

**PD-10**

1. Objeto
2. Publicación y actualización de las capacidades de transporte
3. Consideraciones para el cálculo de la capacidad de las instalaciones
4. Cálculo de la capacidad de plantas de regasificación
  - 4.1 Capacidad de atraque de buques
  - 4.2 Capacidad de descarga de buques
  - 4.3 Capacidad de almacenamiento en tanques
  - 4.4 Capacidad de bombeo primario y secundario
  - 4.5 Capacidad de líneas de interconexión de líquido-gas
  - 4.6 Capacidad de vaporizadores de agua de mar
  - 4.7 Capacidad de Vaporizadores de combustión sumergida
  - 4.8 Capacidad de carga de cisternas
  - 4.9 Capacidad de carga y puesta en frío de buques
  - 4.10 Capacidades a publicar
5. Cálculo de la capacidad de almacenamientos subterráneos (AASS)
  - 5.1 Capacidad de almacenamiento
  - 5.2 Capacidad de inyección/extracción
  - 5.3 Capacidades a publicar
6. Cálculo de la capacidad de redes
  - 6.1 Cálculo de la capacidad de un gasoducto
  - 6.2 Cálculo de la capacidad de una estación de compresión
  - 6.3 Cálculo de la capacidad de una estación de regulación y medida (ERM) y/o en una instalación de medida (EM)
  - 6.4 Cálculo de la capacidad de llenado de un gasoducto
  - 6.5 Cálculo de la capacidad de una conexión internacional
7. Cálculo de la capacidad de un sistema de transporte
  - 7.1 Cálculo de las capacidades operativa y disponible
  - 7.2 Capacidades a publicar
8. Cálculo de la capacidad de redes de distribución y de redes de transporte secundario.

**PD-10**

- 8.1 Aspectos relevantes para el cálculo de la capacidad
- 8.2 Cálculo de las capacidades operativa y disponible
- 8.3 Capacidades a publicar
- 9. Cálculo de la capacidad de plantas satélites de GNL
  - 9.1 Capacidad de almacenamiento
  - 9.2 Capacidad de vaporización
  - 9.3 Capacidad de regulación
  - 9.4 Capacidad de descarga
  - 9.5 Capacidades a publicar

## « Cálculo de la capacidad de las instalaciones »

*Aprobado por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 20 de abril de 2007.*

*Modificado por la Resolución de 30 de abril de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica el protocolo de detalle PD-14 «Criterios de definición del grado de saturación de las Estaciones de Regulación y Medida y Estaciones de Medida y Procedimiento de realización de propuestas de actuación» y se modifica el protocolo de detalle PD-10 «Cálculo de la capacidad de las instalaciones» (modificación del apartado 6.3.4). Publicada en B.O.E el 28 de mayo de 2012.*

### **1. Objeto**

La Orden ITC/3126/2005 de 5 de octubre, por la que se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema, en su capítulo NGTS-02 apartado 2.8, sobre los principios para el cálculo de la capacidad de las instalaciones, indica que se desarrollará un protocolo de detalle para determinar la capacidad de las instalaciones que constituyen el sistema gasista.

Para ello, establece que hay que considerar no sólo las capacidades calculadas a partir de los parámetros de diseño de las instalaciones, sino también aquellas que deberán ser calculadas a partir de ciertos parámetros operativos y de seguridad que disminuyan o limiten la capacidad de diseño.

Este protocolo de detalle tiene por objeto presentar cuales son los parámetros de diseño principales que intervienen directamente en las fórmulas para obtener la capacidad de las instalaciones del sistema gasista, así como los márgenes operativos y de seguridad que determinan las restricciones más importantes que reducirán la capacidad máxima.

Este protocolo aplicará a los operadores para determinar la capacidad de cualquier instalación y la publicación de la misma para el conocimiento de los usuarios del sistema.

### **2. Publicación y actualización de las capacidades de transporte**

La publicación de las capacidades de las instalaciones es fundamental para garantizar que todos los sujetos con derecho de acceso a las instalaciones gasistas disponen de la misma información, uniforme y suficiente, con el objetivo de posibilitar una eficaz toma de decisiones en el ejercicio del derecho acceso de terceros.

Los titulares de instalaciones publicarán para cada una de sus instalaciones la capacidad o capacidades máxima, nominal y útil de la instalación, y el detalle de su contratación: capacidad contratada para el mercado liberalizado, capacidad reservada para el mercado regulado de existir, la capacidad contratada para tránsito internacional y la capacidad disponible para contratar.

## PD-10

En el caso que la capacidad útil se vea reducida por las limitaciones que supone su integración con el conjunto del sistema, el titular de la instalación debe indicar la cuantía de esta afección y las causas que la provocan.

Al objeto de facilitar el acceso general a esta información, se deberá, cuanto menos, proporcionarla gratuitamente vía Internet.

Las capacidades de las instalaciones se actualizarán mensualmente. La publicación de cada actualización se llevará a cabo antes del quinto día laborable del mes siguiente.

Se publicarán estas capacidades, con el alcance temporal que establezca la normativa vigente.

En relación con la capacidad de las nuevas instalaciones o de las ampliaciones de las existentes pendientes de autorización o puesta en marcha, se incluirán, de forma diferenciada en el caso de las ampliaciones, las capacidades nominales previstas con categorías A y B en la Planificación elaborada por el Gobierno o en sus actualizaciones y, de existir, el detalle de su contratación, a partir de la fecha estimada de puesta en marcha de las instalaciones.

### **3. Consideraciones para el cálculo de la capacidad de las instalaciones**

No solamente el conocimiento de la capacidad de las instalaciones de un sistema de transporte de gas es un aspecto básico para el correcto funcionamiento del sistema, sino también el conocimiento de cómo esta capacidad se calcula para cada instalación del sistema considerando sus parámetros básicos de diseño.

La capacidad que una instalación puede poner a disposición de los usuarios varía en un determinado rango a lo largo del tiempo al estar influenciada por: las características técnicas de la instalación y las fluido-mecánicas del gas/liquido (elementos estáticos); la forma en la que es utilizada por los usuarios y operada por los transportistas (elementos dinámicos); y los límites que se establecen para satisfacer una calidad de servicio determinada (requerimientos operacionales).

Por tanto, para calcular la capacidad de una instalación se deberán tener en cuenta no solamente los parámetros de diseño de la misma sino también aquellos operativos que disminuyen o la limitan y que, entre otros, son: los factores de servicio, la simultaneidad, el período del año al que aplica la capacidad, la presión de garantía y los márgenes operacionales.

Los márgenes operacionales son los límites de operación necesarios para garantizar la fiabilidad y la seguridad operativa de los equipos y de la propia instalación. En particular se pueden enumerar los siguientes: las tolerancias en los modelos de cálculo, los márgenes de almacenamiento, los límites de presiones mínimas operativas en las infraestructuras, los equipos de reserva, las condiciones no estacionarias (fluctuaciones en las condiciones de flujo, presión, etc. a lo largo del tiempo), y los condicionantes medioambientales.

La capacidad es específica de cada instalación y debe ser calculada por cada operador, en relación con su infraestructura, teniendo en cuenta los diferentes escenarios de funcionamiento debido a las diferencias existentes entre los sistemas y las instalaciones de cada operador.

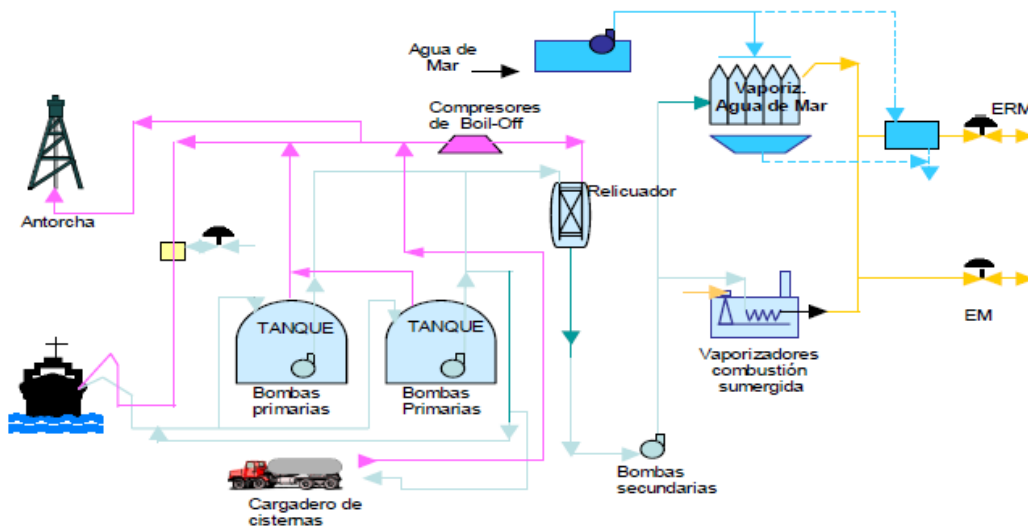
## PD-10

Únicamente a los efectos de homogenizar las conversiones de unidades en el cálculo de capacidades, se considerará un PCS de referencia de  $11,63 \text{ kWh/m}^3$  (n), que el  $\text{m}^3$  de GNL es equivalente a  $585 \text{ m}^3$ (n) de GN, y que el día tiene 24 horas.

### 4. Cálculo de la capacidad de plantas de regasificación

Las capacidades se calcularán en función de los equipos que estén instalados en la planta de regasificación, teniendo en cuenta sus límites de operación y de seguridad, así como los efectos limitantes que puedan producir unos sobre otros.

A continuación se muestra un esquema general de las instalaciones de una planta de regasificación.



