrales y de sus circunstancias en que se encuentren.

Para integrar un procedimiento donde se establecieran los lineamientos para la ejecución de la nominación de gas natural investigué acerca de todos los aspectos que impactan el consumo de combustible de las Centrales. Revisé y documenté las pruebas de los escenarios críticos que se tuvieron en el año 2010, para así conocer las consecuencias y tratar de comprender la causa para así prevenir un nuevo evento o en su defecto manejar la situación de la forma más acertada.

El otro objetivo de desarrollar un procedimiento es que después de analizar las diferentes situaciones que impactan el consumo de gas natural de las centrales debo ser capaz de poder anticiparme al evento y así poder asegurar con decisiones inteligentes las provisiones de combustible, esto con la finalidad de evitar cualquier posible riesgo en las instalaciones del Proveedor o en las centrales y así mismo para asegurarme que la Empresa no será objeto de penalizaciones ni sobrecostos generados por desconocimiento, toma de malas decisiones o por negligencia.

3.2.1- Día de Flujo del gas natural o Día Gas

Debido a que los indicadores de precios del gas natural se cotizan en la Bolsa de Valores de Nueva York (NYMEX) el gas natural se mide en Días de Flujo o Días Gas, que son periodos de veinticuatro horas que empiezan a partir de las 9:00 de la mañana y terminan hasta las 9:00 de la mañana del siguiente día.

El precio de los indicadores del gas natural se fija un día antes del Día de Flujo, es decir el día de hoy después de las 18:00 horas, siempre y cuando no sea sábado, domingo o un día festivo oficial en el calendario de los Estados Unidos. Este precio se aplicará en todo tipo de movimientos de mercadeo, ya sea compra o manejo de combustible en mercados alternos durante el Día de Flujo.

3.2.2- Precio del gas natural

Los precios del gas que aplican para los ejercicios de compra-venta vienen de un acuerdo contractual y estos se publican en una edición previamente establecida también en el Contrato. Los índices de precios varían día con día, esto debido a que las transacciones que determinan la fijación del precio son diarias, exceptuando los sábados, domingos y los días de descanso oficiales considerados en el calendario de los Estados Unidos de Norteamérica.

Al momento de planear la nominación del día siguiente, un excelente ejercicio que yo he manejado es el poner “*a competir*” los índices que aplican para la CCC Hermosillo contra los de CCC Naco Nogales obteniendo de esta comparación un escenario que ofrezca una ventaja económica, de esta manera, puedo observar qué Central está manejando mejores tarifas de combustible, esto me indica una posible tendencia de prioridad de despacho y consecuentemente en consumo que resulta de gran utilidad para poder realizar una nominación acertada.

Ambas Centrales se encuentran regidas por el Área de Control Noroeste, lo cual significa que la competencia en la cuestión del precio del combustible es un factor determinante en cuanto a ventaja de despacho.

Esta es una acción que ejerce el CENACE de manera diaria para decidir la prioridad de despacho, así conoce quienes ofrecen un mejor panorama en cuanto a economía del combustible, esto por el pago que realiza la CFE a los Productores Independientes de Energía con base en el Contrato y los procedimientos que dicta el Acuerdo de Compra de Energía o cómo comúnmente se denomina PPA (*Power Purchase Agreement*).

3.2.3- Historial de consumo

El consumo histórico indica una posible tendencia para los días futuros sin embargo, se trata de un recurso poco confiable y que debe complementarse con los otros factores que aquí menciono para poder integrar un estimado que sea suficiente para ambas centrales.

El consumo histórico diario me sirve como punto de apoyo. La planeación de la nominación la debo enriquecer con todos los factores que he aquí descrito y desarrollado, a partir de este resultado debo pronosticar los consumos futuros. Los históricos son la consecuencia de mi correcto o poco acertado proceso de integración del pronóstico.

El historial de consumo es de gran ayuda para conocer la situación del desbalance de gas registrado a lo largo del mes. En el procedimiento aclaré que deberá llevarse un registro exacto de consumo diario, puesto que este tendrá usos fiscales y de facturación.

Los medios de extracción de datos los provee Gas Natural Fenosa mediante sus interfaces de alimentación de valores, estos pueden ser revisados de manera remota y deben ser comparados contra las extracciones que se hagan directamente en las Centrales. Las diferencias deben ser mínimas y siempre que existan deben ser aclaradas.

3.2.4- Clima

Los factores ambientales y del estado del tiempo son de gran importancia, resultan decisivos y afectan de manera directa a la generación. Temporadas de calor, frío y lluvias alteran directamente el consumo de gas natural de las Centrales debido a las peticiones de generación por parte del CENACE y dependiendo de las necesidades de consumo de energía eléctrica.

Cómo experiencia propia, durante los meses de agosto y septiembre durante la temporada de lluvias se tienen variaciones fuertes de consumo, generando elevados porcentajes de desbalance y grandes cantidades de empaque de gas por las órdenes de bajar carga por parte del CENACE debido a las aportaciones hidroeléctricas por parte de la CFE que hace que se desplace a las Centrales en prioridad de despacho en determinadas horas de la madrugada.

El aspecto que ya conozco y al que en su momento debo prestar atención, es la temporada de lluvias, por la entrada en operación de las centrales hidroeléctricas locales, que por su capacidad de generación pueden desplazarnos en las posiciones de prioridad de despacho que considera el CENACE.

Las consecuencias de tener grandes cantidades de empaque o desbalance son variadas, la más importante es la seguridad de los operadores y del sistema de gasoductos, así mismo las sanciones económicas son de gran importancia porque el excederse en el porcentaje señalado en las Condiciones Generales de Transporte de Gas Natural puede implicar una multa sobre el precio del combustible.

Una herramienta que ofrece el Trader del Proveedor de combustible es tomar el gas que no se va a consumir y que vaya a quedar en el ducto estacionado generando altos volúmenes de empaque, retirarlo y llevarlo a mercados alternos. Esta herramienta es de vital importancia y se puede utilizar siempre y cuando se respeten las reglas horarias y de disponibilidad en cuanto a cantidades sin embargo, existe la posibilidad de que se presente una condición que genere indisponibilidad de la Central y eso implique que el gas natural que se ha comprado se tenga que quedar a manera de empaque en el ducto, poniendo en riesgo la seguridad de las instalaciones y causando desequilibrio en el sistema de transporte.

En el temporal de lluvias, el CENACE contempla como preferencia la puesta en funcionamiento de las generadoras hidroeléctricas, considerando a la disponibilidad hidráulica como prioridad de despacho.

Principalmente por su capacidad instalada y su ubicación geográfica en el área del noroeste del territorio mexicano, las centrales hidroeléctricas que afectan directamente la producción de las centrales CCC Hermosillo y CCC Naco Nogales son Bacurato, Humaya, Huites, El Novillo, Comedero y El Fuerte.

Tengo experiencia en el manejo de este tipo de eventos puesto que las centrales Huites y El Novillo entraron en operación en la primera quincena del mes de septiembre de 2010, causando órdenes de despacho con cargas más bajas que las habituales, afectando sobre todo a la CCC Hermosillo y generando niveles importantes de empaque de gas en el ducto.

En la tabla 3.1 están enumeradas las seis centrales hidroeléctricas que cuando tienen aportación hidroeléctrica desplazan en despacho a la CCC Naco Nogales y la CCC Hermosillo, esto por pertenecer al Área de Control Noroeste (ACNO). En la figura 3.3 se aprecia la ubicación de las hidroeléctricas y de Naco Nogales y Hermosillo en el ACNO.

Nombre Hidroeléctrica	Número de unidades	Fecha de entrada en operación	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
Bacurato	2	16-Jul-87	92	Sinaloa de Leyva, Sinaloa
Humaya	2	27-Nov-76	90	Badiraguato, Sinaloa
Luis Donaldo Colosio (Huites)	2	15-Sep-96	422	Choix, Sinaloa
Plutarco Elías Calles (El Novillo)	3	12-Nov-64	135	Soyopa, Sonora
Raúl J. Marsal (Comedero)	2	13-Ago-91	100	Cosalá, Sinaloa
27 de Septiembre (El Fuerte)	3	27-Ago-60	59	El Fuerte, Sinaloa

Tabla 3.1: **Hidroeléctricas**, Información tomada del portal de Comisión Federal de Electricidad <http://www.cfe.gob.mx/QuienesSomos/estadisticas/listadocentralsgeneradoras/Paginas/listadohidroelectricas.aspx>



Figura 3.3: **Área de Control Noroeste, Situación geográfica de hidroeléctricas y ciclos combinados**, CFE CENACE, Ing. Victor Corona Cruz, Congreso Peninsular de Energía, Marzo de 2010, Mérida Yucatán.

3.2.4.1- Ejercicio de actuación en momento crítico: CCC Hermosillo

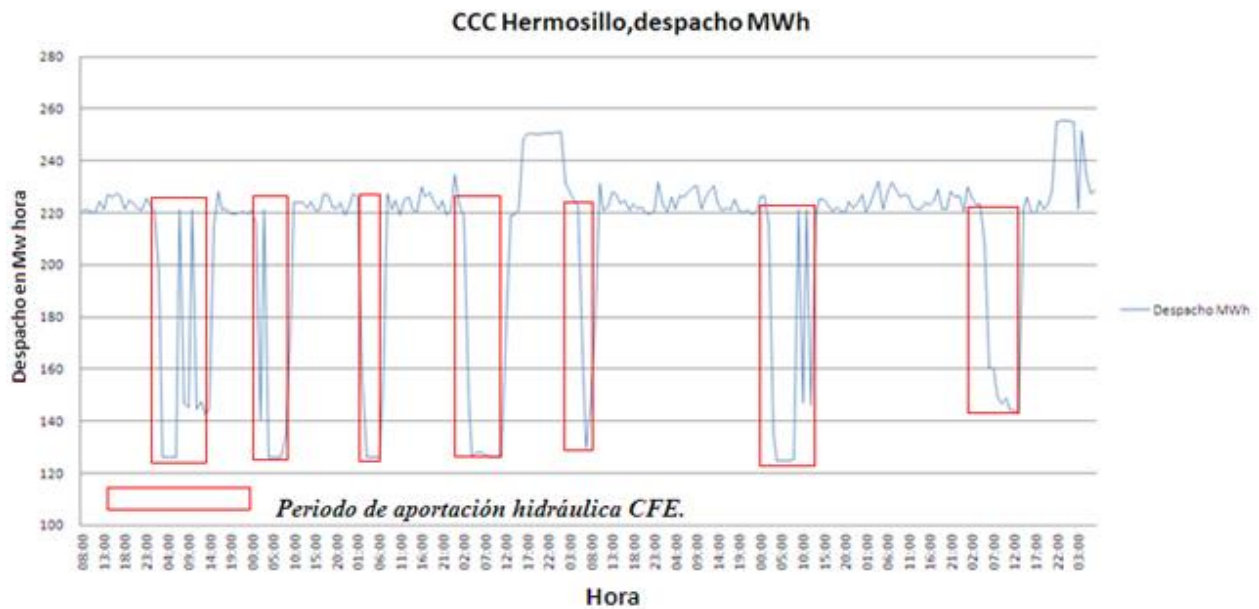
En el escenario planteado que durante los inicios del mes de septiembre (mes con temporal de lluvias), se comience a manejar la información por parte de la Comisión Nacional de Agua acerca de que las hidroeléctricas Huites, Comedero y El Novillo se encuentran al 100% de su capacidad y se requerirá un desfogue de las mismas, generándose con esto una aportación hidroeléctrica al SEN.

Se tiene información confirmada por parte del Jefe en Turno de que por órdenes del CENACE se ha hecho saber que a CCC Hermosillo se le mandará a bajar el nivel de producción y por consecuencia, cabe la posibilidad de generar importantes niveles de empaque de gas por deficiencia en el consumo. Estas mismas órdenes, según el CENACE, se mantendrán por aproximadamente por seis Días de Flujo más.

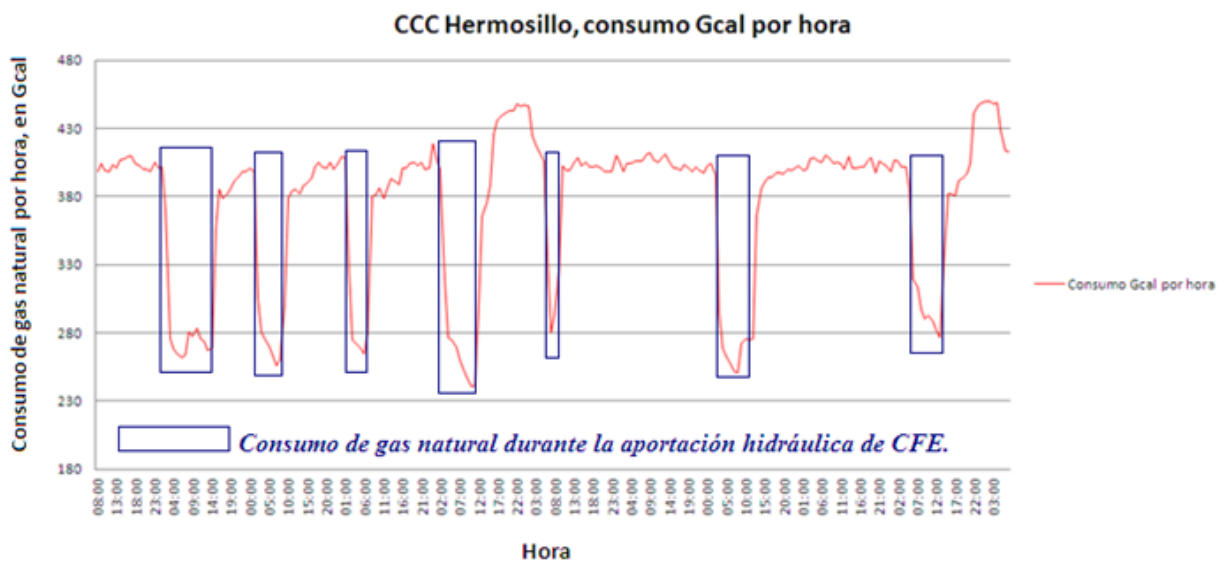
La medida que planteé en el procedimiento fue el inmediatamente conseguir información detallada con el ACNO, que rige a dichas plantas hidroeléctricas para conocer con la mayor exactitud el número de horas y la totalidad de los días en que se continuaría con aportación hidráulica. Se manejará de inmediato un ajuste en las nominaciones del día en que se ha recibido la instrucción de bajar los niveles de producción y de los días posteriores hasta que se tenga estimado que regrese la Central a consumos habituales.

