

4° LACGEC

**Latin American and Caribbean
Gas & Electricity Congress**

26-28 Abril 2004– Río de Janeiro - Brasil

Trabajo técnico:

Diseño de Gasoductos para Abastecimiento de Centrales Eléctricas

GAS PIPELINES DESIGN FOR POWER PLANTS SUPPLY

Autores:

Oscar G. Alvarez - TGN

Hugo A. Carranza – TOTAL

Jorge A. Casanova – CMS Energy

Carlos A.M. Casares – TECPETROL

Índice de trabajo

1. Introducción
 2. Fundamentos
 - 2.1. Mercado de Gas y Electricidad
 - 2.2. Comportamiento de la Demanda
 - 2.3. Plantas Generadoras
 - 2.4. Concepto de Capacidad y Utilización
 - 2.5. Simulación del flujo de Gas
 - 2.6. Estados de Carga de las Plantas Generadoras
 - 2.7. Curvas de Carga
 - 2.8. Metodología de diseño de Gasoductos
 - 2.8.1. Diseño mecánico
 - 2.8.2. Diseño hidráulico
 - 2.9. Tecnología de Operación de Gasoductos
 3. Diseño Gasoductos
 - 3.1. Datos principales y condiciones de borde
 - 3.2. Simulaciones. Etapa de diseño
 - 3.3. Verificación Caso Real
 4. Conclusiones y recomendaciones
 - 4.1. Conclusiones
 - 4.2. Recomendaciones
 5. Referencias Bibliográficas
 6. Presiones mínimas de Ciclos Combinados
- Apéndice I - Curvas de Carga

1. Introducción

La demanda de Gas Natural continúa creciendo en el Mundo y en la Región. La Generación Termoeléctrica incrementa cada año su participación porcentual en la totalidad de la demanda de gas.

En Latinoamérica, mientras tanto, los sistemas de transporte de Gas Natural no tienen disponibilidad de alternativas económicas de almacenaje, obligando a soportar fuertes exigencias dinámicas para cubrir los picos de demanda horaria y diaria.

Ante estas nuevas condiciones el estudio de las características de las cargas y los métodos de diseño de nuevos gasoductos, y adecuación de los existentes merece ser revisado. La vieja discusión sobre Diseño Estacionario vs. Diseño Transitorio se renueva frente al cambio de composición de la demanda.

El trabajo amplía y revisa algunas conclusiones de trabajos anteriores (ref 1 y ref 2). Se analizan las características de la demanda, la redefinición del estado de carga, los criterios de manejo del Line Pack, las diferencias de resultados según los métodos de análisis empleados (Dinámico/Estacionario), analizando conceptualmente y cuantitativamente las principales variables que afectan al diseño.

Finalmente se extiende una recomendación general sobre pautas de diseño a emplear cuando se planifica una red con creciente incorporación de Generación Eléctrica.

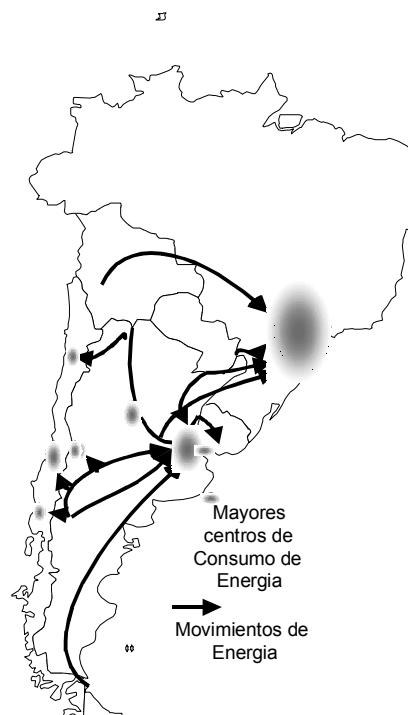
2. Fundamentos

2.1. Mercado del Gas Natural y de la Electricidad

Dentro del contexto más amplio de transporte de energía, en la figura 2.1 se observan a grandes rasgos los orígenes y destinos de los movimientos de energía, ya sean en forma de gas o en forma eléctrica, en la Argentina y en la región.

2.1.1 Gas Natural

El sistema de transporte de Gas Natural en la Argentina conecta las diferentes regiones productoras con los centros de consumo y exportación, los cuales están separadas en al menos 1000 km, estando las diferentes zonas productoras en los extremos Oeste, Norte y Sur. El sistema Argentino presenta la zona de Buenos Aires como el gran centro de demanda. A lo largo de los años los sistemas han conectado Bs. As. con los extremos Norte, Sur y Oeste, posibilitando abastecer los centros de consumo intermedios.



La producción es desregulada, desde 1997 se efectúan exportaciones a Chile, Uruguay y Brasil, a través de líneas ya sea directamente desde los yacimientos o como líneas laterales del sistema.

El sistema troncal de transporte se compone de dos compañías principales reguladas de Transmisión. En la actualidad se dispone de una capacidad de transporte de cerca de 110 Mm³/d, con más de 12.000 Km de líneas troncales de más de 24 pulgadas de diámetro. La distribución la realizan 9 compañías distribuidoras, las cuales son básicamente concesiones de zonas geográficas.

El Gas Natural se usa extensivamente en la Argentina, el mismo ocupa el 47% de la matriz energética. En el 2002 la producción llegó a 45.770 Mm³, mientras que el comercializado a través de transmisión y distribución fue de 28.000 Mm³, repartiéndose en un 27% para consumo residencial y comercial, 35% para clientes Industriales, 28 % para generación y 7% para el GNC y 3% para otros, donde se ve claramente el impacto del Gas Natural Comprimido en el transporte vehicular.

2.1.2. Electricidad

El sector Eléctrico, privatizado en los 90 y regulado siguiendo el modelo Chileno y Británico, generó la desintegración vertical del negocio, separándolo en Generación, Transmisión y Distribución, siendo la Generación desregulada y los otros dos segmentos regulados, donde la asignación de despacho para la generación se basa conceptualmente en criterio de costo marginal, además de consideraciones de orden técnico.

Las compañías de Generación tienen una capacidad instalada de 21GW con una demanda pico de 14Gw

El sistema de Transmisión opera en un esquema de Open Access, y tiene 3 operadores en el rango de 500KV (1 mayor y 2 menores) mas 7 operadores en tensiones menores, Asimismo existen interconexiones con Brasil, Uruguay y Chile, junto con un Sistema diseñado específicamente para la exportación al Norte de Chile y aislado de la red

Hay 35 compañías de distribución, con aproximadamente 10 millones de clientes vendiendo alrededor de 60TW/h anualmente, ellas operan en áreas geográficas definidas y algunas de ellas son operadas por el Estado

Existen en marcha o planeadas expansiones al Sistema de Transmisión de 500Kv, dichas expansiones son para conectar la Patagonia o cerrar el anillo entre el sector Noroeste o la región Oeste, como asimismo para aumentar la capacidad y confiabilidad del sistema

2.2. Comportamiento de la demanda

Los sistemas de Transmisión de Gas y Electricidad operan bajo condiciones operacionales muy estrictas debido a tres factores:

Demanda Marcadamente estacional
Concentración de consumo en la zona Centro Este del país
Falta de almacenamientos de Gas (a pesar de uno pequeño cerca de Bs. As)

La demanda de gas es marcadamente estacional, produciéndose pequeños faltantes en invierno para las Plantas Térmicas, como consecuencia de las necesidades de calefacción.

Al producirse la privatización en los 90 una de las principales preocupaciones fue garantizar la disponibilidad a los clientes residenciales, y por ello se obligo a garantizar el consumo a los clientes por medio de disposiciones expresas en las reglas de despacho y las normas regulatorias. Debido a ello, los clientes residenciales tienen, a través de las Compañías de Distribución, transporte contratado en firme. Algunos clientes industriales y unas pocas plantas de Generación Térmicas disponen de transporte firme contratado, efectuando un bypass de las compañías de distribución.