En particular, para determinar la capacidad de la planta de regasificación se tendrán en cuenta las capacidades de las diferentes partes de la misma, y que son:

1. Capacidad de atraque de buques en la planta
2. Capacidad de descarga de buques.
3. Capacidad de almacenamiento de tanques.
4. Capacidad de bombeo primario y secundario.
5. Capacidad de líneas de conexión internas de líquido.
6. Capacidad de vaporizadores de agua de mar.
7. Capacidad de vaporizadores de combustión sumergida.
8. Capacidad de carga de cisternas.
9. Capacidad de carga y puesta en frío de buques.

#### **4.1 Capacidad de atraque de buques**

La capacidad de atraque de buques queda determinada por el estudio de compatibilidad de los barcos descrito en el Protocolo de detalle PD-06 Punto 2, en el que, entre otros, tendrá, como mínimo, en cuenta los siguientes aspectos:

- Brazos de descarga
- Puntos de contacto con las defensas
- Número de puntos de amarre
- Posición del manifold
- Pasarela de acceso de tierra al buque, etc.

También se tendrán en cuenta para determinar las capacidades de atraque de buques las condiciones físicas y operativas del puerto como:

- Capacidad de reviro y de maniobrabilidad en caso necesario
- Calado en todo el tramo de navegación
- Calado en el muelle de atraque
- Número de remolcadores mínimo para maniobrar
- Restricciones por corriente, viento y marea, etc.

#### **4.2 Capacidad de descarga de buques**

La capacidad de descarga se calculará atendiendo a los siguientes aspectos:

- Recuperación de boil-off parcial o total
- Producción de boil-off en planta para retorno al buque
- Aumento de presión en manifold debido a restricciones en el buque o en la planta
- Máximos caudales de descarga por brazo
- Máxima capacidad de descarga por parte del buque (nº de bombas, etc.).

#### **4.3 Capacidad de almacenamiento en tanques**

La capacidad se calculará atendiendo a los siguientes aspectos.

- Los niveles mínimos de operación de bombas primarias
- Los niveles máximos de operación en tanque.

Entendiendo que la capacidad útil será aquella que quede definida entre los niveles mínimos de operación de bombas primarias y los niveles máximos de operación en tanque.

La capacidad mínima se determina teniendo en cuenta el volumen mínimo de GNL necesario para permitir el arranque de las bombas primarias.

#### 4.4 Capacidad de bombeo primario y secundario

La capacidad de bombeo primario y secundario se calculará atendiendo al caudal impulsado por las bombas.

Además, en el cálculo de la capacidad de bombeo se tendrán en cuenta:

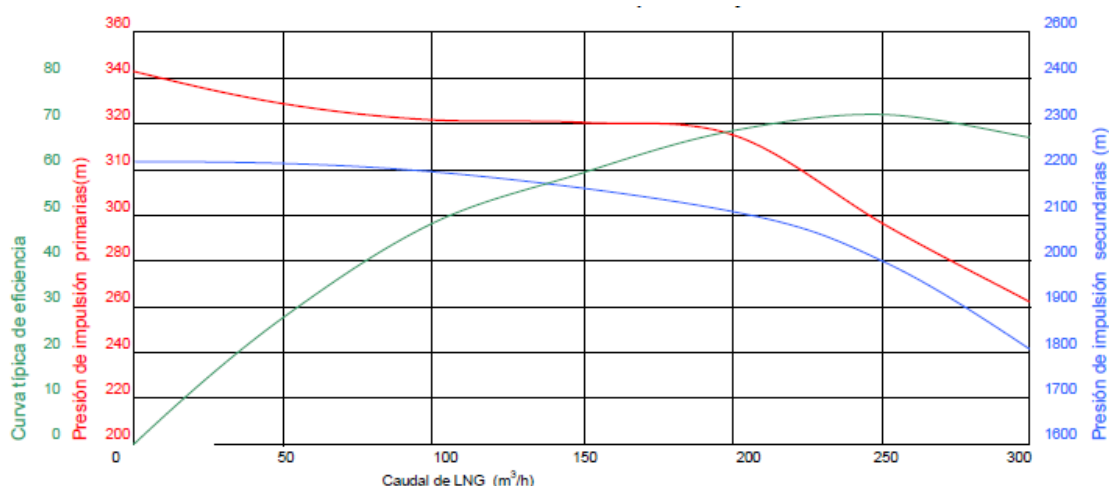
- La configuración de las bombas.
- La curva de operación de cada bomba que facilita el fabricante, donde están representadas las líneas de isovelocidad y de isoeficiencia en función del flujo, y en particular los márgenes operativos que determinan la línea de bombeo, la línea de máxima velocidad, la línea de mínima velocidad, la línea de máximo caudal ("chocking line") y la línea de máxima potencia.
- Los límites de cavitación
- Que la presión de impulsión no sea superior a la presión de diseño de la tubería donde descarga.

A efectos ilustrativos, a continuación se muestra un ejemplo de Curvas características de bombas primarias y secundarias.

Unidades:

- Primarias mcl
- Secundarias mcl
- Caudal m<sup>3</sup>gnl/h
- Eficacia %

Curvas características de bombas primarias y secundarias



#### 4.5 Capacidad de líneas de interconexión de líquido-gas

La capacidad en líneas, volumen por unidad de tiempo a transportar, se calculará atendiendo a las siguientes velocidades máximas en cualquier punto de la línea:

## PD-10

- Líneas de líquido: 8 m/sg
- Líneas de gas: 20 m/sg

Además, para el cálculo de estas capacidades se tendrán en cuenta el diámetro, la longitud y el factor de fricción de las líneas, así como las características fisicoquímicas de los fluidos.

### **4.6 Capacidad de vaporizadores de agua de mar**

La capacidad de vaporización, volumen de gas regasificado por unidad de tiempo, se determinará teniendo en cuenta para su cálculo:

- El diseño del vaporizador
- Temperatura de agua de mar
- Presión en planta
- Condicionantes medioambientales.

### **4.7 Capacidad de Vaporizadores de combustión sumergida**

Se corresponde con el volumen de regasificación nominal certificado por el suministrador del equipo. La capacidad mínima estará condicionada por el cumplimiento los requisitos medioambientales.

### **4.8 Capacidad de carga de cisternas**

La capacidad de carga de cisternas dependerá básicamente de:

- La capacidad de la línea de líquido desde las bombas primarias al cargadero
- La capacidad de la línea de retorno de la cisterna a la planta.
- Horas de funcionamiento del cargadero

Normalmente estas capacidades no son restrictivas y en su diseño ya están consideradas las necesidades específicas del cargadero.

El aspecto más relevante que puede limitar la capacidad carga de una cisterna es su temperatura, es decir, si la cisterna está "caliente" o "fría".

### **4.9 Capacidad de carga y puesta en frío de buques**

Para la determinación de la capacidad de carga de buques, se deben tener en cuenta tanto las instalaciones de la planta como las del buque así como si la operación es de carga o puesta en frío.

Esta capacidad al menos dependerá de los siguientes aspectos:

- Número de bombas primarias que no se estén utilizando para atender a las necesidades de regasificación



## PD-10

- Capacidad de la línea de líquido
- Capacidad de descarga (velocidad de descarga) con un brazo de conexión de la línea de líquido
- Evolución de la presión y temperatura de los tanques del buque
- Capacidad de recuperación de boil-off total por parte de la planta (sin quemar en la antorcha)
- Que el buque disponga de compresor
- Capacidad de la línea de retorno de boil-off a la planta
- Temperatura del gas en los tanques del buque antes de su carga (buque frío o caliente).

En el caso de realizar una puesta en frío de un buque, al estar éste “caliente”, la capacidad de descarga disminuirá y por tanto es necesario utilizar más tiempo para completar la carga.

### **4.10 Capacidades a publicar**

En las plantas de regasificación, el titular de la instalación indicará, aplicando a cada uno de los conceptos la clasificación incluida en el apartado 1.4 sobre definiciones de la NGTS-01, la capacidad de almacenamiento de tanques ( $m^3$  GNL , GWh ,  $Mm^3(n)$ ), la capacidad de emisión a la red de transporte (GWh/d), la capacidad de carga de cisternas de GNL (Cisternas/día), la capacidad de descarga de buques metaneros ( $m^3$  GNL/h), y la capacidad de atraque de buques metaneros ( $m^3$  GNL).

## **5. Cálculo de la capacidad de almacenamientos subterráneos (AASS)**

Los almacenamientos subterráneos tienen una doble función por una parte son una importante herramienta de modulación del sistema gasista, aportándole flexibilidad ante las variaciones estacionales y diarias de la oferta y la demanda, y por otra constituyen una reserva ante posibles fallos de suministro.

Se distinguirá entre capacidad de almacenamiento, capacidad de inyección y capacidad de extracción.

Las capacidades se calcularán en función de las características geológicas, geofísicas y petrofísicas de la estructura geológica utilizada como almacenamiento subterráneo y, en su caso, de las características técnicas de los equipos que estén instalados para la operación del mismo, teniendo en cuenta sus límites de operación y de seguridad, así como los efectos limitantes que puedan producir unos sobre otros.

### **5.1 Capacidad de almacenamiento**

La capacidad de un almacenamiento es la cantidad de gas natural contenida en el mismo a una presión determinada.

## PD-10

Dicha capacidad será función de las características geológicas, geofísicas y petrofísicas, de la estructura geológica, pudiéndose modelizar matemáticamente. Cuanto mayor conocimiento exista de la estructura geológica y sus parámetros, mayor complejidad tendrá la fórmula de modelización ajustándose mejor a la realidad.