Para la elaboración del procedimiento, en la sección que tiene referencia al manejo del empaque y desbalance, hice especial énfasis en estar pendiente durante los meses en que pueden presentarse estas aportaciones hidráulicas para atender en cualquier momento posibles eventualidades del mismo tipo. En cuanto se tiene la certeza de que continuarán los eventos de aportación hidroeléctrica, se respaldará la información con un predespacho elaborado por el ACNO, se podrán hacer las nominaciones suficientes y que se ajusten a las horas del Día Gas en que estaremos a los diferentes niveles de despacho. En las siguientes gráficas simuladas, se aprecia el momento en que por órdenes del CENACE la CCC Hermosillo baja sus niveles de producción y por consiguiente su consumo de gas natural.

En las gráficas 3.1 y 3.2 se pueden apreciar los comportamientos del desplazamiento del despacho de generación y del consumo de gas natural cuando hay aportaciones hidroeléctricas, esto por órdenes del CENACE a través del Área de Control Noroeste para modificar el control de generación de la central.



Gráfica 3.1: **Comportamiento simulado**, detección de aportación hidráulica y desplazamiento en despacho, elaboración propia.



Gráfica 3.2: **Comportamiento simulado**, detección de aportación hidráulica y desplazamiento, variaciones de consumo de gas natural elaboración propia.

3.2.4.2- Ejercicio de actuación en momento crítico: CCC Naco Nogales

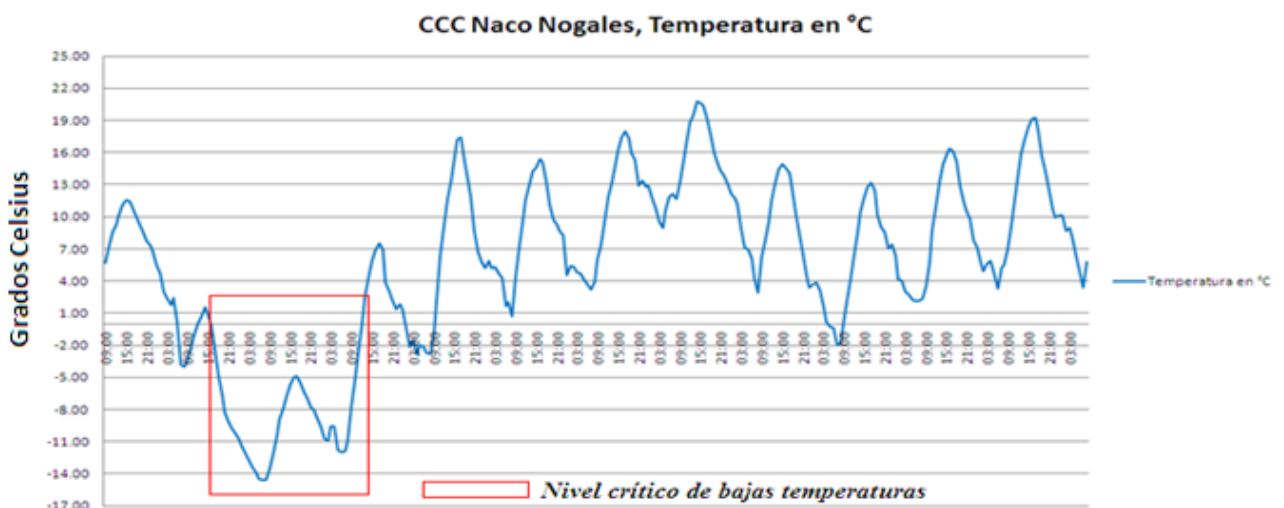
En el escenario en que la Central se vea azotada por bajas temperaturas durante la temporada invernal y que según un pronóstico atmosférico confiable, estas condiciones permanecerán durante varios días en el mes. Se conoce que estas condiciones pueden perjudicar gravemente algunos sistemas de la CCC Naco Nogales. Válvulas, tuberías e instrumentos se pueden ver envueltos en daños, generando la posibilidad inminente del paro de la Central.

En el procedimiento he dejado claro que se debe conseguir información que la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC) de Estados Unidos publique en su portal mediante comunicados oficiales. La FERC debe describir el comportamiento de los usuarios durante la contingencia, por ejemplo que se genere una sobre demanda de gas en el ducto, debido a que se toman más cantidades de gas del asignado en los diferentes puntos y provocando una caída en la presión por deficiencia en la cantidad de empaque. Pudiendo también suceder que los usuarios dejen estacionada una gran parte del combustible que han nominado, provocando una sobre presión en el gasoducto.

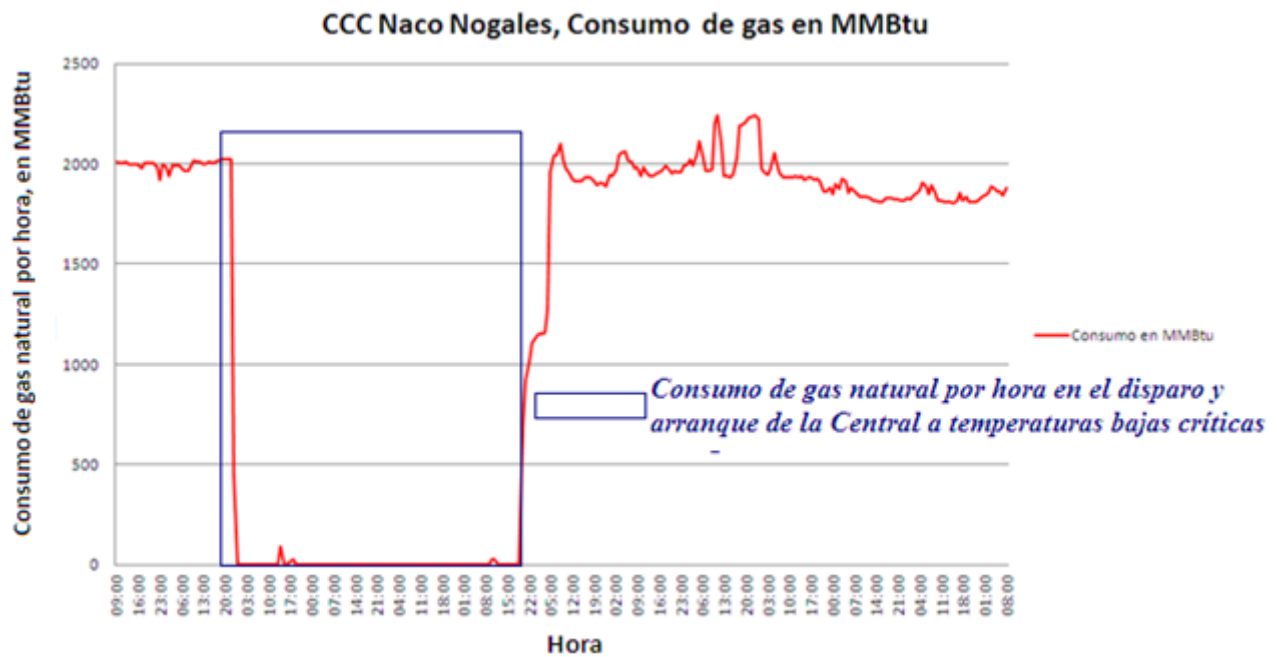
El correcto proceder en el momento de la salida de operación de la Central y que he dejado asentado en el procedimiento, es intentar modificar las cantidades de las nominaciones para el día que transcurre, ajustándose a las cantidades que permite el Contrato y las Condiciones Generales de Transporte de gas natural, y las cantidades de gas nominadas de los siguientes días reduciéndolas a cero hasta que se tenga certeza de que se llevará a cabo el arranque y el regreso a operación habitual de la Central, esto en caso de que haya disparo de la Central.

Haciendo así el mejor esfuerzo por evitar a toda costa el poner en riesgo la seguridad de los trabajadores y de las instalaciones, de la misma manera se debe intentar mitigar todo tipo de sanción económica, haciendo a tiempo los movimientos necesarios de asignación de combustible.

En la siguiente gráfica muestro el posible comportamiento de las temperaturas excepcionalmente bajas, conforme a registros reales que se han extraído durante algunos días de la temporada invernal que pueden provocar un disparo de la Central. Agrego las gráficas 3.3 y 3.4 donde se muestra el momento y el posible comportamiento en el instante en que se ve afectada la operación y consumo de CCC Naco Nogales por el descenso a niveles extremos de temperatura ambiental.



Gráfica 3.3: Comportamiento simulado, registros de bajas temperaturas, elaboración propia.



Gráfica 3.4: **Comportamiento simulado**, Probabilidad de disparo por bajas temperaturas, elaboración propia.

3.2.5- Predespacho

Diariamente, el CENACE envía de manera anticipada un predespacho estimado de carga horaria, adelantándose al Día de Flujo siguiente y a seis días más de pronósticos de carga anticipada. La función de este reporte es ser un estimado de despacho en MW hora en el Día de Flujo siguiente. Este ofrece un posible comportamiento de la central con respecto a las posibles demandas de carga y a lo que estima el Área de Control Noroeste que requerirá durante los siguientes días.

En el procedimiento dejó establecido que debe de tomarse la información del predespacho como un punto de partida, se debe verificar que el predespacho sea de niveles de demanda constantes, en dado caso que ahí se anuncien bajadas de carga durante el Día Gas, se deberá pedir información actualizada al ACNO sobre si existe posibilidad de que por ordenes específicas manden a niveles bajos de demanda a cualquiera de las dos centrales.

3.2.6- Problemas con algún sistema eléctrico local o con alguna planta de CFE

Si al estar monitoreando la carga y el consumo llego a notar variaciones importantes, debo comunicarme directamente a los respectivos cuartos de control de la CCC Hermosillo y la CCC Naco Nogales con los Jefes en Turno, para averiguar si tienen noticias sobre algún desperfecto en las líneas de transmisión o en cualquier sistema eléctrico de potencia local que nos lleve a niveles de carga más bajos de lo esperado según el predespacho. En su defecto, los niveles de despacho podrían ser altos, debido a que ha salido de operación alguna central de CFE y requieran cubrir la exigencia. El Jefe en Turno me proporciona las noticias que consiga con el ACNO para planear los escenarios de consumo de la Central a partir de cualquier eventualidad y

para saber si la nominación que ha sido proyectada será suficiente o se requiera una compra de más gas natural.

En el procedimiento dejé marcado de manera formal que los movimientos significativos de despacho deben ser inmediatamente notificados a las autoridades y encargados de la empresa, para poder conseguir información actualizada sobre la causa que ha generado dichos niveles de exigencia por parte de CFE y así poder verificar si la nominación será suficiente o justa para cubrir el despacho durante el resto del Día Gas.

3.2.7- Calendario

Todas las transacciones económicas van de acuerdo al calendario de los Estados Unidos y a los movimientos bursátiles en dichos días, esto incluye los días festivos oficiales. Es sumamente importante hacer una provisión de gas adecuada para cubrir los días inhábiles del calendario norteamericano ya que resulta un poco complicado hacer la compra de gas en estos días no obstante, tengo la capacidad contractual de hacer ajustes de compra y venta de gas en esos días sin embargo, los precios por cantidad extra de molécula pueden tener un precio mayor y puede ser incluso más difícil revender o comprar cantidades adicionales a la nominación.

3.2.8- Consecuencias de una deficiente nominación

- Presión en el ducto de Pemex para la CCC Hermosillo y cargos económicos asociados a la modificación de la nominación

Un factor de suma importancia en la operación de la central es la presión que se le inyecta al combustible que viaja por el ducto de Pemex hasta la CCC Hermosillo, son aproximadamente 300 Km entre la estación de compresión de Pemex y la Central. Este tramo es lo que representa para CCC Hermosillo el transporte de gas en México. El nivel de presión en el ducto va a depender principalmente de dos factores: la demanda en la zona y la adecuada nominación de gas. Del Sistema de Transporte Naco Hermosillo de Pemex, dependen especialmente dos industrias que utilizan gas natural, CCC Hermosillo de Gas Natural Fenosa y CCC Hermosillo de CFE. En una temporada estable, la presión llega a estar en niveles de 650 a 700 Psi, considerándose esto como un nivel excelente, de 550 a 650 Psi la llegamos a considerar como una buena medida de presión y de 470 a 550 Psi habrá que pedir información sobre cualquier posible dificultad operativa en el área de compresión que esté generando pérdidas en los niveles de presión.

Si el consumo es mayor que la nominación, la presión se resiente y es necesario que Pemex inyecte una mayor cantidad de gas para que se estabilicen los niveles de presión. El gas adicional para aumentar los niveles de presión debo gestionarlo, haciendo una compensación en la nominación de acuerdo al Contrato y a las Condiciones Generales de Transporte de Gas Natural.