2.3. Plantas Generadoras

Más del 50% de la energía generada está producida por Plantas Térmicas y principalmente por Gas Natural, por tal motivo, la sinergia entre los mercados de gas y electricidad es uno de los más importantes factores a considerar en el despacho de energía.

La disponibilidad estacional de gas Natural para otros usos distintos de los transportes firmes contratados o el consumo residencial impacta muy fuertemente sobre el despacho de las Plantas de Generación, debido a la obligación de uso de combustibles alternativos en las Plantas. Estos combustibles alternativos son para el caso de Turbinas de Vapor, fuel oil y para el caso de las Plantas de Ciclo Combinado destilados más ligeros como el Diesel Oil, pero ambos, al tener un costo más elevado incrementan a la suba el costo marginal de Generación, y consecuentemente los de energía.

Debido a esto, las productoras hidroeléctricas maximizan su despacho en el invierno, con el propósito de reducir el costo anual promedio de electricidad (asimismo existe un fondo de estabilización del precio).

En un Mercado desregulado como el Argentino, y dejando de lado la amortización de capital, que conceptualmente debería estar reembolsada por el pago de potencia, la eficiencia de combustión y el costo de combustible son los puntos clave para efectuar un negocio con ganancias, dado que el generador acepta el riesgo completo del Mercado.

Históricamente, el Mercado sobre el cual se desreguló estaba compuesto de un Sistema Hidrotérmico compuesto principalmente en su parte térmica por Turbinas de Vapor (Ciclo Rankine) alimentadas a Gas Natural y utilizando fuel oil como sustituto. Asimismo existía un 10% de la potencia instalada de origen nuclear.

Todas las nuevas inversiones efectuadas después de la desregulación (años 90) fueron hechas en Turbinas de Gas (Ciclo Brayton), convertibles a Ciclo Combinado, o directamente en Ciclos Combinados de alta eficiencia

Debido a esto, el sistema de transporte de gas se enfrentó con nuevos requerimientos a satisfacer, dado que la gran mayoría de las Plantas de Ciclo Combinado no disponen de transporte firme contratado.

Cuando se dispone de suficiente Gas natural, la Turbina vapor convencional no es una alternativa viable, debido a los altos costos de capital y menores eficiencias de producción y si el gas Natural esta disponible a bajo costo, la Turbina de Gas será la más competitiva de todas, siguiendo en eficiencia los Ciclos Combinados, dado que las pendientes de costo son distintas para ambos, a determinado valor de Gas Natural el Ciclo Combinado se transforma en él más competitivo.

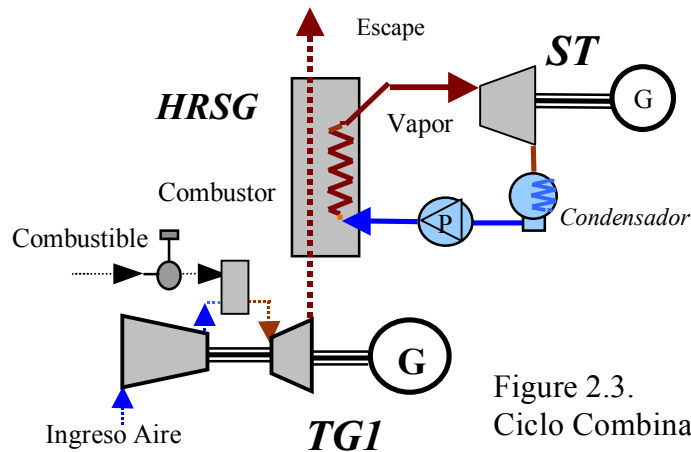


Figure 2.3.
Ciclo Combinado

2.4. Conceptos de Capacidad y Utilización

Al diseñar sistemas de transporte de Gas Natural se necesita definir los términos de *Volumen transportado*, *Capacidad* y *Factor de utilización*. (En forma análoga a los conceptos de Energía y Potencia en el sector eléctrico)

Volumen transportado o utilización: es el volumen de gas transportado en cierto intervalo de tiempo, por ejemplo día, mes o año, la unidad de medida es el m³ o Mm³.

Capacidad: es la aptitud o capacidad para transportar un cierto volumen en la unidad de tiempo. La unidad debería ser m³/segundo, pero en la industria se ha impuesto el m³/d creando confusión entre los conceptos de volumen transportado y capacidad. Al expresarlo en m³/d se debe asumir que la capacidad es constante en el tiempo.

En la práctica el volumen acumulado en las cañerías de alta presión, entre condiciones extremas de operación, genera un stock o line pack, que admite cierta flexibilización en la utilización horaria de la capacidad. Una forma de cuantificar esa flexibilización sería admitir que el caudal diario fuera despachado en un tiempo $t_1 < 24$ hs, en este caso el caudal horario constante admitiría ser incrementado según:

$$Q_{hm} = Q_D * \frac{1}{24} * \frac{24}{t_1} (m^3/h)$$

Donde:

Q_{hm} = Capacidad máxima horaria permitida (flexibilizado).

Q_D = Capacidad nominal del gasoducto en condición estacionaria (Mm³/d).

T1 = tiempo de despacho de la capacidad diaria.

Por ejemplo si se admite $t_1=16$ hs la capacidad diaria pueda ser utilizada en forma constante en 16hs (de 24hs). Esto implica que durante 16 hs el volumen transportado sea mayor que la capacidad media horaria, y que durante 8 hs el volumen sea cero, aumentando la capacidad durante 16 horas en un 50% expresado en m³/hora.

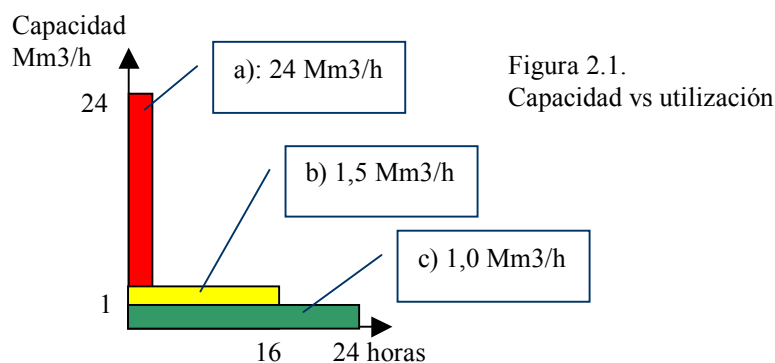
El siguiente ejemplo contempla tres situaciones límites:

Si se asume una capacidad del gasoducto de 24Mm³/d, para el cálculo estacionario equivale a una capacidad constante de 1Mm³/h o 278 m³/segundo. (En los cálculos de régimen estacionario se asume el caudal como constante y no se consideran los efectos dinámicos de variaciones de line pack):

a) Es imposible en términos físicos entregar los 24 Mm³/d en una hora

b) Con el criterio de flexibilización se puede asumir una capacidad transitoria 50% mayor, de 1,5 Mm³/hora durante 16 horas utilizando line pack (recordando que esto no es posible en todos los casos)

c) En condición estacionaria pura transportando 1 Mm³/h



Factor de utilización: es la relación entre el volumen efectivamente transportado y el volumen que se hubiera transportado si el gasoducto hubiera operado a plena capacidad.

$$FU = \frac{Q_t (Mm3/d)}{C_D (Mm3/d)}$$

En las operaciones reales según el estado del stock del gasoducto puede ocurrir que el volumen entregado en un período sea superior a la capacidad del gasoducto:

$$Q_t = C_D \pm \Delta stock$$

2.5. Simulación del flujo de gas

La simulación del flujo de gas natural en régimen estacionario, es un caso particular de flujo unidireccional de fluidos en conductos cerrados, para fluidos compresibles con un cierto rango de composición molar de componentes o calidad del gas.