Un ejemplo de fórmula que generalmente es utilizada para cálculo teórico aproximado del volumen de gas in situ almacenable es:

$$STO = V \cdot \Phi \cdot (1 - Swc) / Boi$$

Siendo:

STO: Volumen de gas in situ en condiciones estándar 25°C–1bar

$\Phi$ : Porosidad (0 - 50%)

Swc: Saturación con nata de agua (en tanto por uno)

Boi: Factor volumétrico

V: Volumen de roca (unidad de volumen)

### 5.2 Capacidad de inyección/extracción

La inyección es la acción de introducir gas en el almacenamiento subterráneo, mediante la utilización de los equipos mecánicos necesarios para vencer la presión del almacenamiento.

Por su parte, la extracción es la acción de retirar gas del almacenamiento subterráneo. Normalmente, se produce por diferencia de presiones entre el gas almacenado y la superficie. En el caso de que la diferencia de presiones mencionada no sea suficiente se pueden utilizar los medios mecánicos de la inyección en sentido inverso, siempre que estén preparados para ello.

Por tanto, la capacidad de inyección y la capacidad de extracción de un almacenamiento subterráneo de gas natural son los caudales que consigue la instalación al realizar dichas acciones.

El caudal de extracción es función de grado de llenado del almacenamiento, y por tanto de la presión en su interior, y de las características del almacenamiento.

La capacidad de extracción es función de la cantidad de gas existente en el almacenamiento en cada momento y se calculará teniendo en cuenta los equipos de tratamiento del gas de la planta, sus límites de operación y seguridad, así como la contrapresión de salida del gas en el gasoducto de transporte al que esté conectado.

La capacidad máxima de extracción se da en condiciones de máximo llenado y máxima presión en el almacenamiento.

La capacidad de inyección se calculará teniendo en cuenta los equipos de compresión instalados en la instalación, sus límites de operación y seguridad, así como la presión de entrega del gas en el gasoducto de transporte al que esté conectado y la presión existente en el propio almacenamiento.

Además, tanto la capacidad de inyección como la de extracción están influenciadas por los equipos que permiten conectar las instalaciones de superficie con la propia formación geológica de almacenamiento. De dichos equipos, los que mayor afección producen son la válvula de regulación del caudal entrada/salida ("Choke"), la tubería vertical de producción/inyección que conecta la formación almacén con la superficie ("tubing"), y las unidades de compresión instaladas en superficie en el caso de la inyección.

A continuación se describen, brevemente, los diferentes factores que influyen en el cálculo de las capacidades de extracción/inyección de un almacenamiento subterráneo y su efecto sobre las mismas.

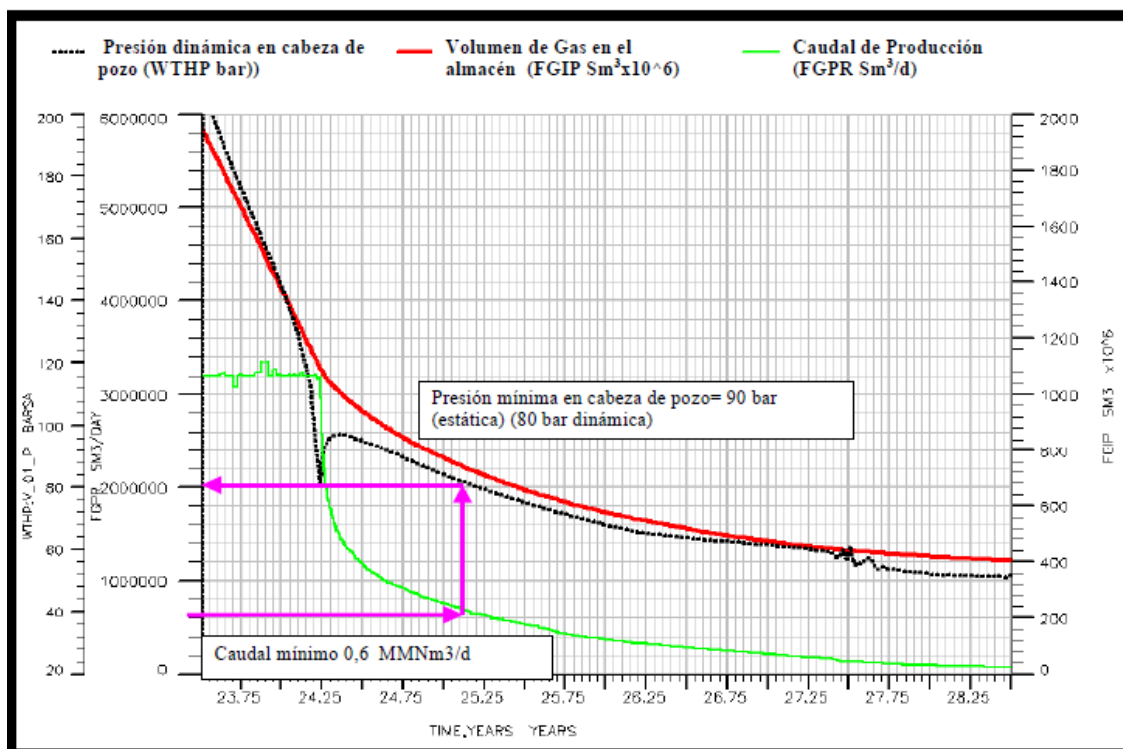
### **5.2.1 Curva característica de la formación almacén**

En función de las características geológicas, geofísicas y petrofísicas de la estructura geológica utilizada como almacenamiento subterráneo, se pueden modelizar, con mayor o menor precisión en función del conocimiento que se tenga de dicha estructura y de la experiencia en su operación, las curvas características de la formación almacén, las cuales se definen como la relación que compara la presión dinámica de fondo de pozo con su caudal de extracción o inyección.

### **5.2.2 Curva de declino**

Es la curva que describe la evolución del caudal de extracción a lo largo del tiempo, a partir de una situación inicial determinada (grado de llenado y presión en fondo), y es función de las características de la formación almacén, de las características del "tubing", de la presión en superficie y del perfil inicial de extracción que se solicite. Se puede referir a un pozo, o a varios, o al total del caudal de extracción del almacenamiento.

A continuación, se muestra un ejemplo de curva de declino:



### 5.2.3 Unidades de compresión

Los equipos utilizados para vencer la presión del almacenamiento en la inyección son las unidades de compresión, por tanto, la capacidad de inyección principalmente es función de las unidades de compresión destinadas a tal efecto.

Para ello, es posible utilizar diferentes tipos de unidades de compresión y configuraciones. Entre los tipos de unidades utilizadas se distinguen los compresores centrífugos y los compresores alternativos, y en cuanto a la configuración de las unidades, ésta puede ser en paralelo, serie o serie/paralelo.

Para la elección de las unidades de compresión adecuadas y su configuración se ha de tener en cuenta la presión máxima admisible en el almacenamiento, el caudal a vehicular y la presión de aspiración.

### 5.2.4 Válvula de "Choke"

Las válvulas de "Choke" son válvulas de aguja que se sitúan en cada línea de pozo, pueden ser bidireccionales y reducen la presión del gas aguas abajo. Su función es la regulación y control del caudal de extracción y/o inyección de gas natural en un pozo.

### 5.2.5 "Tubing"

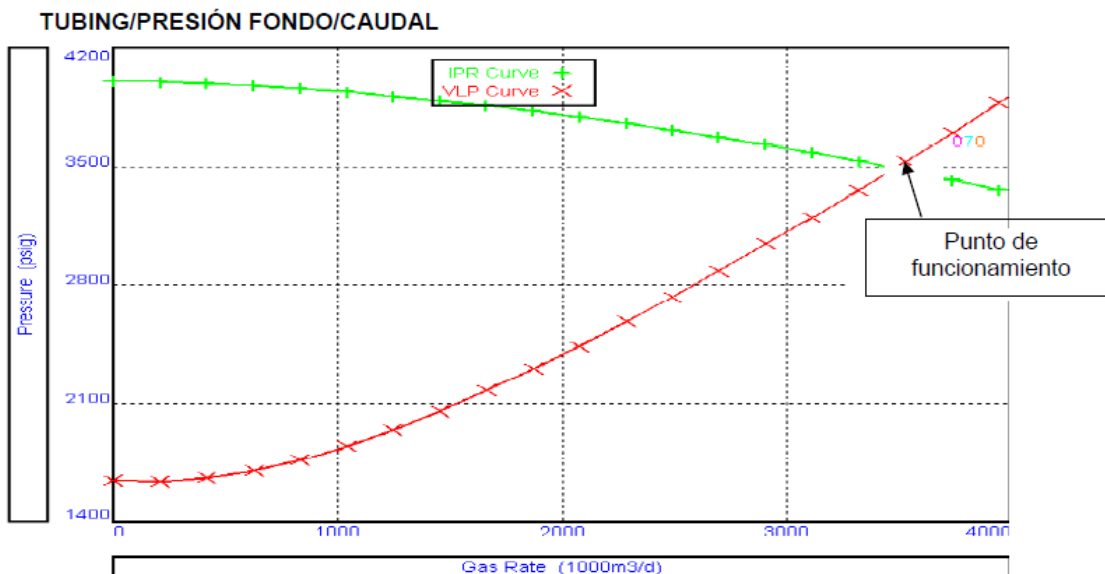
Es la tubería vertical de producción/inyección que conecta la formación almacén con la superficie (válvula "Choke") y tiene las características técnicas adecuadas para vehicular el caudal requerido.

**PD-10**

La curva característica del “tubing” es la relación que compara la presión dinámica de fondo de pozo con su caudal de extracción o inyección, y depende de las características del “tubing” de producción/inyección para una presión dinámica determinada en cabeza de pozo.