- Penalizaciones contractuales

En el Contrato de Suministro de Combustible y en las Condiciones Generales de Transporte de Combustible que cada Central firma con el Proveedor y Transportista, están establecidos los límites de consumo en exceso de la nominación y los términos de manejo de empaque. Cada Contrato contiene de manera específica las fórmulas y penalizaciones que habrán de aplicarse de acuerdo al desbalance que se genere de manera horaria y diaria de cada Central.

3.2.9- Manejo de las Alertas Críticas declaradas por el Transportista y Proveedor

En el procedimiento hay un apartado muy importante donde se trata exclusivamente sobre el manejo cuando hay declaraciones de alerta en el sistema de gasoductos por parte del Proveedor y Transportista.

En el procedimiento atendí a este tipo de situaciones explicando que se deben a un suceso que ha puesto en riesgo la integridad del sistema de gasoductos.

La declaración de Alerta Crítica en el sistema de gasoductos obliga a las Centrales a ajustarse a los niveles de consumos que dicta el Proveedor y Transportista, el ACNO debe estar perfectamente enterado sobre esta situación puesto que se manejará un determinado despacho para ajustar el consumo de la Central a las condiciones impuestas por el Proveedor y Transportista hasta que se haya declarado mediante un oficio la terminación de la Alerta Crítica, dirigido al Director del Negocio Eléctrico.

Las declaraciones de Condición de Operación Forzada y de Condición de Operación Crítica del sistema de gasoductos van acompañadas de una restricción en el manejo del consumo del combustible. En caso de que surja un evento que ponga en riesgo el sistema de gasoductos primeramente se declarará la Operación Forzada y si las condiciones no cambian, se declarará la Operación Crítica.

El procedimiento indica que las alarmas y las condiciones de operación van dirigidas hacia dos sentidos el primero, el exceso de empaque, es decir grandes cantidades de gas estacionado que no han de consumirse y que generará una excesiva presión en el gasoducto y la segunda, que sea por exceso de consumo no programado en la nominación, generando una deficiencia en la compresión del ducto.

Tanto el Proveedor como el Transportista son capaces y tienen el derecho contractual de cortar el suministro de combustible en cualquier momento en que se vea comprometida la seguridad de sus instalaciones y sus sistemas de ductos.

3.2.10- Nominación de gas natural

Según las reglas del NAESB (North American Energy Standards Board) el gas natural se compra por lo menos con un Día de Flujo de anticipación y se debe nominar de manera adelantada para los días festivos y fines de semana.

Para la nominación del día siguiente se tienen dos ciclos, los llamados Ciclo Timely y Ciclo Evening, el límite o Deadline para nominar el combustible base para el día siguiente es a las 11:30 horas según el Central Clock Time (CCT), y después se tendrá una segunda oportunidad para hacer cualquier modificación sobre la nominación del siguiente día, nos referimos al Evening Cycle que tendrá su Deadline u hora límite a las 18:00 horas CCT.

Para la nominación del mismo día, tenemos dos oportunidades para efectuar modificaciones. La primera es antes del ciclo Intraday 1, ciclo que tiene un límite o Deadline hasta las 10:00 horas CCT y el segundo ciclo llamado Intraday 2 que tendrá un Deadline hasta las 17:00 horas CCT.

El Trader del Proveedor y Transportista, entre semana y en días hábiles requiere de al menos cuarenta y cinco minutos antes del Deadline de cualquier Ciclo para efectuar el procedimiento y

realizar la adecuada nominación de gas. Mi función diaria es calcular y asignar el número de la nominación y en su caso, los ajustes sobre la misma.

Para hacer modificaciones en la nominación, el NAESB maneja un EPSQ (Elapsed Prorated Scheduled Quantity) que son las cantidades en que se divide el total del gas nominado en las veinticuatro horas del Día de Flujo o Día Gas. Si requiero hacer una modificación del siguiente Día de Flujo, puedo hacer cambios hasta del 100% de lo nominado. En cambio, si requiero hacer cambios en la nominación del mismo día, antes del tiempo límite o Deadline del Ciclo Intraday 1, solo estoy obligado a retener un tercio de la cantidad nominada. Si solicito un cambio después del Intraday 1 y antes del Deadline del Intraday 2 debo por obligación retener la mitad de la cantidad de gas que he nominado. En la tabla 3.2 hago un resumen de los ciclos de nominación de gas natural, donde se aprecian el Deadline u hora límite para comerciar gas en el ciclo correspondiente, el tiempo efectivo en que inicia el flujo de gas y el Elapsed Prorated Scheduled Quantity, que impone límites de retención de gas según el ciclo del día de flujo.

Tiempos de Nominación	Deadline o Límite de Nominación	Tiempo efectivo de inicio de flujo de gas	EPSQ
Timely	11:30 a.m.	09:00 a.m. Día de Flujo del Día Siguiente	Posibilidad de modificar la totalidad de la nominación
Evening	06:00 p.m.	09:00 a.m. Día de Flujo del Día Siguiente	Posibilidad de modificar la totalidad de la nominación
Intraday 1	10:00 a.m.	05:00 p.m. Día de Flujo del Día Actual	Retención de un tercio de la cantidad nominada
Intraday 2	05:00 p.m.	09:00 p.m. Día de Flujo del Día Actual	Retención de la mitad de la cantidad total nominada

Tabla 3.2: **Ciclos de nominación**, Consejo de Normas de Energía de Norteamérica (NAESB)

Son reglas específicas que se deben seguir y acatar para poder cumplir con los contratos y acuerdos que la empresa ha acordado con los Proveedores y Transportistas.

Queda especificado en el procedimiento en el que he colaborado, que el Proveedor debe enviar una respuesta donde se acepten las cantidades de gas natural que se han nominado, dicha respuesta debe estar sujeta a archivar para futuras revisiones o aclaraciones.

3.2.11- Proceso de nominación de combustible

A manera de diagrama de flujo, explico el proceso de nominación de gas natural del Día Gas siguiente y si se requiere, un cambio en la nominación del Día Gas en curso.

Es una estructura básica que desarrollé para conocer a grandes rasgos el procedimiento de nominación de gas natural para las CCC Hermosillo y CCC Naco Nogales.

Es importante planear una serie de pasos ordenados para llevar a cabo el proceso de nominación, porque en cualquier momento puede surgir cualquier situación que implique tomar decisiones y si estas están fundamentadas en un procedimiento ordenado y de validez contractual, será mucho más eficiente el poder enfrentar cualquier eventualidad con el mejor resultado esperado.

El proceso de nominación, primeramente empieza con la extracción de la información técnica de la Central que esté verificando, reviso el despacho, el consumo de gas natural, la temperatura y la presión en el ducto. Hora por hora se verifican dichas mediciones, verificando que el ciclo de

trabajo de la Central haya sido constante independientemente de las órdenes de despacho que haya dictado el CENACE durante el Día de Flujo.

Una vez que revisé las lecturas y verifiqué que no haya habido anomalías durante el proceso de generación eléctrica, hago un balance entre lo que se consumió y lo que nominé. Obteniendo mis cálculos de la manera en que lo dicta el Contrato y asegurándome que no haya incurrido en penalizaciones. Después de conocer los resultados de la operación de la Central, verifico la variación de precios del gas natural que se aplicarán para el Día de Flujo que estoy tratando.

La búsqueda de información confiable cuando han sucedido problemas es un factor sumamente importante. La información oficial por parte de CFE que se puede obtener mediante los Jefes de Turno o los Jefes de Operación de la Central será trascendental ya que puedo iniciar mis cálculos y mis estimaciones con un grado mucho más elevado de confianza y con más recursos para pronosticar las situaciones que se pueden presentar si se toma una decisión u otra.

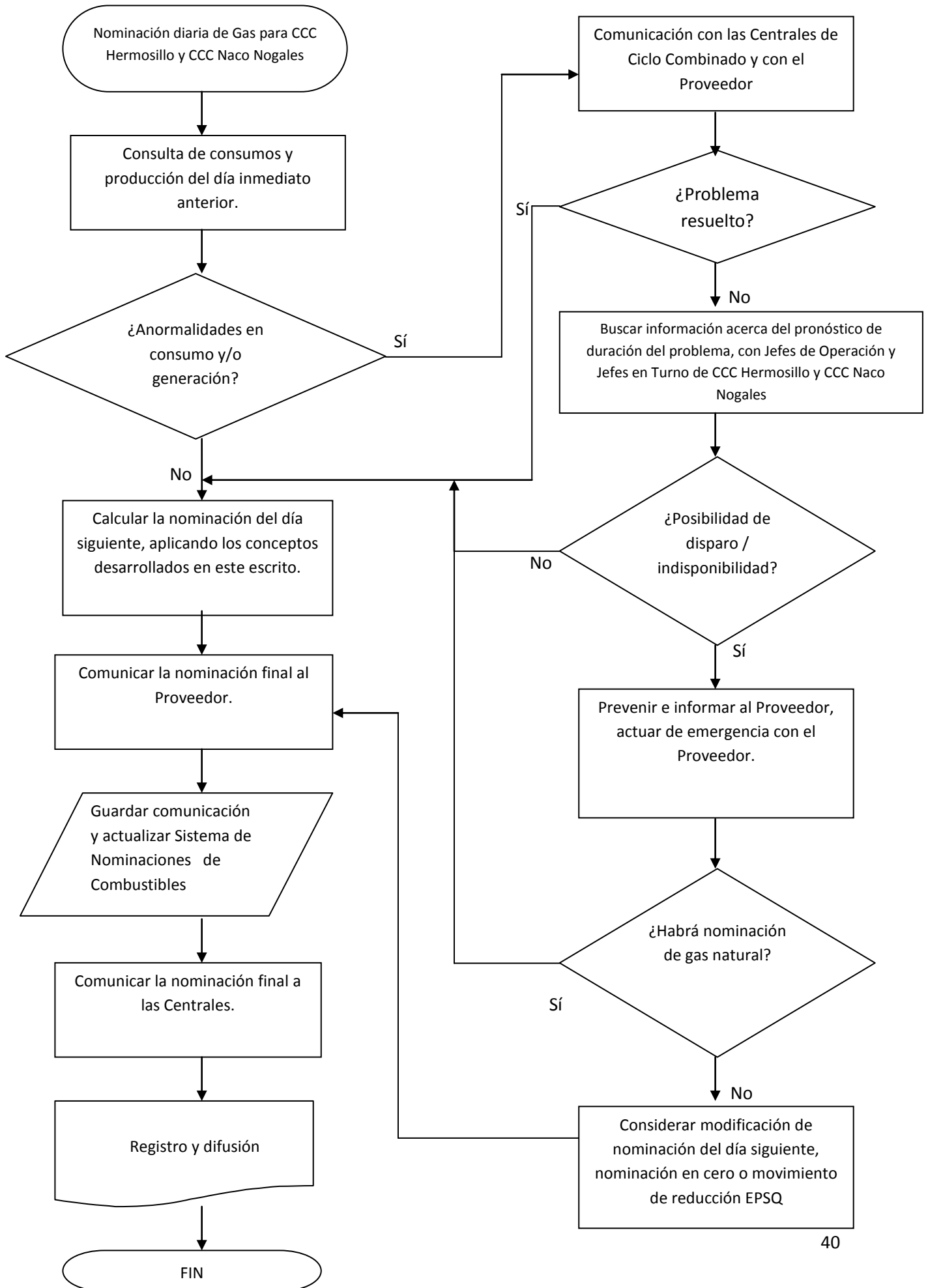
Mis labores de aprovisionamiento debo desarrollarlas desde temprano, antes de las 7:00 Hora Central o Central Clock Time, por los Ciclos de nominación que si no se respetan pueden generar costos extras por nominación fuera de tiempo. Se debe repartir el día en Horario de Flujo. En el trabajo hablamos de dos tipos de horario, el Horario Gas que corresponde al Día Gas y el Horario Eléctrico que es el habitual de 00:00 a las 24:00 hrs. Los Ciclos de nominación deben manejarse de una manera certera, se deben conocer los límites y las posibilidades de mercadeo de gas que se pueden desarrollar en ellos.

El Proveedor de gas natural impone su horario de flujo, siendo este el periodo en que se facturará el gas natural consumido por el cliente. Por la posición geográfica del Proveedor, que tiene su corporativo en Houston y su sistema de gasoductos en Texas, Nuevo México y Arizona, la hora en que se factura el flujo de gas natural es la Hora Central. En la figura 3.4 se muestra una herramienta en internet que me ayuda a verificar en cualquier momento los horarios de extracción de datos de las centrales, esto debido a que hay algunos días de diferencia en la aplicación de los horarios de verano e invierno entre Gas Natural Fenosa y el Proveedor.



Figura 3.4: **Hora Central,**
<http://www.time.gov/timezone.cgi?Central/d/-6/java>

Diagrama de Flujo: Proceso de nominación diaria.



3.2.11.1 - Manejo del flujo de información para conformar la nominación diaria de gas natural

Voy a desarrollar tres situaciones en las que se puede utilizar el algoritmo que he elaborado, un caso normal, uno anunciado y una breve descripción de un caso inesperado.