En su forma simple la expresión del caudal transportable en flujo isotérmico en un conducto de longitud L , diámetro interior D , con una presión de ingreso P_1 (Recepción), y presión de egreso P_2 (entrega) es la siguiente:

$$Q = Ka * \frac{To}{Po} * \sqrt{(P_1^2 - P_2^2) - \Delta P_{Hz}} * \sqrt{\frac{D^5}{f * z * L * G * T}} \quad \text{en (m}^3/\text{d)}$$

El término

$$\Delta P_{Hz} = -Kb * G * (Zh_2 - Zh_1) P_m^2 / z * T$$

Representa los cambios de presión debidos a la energía potencial de la columna de gas, Ka , Kb son constantes que depende del sistema de unidades. To , Po : Condiciones estándar de presión y temperatura. P_1 , P_2 : presiones de ingreso y egreso. P_m : presión media. D : diámetro interior. f : factor de fricción. z : factor de compresibilidad. L : longitud. G : gravedad específica. T : temperatura del gas. $Zh_2 - Zh_1$: diferencia de altura.

Un modelado más exacto requiere considerar el flujo “no-isotérmico”, modificando las ecuaciones empleadas y utilizando además la función de variación del coeficiente de transferencia de calor del terreno a lo largo del gasoducto.

La disminución de la presión a través del gasoducto es, entre otros factores, directamente proporcional a la gravedad específica del gas transportado, y los requerimientos de recompresión de energía dependen, entre otros factores, de esa misma gravedad específica más otras propiedades del gas, las cuales dependen eventualmente de la composición de dicho GN.

El mercado de compra-venta de gas natural se rige en términos de energía, en virtud de su uso final como gas combustible. El valor energético del gas depende de su valor calórico, y eventualmente, de la composición de dicho GN.

La representación de estados no estacionarios implica incluir por lo menos una variable adicional (el tiempo) en función de lo cual las expresiones anteriores incluirán los cambios de cada variable respecto del tiempo. La representación de estos estados transitorios (no estacionarios) tiene cierta complejidad de modelado y mayor dificultad matemática.

La simulación transitoria permite verificar el diseño en estado estacionario y analizar el resultado del sistema para diferentes requisitos operativos. La simulación del flujo transitorio es generalmente desarrollado para flujo isotérmico horizontal. (ref3 y ref4).

La teoría del transporte de GN puede explicarse a partir de las cuatro ecuaciones de Estado, Continuidad, Momentum, y Energía, las cuales se aplican a un volumen de control.

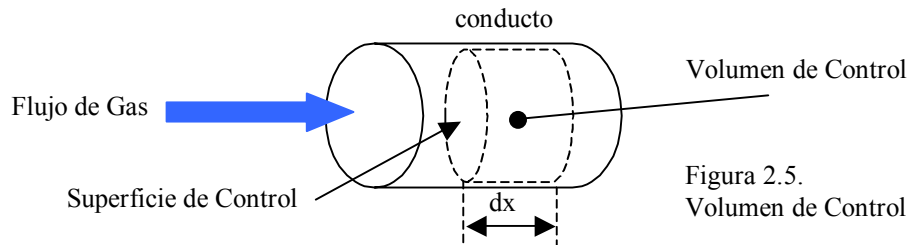


Figura 2.5.
Volumen de Control

Basados en estas ecuaciones se desarrollan varios modelos simplificados para resolver el flujo transitorio.

Los métodos numéricos para resolver ecuaciones diferenciales, se basan en el cálculo del promedio sobre cada intervalo en espacio y tiempo, asumiendo que ciertas variables incluidas en las ecuaciones no varían durante el intervalo. Estos métodos son conocidos como explícitos, implícitos y métodos de características. La selección de ellos es siempre un compromiso entre exactitud y velocidad para resolver redes complejas.(ref. 6 y ref. 7).

Además, el modelo debe resolver ecuaciones de redes, aún para estado estacionario utilizando técnicas numéricas considerando: Condiciones de Borde, Leyes de Kirchoff, Métodos numéricos como el Newton Raphson, técnicas de matrices esparsas

Aplicada a la ecuación de flujo del tipo: $Q = k_f \sqrt{(P_1^2 - P_2^2)}$

Donde k_f es una función no lineal del diámetro, la longitud y otras variables fluido dinámicas.

2.6. Estados de carga de las Centrales Eléctricas

El análisis de los diferentes estados de operación de la centrales termoeléctricas permite determinar las curvas de demanda de gas que se utilizan en la operación del gasoducto.

En condiciones normales, los requerimientos de carga son impuestos por las reglas de despacho. En un despacho hidro-térmico, la energía disponible en forma diaria es consecuencia de la optimización de la cantidad de agua disponible estacionalmente. Como resultado de esto las máquinas térmicas son requeridas para operar con tres modalidades básicas: base, semibase y punta, implicando cada una diferentes estados de carga y factores de utilización.

Se han considerado para el estudio, los Ciclos Combinados, que por su capacidad de reacción ante cambios de carga y su rápida puesta en marcha y salida de servicio imponen requerimientos más estrictos para el diseño de cañerías de alimentación que las Turbinas de Vapor.

El tiempo de arranque se puede clasificar de acuerdo al estado previo de la máquina. Los tiempos de arranque de los ciclos combinados modernos se indican en el cuadro siguiente:

Tipo de arranque	Estado previo Standstill (horas)	Tiempo de arranque (minutos)
Frío	<120	<180
Operacional	< 60	<120
Caliente	< 8	<60

Como se aprecia en la figura, el muy corto tiempo de arranque de las CCGT comparado con las de Turbina vapor (debido a la necesidad en estas últimas de evitar el stress térmico) impone necesidades adicionales de análisis de flujo transitorio en la entrega de gas a estas últimas

El proceso de arranque es distinto para cada máquina en particular, pero en forma general se pueden indicar los siguientes pasos:

Arranque frío:

- Arranque de la Turbina de Gas y purgado del Sistema de Vapor (10 minutos)
- Toma de velocidad de la Turbina de Gas, puesta en carga al 20% de su carga total hasta 30 minutos antes que la Turbina de Vapor se cargue. (total 120 minutos)
- Toma de carga de la Turbina Vapor (>120 minutos)
- Puesta en plena carga del ciclo (Tiempo total de arranque 180 minutos)

Arranque en caliente: La Turbina de gas esta cargada constantemente durante los primeros 30 minutos y la Turbina de Vapor se carga totalmente antes de la 1ra hora.

En una puesta fuera de servicio programada, la Turbina de Vapor primero y la de Gas reducen su carga constantemente saliendo de servicio antes de 25 minutos. El resto del equipo queda desenergizado antes de los 40 minutos.