En los siguientes ejemplos se observa la interacción del “tubing” en las capacidades de extracción e inyección de la formación de almacenamiento subterráneo.

**Curva característica de extracción**



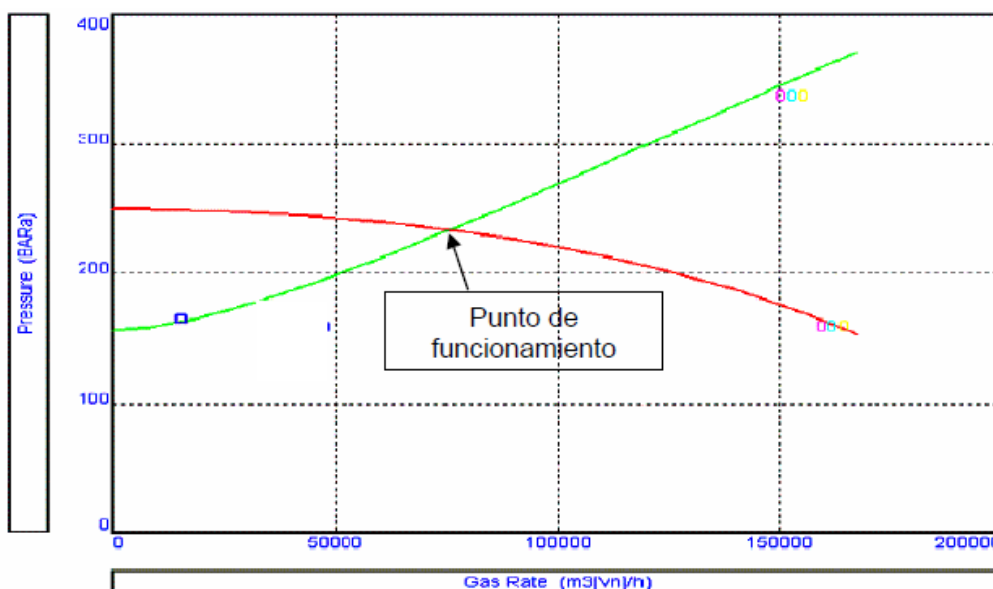
psig : pound square inch relative  
 1 bar = 14,50377 psi

- Curva característica del “tubing”.
- Curva característica de la formación almacén.

A mayor diámetro, la curva característica del “tubing” se desplaza hacia la derecha de manera que un mayor diámetro implica un mayor caudal de producción para la misma presión de fondo. El salto de presión es menor cuanto mayor es el diámetro.

Curva característica de inyección

TUBING/PRESIÓN FONDO/CAUDAL



psig: Pound square inch relative  
 1 bar = 14,50377 psi

- Curva característica del "tubing".
- Curva característica del almacenamiento subterráneo.

A mayor diámetro, la curva característica del "tubing" se desplaza hacia arriba de manera que un mayor diámetro implica un mayor caudal de inyección para la misma presión de fondo. La presión de fondo requerida es mayor cuanto mayor es el diámetro.

**5.2.6 Planta de tratamiento**

Una vez extraído el gas del almacenamiento subterráneo es necesario su tratamiento para ser introducido en la red de transporte con la calidad requerida.

En la planta de tratamiento se produce un primer secado por gravedad, y segundo secado en las torres de secado en contracorriente (el componente de secado es trietilenglicol, en adelante TEG), para posteriormente odorizar el gas y medirlo antes de introducirlo en la red de transporte.

Componentes de la planta de tratamiento:

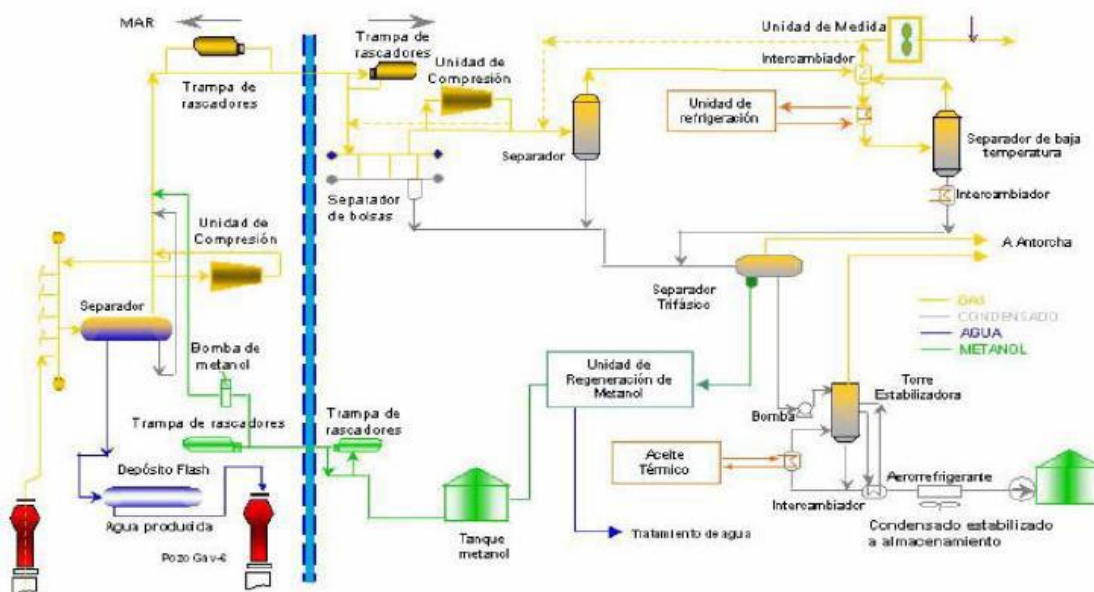
- Punto de funcionamiento
- Trampa de rascadores
- Gasoductos internos

## PD-10

- Separadores de bolsa
- Recipiente despresurizador
- Torres de secado verticales, en las que se encuentran los regeneradores de TEG, bombas de inyección y transferencia, y depósitos de TEG rico y pobre
- Filtros separadores de sólidos para el gas
- Tanque de agua de proceso
- Bombas de inyección de agua de proceso.
- Unidad de medida (generalmente de ultrasonidos)
- Cromatógrafo
- Unidad de odorización
- Sistema de gas combustible
- Sistema de gas comprimido
- Sistema de agua
- Antorcha con separador de agua
- Transformadores eléctricos y diesel

En la planta de tratamiento existen equipos críticos que están diseñados para el caudal de extracción requerido y que, en el caso de que fallen, limitan el caudal de extracción de gas. Estos equipos son las torres de secado y los equipos de regeneración de TEG, producto que se utiliza en contracorriente en las torres de secado.

A continuación, se muestra un esquema general de una planta de tratamiento:



### **5.3 Capacidades a publicar**

En los almacenamientos subterráneos, el titular de la instalación indicará, aplicando a cada uno de los conceptos la clasificación incluida en el apartado 1.4 sobre definiciones de la NGTS-01, la capacidad de almacenamiento, la capacidad de extracción y la capacidad de inyección.

Dada la influencia del estado de llenado del almacenamiento subterráneo se publicarán además los valores de extracción en los supuestos del 75%, 50%, 25% de llenado de la capacidad útil.

## **6. Cálculo de la capacidad de redes**

La capacidad de una red se calculará teniendo en cuenta:

- Sus límites de operación y de seguridad
- Los efectos limitantes que puedan producirse entre los equipos que la forman
- Los caudales de gas aportados en los puntos de entrada y la presión de entrega
- La demanda que atiende dicha red y las presiones mínimas garantizadas de dicho suministro
- Los caudales de gas a aportar y la presión mínima de entrega a otros transportistas o distribuidores en los puntos de conexión de la red.

A continuación, se describe brevemente las variables que influyen en el cálculo de la capacidad de una red.

### **6.1 Cálculo de la capacidad de un gasoducto**

De una forma simple, se puede decir que la capacidad del gasoducto es la cantidad de gas que se desplaza por unidad de tiempo, caudal, entre el punto de entrada y el de salida del gasoducto considerando unas presiones de entrada y salida determinadas.

Cuando un gas circula por un gasoducto pierde presión ("pérdida de carga") a medida que avanza a lo largo de éste a causa del rozamiento con las paredes del tubo. Además se pierde también presión cuando el gas pasa por un accesorio, por una curva, por un cambio de sección etc. Para vencer esta pérdida de presión se instalan compresores que compensan esta pérdida de presión.

Para determinar el valor de estas pérdidas de carga se suele recurrir a fórmulas o programas de ordenador (simuladores) que realizan este cálculo.

Desde una perspectiva técnica, la capacidad máxima de un gasoducto se determina por un conjunto de diferentes parámetros de diseño como son, principalmente, el diámetro, las condiciones de caudal y presión, la longitud así como otros factores menos significativos que se describen a continuación.

La determinación de la capacidad máxima está sujeta a leyes relevantes de la física y, en este contexto y a modo ilustrativo, aquí nos referiremos a la fórmula de Darcy, aunque otras fórmulas también pueden ser adoptadas para el cálculo



$$p_1^2 - p_2^2 = \frac{16}{\pi^2} \times \lambda \times \frac{\rho_0 \times p_0}{T_0} \times \frac{T}{d^5} \times l \times K \times q_0^2 \quad (1)$$

Siendo:

$p_1$  y  $p_2$ : Presión absoluta origen y final de la tubería (bar)

$\lambda$ : Factor de fricción

$\rho_0$ : Densidad del gas en condiciones normales (kg/m<sup>3</sup>(n))

$p_0$ : Presión en condiciones de referencia (1013,25 mbar)

$T_0$ : Temperatura en condiciones de referencia (273,15 °K)

$T$ : Temperatura del gas (°K)

$d$ : Diámetro interno de la tubería (m)

$l$ : Longitud de la tubería (m)

$K$ : Coeficiente compresibilidad del gas respecto a condiciones normales (Z/Z<sub>0</sub>)

$q_0$ : Flujo referido a condiciones normales (m<sup>3</sup> (n)/h)

Esta ecuación no considera el efecto que produce la diferencia de altura entre origen y destino del gasoducto, y los valores de sus variables se refieren a unidades del Sistema Internacional.