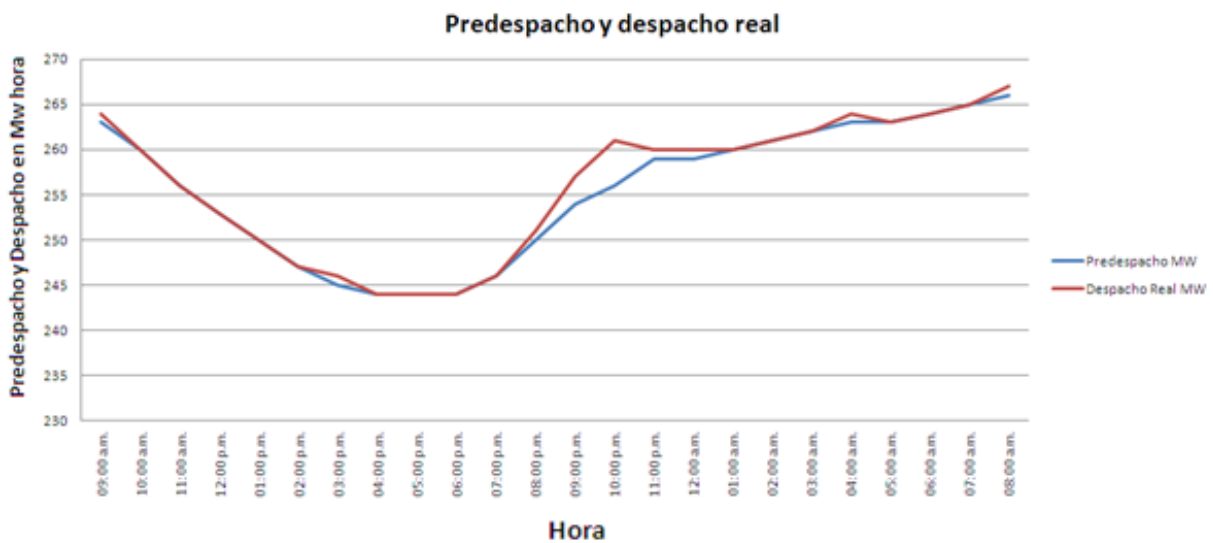
Antes de realizar la nominación del día siguiente se debe verificar el comportamiento de la Central durante el día de flujo anterior. Diferentes aspectos como la carga, el consumo de gas natural, los registros de temperatura medioambiental y los niveles de presión en el ducto deben ser verificados. Un día de consumo normal es aquel en que el despacho real de la Central fue muy parecido o similar al predespacho que anunció el CENACE un día de flujo antes del día de flujo que se está analizando. Esto debido a que el cálculo de la cantidad de gas a nominar se hace tomando como referencia la demanda en MW anunciada en el predespacho que envía el CENACE. De esta manera si se cumple el predespacho, y la cantidad de gas que se ha nominado se hizo atendiendo al mismo, la diferencia entre lo consumido y lo nominado será adecuada, es decir no se generará un exceso de empaque ni se sufrirá por descompresión por una deficiente nominación. La CFE envía un predespacho diario anticipándose a seis días de flujo con un plan de cargas a los que considera mantendrá a la central, en la tabla 3.3 muestro un ejemplo de predespacho de este tipo.

Comisión Federal de Electricidad Centro Nacional de Control de Energía Esquema de Generación (Predespacho) (MWH)						
Día de Flujo Hora	01/08/2011 Lunes	02/08/2011 Martes	03/08/2011 Miércoles	04/08/2011 Jueves	05/08/2011 Viernes	06/08/2011 Sábado
09:00 a.m.	263	263	263	263	263	263
10:00 a.m.	260	260	260	260	260	260
11:00 a.m.	256	256	256	256	256	256
12:00 p.m.	253	253	253	253	253	253
01:00 p.m.	250	250	250	250	250	250
02:00 p.m.	247	247	247	247	247	247
03:00 p.m.	245	245	245	245	245	245
04:00 p.m.	244	244	244	244	244	244
05:00 p.m.	244	244	244	244	244	244
06:00 p.m.	244	244	244	244	244	244
07:00 p.m.	246	246	246	246	246	246
08:00 p.m.	250	250	250	250	250	250
09:00 p.m.	254	254	254	254	254	254
10:00 p.m.	256	256	256	256	256	256
11:00 p.m.	259	259	259	259	259	259
12:00 a.m.	259	259	259	259	259	259
01:00 a.m.	260	260	260	260	260	260
02:00 a.m.	261	261	261	261	261	261
03:00 a.m.	262	262	262	262	262	262
04:00 a.m.	263	263	263	263	263	263
05:00 a.m.	263	263	263	263	263	263
06:00 a.m.	264	264	264	264	264	264
07:00 a.m.	265	265	265	265	265	265
08:00 a.m.	266	266	266	266	266	266

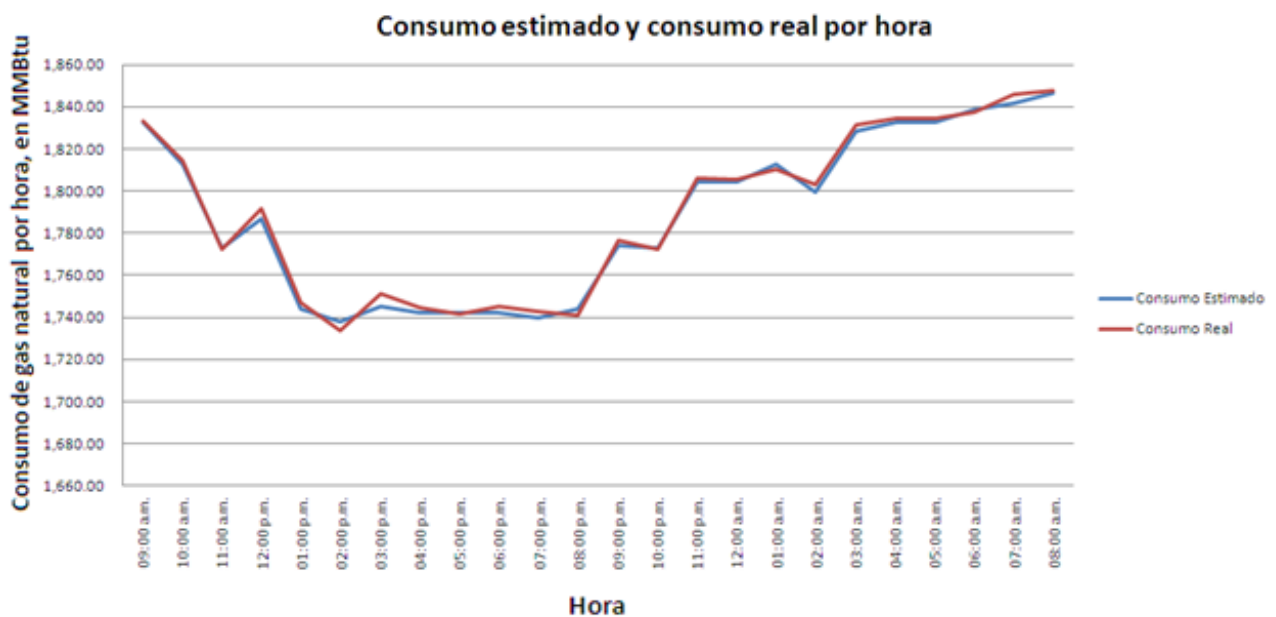
Tabla 3.3: **Esquema de generación o Predespacho**, generado por el CENACE que aplica para las Centrales Naco Nogales y Hermosillo, adaptación propia

Por diversos motivos, el despacho de CFE para las centrales puede variar, el CENACE a través del Área de Control Noroeste tiene la facultad de modificar el régimen de generación de la planta para ajustarlo a las necesidades del Sistema Eléctrico Nacional. Cuando el predespacho que genera el CENACE para las plantas se ajusta al despacho real, la nominación es suficiente y el

desbalance no será de consideración para el Proveedor. En las gráficas 3.5 y 3.6 muestro un escenario donde el predespacho y el despacho real fueron muy similares, se puede apreciar en la gráfica 3.5 de planeación de consumos que la nominación estimada para cumplir el predespacho llevó una tendencia muy similar durante todo el día de flujo.



Gráfica 3.5: **Comportamiento simulado**, Comportamiento normal de un día de flujo atendiendo al predespacho generado por el CENACE, elaboración propia.



Gráfica 3.6: **Comportamiento simulado**, Comportamiento normal de un día de flujo atendiendo al predespacho generado por el CENACE en cuanto a consumo de gas natural, elaboración propia.

En un caso normal, se calculará la nominación del día siguiente atendiendo los factores que en este escrito he desarrollado. Se comprará el gas con un día de flujo de anticipación, se atenderá al predespacho que el CENACE planea para la Central. Se debe conocer el comportamiento de la temperatura medioambiental, esto haciendo uso de un sistema de medición y pronóstico del

comportamiento ambiental, existen portales que ofrecen pronósticos de tiempo atmosférico bastante confiables, como por ejemplo The Weather Channel y el portal en internet de la National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), en estos sitios en internet puedo conocer la variación de la temperatura medioambiental en el día que transcurre, en el día siguiente y dependiendo de las posibilidades y alcances que se ofrezcan en el portal se podrán consultar pronósticos para cinco o más días. Con esto puedo enterarme acerca de las variaciones de temperatura, apreciando que estas no serán bruscas y que puedan interferir con el proceso de generación de energía eléctrica y el consumo de gas natural.

En las figura 3.5 se puede apreciar un pronóstico del tiempo atmosférico extraído del portal en internet de The Weather Channel, que me dará una idea de cómo se comportará el tiempo atmosférico en las próximas horas en Hermosillo, esto es importante al momento de hacer la nominación de gas para conocer las tendencias de las temperaturas en caso de que sean extremosas y se desee conocer su evolución durante el siguiente día de flujo o durante el transcurso del día actual.

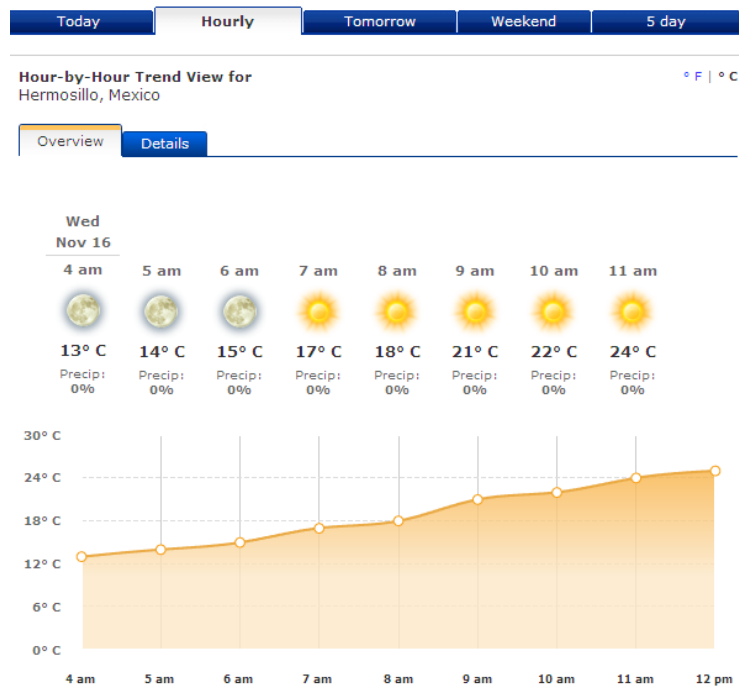


Figura 3.5: **Pronóstico de temperaturas aplicables a la zona de Hermosillo**, imagen tomada del portal The Weather Channel.

<http://www.weather.com/weather/hourbyhour/graph/MXSR0091?begHour=3&begDay=320#hhView>

En las figuras 3.6 y 3.7 se aprecian dos herramientas para el pronóstico del comportamiento tiempo atmosférico tomado del portal en internet de la Administración Nacional de Océanos y Atmósfera (NOAA), que me ofrecen una idea de cómo se comportarán las temperaturas ambientales en las próximas horas en el área de Agua Prieta, donde se ubica la CCC Naco Nogales.

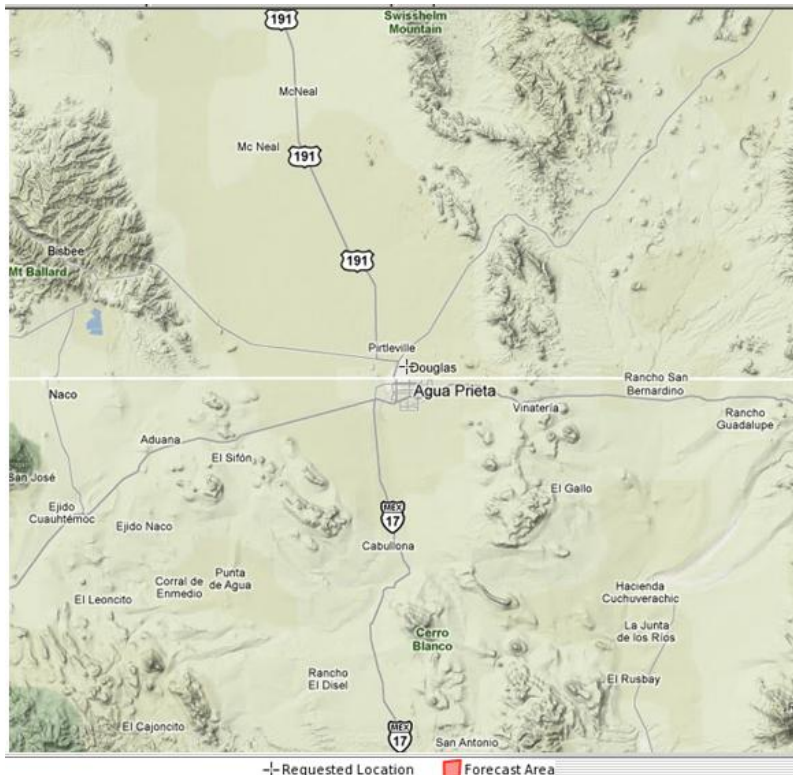


Figura 3.6: Pronóstico de temperaturas aplicables a la zona de Agua Prieta, ubicación, imagen tomada del portal de la Administración Nacional de Océanos y Atmósfera (NOAA), <http://www.wrh.noaa.gov/forecast/wxtables/index.php?lat=31.36&lon=-109.54&table=custom&duration=7&interval=1>