La Potencia Generada por el Ciclo Combinado esta controlado por la Turbina de Gas, (Sliding Pressure Mode), la cual es capaz de seguir las variaciones de frecuencia producidas por los cambios de carga en forma muy rápida, por lo tanto ambos tipos de equipos son capaces de reaccionar muy rápidamente ante cambios de carga

2.7. Curvas de Carga

Debido a los factores mencionados en el párrafo anterior se pueden considerar 5 curvas de carga

- Arranque frío
- Arranque caliente
- Apagado
- Operación normal
- Operación pico

El consumo de combustibles es función de la carga eléctrica y de la eficiencia del Ciclo Combinado

$$Cons. Combustible = \frac{IE}{EFF * NHV} * \frac{P * 8760}{365 * 10^3}$$

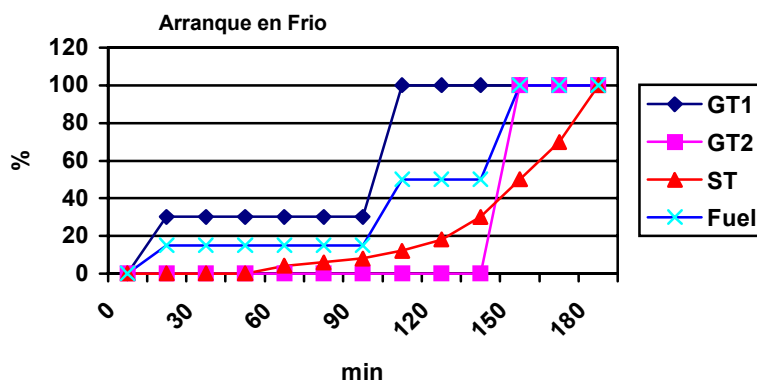
IE= Factor ideal de conversión calor /electricidad (3600 kJ/Kwh.)

P= Potencia MW

EFF= Eficiencia del CCGT (%)

NHV= Poder calorífico inferior (neto) (kJ/m3STD)

El consumo de combustible depende en forma principal de la turbina de gas, como consecuencia de esto, el consumo de combustible no sigue la curva de carga del Ciclo Combinado, sino que sigue aproximadamente la curva de carga de la Turbina de Gas.



2.8. Metodología de Diseño de Gasoductos

El proceso de diseño es un proceso iterativo entre el diseño mecánico, el hidráulico y la evaluación económica para la minimización del costo de transporte.

2.8.1. Diseño Mecánico

El diseño mecánico o de un gasoducto es el cálculo de su espesor. El espesor se calcula con la fórmula de Barlow, con los agregados de la ASTM B31:

$$t = \frac{P * D}{2 * e * \sigma * F * E * T}$$

donde

P = Presión de diseño. D = Diámetro externo de la cañería

σ = Tensión mínima de fluencia especificada del material de la cañería.

F, E, T = Factor de trazado, de junta y de temperatura

En la actualidad es común trabajar con cañerías de alta resistencia X60 ; X65 o X70, que tienen tensiones de fluencia mínimas especificadas de 60.000, 65.000 o 70.000 psi, respectivamente, de modo que elegida la calidad, se puede calcular el espesor. Existen desarrollos con cañerías X80 y se trabaja en la actualidad para desarrollar cañerías con calidad X100, es decir con tensión mínima de fluencia especificada de 100.000 psi.

2.8.2. Diseño Hidráulico

Para este trabajo se ha utilizado la metodología siguiente:

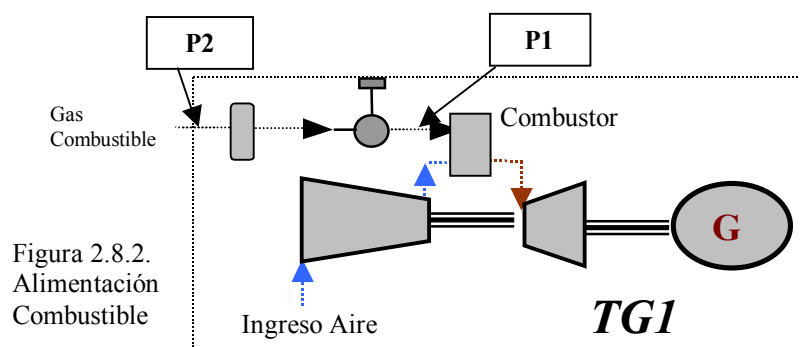
- Diseño utilizando las características estáticas previstas
- Verificación mediante las características transitorias estimadas

De acuerdo a la experiencia general, cuando se diseña una nueva línea, existen muchos factores que se desconocen en principio, los cuales son asumidos para poder llevar a la práctica el diseño. Ejemplos de factores desconocidos o con insuficientes datos son la temperatura del suelo, la demanda futura (aun en la presencia de un Contrato de Transporte), curvas de carga, etc. Estos se asumen de acuerdo a la practica standard, experiencia del diseñador, estimación más probable, etc.

Las curvas de carga asumidas para las Centrales Eléctricas solo pueden ser estimadas aproximadamente, con lo cual si se diseña para estado estable luego se deben verificar el impacto de diversas curvas de carga, originadas en otros consumidores.

Por ello, para evaluar el impacto dinámico de las distintas situaciones de carga, se asume un Δt_p (Diferencial de Presión Transitoria), el cual incrementa la presión mínima estacionaria en el punto de entrega a la Central Eléctrica.

En otras palabras, como se ve en la figura, se debe calcular la mínima presión en el punto de entrega a la Planta (P2), la cual dependerá de la tecnología utilizada y la caída adicional de presión en las instalaciones internas



$$P_{\min pp} = P_{ic} + \Delta ifp$$

donde:

$P_{\min pp}$ = Mínima presión operativa en el punto de entrega

P_{ic} = Presión mínima en el combustor de la GT

Δifp = Caída interna en las instalaciones (punto entrega combustor) ($P_2 - P_1$)

Para representar el efecto transitorio en la simulación en estado estable se incluye el factor Δtp , el cual considera los efectos oscilatorios en el estado transitorio, siendo entonces la mínima presión de entrega:

$$P_{\min des} = P_{\min pp} + \Delta tp$$

donde:

$P_{\min des}$ = Presión mínima de entrega a la PP en el punto de entrega para diseño estacionario

Δtp = Diferencial de presión transitoria

En estas condiciones, el factor Δtp debe ser verificado, para que la presión no sea menor que los mínimos garantizados ($P_{ic} + \Delta ifp$).

El gasoducto se diseña para demanda pico utilizando técnicas de estado estable, la cual define diámetro, potencia de compresión, etc. Luego, utilizando análisis transitorio se verifica el diseño, proceso durante el cual se identifican las restricciones operativas y la respuesta del sistema en las peores condiciones operacionales.

2.9. Tecnología de Operación de Gasoductos

La operación de un sistema de Generación Eléctrica y Transmisión de Gas involucra la medición de todas las variables del mismo.

Eléctricas:	Continuas	Potencia, Tensión
	Discretas	Estado de operación, apagado, arranque
Gas:	Continuas	Flujo, Presiones
	Discretas	Estado de válvulas, estado de compresores

Estas variables están disponibles en los Centros de Control de cada sistema, utilizándose para la operación de los mismos, y para la facturación entre las partes.

La existencia de un Mercado Eléctrico libre, donde el precio esta definido por el costo de la ultima unidad de generación entrada en servicio, impone un marcado control sobre los costos de las unidades generadoras, y dentro de este la mayor parte del costo es el combustible (gas)

Dada la disponibilidad de datos actuales e históricos, se puede efectuar una sintonía entre la simulación y las condiciones reales, esto permite también hacer predicciones sobre el comportamiento futuro, asimismo, la naturaleza del mercado impone una medición del gas disponible, gas quemado, para evitar los excesos y defectos de

pedido de transporte por ejemplo, los cuales, pasado un cierto limite, en general son penalizados en costo.

Por tal motivo, esta implícito que las condiciones de despacho sobre los actores de la operación son exigentes, tomando solo alguno de estos como ejemplo para este caso.