El factor de fricción  $\lambda$  se obtiene habitualmente de la fórmula de Colebrook aunque podrían usarse otras que se encuentren dentro de los rangos de validez.

El coeficiente de compresibilidad  $K$  se obtiene de la fórmula de Van der Waals pero también son válidas por ejemplo la de Redlich-Kwong, Peng- Robinson, Schmidt-Wenzel, Benedict-Webb-Sterling, AGA8, SGERG88, etc.

Esta fórmula está basada sobre un régimen de funcionamiento en condiciones estacionarias y la capacidad será calculada en estas condiciones, es decir, el flujo de entrada es igual al flujo de salida.

Por lo tanto la capacidad de un gasoducto,  $q_0$ , que vendrá dada en m<sup>3</sup>(n)/h, se calcula despejando de la expresión anterior (1)

$$q_0 = \frac{\pi}{4} \times \sqrt{\frac{(p_1^2 - p_2^2) \times T_0}{p_0 \times \rho_0 \times l \times K \times T}} \times \sqrt{\frac{d^5}{\lambda}} \quad (2)$$

### 6.1.1 Influencia del diámetro interno y el factor de fricción

La fórmula anterior podríamos simplificarla considerando que la capacidad de un gasoducto depende básicamente de dos parámetros; el factor de fricción y el diámetro de la tubería:

$$q_0 \sim d^{2.5} \times \lambda^{-0.5}$$

Como el factor de fricción  $\lambda$  es una función implícita del diámetro  $d$  se puede simplificar que la capacidad la podríamos relacionar con la expresión siguiente:

$$q_0 \sim d^y$$

## PD-10

Donde, por ejemplo:

$\gamma = 2,595$  para una rugosidad  $k$  de 0,07 mm, valor típico para tuberías de acero sin revestimiento interno.

$\gamma = 2,580$  para una rugosidad  $k$  de 0,006 mm, valor típico para tuberías de acero con revestimiento interno.

Por lo tanto el efecto del diámetro interno sobre la capacidad o caudal es muy pronunciado con un exponente aproximadamente de 2,6.

### 6.1.2 Influencia de la presión

Otro factor importante que afecta a la capacidad de un gasoducto es la presión ya que simplificando la formula (2) podemos obtener la relación

$$q_0 \sim \sqrt{p_1^2 - p_2^2}$$

Para observar mejor el efecto de la presión sobre la capacidad la ecuación cuadrática anterior se puede expresar de forma lineal aproximada:

$$p_1^2 - p_2^2 = (p_1 - p_2) \times (p_1 + p_2) = \Delta p \times 2 \times \bar{p}$$

es decir:

$$q_0 \sim \sqrt{\Delta p} \times \sqrt{\bar{p}}$$

Por lo tanto se puede considerar que la capacidad, o el caudal, es proporcional a la pérdida de carga lineal y a la presión media. Esto significa que para una caída de presión constante, la capacidad se incrementa con la raíz cuadrada de la presión media de operación.

La caída de presión máxima a la que normalmente se transporta el gas está comprendida entre 0,1 y 0,2 bar/km.

### 6.1.3 Influencia de la diferencia de altitud entre el origen y el final del gasoducto

En el caso de que la diferencia de altitud entre el origen y el final de la tubería sea significativa, éste es un factor adicional que debe ser considerado, ya que la pérdida de carga aumenta si la altura del punto final es mayor que la inicial y disminuye si decrece la altura entre el punto inicial al final.

En este caso se puede utilizar la fórmula de Fergusson, equivalente a la ecuación (1) para tuberías horizontales:

$$p_1^2 - e^\xi p_2^2 = \frac{16}{\pi^2} \times \lambda \times \frac{\rho_0 \times p_0}{T_0} \times \frac{T}{d^5} \times K \times q_0^2 \times l \times \frac{e^\xi - 1}{\xi}$$

Siendo:

$$\xi = \frac{2 \times \rho_0 \times g \times T_0}{K \times T \times P_0} \times (z_2 - z_1)$$

Donde  $z_1$  y  $z_2$  representan la altura en el origen y el final de la tubería.

#### **6.1.4 Otros factores que influyen en la capacidad de un gasoducto**

De acuerdo con las formulas expuestas, también influyen otros factores como las propiedades físicas del gas (densidad, coeficiente de compresibilidad, temperatura). Por ejemplo, es importante tener en cuenta la temperatura del gas para determinar con exactitud la capacidad de un gasoducto, sobre todo cuando se calcula la capacidad aguas abajo de una estación de compresión. Si bien, en la práctica se suele considerar la temperatura media del fluido a lo largo de la tubería.

Otro de los parámetros que limitan la capacidad es la velocidad máxima a considerar para el transporte y distribución, debido a que es necesario que el ruido y las vibraciones que se producen a lo largo de este se encuentren dentro de los límites máximos establecidos. A nivel internacional, se considera como velocidad máxima para el transporte y distribución por gasoducto 20 m/s.

La longitud del gasoducto también influye puesto que, por ejemplo, la fórmula anterior de Darcy está basada en una curva función de la caída de presión que se produce a lo largo del transporte, por lo que tiene un efecto más pronunciado cuanto más nos desplazamos a lo largo de la conducción.

La capacidad también se ve afectada por las condiciones ambientales donde es transportado el gas, en concreto, la temperatura del terreno y los coeficientes de transferencia de calor de la tubería y el terreno. Estos parámetros los deben considerar cada operador en función de los valores en sus respectivas localizaciones.

#### **6.1.5 Parámetros y consideraciones para el cálculo de las capacidades de un gasoducto**

En resumen, la capacidad de un gasoducto se calculará, utilizando simuladores y programas de cálculo de reconocido prestigio, teniendo en cuenta los siguientes parámetros y consideraciones:

- El diámetro interior y la longitud del gasoducto
- El factor de fricción del gasoducto
- La presión de entrada
- La presión mínima de garantía en los puntos de entrega del mismo
- Una velocidad máxima del gas de 20 m/s, independientemente de que las presiones resultantes sean superiores a los valores mínimo indicados
- La diferencia de altitud entre el origen y el final del tubo si es ésta significativa
- La temperatura del gas
- El coeficiente compresibilidad del gas
- La densidad del gas natural

Si otro parámetro diferente a los mencionados fuese considerado en los cálculos, el operador lo tendrá que informar para que sea conocido por los usuarios del sistema.

## 6.2 Cálculo de la capacidad de una estación de compresión

Para recuperar la pérdida de presión que se va produciendo en las redes, se utilizan las estaciones de compresión.

En una estación de compresión se pueden identificar las siguientes secciones:

- a. Sección de entrada.
- b. "Bypass" de la estación.
- c. Filtros.
- d. Unidades de compresión.
- e. Sistema de anti-bombeo.
- f. Aerorefrigerantes.
- g. Sección de medida.
- h. Sección de salida.

El proceso de compresión se realiza normalmente con compresores centrífugos, aunque también pueden ser alternativos, transfiriéndoles la energía mecánica que produce una turbina de gas o motor alternativo para aumentar la presión del gas que se vehicula por el compresor.

Las prestaciones de la estación de compresión quedan determinadas por:

- La potencia instalada que, en el caso de no ser suficiente para comprimir el gas a los requerimientos solicitados, limitará la presión de aspiración o de impulsión de la misma
- Las curvas de operación de los compresores
- Los componentes de la estación como los filtros, aerorefrigeradores, etc.

Es posible caracterizar el proceso de compresión con pocos parámetros tales como:

- La altura isentrópica o politrópica
- La eficiencia politrópica
- La potencia absorbida por el compresor.

La altura politrópica representa la energía acumulada en el fluido como incremento en energía termodinámica. También se podría realizar el cálculo de la altura adiabática (sin transferencia de calor con el exterior).

Utilizando la relación entre la presión y el volumen específico del gas en una transformación politrópica de exponente  $n$  ( $PV^n$  constante) entre los puntos 1 y 2, se obtiene la altura politrópica como:

$$H_{pot} = \frac{n}{n-1} \times Z_1 R T_1 \times \left[ \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right]$$

Siendo:

**PD-10**

$Z_1$ : Coeficiente de compresibilidad del gas en la sección de entrada o aspiración.

$P_1$  y  $P_2$ : Presiones aspiración e impulsión

$R$ : Constante característica del gas.

$T_1$ : Temperatura del gas en la sección de entrada o aspiración.

Teniendo por otra parte en cuenta el rendimiento o eficiencia politrópica  $\eta$ , la potencia absorbida por el compresor en kWh será:

$$P = 735 \times 5 \times \frac{q_0 \times \gamma \times H_{pol}}{75 \times 3 \times 600 \times \eta}$$

Siendo:

$q_0$ : Caudal en  $\text{Nm}^3/\text{h}$

$\gamma$  : Peso específico del gas en  $\text{Kg}/\text{Nm}^3$ .

Considerando la eficiencia politrópica  $\eta$  como el factor que determina el rendimiento y teniendo en cuenta que el compresor está constituido por diferentes etapas en las cuales se producen pérdidas de presión de remanso.

Además, para el cálculo de la potencia se deberán tener en cuenta las pérdidas debidas a la fricción mecánica, así como las pérdidas producidas en su instalación interior.