Sat Nov 19														Sun Nov 20																					
High 72 Low 43														High 70 Low 42																					
5%														5%																					
0"														0.17"																					
0.20"														0.17"																					
7am	8am	9am	10am	11am	Noon	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm	Midnt	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	Noon	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm
61	43	49	55	61	65	67	70	72	72	71	69	64	59	57	52	50	50	52	45	44	47	49	46	45	42	48	53	60	63	66	68	70	70	69	67
39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	57%	57%	
0	30	29	29	29	29	29	30	30	31	31	32	32	33	33	34	34	35	36	36	37	37	37	37	37	36	35	34	34	33	33	32	32	32	32	
58%	46%	37%	29%	26%	24%	22%	21%	21%	22%	24%	29%	36%	40%	49%	53%	55%	52%	69%	74%	68%	64%	71%	74%	81%	62%	50%	38%	33%	29%	27%	25%	25%	25%	26%	33%
W	SW	SW	SW	SW	SW	SW	SW	SW	SW	SW	SW	SW	SW	SW	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	
8	8	8	8	8	24	24	24	24	24	24	23	23	23	23	23	23	9	9	9	9	9	9	9	14	14	14	14	14	14	21	21	21	21	21	20
					9795							9849					9280																		9948

Figura 3.7: Pronóstico de temperaturas aplicables a la zona de Agua Prieta, imagen tomada del portal de la Administración Nacional de Océanos y Atmósfera (NOAA), <http://www.wrh.noaa.gov/forecast/wxtables/index.php?lat=31.36&lon=-109.54&table=custom&duration=7&interval=1>

Para “traducir” la carga en MW a unidades de energía en Gigacalorías o Millones de Unidades Térmicas Británicas (MMBtu), en la Empresa se han desarrollado herramientas informáticas que asocian las unidades de carga con el consumo, entonces cuando se puede estimar un comportamiento de la producción de la Central en el día de flujo que transcurre o en el siguiente día, se puede conocer el consumo de gas natural utilizando dichos medios.

En la tabla 3.4 se aprecia una herramienta de cálculo donde se interpretan las cargas del predespacho enviado por el CENACE durante el día de flujo. Así puedo conocer el gas natural que se consume en una hora específica a una carga determinada.

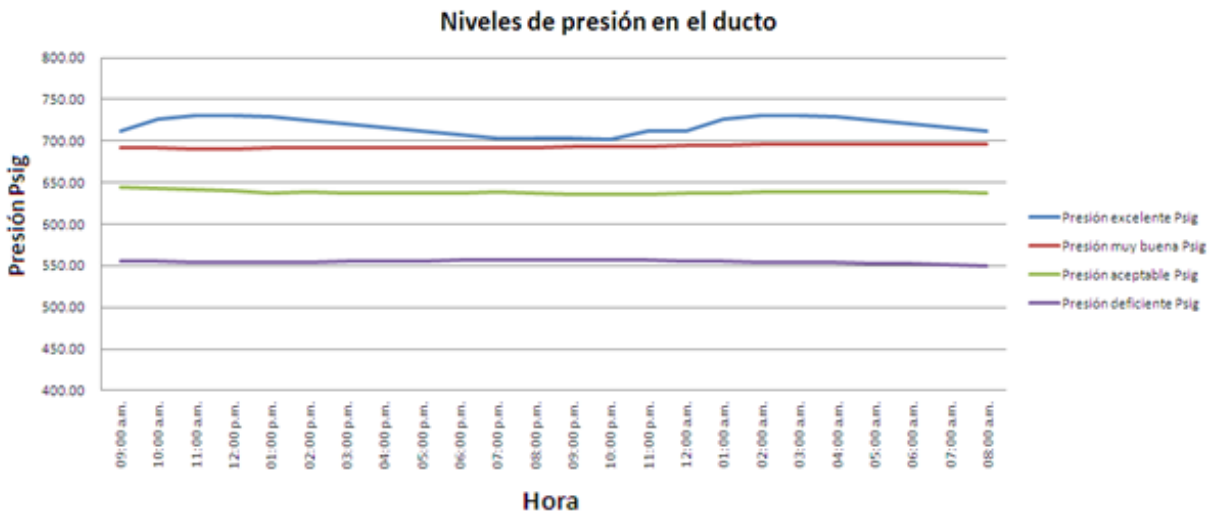
Hora	11/10/2011 Martes	12/10/2011 Miércoles	13/10/2011 Jueves	14/10/2011 Viernes	15/10/2011 Sábado	16/10/2011 Domingo
1	263	263	263	263	263	263
2	260	260	260	260	260	260
3	256	256	256	256	256	256
4	253	253	253	253	253	253
5	250	250	250	250	250	250
6	247	247	247	247	247	247
7	245	245	245	245	245	245
8	244	244	244	244	244	244
9	244	244	244	244	244	244
10	244	244	244	244	244	244
11	246	246	246	246	246	246
12	250	250	250	250	250	250
13	254	254	254	254	254	254
14	256	256	256	256	256	256
15	259	259	259	259	259	259
16	259	259	259	259	259	259
17	260	260	260	260	260	260
18	261	261	261	261	261	261
19	262	262	262	262	262	262
20	263	263	263	263	263	263
21	263	263	263	263	263	263
22	264	264	264	264	264	264
23	265	265	265	265	265	265
24	266	266	266	266	266	266
TOTAL	6362.8	6321.8	6465.2	6383.3	6484.8	6210.6

Nominación 1		
Mar Octubre 11	42,780.04	MMBTu
Mié Octubre 12	42,803.18	MMBTu
Jue Octubre 13	42,773.06	MMBTu
Vie Octubre 14	42,672.94	MMBTu

Nominación 2		
Mar Octubre 11	42,927.48	MMBTu
Mié Octubre 12	42,931.36	MMBTu
Jue Octubre 13	42,931.36	MMBTu
Vie Octubre 14	42,931.36	MMBTu

Tabla 3.4: **Comportamiento simulado**, Predespacho y números de nominación aplicables en los diferentes días de flujo, elaboración propia

La presión en el ducto maneja diferentes niveles, la mejor situación es que se encuentre entre 690 y más de 700 Psig y un nivel deficiente se considera entre 550 y menos de 600 Psig, este comportamiento se aprecia en la gráfica 3.7



Gráfica 3.7: **Comportamiento simulado**, Niveles de presión en el gasoducto, elaboración propia.

Un desbalance de gas aceptable es aquel que va del -5% al +5% en el día. Es decir, si la nominación planeada fue de 50,000 MMBtu y el consumo al final del día de flujo fue de 49,158 MMBtu entonces, mediante una regla de proporcionalidad simple, podemos obtener que:

d= porcentaje de desbalance

C= consumo de gas natural en el día gas

N=nominación de gas natural

$$d = \left[\frac{(C * 100\%)}{N} \right] - 100\%$$

Entonces:

$$d = \left[\frac{(49,158MMBtu * 100\%)}{50,000MMBtu} \right] - 100\% = 1.684\%$$

Lo cual indica un porcentaje aceptable de desbalance.

Si el predespacho planeado para el día siguiente indica una tendencia parecida al del día de flujo del día anterior, puedo anticiparme a que el comportamiento será parecido y tendré la seguridad de que no se sufrirá por variaciones importantes en el despacho y por lo consiguiente en el consumo de gas natural.

Puedo tener dos tipos de casos anunciados, el primero es aquél donde el ACNO nos avisa con anticipación de un día de flujo mediante un predespacho que variarán los niveles de demanda. Este caso es el más sencillo de resolver, puesto que se adecua la nominación a dicho aviso y se hace del conocimiento del Proveedor, y el segundo que es el escenario más complicado, es aquél donde me avisan que algunas horas más adelante en el día gas que está corriendo, se requerirá que la Central baje su producción, esto puede ser por cualquier situación, por ejemplo por contribución hidroeléctrica o por mantenimiento no programado o de última hora en líneas de transmisión. Si surge la noticia de cambio en el predespacho, lo óptimo para mí, es que la comunicación fluya en las primeras horas de la mañana, antes de las 10:00 am (hora límite para el Intraday 1) hora central (CCT), para que así pueda yo tener derecho a hacer una venta en mercados alternos con mayores posibilidades de modificación.

Si los niveles de generación de la Central tenderán a bajar más allá de lo que se había estimado en el predespacho que se utilizó para calcular la nominación entonces, significa que la Central dejará de consumir una parte del gas que se tenía reservado en el ducto, lo que significa que cabe la posibilidad de que se generen grandes cantidades de empaque creando riesgos para el sistema de gasoductos y posibles penalizaciones económicas para la empresa.

También puede ser que de último momento el CENACE llegue a requerir más energía eléctrica que la que está considerando en el predespacho. Lo cual indica que para alcanzar esos niveles de generación se deba consumir más gas y deba yo de adaptar la nominación a dichos niveles de exigencia anunciados.

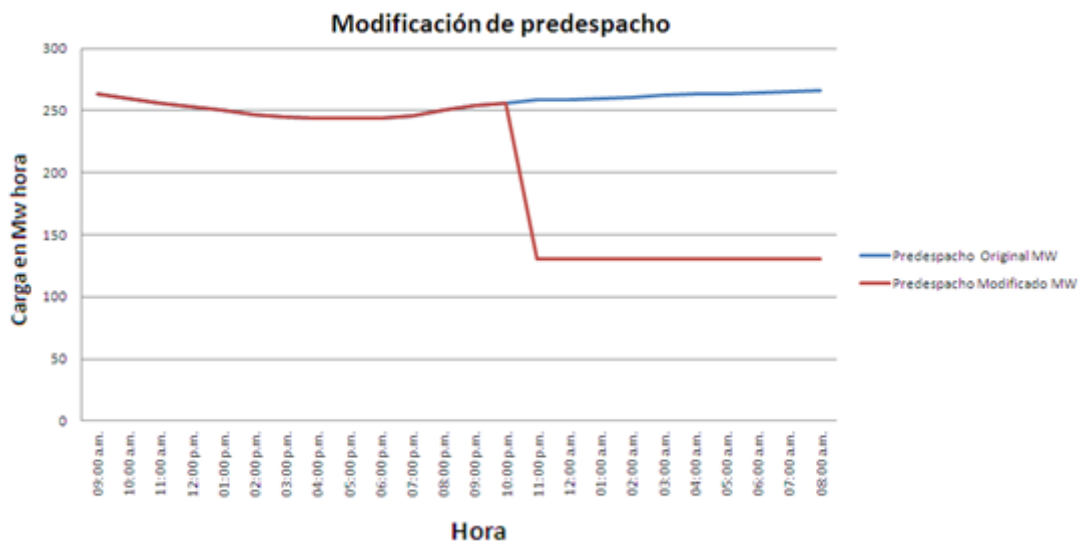
Para hacer una modificación en la nominación de gas, debo seguir las reglas que se especifican en los estándares del NAESB, por ejemplo:

Hoy día de flujo del día 15 del mes (cualquier día), he nominado 40,000 MMBtu atendiendo al predespacho que el CENACE nos ha enviado para cumplir con la demanda del día de flujo de mañana 16.

He verificado las variables que intervienen en el proceso de generación y se aprecia un comportamiento normal y estable, esto para el día de flujo que está a punto de finalizar.

Sin embargo, me han llamado desde el Cuarto de Control de la Central (Hermosillo o Naco), explicándome que han recibido información por parte del ACNO donde se les anticipa que habrá contribución hidroeléctrica por parte de las centrales generadoras Huites y El Novillo durante el día de flujo del mismo día 15. Razón por la cual se ordenará bajar carga durante diez horas, de las 11:00 pm a las 9:00 am, manteniendo en ese lapso una carga de 130 MW.

Se estima que este comportamiento se mantendrá durante cuatro días de flujo más y las órdenes de bajar los niveles de carga de la Central se harán en las mismas horas. Para los días posteriores lo que se debe hacer es adaptar la nominación a los niveles de generación que se han anunciado por el ACNO, y para el día de flujo que está corriendo se debe manejar de una manera especial, la cual explico a continuación. El ejemplo del comportamiento de una variación en el predespacho por órdenes del CENACE por aportación hidroeléctrica se aprecia en la gráfica 3.8. En la gráfica 3.9 se aprecia el descenso en los consumos de gas en el momento en que el predespacho se ve afectado por el desplazamiento en la prioridad de despacho cuando se tienen aportaciones de centrales hidroeléctricas que se encuentran bajo las órdenes del Área de Control Noroeste.



Gráfica 3.8: **Comportamiento simulado**, Predespacho original y modificación anunciada del mismo por contribución hidroeléctrica, elaboración propia.

Si yo ya había nominado para ese día una cantidad y ha surgido esta modificación en el predespacho, tendré que considerar una reducción en la nominación para ajustarla a dicho comportamiento que dicta el CENACE.

Entonces:

Nominación original: 40,000 MMBtu

Nominación modificada: 36,607 MMBtu

Entonces:

$$d = \left[\frac{(36,607 \text{ MMBtu} * 100\%)}{40,000 \text{ MMBtu}} \right] - 100\% = 8.482\%$$

El desbalance asciende a un 8.482%, con lo cual ya estoy sobrepasando el desbalance del +/- 5% aceptado.



Gráfica 3.9: **Comportamiento simulado**, Nominación conforme al predespacho original y comportamiento debido a la modificación anunciada por contribución hidroeléctrica, elaboración propia.

La herramienta que puedo ocupar, con la ayuda del Trader del Proveedor es la de sacar a mercados alternos esa parte del gas que no se va a ocupar y que significará un empaque en el ducto.