Transmisión de Gas
Sistema Eléctrico
Generación

La operación óptima, dadas estas restricciones, solo puede ser solucionada mediante la medición en tiempo real de las variables en los 3 sistemas y en las fronteras entre los mismos

Transmisión	Todos los parámetros hasta el Citygate o Estación de Regulación
Sistema Eléctrico	Todos los parámetros hasta City Gate y básicamente Potencia y Frecuencia de Generación
Generación	Todos los parámetros de energía entrando y saliendo de las Plantas

Un diagrama típico de este tipo de sistemas interconectados se muestra en la siguiente figura:

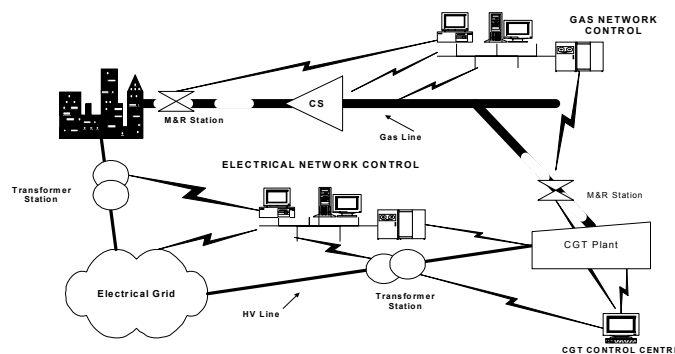


Figura 2.9.
Sistemas Interconectados

Por tales motivos, y generalizando, para el diseño de sistemas de control de energía, se utiliza un esquema jerárquico, esto es: Producción, Transmisión y Distribución, siendo estos términos genéricos y aplicables a Sistemas Eléctricos o de Gas. En dichos Centros de Control la interrelación es muy alta, ya que a pesar de la existencia de Contratos de Entrega, la variación operativa es alta y no pueden estar desconociendo los fenómenos que ocurren en cada lado de los puntos de entrega.

Por ello deben estar mínimamente interconectados en lo que cabe a las variables que interrelacionan los sistemas, y además de ello, compartir la información en los puntos frontera. Las variables mínimas a compartir entre ellos son aquellas que afectan la

operación y simulación a corto plazo, dado que visto de un punto de vista de optimización de costos, el sistema opera como un ciclo cerrado.

Podemos tomar como ejemplo una zona donde el transporte eléctrico no alcanza a suministrar la demanda. En dicha zona la generación instalada demanda mas gas, el cual puede generar restricciones de transporte fuera de la zona no cubierta por la central, disminuyendo o encareciendo el costo de energía como un total.

Esto genera un problema totalmente nuevo, que es determinar que parte de la matriz desde un punto de vista operacional y de asignación de costos conviene optimizar, la eléctrica o la de gas.

Dicho problema es un problema de asignación de recursos a largo plazo, mientras que la optimización a corto plazo depende de la interrelación del Sistema Transporte-Generación, en el cual la mayor diferencia es el mayor amortiguamiento del Sistema de Transporte de Gas, el cual hasta un cierto punto amortigua la velocidad en la cual transcurren los eventos, pero a costa de un mayor tiempo de recuperación, con las consiguientes consecuencias para todo el Sistema

3. Diseño de Gasoductos

La metodología propuesta en este trabajo consiste entonces en diseñar en estado estacionario con factor de margen (diferencial de presión transitoria) y verificación en estado transitorio para diferentes requerimientos operacionales. Se presenta un diseño realizado según el método indicado y la respuesta del sistema cuando está sometido a condiciones no previstas en la etapa de diseño y que se verifican con frecuencia en la operación real. La metodología propuesta ha sido presentada con detalles a diferentes situaciones en trabajos anteriores que pueden consultarse en las ref.1 y ref.2.

3.1. Datos principales y Condiciones de borde

Las simulaciones fueron realizadas con un reconocido software comercial de gran flexibilidad que permite simular estado estacionario y transitorio.

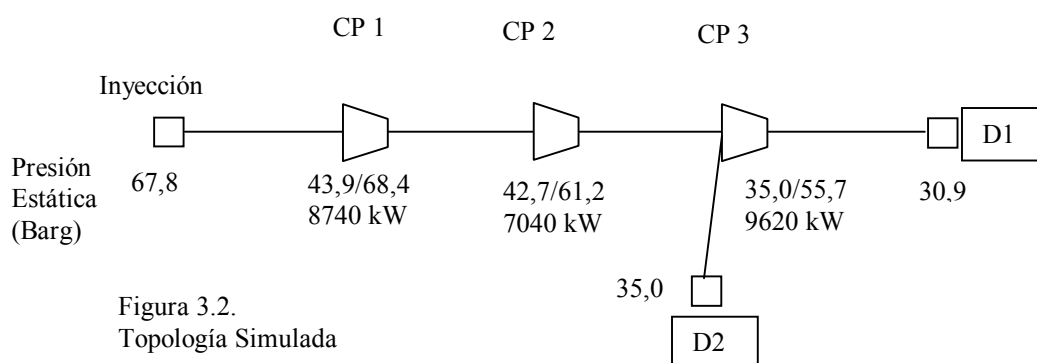
Una serie de variables pueden ser asumidas, para este caso se adoptó:

- a) Ecuación de Estado: BWRS (Bennedict-Webb-Rubin-Starling).
- b) Flujo no isotérmico, con temperatura del suelo de 17°C, coeficiente de transferencia de calor 1.5W/m² y profundidad 0.91m.
- c) Rugosidad 20μ
- d) No seguimiento de calidad (Solo una fuente de gas) en todos los casos se simuló son la misma calidad.
- e) Gasoducto de 30” de diámetro y 600 km de longitud.
- f) Tres plantas compresoras intermedias de 13.000 kW cada una.
- g) MAPO adoptada 69 barg.
- h) D1: consumo variable al final del recorrido de 14,3 Mm³/d, este consumo representa la demanda residencial e industrial típica. La curva de variación horaria de la demanda general empleada es la indicada en el apéndice II.

- i) D2: central eléctrica de 3 MM m³/d, alimentada desde la succión de la planta CP 3 mediante un ramal de 25 km de longitud y 12" de diámetro.
- j) $\Delta p =$ Diferencial de presión transitoria = 10 barg

3.2. Simulaciones: Casos Analizados en etapa de diseño

Se parte de un análisis estático donde se suponen ambos consumos despachados, la presión mínima de suministro de la central es de 25 barg se adopta una presión mínima para el cálculo de 35 barg en esta central (considerado la diferencial de presión transitoria).



Con este punto de partida se analizaron las respuestas transitorias a los siguientes casos:

Estático base	Funcionamiento de la central (análisis transitorio)	PP Load Curve
Central en marcha / Central fuera de Servicio	En operación	Base Semi-Base Pico
	Arranque operacional	Base Semi-Base Pico
	Arranque frío	Base Semi-Base Pico

Del estudio surgen las siguientes observaciones:

- La presión de diseño adoptada es 69 Barg, sin embargo el diseño estático fue realizado para mantener 35 Barg en el ingreso a la Central.
- El período analizado fue siempre de 120 horas (5 días), no se simuló la disminución de consumos del fin de semana.
- Es importante destacar que el sistema no tiene almacenamientos de gas natural, como consecuencia presenta un funcionamiento rígido y muy sensible a los cambios de carga.
- La condición inicial ($t=0$) para la verificación transitoria fue establecida para tres estados iniciales en la Central:

- En operación: Central en servicio. Perfil de presiones resultante de la simulación estacionaria
- Arranque operacional: La central sale de servicio luego de una hora de operación, permaneciendo hasta la hora 11 en espera, luego arrancando nuevamente.
- Arranque frío: La planta está detenida y es puesta en marcha después de la hora 11. En este caso opera inicialmente con potencia de compresión reducida de acuerdo a las condiciones de carga.

3.3. Verificación Caso real

Sobre el caso estudiado en el ejemplo se realizó una verificación basada en situaciones que ocurren con frecuencia en una operación de un sistema de gasoductos.

El estudio transitorio parte de un estático inicial que considera solo el abastecimiento del consumo D1 y la central D2 fuera de servicio, en esta situación solo es necesario despachar la planta compresora central CP2. El sistema está en equilibrio.