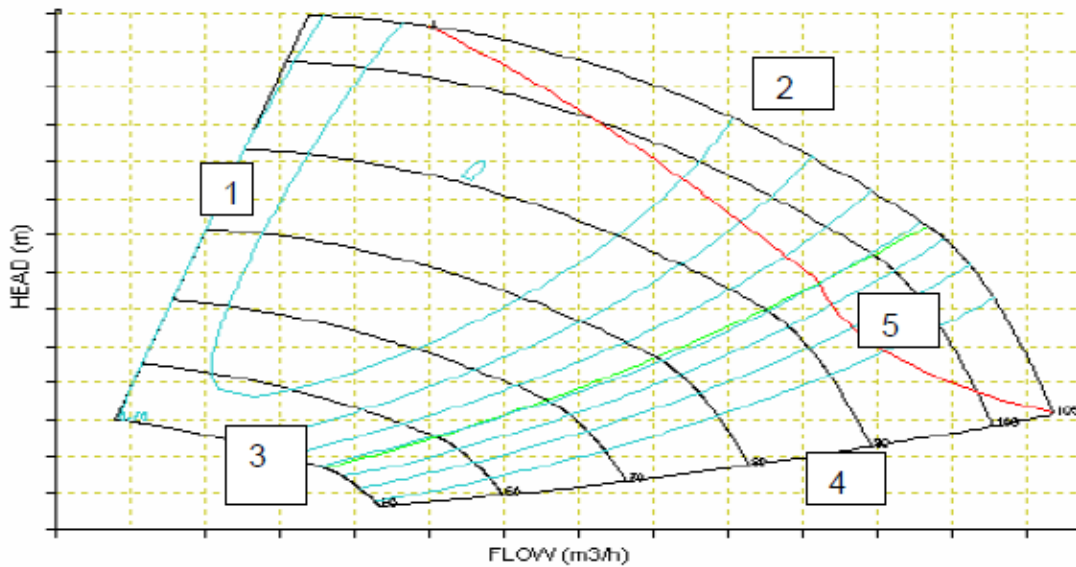
Normalmente, la potencia instalada suele ser un poco mayor que la requerida para cubrir situaciones inesperadas y tener un cierto margen de capacidad instalada.

Para cada compresor el fabricante entrega una curva de operación donde están representadas las líneas de isovelocidad y de isoeficiencia dentro de los ejes de altura en ordenadas, y el flujo en el de abscisas. En este mapa de curvas, se observan los siguientes márgenes operativos que deben ser respetados para el correcto funcionamiento del compresor y por lo tanto para el cálculo de la capacidad.

- Línea de bombeo (1)
- Línea de máxima velocidad (2)
- Línea de mínima velocidad (3)
- Línea de máximo caudal ("chocking line") (4)
- Línea de máxima potencia (en rojo), por encima de la cual la turbina no puede dar potencia al compresor. (5)

Estos márgenes definen el área de operación del compresor centrífugo según se observa en la figura.

PD-10



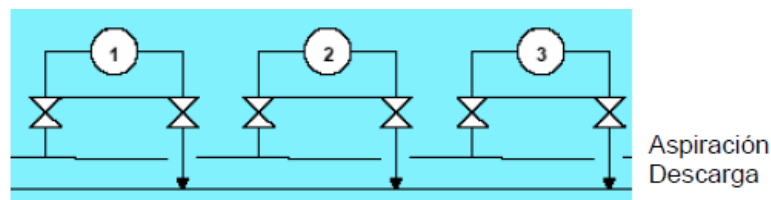
Aparte de estos márgenes operativos, es necesario tener en cuenta la influencia de las condiciones medioambientales para el cálculo de la potencia máxima disponible para el compresor. Por ejemplo, una mayor temperatura del aire de entrada a la turbina hace bajar la línea de máxima potencia, reduciéndose el rango de potencia disponible para el compresor.

Para el cálculo de la capacidad en una estación de compresión, la presión de aspiración no deberá ser nunca inferior a 40 bar, ni la de impulsión superior a la presión de diseño del gasoducto donde descarga, y, además, se tendrá en cuenta que una de las unidades de compresión no estará disponible, manteniéndose de reserva.

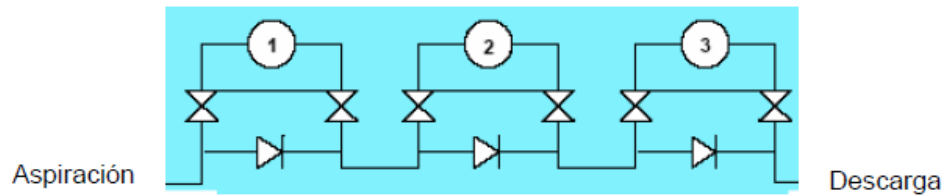
Para el cálculo de la capacidad de una estación de compresión, se tendrá también en cuenta la configuración interna de sus compresores, es decir, si están alineados en serie o en paralelo. En relación con una configuración normal, la de serie incrementa el diferencial de presión manteniendo el flujo y la de paralelo incrementa el flujo manteniendo el diferencial de presión.

Ejemplos de las diferentes configuraciones posibles:

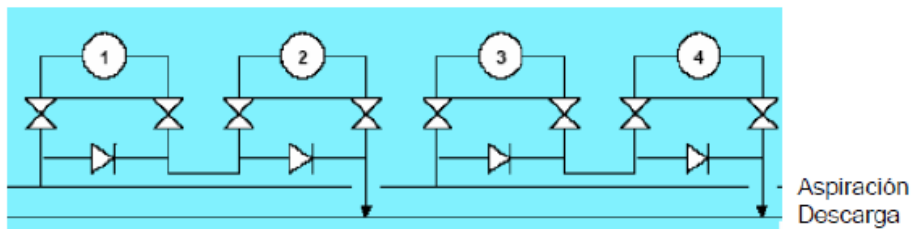
a) Configuración en paralelo:



b) Configuración en serie:



c) Configuración en serie/paralelo:



### 6.2.1 Parámetros y consideraciones para el cálculo de las capacidades de una estación de compresión

En resumen, la capacidad de una estación de compresión se calculará teniendo en cuenta:

- La configuración de los compresores de la estación
- La curva de operación de cada compresor que facilita el fabricante, donde están representadas las líneas de isovelocidad y de isoeficiencia en función del flujo, y, en particular, los márgenes operativos que determinan la línea de bombeo, la línea de máxima velocidad, la línea de mínima velocidad, la línea de máximo caudal ("choking line") y la línea de máxima potencia
- Que la presión de aspiración no sea inferior a 40 bar
- Que la presión de impulsión no sea superior a la presión de diseño del gasoducto donde descarga.

Si otro parámetro diferente a los mencionados fuese considerado en los cálculos, el operador lo tendrá que informar para que sea conocido por los usuarios del sistema.

### 6.3 Cálculo de la capacidad de una estación de regulación y medida (ERM) y/o en una instalación de medida (EM)

Las estaciones de regulación y medida (ERM) o de medida (EM) están localizadas en los puntos del sistema donde es necesario medir y/o reducir la presión del gas que se transfiere hacia otra red u operador. En estas instalaciones es, por lo tanto, necesario considerar como se debe realizar el cálculo de su capacidad y los parámetros que intervienen en su determinación.

En una ERM se pueden identificar las siguientes secciones a efectos del cálculo de capacidad:

- a) Sección de entrada

**PD-10**

- b) "Bypass" de la estación.
- c) Filtros.
- d) Sección de calentamiento del gas.
- e) Sección de regulación.
- f) Sección de medida.
- g) Sección de salida.

Un factor determinante es la presión operativa de entrada, puesto que si se sitúa en valores cercanos a la presión mínima de entrada, la capacidad disminuiría.

Además, asumiendo que las diferentes secciones mencionadas deberán estar diseñadas para soportar la capacidad requerida de la instalación de regulación, para el cálculo de la capacidad de la unidad las dos secciones clave son:

- Capacidad del conjunto de las válvulas de regulación
- Capacidad de la unidad de medida.

En ambos casos la capacidad se calcula por línea de regulación, siendo la capacidad total de la ERM la suma de cada línea, pero considerando una línea de reserva como margen operativo de seguridad para el hipotético caso de que una de las líneas en servicio pudiera fallar y, por lo tanto, debiera entrar a funcionar inmediatamente la que se encontrase de reserva.

### **6.3.1 Conjunto de las válvulas de regulación**

La capacidad de regulación estándar es la que habitualmente se calcula para una válvula con una reducción de paso del fluido, siendo su expresión:

$$Q = K_v \times \sqrt{\frac{\Delta p}{\rho}}$$

Donde se relaciona la pérdida de carga ( $\Delta p$ ) y la densidad del gas ( $\rho$ ), obteniendo el caudal de regulación al tener en cuenta el coeficiente de la válvula ( $K_v$ ) por el efecto de reducción de sección de paso que provoca ésta.

Dependiendo del coeficiente de la válvula que se considere por el fabricante, se obtendrá la capacidad del regulador.

### **6.3.2 Unidad de medida**

En cuanto a la unidad de medida, se considera que en las ERM la medición del gas se realiza con turbina siendo el cálculo de su capacidad:

$$Q = 1,6 G \text{ Psal}$$

En esta fórmula se observa como la capacidad de medida de una turbina se calcula por G, que es el tamaño estándar de la turbina, Psal que es la presión absoluta de contaje y el coeficiente 1,6 (el tamaño estándar siguiente al considerado).



### 6.3.3 Medidores por ultrasónicos

En el caso de que la medida se realice con un medidor por ultrasonidos, su capacidad será la indicada por el fabricante, siendo la velocidad del gas el parámetro que limitará esta capacidad, esta velocidad no debe superar los 20 m/sg.