Entonces, suponiendo que son las 7:00 am la hora en que estoy planeando hacer este movimiento con el combustible y según las reglas del NAESB, por ser tratarse de modificaciones en el mismo día de flujo y por encontrarme en tiempo del Intraday 1, tengo derecho de hacer una modificación que implique reducir hasta tres cuartos de la nominación hecha, sin embargo sólo necesito quitar 3,393 MMBtu de la nominación total. Es decir, el movimiento a efectuar con la nominación del combustible es soportado totalmente por la regulación aplicable.

El llevar a cabo esta modificación en la nominación puede ser que genere sobrecostos que serán facturados por el Proveedor. Es decir, si un día antes cuando nominé la cantidad original en el tiempo adecuado tuve un precio unitario menor al que se maneja en el momento de la venta, entonces no tendré un costo extra puesto que compré a un precio más bajo de lo vendí. Tanto para comprar o para vender se debe considerar el precio convenido en las operaciones del

NYMEX para ese día. En otra situación, el proveedor generará una factura que incluya los cargos por hacer esos movimientos de gas debido a las fluctuaciones de precios.

Esto es, si cuando hice la nominación original el precio en el momento de la compra es de 3.5 Dólares por MMBtu y al momento de la venta de esos 3,393 MMBtu el precio aumentó a 3.8 Dólares por MMBtu, entonces puedo aseverar que no tendré un sobre costo puesto que el precio unitario fue menor al momento de la compra y mayor en la venta. Es decir esos 3,393 MMBtu se pueden comercializar a un precio mayor y será más fácil su comercialización, puesto que se puede ofrecer a un precio intermedio entre la compra y la venta, siendo más barato que la tarifa del día para a venta pero más caro que en el momento de la compra, resultando atractivo para cualquier cliente y beneficioso para mí porque podré evitar cualquier cargo extra por esta operación.

A manera de caso inesperado y que representa una situación que puede hacer que la nominación se haga en cero, es cuando se genera una descompostura en cualquier sistema de la Central, puede ser una falla en la turbina de gas, de vapor o inclusive en algún sistema de potencia de la subestación eléctrica en las instalaciones de la Central. Si esto sucede puedo manejar como cero la nominación de gas natural para el día siguiente si tengo la información necesaria de que el problema y la reparación del mismo durará uno o varios días de flujo más. Tengo el derecho de vender alguna cantidad de gas natural de la nominación, o por lo menos la que me permita la regulación del NAESB según el avance de los ciclos de nominación si es que la falla que llevó a la Central al disparo ha sucedido durante el día de flujo y dentro los límites de tiempos señalados. Cuando sucede una situación de este tipo que mantendrá a la Central fuera de operación es muy importante mantener al Proveedor enterado sobre la evolución de las maniobras y los trabajos de mantenimiento que se están haciendo para solucionar los problemas que han llevado al paro de la Central, esto con la finalidad de que se la Central tenga disponibilidad de combustible en el momento del arranque o de pruebas.

4- Participación profesional

La elaboración de un procedimiento de nominación de combustible para la CCC Hermosillo y la CCC Naco Nogales fue una instrucción por parte del director del Negocio Eléctrico de Gas Natural Fenosa, y dicha actividad me fue asignada por ser el encargado de la parte de aprovisionamiento de combustible. El tener sistematizados los procesos importantes y decisivos en esta empresa viene originalmente de los puntos de vista que los auditores hacen hacia la Empresa año con año, a estas recomendaciones se les llaman “oportunidades de mejora”.

El procedimiento que elaboré a partir de los conocimientos adquiridos en el ejercicio de mi puesto y que en este informe he desarrollado se ha guardado en un sistema de almacenamiento de datos de la Empresa, donde quienquiera que se encuentre en alguna situación que impacta el consumo de combustible de las centrales podrá consultar el documento y utilizarlo para encontrar una solución a la situación que atraviesa la central.

Para la elaboración del procedimiento siempre estuve asesorado por mi jefe, quien me dio ideas y me recomendó fuentes de consulta para enriquecer y asegurarme que el contenido es útil y válido ante el contrato y la normatividad que rige a la actividad de aprovisionamiento de combustible (FERC, NAESB, CRE).

La capacidad de análisis de una situación difícil y de la manera de encontrarle una solución que no represente pérdidas para la empresa depende del uso eficiente de recursos disponibles y de los conocimientos del empleado.

Esta área de aprovisionamiento exige de mi parte una gran disponibilidad de tiempo, debo estar siempre localizable, esto porque en cualquier momento puede surgir un problema o dificultad operativa en las centrales y una de las instrucciones que se tiene en el área operativa y de control es que hay que avisarme oportunamente, para enterarme de los pormenores de la situación y analizar conforme a los horarios de nominación y a las capacidades del sistema de gasoductos si puedo conservar la cantidad de gas que no se quemará y que quedará estacionada en el ducto a manera de empaque o desbalance o si hay suficiencia de gas para soportar una toma de gas extra a la nominada y que esto no vaya a producir una descompresión en el ducto .

Mi actividad requiere de un pensamiento oportuno y rápido. La comunicación que debo de tener con los controladores de flujo y los *traders* de gas debe de ser estrecha, tanto para que ellos me comuniquen acerca de cualquier situación que pueda presentarse en los ductos o cuando yo tenga que avisarles sobre cualquier desperfecto en la central que nos lleve al paro de la turbina y por consiguiente a la imposibilidad de consumir gas. Por lo menos, para arreglar cualquier evento en la mente debo tener presentes los horarios de flujo o de nominación, para saber si estoy a tiempo de hacer una compra o venta de gas; las condiciones de los sistemas de gasoductos para estar enterado sobre si el sistema tiene la capacidad de soportar empaque o sobre si tiene la capacidad de entregar gas más gas del comprado y el último comportamiento de las variaciones de precios, para conocer de una manera anticipada si habrá impactos económicos para la empresa derivados de la venta o compra de gas.

Después de elaborar el procedimiento, siento que tengo la capacidad de conocer cualquier situación que se presente y que esté relacionada con el aprovisionamiento de combustible. He tenido que atravesar por mantenimientos con retraso en las centrales, por fallas en elementos de las turbinas de gas, por descompresión en el ducto, por mantenimientos en el sistema de gasoductos, por fallas en líneas de transmisión de CFE que han obligado a la central a bajar carga, por temperaturas bajas extremas que provocan congelamientos en elementos de la central y muchas otras situaciones más que me ha tocado resolver en fines de semana, días festivos y durante las madrugadas.

El procedimiento no sólo a mí me ha ayudado a mejorar la comprensión de mis actividades y a agilizar mis procedimientos con las actividades de manejo de combustible, sino que también ha sensibilizado a mis colegas y compañeros que han leído el documento, tomando así conciencia de lo importante que es la actividad y de las consecuencias o beneficios que se acarrearán cuando se toman buenas o malas decisiones. Simplemente puedo asegurar que el desarrollar este procedimiento me ha dado herramientas de gran importancia y utilidad para desarrollar mis ocupaciones diarias y para dar solución a los acontecimientos que surgen de manera fortuita.

El manejo de números de manera rápida, la capacidad de análisis y la entrega rápida de resultados que tengan validez y confiabilidad son bondades que he adquirido y ejercitado dentro de las aulas de la Facultad de Ingeniería. Dichas cualidades ahora debo de ponerlas en práctica todos los días en mis actividades dentro de la empresa Gas Natural Fenosa.

5- Resultados y aportaciones

Hasta hace unos meses, no existía un procedimiento específico para la nominación de combustible para la CCC Hermosillo y CCC Naco Nogales. Es un poco complicado dirigirse al Contrato cuando surge alguna duda sobre cómo actuar en alguna u otra situación y con el procedimiento se intenta concretar la aplicación de las cláusulas contractuales en circunstancias de alta importancia que están relacionadas con el aprovisionamiento de gas natural, lo cual resulta mucho más sencillo de consultar y entender. Si se trata de profundizar en el tema, se recurrirá al Contrato y a las Condiciones Generales de Transporte de Gas Natural.

Lo que se busca es sistematizar la información sobre los procesos importantes para la Empresa, con documentos que contengan datos actualizados y confiables para su consulta y aplicación en cualquier momento. El tener un procedimiento bien estructurado que cuente con una difusión adecuada en la Empresa, permitirá que todo el que lo lea tenga un buen nivel de manejo de la información útil que puede ser aplicada en una situación de crisis o en un momento de dudoso ejercicio. Para implementar este procedimiento tuve que asesorarme e investigar sobre muchos aspectos regulatorios propios de la Empresa, los cuales fueron revisados y aprobados por profesionales experimentados como el Director del Negocio Eléctrico y el Gerente de Balance de Energía.

Un aspecto muy importante es que ya he puesto en práctica lo desarrollado en el procedimiento de nominación de combustible, a partir de que se hizo oficial su publicación en la Empresa he consultado varios casos que ahí se han concentrado, pudiendo de esta manera dar solución a las dudas sobre cómo proceder ante una situación que amerite tomar decisiones importantes, como anomalías técnicas que llevan a condiciones de disparo a la Central y que esta situación requiere de un especial manejo para planear la administración del combustible que ha sido nominado.

La herramienta que generé me ha ayudado a tomar decisiones importantes, por ejemplo, el saber si es conveniente o no hacer una compensación de la nominación del día siguiente, adelantándome a las consecuencias operativas y manejando las variaciones económicas que puedo esperar por tomar o no una decisión. En el momento de que ocurre una emergencia en la Central, conocer de inmediato el Ciclo de nominación que está ocurriendo, para poder efectuar movimientos de gas natural y los montos de los mismos.

Es un trabajo en conjunto, yo observo el comportamiento, lo analizo, proyecto los resultados considero los impactos operativos y económicos, sin embargo para que esto se materialice siempre debo estar enterado de lo que sucede en el manejo operativo. El manejo del procedimiento debe ser ágil, se debe de asimilar y saber aplicar en cualquier momento. Esta posición en cualquier instante puede requerir de una toma de decisiones inteligentes sin embargo, de ejecución rápida, de cálculos estimados muy certeros y de una predicción útil tomando en cuenta los resultados de ejercer o no una determinada acción.

Como empleado de Gas Natural Fenosa conozco perfectamente los objetivos que la empresa me encomienda cada año. La gerencia donde laboro me exige resultados de manera continua, para

esto Recursos Humanos tiene su metodología de aplicación. La entrega de resultados siempre va enfocada a la rentabilidad de la empresa. Por ejemplo, para el año 2011 unos de los objetivos que me plantearon fue el que los impactos económicos por penalizaciones por parte del Proveedor de combustible fueran menores a cien mil dólares, esto afortunadamente lo pude superar al momento de calificar dicho objetivo, gracias a la aplicación de los conocimientos que he acumulado en el procedimiento y a la experiencia que he adquirido en la Empresa. Al momento de que mi jefe me cita para calificar mi desempeño y mi actitud frente a mis ocupaciones y mis responsabilidades, puedo decir que he mejorado en una gran manera. He obtenido excelentes comentarios sobre el manejo de mi responsabilidad en mis ocupaciones y sobre el compromiso que mi jefe ha notado en mí. Esto ofrece una gran seguridad y confiabilidad sobre mi trabajo a la empresa.

El entregar resultados excelentes a la empresa y que así lo reconozcan los jefes acarrea una mayor responsabilidad, mis superiores cada vez me confían mayores compromisos de gran impacto económico, eso al contrario de agobiarme me satisface. Yo siempre lo que he buscado es sentirme útil en mi posición y creo que lo estoy consiguiendo. Gas Natural Fenosa ha puesto en mis manos tareas de gran importancia y cada vez están siendo más las tareas importantes a desarrollar, esto conlleva capacitación especializada y una mayor cantidad de conocimientos y experiencia.

Una de las mejoras importantes que he notado en mi desempeño y que lo he comparado contra las personas que anteriormente estuvieron en el mismo puesto que yo, es que he manejado de una manera excelente los problemas en calidad de emergencia que han surgido, esto se puede corroborar en el archivo de facturas que se tiene en la empresa. La única herramienta que funciona en los casos de emergencia es la comunicación adecuada con los contactos específicos y que esta sea a tiempo. Esto requiere que yo esté disponible las veinticuatro horas del día, estando atento ante cualquier eventualidad que llegue a surgir. Sin embargo no es únicamente disponibilidad y compromiso lo que yo debo tener, es la confianza que mis compañeros tienen en mí lo que ha hecho que se genere una comunicación adecuada. Esto lo he ganado ofreciendo una actitud servicial ante mis colegas en el trabajo.

Los objetivos más importantes que me han asignado desde que entré a trabajar a Gas Natural Fenosa han sido mejorar el proceso de nominación, buscando siempre obtener el mayor provecho económico en todas las compras o ventas de gas para las centrales y manejar adecuadamente todas las contingencias relacionadas con el aprovisionamiento de combustible que surjan en cualquier momento, los cuales he cumplido de manera excelente, intentando siempre ser eficiente y constante en mis labores. El desempeño orientado a resultados es una política de la Empresa, la cual se fundamenta en siete factores: (i) trabajo en equipo, es decir colaboración con otras personas dentro de la empresa; (ii) desarrollo de relaciones eficaces que beneficien a la empresa; (iii) negociación para alcanzar acuerdos; (iv) gestión del cambio, que significa la integración del empleado en cualquier situación y con cualquier persona; (v) orientación al cliente, para detectar y satisfacer las necesidades del mismo, estableciendo así relaciones profesionales sólidas y duraderas; (vi) mejora continua, proponiendo y aplicando mejoras en el trabajo y (viii) el compromiso con la Empresa, actuando conforme a la política de valores y responsabilidad de la misma.