Durante la simulación se supone que:

- 1.- El consumo D1 se incrementa en un 5% por sobre los valores de diseño y este incremento se sostiene por 120 horas siguiendo la curva de variación de consumos indicada.
- 2.- La central termo-eléctrica arranca a las 6 hs consumiendo en promedio el 95% del caudal de diseño pero en ciertos horarios alcanza y hasta llega a superar el caudal horario de Diseño (+3,3%). El régimen de la central es de base durante el período en que se realiza el cálculo.

El caso en estudio es teórico, pero en los sistemas ocurren con frecuencia desplazamientos de demanda que son necesarios cubrir mediante el cambio de estrategia operativa y que no son posibles de prever en la etapa de diseño. Los sistemas que carecen de almacenamientos u otros elementos que permitan cubrir los picos están expuestos a este tipo de requerimiento, siendo casi imposible de prever por variación climática.

3.4. Resultados

Los resultados obtenidos muestran la pertinencia del método si se adopta un Δt_p que permita diseñar en régimen estacionario.

Las curvas presentadas muestran la variación de la presión debida a los efectos de las variaciones horarias de carga

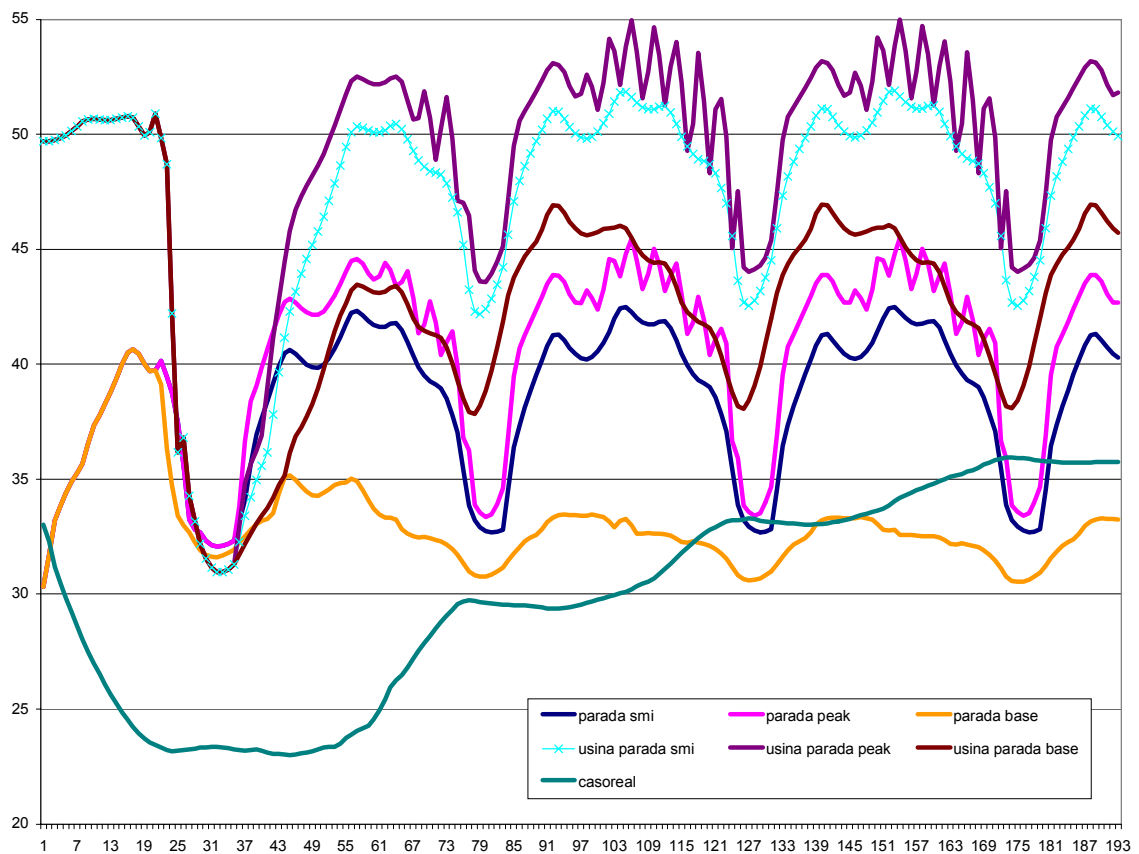


Figura 3.4.1.: Resultados simulación transitoria

En el gráfico anterior de $P f(t)$, se aprecia que para los casos de verificación de diseño presentados la presión en la entrada de la central nunca es inferior a 30 barg, garantizando el abastecimiento de la misma e indicando que el Δt_p podría haber sido de 5 barg. Sin embargo la presentación del llamado caso real muestra que las exigencias pueden llegar ser mayores.

Al plantear el caso real, al caso testigo se puede comparar como se comportan las hipótesis asumidas en la etapa de diseño. Como se aprecia el caso real es bastante exigente y difícil de prever en la etapa de diseño pese a ello, dadas las hipótesis utilizadas y establecidas en esa etapa, el sistema brinda una respuesta óptima a una condición de operación para la cual no fue preparado

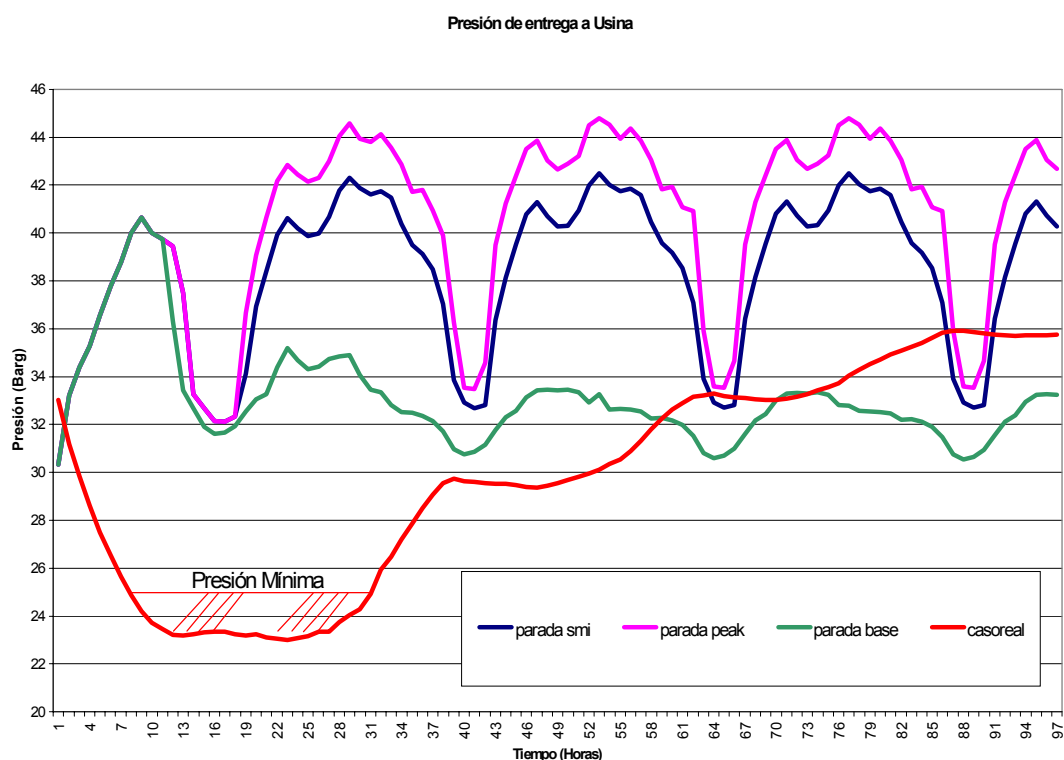


Figura 3.4.2. Caso “Real”

En el gráfico precedente solo se indican las variaciones de la presión para los casos de estacionarios con plantas paradas, pero en las primeras horas en el llamado caso real la presión de la central alcanza valores de 24 barg, que no serían admisibles.