### 6.3.4 Parámetros y consideraciones para el cálculo de las capacidades de una estación de regulación y/o medida

*Resolución de 30 de abril de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica el protocolo de detalle PD-14 «Criterios de definición del grado de saturación de las Estaciones de Regulación y Medida y Estaciones de Medida y Procedimiento de realización de propuestas de actuación» y se modifica el protocolo de detalle PD-10 «Cálculo de la capacidad de las instalaciones». Publicada en B.O.E el 28 de mayo de 2012*

*Vigencia: 28 de mayo de 2012*

Se considera como capacidad nominal, el caudal máximo que puede vehicular la ERM/EM según sus características de diseño, sin considerar la línea de reserva, utilizándose como parámetros la capacidad de regulación y la capacidad de medida.

La capacidad de regulación de una ERM se calculará como la suma de capacidades de regulación de cada una de las líneas, sin considerar la línea de reserva.

La capacidad de medida de una ERM/EM se calculará como la suma de capacidades de los equipos de medida instalados en sus líneas, sin considerar la línea de reserva.

En resumen, la capacidad de una estación de regulación y/o medida se calculará teniendo en cuenta:

- Número de líneas.
- Capacidad de regulación conjunto de las válvulas de regulación.
- Capacidad de medida de la turbina, función del tamaño estándar de la misma.
- Condiciones de presión y temperatura, y en particular la presión operativa de entrada y la presión absoluta de salida.

### 6.4 Cálculo de la capacidad de llenado de un gasoducto

La cantidad de gas que un gasoducto puede contener se determina en función del producto de tres variables, de la forma siguiente:

$$V = P_m \cdot V_g \cdot Z$$

Siendo:

V: Capacidad del gasoducto en m<sup>3</sup>(n)

P<sub>m</sub>: Presión absoluta media del gasoducto en bar

## PD-10

$V_g$ : Volumen geométrico del gasoducto en  $m^3$

Z: Factor de compresibilidad del gas en condiciones normales.

La presión media ( $P_m$ ) existente entre el origen y final del gasoducto se calcula con la expresión siguiente:

$$P_m = \frac{2}{3} \times ((P_1 + P_2) - \left( \frac{P_1 \times P_2}{P_1 + P_2} \right))$$

siendo:

$P_1$ : Presión en el origen del gasoducto

$P_2$ : Presión en el final del gasoducto

El factor de compresibilidad es la relación entre el volumen molar de un gas real y el volumen molar del mismo gas considerado como ideal, este factor depende de la presión, la temperatura, y la composición del gas y su cálculo se realiza según lo establecido en el procedimiento SGERG-88 incluido en la norma UNE-EN ISO 12213, según lo indicado en el protocolo de detalle PD- 01. Como cálculo aproximado para gasoductos de más de 4 bar se puede utilizar la fórmula práctica:

$$Z = 1 - \frac{P_m}{500}$$

### 6.5 Cálculo de la capacidad de una conexión internacional

En una conexión internacional, al menos, se deben tener en cuenta para el cálculo de la capacidad lo siguiente:

- Capacidad de la instalación de medida según lo establecido en el apartado 6.3.
- Capacidad de la válvula de regulación de caudal basándose en el diferencial de presión considerado.
- Presión de entrega por el operador aguas arriba de la conexión.

Teniendo en cuenta que las dos primeras no deben ser limitativas al considerarse su diseño compatible con los requisitos operativos, la más importante es la presión de entrega, teniendo que ser ésta superior a la presión del sistema que se obtenga aguas abajo de la conexión.

Todo esto es de aplicación si se considerase, además, la conexión como reversible y el sentido del flujo por la misma pudiese variar entre los sistemas.

### 7. Cálculo de la capacidad de un sistema de transporte

La capacidad de un sistema de transporte viene dada, en una primera aproximación, por la combinación del cálculo de la capacidad de los elementos que lo constituyen, es decir, por la máxima emisión de una planta de regasificación, el máximo caudal que se puede vehicular a través de los gasoductos de transporte y estaciones de compresión, por la máxima emisión o

## PD-10

inyección de los almacenamientos subterráneos, y por el máximo caudal vehiculado a través de las estaciones de regulación y medida.

Sin embargo el comportamiento de estos elementos cuando componen un sistema integrado de transporte depende de cómo estén interrelacionados entre sí, es decir, de la configuración de la red y, también en gran medida, de cómo son los flujos internos dentro de este sistema ya que este puede cambiar de sentido según el escenario de oferta-demanda.

A pesar de que no todos los operadores de las redes de transporte calculan de forma idéntica la capacidad de sus sistemas, en todos los casos coinciden en los conceptos a aplicar y están basados en la utilización de simuladores que contemplan modelos hidráulicos, de general aceptación y reconocidos en la industria del gas, que calculan la distribución de flujos y presiones en la red, considerando al menos:

- La configuración de la red
- Modelos internos que calculan los elementos de red explicados teniendo en cuenta sus parámetros físicos
- La red en estado estacionario, es decir las entradas en el sistema son iguales a las salidas del mismo
- Diferentes escenarios de demanda sobre la base de temperaturas normales y estacionales
- Los valores de presión mínima y máxima a nivel técnico y comercial

Con relación a las presiones mínimas a considerar en las salidas, serán las establecidas en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

Se considerará 40 bar como presión mínima de aspiración de una estación de compresión.

### **7.1 Cálculo de las capacidades operativa y disponible**

Los pasos a seguir para obtener las capacidades operativas (útil) y disponible de un sistema de transporte serán los siguientes:

1. Se determinarán los puntos principales del sistema y sus flujos.

Los flujos a considerar para las entradas y salidas al sistema serán:

- Flujos de entrada y salida desde/hacia una conexión internacional.
- Flujos entrada desde los yacimientos
- Flujos de entrada desde las plantas de regasificación
- Flujos de entrada y salida desde/hacia un almacenamiento subterráneo
- Flujos de salida a consumidores para generación eléctrica
- Flujos de salida a consumidores industriales
- Flujos de salida a redes de distribución

**PD-10**

- Flujos de entrada y salida desde/hacia redes de transportistas a los que está conectado
2. Se establecerán tres escenarios base:
- Punta
  - Invernal
  - Estival.

Estos escenarios tendrán en cuenta los niveles de demanda característicos de cada período considerado y, a cada salida del sistema, se le asociará el segmento del mercado que le corresponda.

Los flujos para cada salida a consumidores o redes de distribución, dependerán de los tres segmentos de consumo característicos: consumo para generación eléctrica, consumo industrial y consumo doméstico-comercial.

Para el cálculo de la capacidad se deberán tener en cuenta los niveles de demanda previstos según la época (estival, invernal, punta), los factores de simultaneidad y las previsiones de consumos de los grandes clientes.

Para el cálculo de la capacidad máxima de la red, en el caso de los consumidores eléctricos se considerará un régimen de funcionamiento al 100% para cada grupo en operación, independientemente de que los grupos se encuentren en operación comercial o en pruebas.

En los casos de los flujos de salida a consumidores industriales, se considerarán los datos disponibles de su consumo horario real, y en su defecto se determinará su consumo horario medio en función de su facturación y horas de utilización estimadas.

En los casos de los flujos de salida a redes de distribución, el consumo doméstico-comercial considerado dependerá de:

- La temperatura del período del escenario a considerar: invernal, estival, etc.
- Patrones de consumo de los consumidores que se alimentan de la red de distribución conectada a la salida del sistema de transporte.

Se aplicarán estos patrones de consumo, así como sus variaciones en función de la temperatura del período considerado, obteniéndose de las aplicaciones de predicción de demanda consideradas en el protocolo de detalle correspondiente (PD-03).

3. Para las entradas se contemplará:
- La máxima presión y caudal a la que pueda emitir cada planta de regasificación
  - La máxima presión y caudal disponible de entrega por el operador aguas arriba en las conexiones internacionales
  - La máxima presión y caudal a la que puedan emitir los yacimientos nacionales
  - En el caso de gasoductos de transporte secundarios, máxima presión y caudal disponible de entrega por el operador aguas arriba en el PCTT

## PD-10

4. Para los almacenamientos subterráneos:
  - Para el escenario punta, se considerará la extracción al máximo
  - Para el escenario invernal, se considerará la extracción hasta el nivel establecido en la regla invernal que esté vigente
  - Para el escenario estival, se considerará la inyección al máximo
5. Se llevará el sistema a su saturación para todos los escenarios eligiéndose el más restrictivo para cada período, este será por tanto el que consideraremos como escenario base punta, invernal y estival.

Una vez que los escenarios están definidos tanto para las entradas como para las salidas del sistema, incluyendo los almacenamientos subterráneos, se calculará la capacidad máxima llevando el sistema a su saturación, es decir, los flujos internos en el sistema se maximizarán hasta que se alcance alguna de las restricciones de la red; como la presión mínima en una salida, la presión máxima en una entrada o la potencia máxima de una estación de compresión.

6. A partir de estos escenarios base se irá calculando la capacidad incrementalmente en función de los nuevos escenarios que sean solicitados en cada momento.

Para determinar la viabilidad de una nueva conexión se requerirá analizar el comportamiento de la red en su punto concreto de conexión, única opción que posibilita garantizar adecuadamente el suministro simultáneo a los clientes en servicio y al nuevo consumo en el escenario de máxima emisión horaria.

### **7.2 Capacidades a publicar**

Cada transportista publicará, aplicando a cada uno de los conceptos la clasificación incluida en el apartado 1.4 sobre definiciones de la NGTS-01, la capacidad de transporte para su sistema global, detallando la capacidad por cada una de sus entradas (conexiones con plantas de regasificación, yacimientos nacionales), conexiones con almacenamientos subterráneos y conexiones internacionales y conexiones con otros Transportistas en cada PCTT (en GWh/día,  $Mm^3(n)/día$ ).