6- Conclusiones

Para integrar un procedimiento específico se deben conocer profundamente aspectos técnicos y regulatorios que rodean a las Centrales de Ciclo Combinado Naco Nogales y Hermosillo, se requiere tener un adecuado manejo del Contrato siendo indispensable conocer las características del mismo.

El análisis realizado a manera de antecedentes de la integración del procedimiento ha sido exhaustivo y detallado, ahí quedan aclarados muchos aspectos importantes que son trascendentales para entender el tema de los Productores Independientes de Energía y al Negocio Eléctrico de Gas Natural Fenosa.

La nominación de combustible es un aspecto que se debe vigilar con mucho cuidado, el gas natural es nuestro insumo para poder tener disponibilidad de despacho cuando CFE así lo requiera.

La mejor nominación será la que sea suficiente para los requerimientos de producción y que no incurra en penalizaciones por manejo inadecuado. Conocer la tendencia de precios del combustible es muy importante, así como estar bien informado acerca del clima y su proyección, sobre todo cuando se presentan condiciones extremas como heladas y temporales de lluvias. La parte técnica y económica del trabajo deben de ir íntimamente relacionadas.

He de asegurar de manera categórica que el aspecto más importante es cuidar la integridad de todos los compañeros y colaboradores, el combustible en los ductos siempre es un riesgo latente, lo que significa que en cualquier momento se puede generar una situación que ponga en riesgo la integridad de las instalaciones y con ello la vida humana.

El desarrollar las funciones de aprovisionamiento implica una labor de veinticuatro horas al día, es de suma importancia estar constantemente en comunicación con mis jefes, con el área operativa de las Centrales y con el Proveedor. Las Centrales están diseñadas para generar energía eléctrica las veinticuatro horas y los 365 días del año.

A esto se le restan los periodos de mantenimiento que anualmente se intentan fijar con la máxima precisión posible, se acuerdan las fechas con CFE y las provisiones de combustible con el Proveedor. Estas últimas situaciones deben ser manejadas con especial trato.

Las emergencias deben atenderse en el momento preciso, se debe tener un adecuado tratamiento de la información con la gente que trabaja en la operación de la Central, siempre intentando buscar la retroalimentación con la parte operativa. Algo de especial importancia es el conocer los contactos adecuados de la parte del Proveedor que pueden prestar ayuda en los momentos de crisis.

La experiencia en el manejo de la nominación de gas natural para ambas centrales me ha ayudado a acercarme al aspecto operativo, por mi posición debo estar en estrecha relación con los técnicos y autoridades operativas de las plantas y cuando hay contingencias que resultan en paro de la central ellos son los que me aclaran sobre dudas en las fallas más comunes de la

central y del tiempo aproximado que tarda en resolverse y repararse cualquier problema en la turbina de gas, de vapor o cualquier sistema eléctrico de la planta. La experiencia en el asunto de conocer las fallas y las soluciones de los diferentes problemas que se presentan durante la operación de las centrales es de suma importancia sin embargo, la comunicación con la gente que labora en la operación de la planta es lo que me dará confiabilidad para conocer la verdadera evolución de las maniobras de reparación o de mantenimiento. Esto con la finalidad de poder planear las provisiones de combustible con seguridad y con el objetivo de evitar riesgos operativos y económicos.

Para poder comprender el negocio de la comercialización de disponibilidad de una central generadora en modalidad de Productor Independiente de Energía se debe conocer de manera puntual la normatividad que rodea a dicha forma de producción en México. Se debe comprender que el cliente único es CFE y que existe un Contrato que regula todos los procedimientos. El Contrato reglamenta la parte operativa y la administración económica del Productor Independiente de Energía.

El gran problema en una empresa de este tipo es muchas veces el desconocimiento puntual y exacto del Contrato, es decir la omisión de la ley en cualquier momento crítico puede acarrear grandes problemas, es por eso que se deben conocer de una manera ágil y puntual los términos y condiciones de la regulación aplicable a la operación del Productor.

El mercadeo de gas natural engloba una gran cantidad de conocimientos especializados que se aplican en todo momento, he adquirido conocimientos detallados sobre esta normatividad que me han ayudado a solucionar problemas en situaciones difíciles, porque la ejecución de movimientos en el mercado de energía tiene sus reglas específicas que siempre deben respetarse, estas tienen como principales objetivos el mantener la seguridad del personal operativo y del sistema de ductos.

No solo leyendo y comprendiendo los contratos y la ley aplicable he conseguido conocer la manera correcta de actuación ante situaciones difíciles, sino intercambiando ideas y negociando con el Proveedor y con el Cliente. La actitud frente a las situaciones difíciles es lo que hace que tus compañeros y autoridades te identifiquen como una persona confiable y con seguridad

Esta posición tan importante que me ha sido asignada en Gas Natural Fenosa me ha hecho ser una persona prudente y formal, me ha ayudado a moldear mi carácter para poder tomar decisiones inteligentes y a trabajar en equipo.

Lo mejor es que nunca he dejado de aprender, puedo aseverar que desde que llegué a ese puesto jamás he sufrido de rutina en el trabajo, todos los días y cada hora surgen actividades nuevas y proyectos importantes.

Con base en el esfuerzo diario y la continua formación en el trabajo he ido conociendo más acerca de estos aspectos. Debo reconocer que desde que llegué a trabajar a Gas Natural Fenosa mis jefes han puesto una gran responsabilidad en mis manos, lo cual me ha hecho crecer como persona. No sólo mis conocimientos han aumentado, sino que mi autoconfianza y mi capacidad de análisis también se han desarrollado.

El trato cordial con profesionales en la materia de Pemex y de la CFE me ha dejado una instrucción invaluable. He sido afortunado en tener siempre cerca gente de excelente calidad humana, experimentada y capaz como mis autoridades, que siempre han tenido una enorme confianza en mí.

He de reconocer que yo siempre he intentado esforzarme al máximo para desarrollar de la mejor manera mi trabajo, siendo cumplido y responsable. Al final puedo decir que me gusta mi trabajo, que desarrollo mis actividades diarias con intensidad y que ofrezco a la Empresa la mejor disposición de mi tiempo y de mis conocimientos.

La formación que la Universidad Nacional Autónoma de México, a través de la Facultad de Ingeniería me ha dado ha sido una herramienta muy importante para abrirme puertas en el campo laboral, el conocimiento que adquirí en las aulas me ha ayudado a abrir mi perspectiva sobre las áreas del ejercicio profesional, reconociendo que cuando sientes un especial cariño por tu trabajo se desmoronan todas las barreras que te impiden crecer en el aspecto profesional.

7- Bibliografía

Fuentes

1. Gobierno Federal, México. *Tercer Informe de Ejecución del Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012*. Eje 2. Economía Competitiva y Generadora de Empleos. 2.12 Energía: hidrocarburos y electricidad [fecha de consulta: 2 enero 2011]. Disponible en: <http://pnd.calderon.presidencia.gob.mx/pdf/TercerInformeEjecucion/2_12.pdf>
2. Comisión Federal de Electricidad. *El Sector Energético en México: Oportunidades de Inversión*. 2010. [fecha de consulta: 13 enero 2011]. Disponible en: <<http://www.banobras.gob.mx/centrodeinformacion/Eventos/Madrid2010/Presentaciones%20Conferencia/El%20Sector%20El%C3%A9ctrico%20en%20M%C3%A9xico%20Oportunidades%20de%20inversi%C3%B3n.pdf>>
3. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Economía. Pérez Buendía, J. *Evaluación económica de la producción independiente de energía en México 2000-2007*. Economía Informa (núm. 365, octubre-diciembre, 2010) [fecha de consulta: 20 enero 2011]. Disponible en: <<http://www.economia.unam.mx/publicaciones/econinforma/pdfs/365/08jesus.pdf>>
4. Universidad Nacional Autónoma de México – Université PMF de Grenoble. Viqueira Landa J. Coloquio Internacional. Energía, Reformas Institucionales y Desarrollo en América Latina. *¿Reorganización o desorganización de la Industria Eléctrica Mexicana?* 2003. [fecha de consulta: 22 febrero 2011]. Disponible en : <<http://www.depfe.unam.mx/p-cientifica/coloquio-erdal/13DJacintoViqueiraLtt.pdf>>
5. Universidad Nacional Autónoma de México – Université PMF de Grenoble. Sánchez Salazar M. Coloquio Internacional. Energía, Reformas Institucionales y Desarrollo en América Latina. *La inversión privada en el sector eléctrico en México: antecedentes, características y estructura territorial*, 2003. [fecha de consulta: 22 febrero 2011]. Disponible en: <<http://www.depfe.unam.mx/p-cientifica/coloquio-erdal/16ETeresancheztaliiLt.pdf>>
6. Comisión Federal de Electricidad. *Manifestación del impacto ambiental. Ciclo Combinado Agua Prieta II*. 2003. [fecha de consulta: 25 febrero 2011]. Disponible en: <<http://sinat.semarnat.gob.mx/dgiraDocs/documentos/son/estudios/2003/26SO2003E0018.pdf>>
7. Arzate Esther. *Reservas de gas natural por 61 billones de pies cúbicos. Concesionarios podrán explotar el hidrocarburo*. El Financiero, 26 de enero de 2011. [fecha de consulta: 5 marzo 2011]. Disponible en: <<http://www.emedios.com.mx/testigos/20110126/36e81c-88ae42.pdf>>
8. Comisión Reguladora de Energía. *Resolución por la que se modifican las Disposiciones de Aplicación General Expedidas por la Comisión Reguladora de Energía en Conformidad con La Norma NOM-008-Scfi-2002, Sistema General de Unidades de*

- Medida*. 2006. [fecha de consulta: 10 marzo 2011]. Disponible en: <<http://www.cre.gob.mx/registro/resoluciones/2006/267-06.pdf>>
9. Comisión Reguladora de Energía. Boletín de prensa. *Inversionistas Privados Construirán Termoeléctrica de 565 MW en Tamaulipas, a 18 mayo 2000*. [fecha de Consulta: 11 marzo 2011]. Disponible en: <<http://www.cre.gob.mx/documento/402.pdf>>
 10. Comisión Reguladora de Energía. Boletín de prensa. *Fuerza y Energía de Hermosillo (Unión Fenosa) recibe permiso para construir termoeléctrica de 225 MW, a 30 noviembre de 1998*. [fecha de Consulta: 11 marzo 2011]. Disponible en: <<http://www.cre.gob.mx/documento/467.pdf>>
 11. Comisión Reguladora de Energía. Boletín de prensa. *Se otorga el primer permiso para generar Energía Eléctrica en la modalidad de Productor Independiente a 24 marzo 1997*. [fecha de Consulta: 11 marzo 2011]. Disponible en: <<http://www.cre.gob.mx/documento/467.pdf>>
 12. Unión Fenosa. Torres Claudio B. *Efecto de la Calidad del Gas en las Centrales de ciclo combinado*. 2007. [fecha de Consulta: 24 marzo 2011]. Disponible en: <<http://www.cre.gob.mx/documento/1232.pdf>>
 13. Unión Mexicana de Asociaciones de Ingenieros, A.C. Rodriguez Alvarez JM. *La energía renovable en CFE, elemento fundamental para un desarrollo sustentable*. 2010. [fecha de Consulta: 24 marzo 2011]. Disponible en: <http://umai.org.mx/Noticias/2010/Foro_CFE/Ponencias/22_Febrero_2010_Energia_Eolica_y_Geotermica_CI/100222_I_ENERGIAS_RENOVABLES_EN_CFE_Juan_Manuel_Rodriguez_Alvarez.pdf>
 14. Comisión Federal de Electricidad. *Reglas de despacho y operación del Sistema Eléctrico Nacional*. 2005. [fecha de Consulta: 27 marzo 2011]. Disponible en: [http://www.ordenjuridico.gob.mx/Federal/PE/APF/OD/SENER/Avisos/03112005\(1\).pdf](http://www.ordenjuridico.gob.mx/Federal/PE/APF/OD/SENER/Avisos/03112005(1).pdf)
 15. Universidad Nacional Autónoma de México. Programa Universitario de Energía. Bazán Navarrete G, Nava Palma E. *Prospectiva Energética para el periodo 2014-2030 del sector Energía de México*. 2005. [fecha de consulta: 29 marzo 2011]. Disponible en: <http://www.energia.mx/webSener/res/168/A14_SL.pdf>
 16. Instituto de Investigaciones Eléctricas. Ramos Niembro G. *Variables que influyen en el consumo de energía eléctrica*. 1999. [fecha de consulta: 2 abril 2011]. Disponible en: <<http://www.iie.org.mx/medioamb99/apli.pdf>>
 17. Gobierno Federal, México. *Segundo Informe de Ejecución del Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012*. Hidrocarburos y electricidad. Sector Hidrocarburos. [fecha de consulta: 2 abril 2011]. Disponible en: <http://pnd.calderon.presidencia.gob.mx/pdf/SegundoInformeEjecucion/2_12.pdf>
 18. Secretaria del Medio Ambiente y Recursos Naturales. *Emisiones de gases efecto invernadero y oportunidades de mitigación*. Hidrocarburos y electricidad. Sector Hidrocarburos. [fecha de consulta: 4 abril 2011]. Disponible en:

- <http://www.semarnat.gob.mx/temas/cambioclimatico/Documents/enac/sintesis/061213%20enac-1.1.GUE_compl.pdf>
19. Banco de México. *Fuentes de Sobre-Costos y Distorsiones en las Empresas Eléctricas Públicas en México*. [fecha de consulta: 6 abril 2011]. Disponible en: <<http://www.banxico.org.mx/publicaciones-y-discursos/publicaciones/documentos-de-investigacion/banxico/%7B5104F34B-D059-88CC-F718-BF5CB8ABF534%7D.pdf>>
 20. Centro de Investigación y Docencia Económicas. Carreón V y Dardati E. *La Tarifa de Generación en México estimada con el mecanismo de orden de mérito*. 2008. . [fecha de consulta: 20 abril 2011]. Disponible en: <https://webpace.utexas.edu/ead397/www/index_files/SOM%20Carreon%20Dardati.pdf>
 21. Moring Virgil F. *Termodinámica*. Editorial Limusa Noriega Editores. 1987.
 22. Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía. *Oportunidades de Cogeneración Eficiente*. 2009. [fecha de consulta: 15 abril 2011]. Disponible en: www.conuee.gob.mx/work/sites/.../8cogeneracion_eficiente.pdf
 23. Secretaría de energía. *Procesamiento, almacenamiento y transporte de gas*. 2007. [fecha de consulta: 15 abril 2011]. Disponible en: <www.sener.gob.mx/res/403/Elaboración%20de%20Gas.pdf>
 24. Secretaría de energía. *Procesamiento, almacenamiento y transporte de gas*. 2007. [fecha de consulta: 18 abril 2011]. Disponible en: www.sener.gob.mx/webSener/res/PE_y.../Electrico_2005_2014.pdf
 25. Observatorio de Ciencia, Tecnología e Innovación del Estado de Guanajuato. Romero Mata O. *Energías Renovables, sus avances y sus alcances en México*. 2007. [fecha de consulta: 18 abril 2011]. Disponible en: <http://octi.guanajuato.gob.mx/octigto/formularios/download.php?id=ENERGIA_RENOVABLE.pdf&dw=8>
 26. Gas Natural Fenosa. Plan estratégico y prospectiva de negocio 2011. Octubre 2010. [fecha de consulta: 20 abril 2011]. Disponible en: <<http://energiaadebate.com/wp-content/uploads/2010/11/Gas-Natural-Fenosa-Plan-estrat%C3%A9gico-y-perspectiva-de-negocio-20112.pdf>>
 27. Navarro R, Gutiérrez H, Pérez A. *Implementación de una Plataforma Informática para la Integración de la Información y la Gestión del Conocimiento Organizacional en la Industria Eléctrica Mexicana. Memorias de la III Conferencia Iberoamericana de Sistemas, Cibernética e Informática (CISCI 2004)*, Vol. I, pp. 258-262. Orlando Florida, USA, Julio 2004. [fecha de consulta: 20 abril 2011]. Disponible en: <http://catius.uson.mx/pdfs/gcon_electrica2004.pdf>
 28. Universidad de Valencia. Prieto A. *Modelización del spot y valoración de futuros del gas natural*. 2003. [fecha de consulta: 20 abril 2011]. Disponible en: <<http://xiforofinanzas.ua.es/trabajos/1099.pdf>>

29. Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía. *Información básica de control de demanda eléctrica*. [fecha de consulta: 25 abril 2011]. Disponible en: <www.conae.gob.mx/work/sites/.../Informacion_control_demanda.pdf>
30. The National Regulatory Research Institute. *Costello K. Efforts to Harmonize Gas Pipeline Operations With the Demands of the Electricity Sector*. 2006. [fecha de consulta: 3 mayo 2011]. Disponible en: <www.nrri.org/pubs/gas/06-11.pdf>
31. VP Corporate Development, El Paso Corporation .Wright B. *Natural gas continues to be best choice for generating electricity*. [fecha de consulta: 7 mayo 2011]. Disponible en: <www.elpaso.com/profile/.../Natural_gas_doc.pdf>
32. Secretaría de Energía. *Prospectiva del mercado de gas natural 2010-2025*. [fecha de consulta: 7 mayo 2011]. Disponible en: <www.sener.gob.mx/res/1825/SECTOR_ELECTRICO.pdf>
33. Comisión Federal de Electricidad. *Programa de obras e inversiones del Sector Eléctrico, 2010-2024*. [fecha de consulta: 7 mayo 2011]. Disponible en: <www.semarnat.gob.mx/...ot/pre_sector_electrico_2010_2024.pdf>
34. Comisión Federal de Electricidad. Peniche H. *Los Productores Externos de Energía. Un balance a 10 años de su participación en el mercado eléctrico mexicano, 2010*. [fecha de consulta: 13 mayo 2011]. Disponible en: <www.cicm.org.mx/2030/productores_externos.ppt>
35. Instituto de Investigaciones Legislativas del Senado de la República. *Nuevas energías renovables: una alternativa energética sustentable para México*. [fecha de consulta: 25 mayo 2011]. Disponible en: <xml.cie.unam.mx/xml/se/pe/NUEVAS_ENERG_RENOV.pdf>
36. Facultad de Contaduría y Administración, Posgrado de la UNAM. Jiménez R. *Resumen de la Problemática del Gas Natural en México*. 2003. [fecha de consulta: 2 junio 2011]. Disponible en: <www.yumka.com/docs/situaciondelgasnatural.pdf>
37. Instituto de Geografía, Universidad Nacional Autónoma de México. Sánchez M, Casado J, Saavedra E. *La inversión privada en el Sector Eléctrico en México: antecedentes, características y estructura territorial*, 2003. [fecha de consulta: 5 julio 2011]. Disponible en: <www.depfe.unam.mx/pcientifica/.../16ETeresanchezetaliiLtt.pdf>
38. SOLUZIONA Ingeniería. Alvarez J. *Central de Ciclo Combinado de Naco-Nogales. 2002*. [fecha de consulta: 15 julio 2011]. Disponible en: <www.socoin.es/documentos/Termica01.pdf>
39. Northern Natural Gas. *TMS - Nomination/Scheduling Overview*. [fecha de consulta: 20 julio 2011]. Disponible en: <[www.northernnaturalgas.com/Document%20Postings/TMS_nom_sched_100805\(2\).pdf](http://www.northernnaturalgas.com/Document%20Postings/TMS_nom_sched_100805(2).pdf)>
40. The North American Natural Gas Marketplace . *Understanding Natural Gas Markets*. [fecha de consulta: 25 julio 2011]. Disponible en:

<http://www.api.org/aboutoilgas/upload/UNDERSTANDING_NATURAL_GAS_MARKETS.pdf>

Figuras

Figura 2.1: Regiones del Sistema Eléctrico Nacional, CFE,
Fuente: Programas de Obras e Inversiones del
Sector Eléctrico 2010-2024

Figura 2.2: Área de Control Noroeste, CFE CENACE,
Fuente: Ing. Victor Corona Cruz, Congreso Peninsular de Energía,
Marzo de 2010, Mérida Yucatán.

Figura 2.3: Diagrama de ciclo combinado
Fuente: Fundamentals of power and gas, Live course.
Energy Management Institute, Jackson Mueller, Octubre 2011.

Figura 2.4: Distribución de las reservas de gas natural en el mundo
Fuente: Fundamentals of power and gas, Live course.
Natural Gas Reserves, Energy Management Institute, Jackson Mueller, Octubre 2011.

Figura 2.5: Ubicación de CCC Hermosillo y CCC Naco Nogales,
Gas Natural Fenosa, Plan estratégico y prospectiva de negocio 2011,
Octubre de 2010.
Fuente: <http://energiaadebate.com/wp-content/uploads/2010/11/Gas-Natural-Fenosa-Plan-estrat%C3%A9gico-y-perspectiva-de-negocio-20112.pdf>

Figura 3.1: Gas Natural Fenosa en el Mundo, Gas Natural Fenosa,
Plan estratégico y prospectiva de negocio 2011, Octubre de 2010.
Fuente: <http://energiaadebate.com/wp-content/uploads/2010/11/Gas-Natural-Fenosa-Plan-estrat%C3%A9gico-y-perspectiva-de-negocio-20112.pdf>

Figura 3.2: Actividades del grupo Gas Natural Fenosa, Gas Natural Fenosa,
Plan estratégico y prospectiva de negocio 2011, Octubre de 2010.
Fuente: <http://energiaadebate.com/wp-content/uploads/2010/11/Gas-Natural-Fenosa-Plan-estrat%C3%A9gico-y-perspectiva-de-negocio-20112.pdf>

Figura 3.3: Área de Control Noroeste, Situación geográfica de hidroeléctricas y ciclos
combinados, CFE CENACE,
Fuente: Ing. Victor Corona Cruz, Congreso Peninsular de Energía,
Marzo de 2010, Mérida Yucatán.

Figura 3.4: Hora Central
Fuente: <http://www.time.gov/timezone.cgi?Central/d/-6/java>

Figura 3.5: Pronóstico de temperaturas aplicables a la zona de Hermosillo, imagen tomada del portal The Weather Channel.

Fuente:<http://www.weather.com/weather/hourbyhour/graph/MXSR0091?begHour=3&begDay=320#hhView>

Figura 3.6: Pronóstico de temperaturas aplicables a la zona de Agua Prieta, ubicación, imagen tomada del portal de la National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA),

Fuente:<http://www.wrh.noaa.gov/forecast/wxtables/index.php?lat=31.36&lon=-109.54&table=custom&duration=7&interval=1>

Figura 3.7: Pronóstico de temperaturas aplicables a la zona de Agua Prieta, imagen tomada del portal de la National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA),

Fuente:<http://www.wrh.noaa.gov/forecast/wxtables/index.php?lat=31.36&lon=-109.54&table=custom&duration=7&interval=1>

Gráficas

Gráfica 2.1: Comportamiento Horario de la Demanda, CFE CENACE,

Fuente: Ing. Victor Corona Cruz, Congreso Peninsular de Energía, Marzo de 2010, Mérida Yucatán.

Gráfica 2.2: Comparación de emisiones a la atmósfera

Fuente: Fundamentals of power and gas, Live course, Energy Management Institute, Air emissions data provided by Gas Technology Institute (GTI), Jackson Mueller, Octubre 2011.

Gráfica 2.3: Reservas de gas natural en el mundo

Fuente: Fundamentals of power and gas, Live course, Energy Management Institute, Jackson Mueller, Octubre 2011.

Gráfica 2.4: Precios del gas natural

Fuente: Fundamentals of power and gas, Live course, Energy Management Institute, Jackson Mueller, Octubre 2011.

Gráfica 3.1: Comportamiento simulado, detección de aportación hidráulica y desplazamiento en despacho,

Fuente: elaboración propia.

Gráfica 3.2: Comportamiento simulado, detección de aportación hidráulica y desplazamiento, variaciones de consumo de gas natural,

Fuente: elaboración propia.

Gráfica 3.3: Comportamiento simulado, registros de bajas temperaturas,

Fuente: elaboración propia.

Gráfica 3.4: Comportamiento simulado, Probabilidad de disparo por bajas temperaturas,

Fuente: elaboración propia.

Gráfica 3.5: Comportamiento simulado, Comportamiento normal de un día de flujo atendiendo al predespacho generado por el CENACE,

Fuente: elaboración propia.

Gráfica 3.6: Comportamiento simulado, Comportamiento normal de un día de flujo atendiendo al predespacho generado por el CENACE en cuanto a consumo de gas natural,
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 3.7: Comportamiento simulado, Niveles de presión en el gasoducto,
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 3.8: Comportamiento simulado, Predespacho original y modificación anunciada del mismo por contribución hidroeléctrica,
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 3.9: Comportamiento simulado, Nominación conforme al predespacho original y comportamiento debido a la modificación anunciada por contribución hidroeléctrica,
Fuente: elaboración propia.

Tablas

Tabla 2.1: Productores Independientes de Energía, Información tomada del portal de Comisión Federal de Electricidad
Fuente: <http://www.cfe.gob.mx/QuienesSomos/estadisticas/listadocentralesgeneradoras/Paginas/Productoresindependientes.aspx>

Tabla 3.1: Hidroeléctricas, Información tomada del portal de Comisión Federal de Electricidad
Fuente: <http://www.cfe.gob.mx/QuienesSomos/estadisticas/listadocentralesgeneradoras/Paginas/listadohidroelectricas.aspx>

Tabla 3.2: Ciclos de nominación, NAESB North American Energy Standards Board
Fuente: www.naesb.org

Tabla 3.3: Esquema de generación o Predespacho, generado por el CENACE que aplica para las Centrales Naco Nogales y Hermosillo,
Fuente: adaptación propia.

Tabla 3.4: Comportamiento simulado, Predespacho y números de nominación aplicables en los diferentes días de flujo,
Fuente: elaboración propia.

Diagrama de Flujo

Diagrama de Flujo: Proceso de nominación diaria.
Fuente: elaboración propia.

7- Siglas y acrónimos

ACNO: Área de Control Noroeste
CCC: Central de Ciclo Combinado
CCT: Central Clock Time
CENACE: Centro Nacional de Control de Energía
CENAL: Centro Nacional
CFE: Comisión Federal de Electricidad
CONAE: Comisión Nacional para el Ahorro de Energía
CRE: Comisión Reguladora de Energía
DACPEE: División de Administración de Contratos de Productores Externos de Energía
EMI: Energy Management Institute
EPSQ: Elapsed Prorated Scheduled Quantity
FERC: Federal Energy Regulatory Commission
GTI: Gas Technology Institute
Gcal: Gigacaloría
LSPEE: Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
MMBtu: Millones de Unidades Térmicas Británicas
MW: Megawatts
NAESB: North American Energy Standards Board
NAFTA: North American Free Trade Agreement
NOAA: National Oceanic and Atmospheric Administration
NYMEX: New York Mercantile Exchange
PEMEX: Petróleos Mexicanos
PIE: Productor Independiente de Energía
PPA: Power Purchase Agreement
Psig: Libra por pulgada cuadrada
SEMARNAT: Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
SEN: Sistema Eléctrico Nacional
SENER: Secretaría de Energía
SIN: Sistema Interconectado Nacional
TLC: Tratado de Libre Comercio
TLCAN: Tratado de Libre Comercio de América del Norte