Para recuperar presión es necesario poner en servicio las plantas compresoras 1 hora antes de que entre en funcionamiento la central, realizando esta operación se reduce el periodo de baja presión que afecto a la central pero implica tomar el riesgo de anticipar arranques de compresores sin garantizar el arranque de la planta.

La ubicación de la central también complica la maniobra de puesta en marcha del gasoducto dado que si la planta compresora 3 arranca con mucha potencia reduce rápidamente la presión de succión y por ende la de la central imposibilitando el arranque de la misma.

La figura 3.4.3. muestra como el arranque de la central es acompañado por el arranque de las plantas compresoras, se observa como la CP3 no puede trabajar a potencia máxima por la limitación de la mínima presión de succión durante el transitorio, mientras que las otras dos plantas responden de manera diferente.

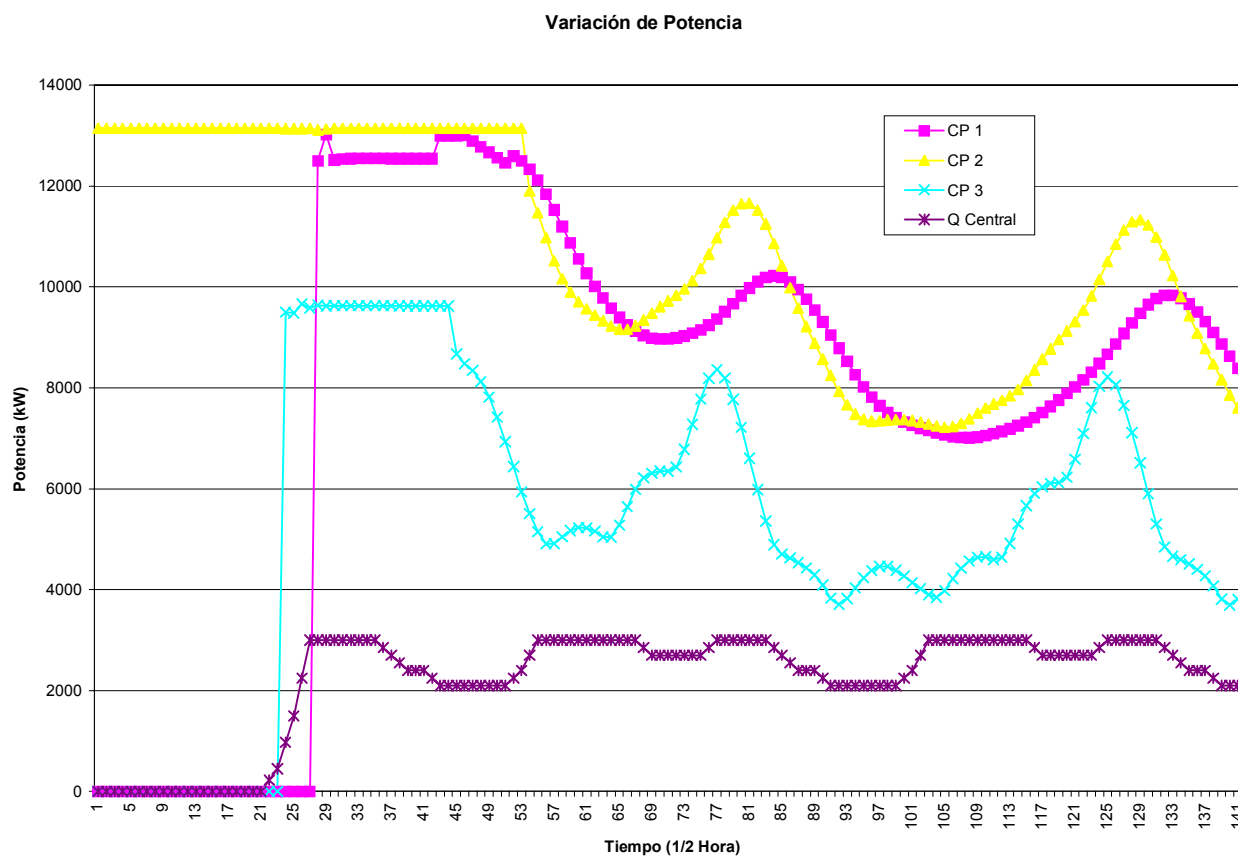


Figura 3.4.3. Estaciones compresoras

4. Conclusiones y Recomendaciones

4.1. Conclusiones

- La metodología empleada muestra que si bien asumir un Δt_p para prevenir los efectos transitorios sobre un diseño estacionario, no es completamente efectiva para todos los casos, no considerarlo implica necesariamente insatisfacción del servicio.
- Necesariamente la estimación del Δt_p como un porcentaje del P_{minpp} debe ser asumido considerando las incertidumbre y el grado de conocimiento de la variación de demanda.

4.2. Recomendaciones

- Dado el grado de incertidumbre al inicio de un proyecto el método de “Diseño estacionario asumiendo un Δt_p es la práctica recomendada.

- El diseño en estado estacionario deberá reconocer la existencia de oscilaciones transitorias, estableciendo un presión mínima contractual lo más baja posible ,
- En situaciones como la estudiada donde la ubicación de la central afecta la operación de las plantas compresoras, es necesario una efectiva coordinación entre los despachos.
- En ciertos casos puede requerirse pasar de una definición de “Maxima Cantidad Diaria “ a “máxima cantidad horaria” (En la posición de mínimo riesgo $MHQ=MDQ/24$).

5. Referencias Bibliograficas

- 1) “Diseño de Gasoductos en Zonas de Elevadas Diferencias Altimétricas” ” Alvarez, Carranza, Casares, Lanziani.INGEPET 2002- Lima, Perú 2002
- 2) “Natural Gas Power Generation – Basic Pipeline Design Requirements” Alvarez, Carranza, Casanova, Casares. PSIG 33rd Annual Meeting-Utah-USA-2001
- 3) “*Simulation and Analysis of Gas Networks*”, Osiadacz A., Gulf Publishing Company, 1987.
- 4) “*Nuevos métodos de Cálculo y simulación de Redes de Transporte de Gas Natural*”, Santos L. and Alvarez O Gas del Estado, Buenos Aires 1988
- 5) “*Combined-Cycle Gas Steam Turbine Power Plants* “, Kehlhofer R., Warner J.,Nielsen H. and Bachmann R, Pennwell , Tulsa 1999
- 6) “*Different Transient Models- Limitations, Advantages and Disadvantages*”, Osiadacz A., PSIG 9606 – 1996
- 7) “*A Comparison of Transient Pipeline flow Models and Features*”, Modisette J.,Nicholas R. and Whaley R PSIG Annual Meeting 1984.
- 8) “*Equation of State Tutorial*”, Modisette J., PSIG 0008 – 2000
- 9) ., “*Comparison of isothermal and non isothermal transient models*”, Osiadacz A. and Chaczykowski MPSIG 9802 – 1998
- 10) “*Steady-state assumptions: what it means and how it works*”, Don Schroeder, Pipeline Industry, March 1992
- 11) .”*The Natural Gas Composition in Transport by Pipelines*”, Casares C. and Lanziani J.L 1st Latin American and Caribbean Gas and Electricity Congress, SPE –1997, Bariloche, Argentina
- 12) ”*Transient Analysis – A Must in Gas Pipeline Design*”, Pereira dos Santos SPSIG 9703 –1997
- 13) “*Simulación de operación de un Gasoducto Regional*”, Alvarez O. and Carranza H. Congreso IBP –1993
- 14) “*Impacto Operativo de un Almacenamiento de Gas en un sistema Regional*”, Alvarez O. and Carranza H-Congreso IBP –1993
- 15) ”*Regional energy Interconnection-Gas Pipelines vs Power transmission Lines comparisson*”, Carranza H 1st Latin American and Caribbean Gas and Electricity Congress, SPE –1997, Bariloche, Argentina
- 16) “*Natural Gas Pipeline Engineering and Operations for Power Generation Load*”, Thumb S.L., Mason S., Crameros A. and Hibbs J. PSIG 9403 – 1994
- 15) “*Le Gaz Naturel-Production, Traitement, Transport*” Rojey A. 1994-Technip-París