También publicarán las capacidades de las estaciones de compresión, de los nudos relevantes de su sistema; y de aquellos puntos con congestión física o que puedan provocar restricciones en su sistema de transporte.

En el caso de las conexiones internacionales y PCTT, se publicará la capacidad en ambos sentidos y los coeficientes incrementales de presión por unidad de volumen en  $bara/Mm^3(n)$  debiendo este último ser consensuado entre los operadores de la conexión.

### **8. Cálculo de la capacidad de redes de distribución y de redes de transporte secundario.**

La capacidad máxima de una red de distribución, o de transporte secundario de un determinado nivel de presión, se define como el gas que se puede vehicular en el escenario de

máxima demanda horaria ( $m^3(n)/h$ ), manteniendo la presión de garantía más restrictiva en todos los puntos del sistema. Esta capacidad depende de la presión en la/s entrada/s de la red, así como de las pérdidas de carga existentes.

### **8.1 Aspectos relevantes para el cálculo de la capacidad**

La capacidad de una red de distribución, o de transporte secundario, viene dada por la combinación del cálculo de la capacidad de los elementos que la constituyen, es decir, por el máximo caudal que puede vehicular a través de las redes y por el máximo caudal vehicuable a través de las estaciones de regulación y/o medida.

A pesar de que no todos los operadores de las redes de distribución y de transporte secundario calculan de forma idéntica la capacidad de sus sistemas, sí coinciden en los conceptos generales a aplicar, siendo éstos los siguientes:

- a) Disponer de un modelo matemático que reproduzca el comportamiento aproximado de la red en la hora de máxima emisión, utilizando un simulador de redes de reconocido prestigio.
- b) El cálculo de la distribución de flujos y presiones en la red se realizará en estado estacionario, es decir las entradas del sistema son iguales a las salidas del mismo.
- c) Se considerarán los flujos de entrada y salida correspondientes a la hora de máxima emisión del sistema:
  - Flujos de entrada: los aportes de las estaciones de regulación y/o medida de cabecera del sistema.
  - Flujos de salida: los correspondientes a consumidores industriales y a puntos de entrega a redes y/o consumidores doméstico-comerciales.

En consumidores industriales se considerarán los datos disponibles de su consumo horario real, y en su defecto se determinará su consumo horario medio en función de su facturación y horas de utilización estimadas.

Los valores de los flujos de salida deberán ser los correspondientes a un escenario climatológico de máxima demanda (ola de frío), y contemplarán los factores de simultaneidad correspondientes.

Dichas previsiones se obtendrán de las aplicaciones de predicción de demanda consideradas en el protocolo de detalle correspondiente.

- d) Se considerará la reserva de capacidad correspondiente al crecimiento vegetativo doméstico-comercial, así como las puestas en servicio previstas en consumidores industriales.
- e) Presión máxima de cálculo en las entradas al sistema (PCTT/PCTD):

Serán las establecidas en las Normas de Gestión Técnica del Sistema en su apartado 2.4.4., o en los acuerdos mutuos definidos entre Distribuidor y GTS/Transportista, siempre que no se supere la presión máxima de operación autorizada.
- f) Presiones mínimas de cálculo:

Presiones mínimas que son necesarias disponer en la entrada de los puntos de entrega, para garantizar como mínimo los valores de presión definidos en el apartado 2.5.2. de las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

- g) Velocidad máxima del gas: 20 m/seg, independientemente de que las presiones resultantes sean superiores a los valores mínimos indicados.
- h) Caudal máximo suministrable desde las estaciones de regulación y/o medida situadas en cabecera del sistema, según los criterios indicados en el apartado 6.3.

## **8.2 Cálculo de las capacidades operativa y disponible**

Una vez calculada la capacidad de acuerdo con el apartado anterior, se determinarán las capacidades operativa (útil) y disponible de una red evaluando el caudal adicional que se puede entregar llevando el sistema a su saturación, es decir hasta que se alcance alguna de las restricciones de la red como la presión mínima en una salida, la presión máxima en una entrada o la capacidad de emisión máxima en una estación de regulación y medida, manteniendo las presiones mínimas de garantía.

El valor resultante tendrá la consideración de orientativo, dado que las redes de distribución y de transporte secundario están compuestas de ramificaciones y derivaciones con diámetros, consumos y pérdidas de carga variables en función de cada ramal o derivación, obteniéndose unos valores de capacidad disponible muy variables en función de dónde se considere el nuevo consumo.

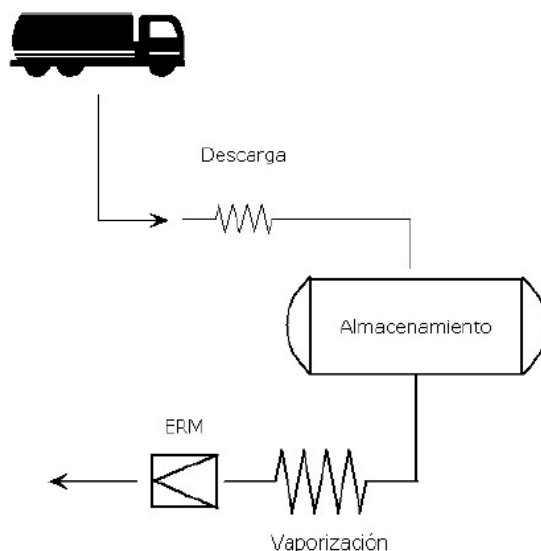
Por ello, para determinar la viabilidad real de suministro a un nuevo consumo, se requiere analizar el comportamiento de la red en su punto concreto de conexión, única opción que posibilita garantizar adecuadamente el suministro simultáneo a los clientes en servicio y al nuevo consumo en el escenario de máxima emisión horaria.

## **8.3 Capacidades a publicar**

La información a publicar corresponderá a las capacidades de los gasoductos de transporte secundario que tengan características operativas y densidad de puntos de salidas similares a las de un gasoducto de transporte primario, de acuerdo con lo establecido en el apartado 7.2.

## **9. Cálculo de la capacidad de plantas satélites de GNL**

Las capacidades de las plantas satélites de GNL se calcularán en función de los diferentes equipos que las componen, teniendo en cuenta los aspectos de operación, almacenamiento y capacidades de emisión y de descarga para su aprovisionamiento, de forma que se garantice la seguridad de suministro y el funcionamiento correcto de las instalaciones.



Para determinar la capacidad de las plantas satélites de GNL, se tendrá en cuenta el dimensionamiento de las diferentes partes que las componen:

1. Capacidad de almacenamiento
2. Capacidad de vaporización
3. Capacidad de regulación
4. Capacidad de descarga.

### 9.1 Capacidad de almacenamiento

La capacidad de almacenamiento tendrá en cuenta el volumen geométrico (VG) de los depósitos de almacenamiento, el nivel máximo de llenado de los mismos que permita la condición mínima de vaporización y el valor máximo de vaciado que garantice las condiciones criogénicas de los tanques. Se establece con ello la capacidad real de almacenamiento (CRA) disponible de los depósitos, que responderá a la relación:

$$CRA = 0,85 \times VG$$

Así mismo, se deberá garantizar el suficiente stock de almacenamiento, que en función del consumo máximo de la demanda (CMD) permita un margen de días de autonomía (DA) ante eventualidades derivadas del abastecimiento (transporte, distancia planta de abastecimiento, frecuencia de descargas, etc.). Este stock, o días de autonomía responderá a la expresión:

$$DA = \frac{CRA}{CMD} \text{ de donde } CRA = DA \times CMD$$

Como margen operativo se establece para cada planta satélite, que DA será de tres días (DA = 3) como situación normal, incrementándose a 4 días (DA = 4) para aquellos casos en que la DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO SUBDIRECCIÓN GENERAL DE HIDROCARBUROS 03/05/2007 10:55:58 Pág. 77 planta satélite se encuentre a una distancia superior a 300 km de la planta de abastecimiento, o la frecuencia de descarga sea igual o superior a 1 cisterna/día.



### **9.2 Capacidad de vaporización**

La capacidad de vaporización, expresada en  $m^3(n)/h$ , dependerá de los siguientes elementos:

- Calderas.
- Bombas de recirculación de agua.
- Circuitos asociados.
- Intercambiadores.

Como margen operativo, ante la posibilidad de avería o mantenimiento de los diferentes elementos que constituyen el conjunto de vaporización, la capacidad de vaporización debe garantizar el consumo previsto, aun dejando el 50% de sus elementos fuera de servicio.

### **9.3 Capacidad de regulación**

La capacidad de regulación, se calculará conforme a lo establecido en el apartado 7.3.

### **9.4 Capacidad de descarga**

La capacidad de descarga deberá garantizar que el tiempo de descarga en la planta satélite sea inferior a 2,5 horas, comprendiendo la conexión, descarga y operaciones previas y posteriores.

Como margen operativo, las plantas con una frecuencia punta de descarga de cisternas superior a 2 cisternas/día, deberán disponer de al menos dos instalaciones de descarga independientes.

### **9.5 Capacidades a publicar**

Cada titular de plantas satélites de GNL conectadas a redes de distribución publicará, para cada una de ellas, el término municipal donde están localizadas, y, aplicando a cada uno de los conceptos la clasificación incluida en el apartado 1.4 sobre definiciones de la NGTS-01, la capacidad de almacenamiento ( $m^3$  GNL), la capacidad de vaporización ( $m^3$  (n)/h) y la capacidad de descarga de cisternas ( $m^3$  GNL/h).