- 16) "Gas Turbine World 2000-2001 Handbook" – Pequot Publication
- 17) "Guidelines for the use of International System of Units (SI) in the Petroleum and allied Industries", API Publication 2564 American National Metric Council.
- 18) "Table of Physical Constant of Paraffin Hydrocarbons and other Components of Natural Gas", GPA standard 2145/95

6. Presiones mínimas de Combustible

Presiones mínimas requeridas en cámara de combustión

Technología	Modelo	Descripción	Potencia Neta MW	Eficiencia Neta %	Relación de Presión
Alstom	KA-13-E2-3	3xGT13E2	720	52.9	14.6
General Electric	S 209 FA	2x9001FA (*)	790	57.1	15.0(e)
Mitsubishi	MPCP2	2xM701 F	800	57.3	17.0
Siemens	2.V94.2A	2xV94.2A (*)	585	55.0	13.9

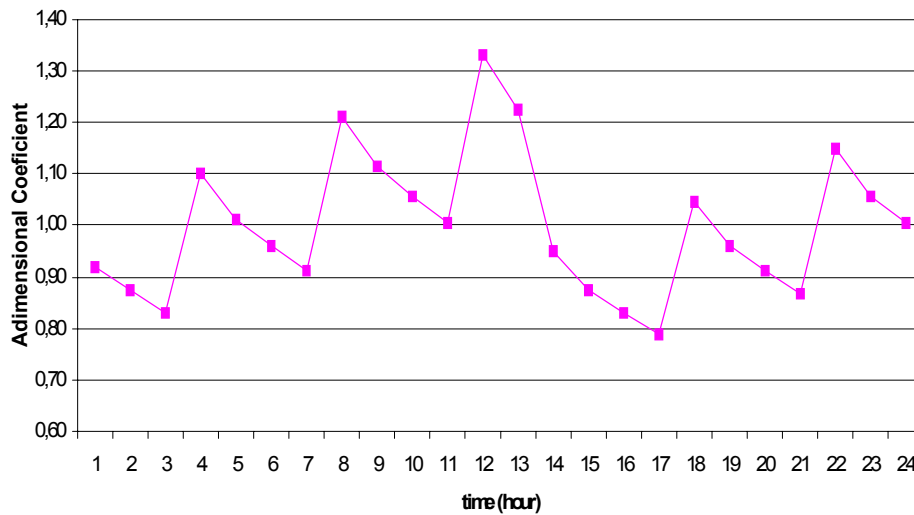
(*) Reheat

Technology G	Model	Description	Net Power Output MW	Net Efficiency %	Pressure Ratio
Alstom	KA-26-1	GT26 Single Shaft (*)	380	57.0	30.0
General Electric	S 109 H	MS 9001H Single Shaft (*)	480	60.0	23.0
Mitsubishi	MPCP2	2xM701 G	972	58.2	21.0
Siemens	2.V94.3A	2xV94.3A(*)	771	57.1	17.0

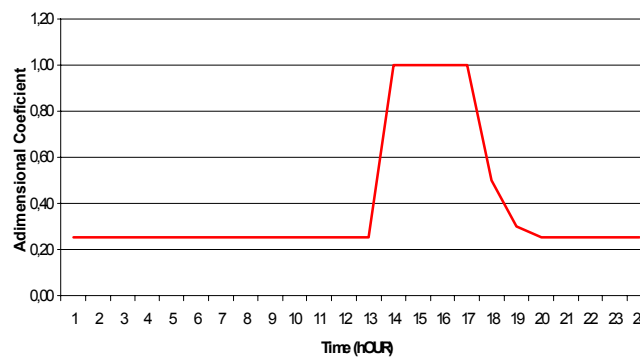
Pressure ratio = P_{ic}

Apéndice I

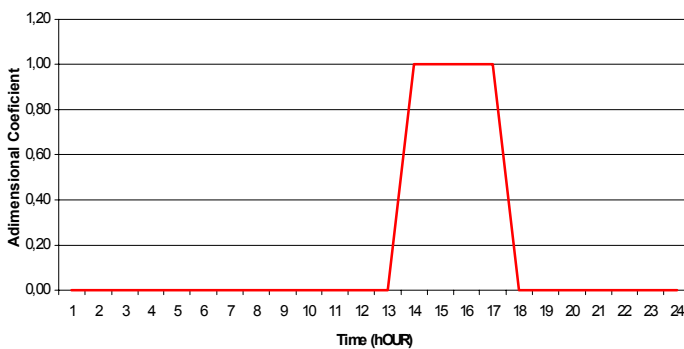
D1: Demand curve



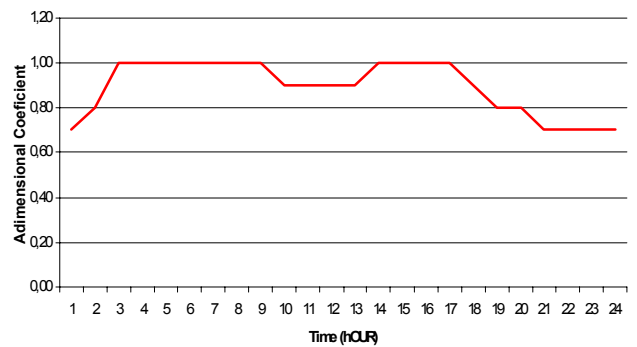
D2: Power Demand
Semi Base Case



D2: Power demand
Peak Case



D2: Power demand
Base Case



Curriculum Vitae Autores

Oscar Alvarez es Ingeniero Civil de la Universidad Tecnológica Nacional, Regional Buenos Aires, Argentina. Tiene más de 20 años de trayectoria en la Industria de Transmisión de Gas Natural. Es actualmente Supervisor de Planeamiento de Sistemas de Transmisión en TGN. Es autor de trabajos técnicos en Congresos y seminarios.

Hugo Carranza es Ingeniero Electricista de la Universidad Tecnológica Nacional, Regional Buenos Aires, Argentina. Está especializado en Gas Natural en el Instituto del Petróleo de la UBA. Tiene más de 20 años de trayectoria en el sector energético. Actualmente es el Gerente Técnico en TOTAL Gas Transmission Argentina. Es profesor de Grado y posgrado UTN e ITBA y autor de varios trabajos técnicos.

Jorge Casanova es Ingeniero Electrónico de la Universidad Nacional de Mar del Plata, Argentina. Está especializado en Gas Natural en el Instituto del Petróleo de la UBA. Tiene más de 20 años de trayectoria en el sector energético. Actualmente es Gerente de Sistemas en CMS Operating Argentina.

Carlos A. M. Casares es Ingeniero Químico del Instituto Tecnológico de Buenos Aires ITBA. Está especializado en Gas Natural en el Instituto del Petróleo de la UBA. Tiene más de 20 años de trayectoria en el sector energético, inicialmente en el área de procesamiento y posteriormente en Comercialización. Actualmente es Gerente de Ventas de Gas en Tecpetrol S.A. Es profesor de Grado y posgrado ITBA e IPUBA y autor de numerosos trabajos técnicos.