

RANGOS ADMISIBLES 2024 – 2039

31 Octubre 2023

DIRECCIÓN DE DESARROLLO DEL GTS
DIRECCIÓN GENERAL DE GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA



Índice



- 1. Introducción y alcance**
2. Características técnicas de las instalaciones del sistema gasista
3. Capacidades de transporte entre las diferentes áreas del sistema
4. Capacidad independiente de integración de 5% hidrógeno renovable en la red de transporte de gas natural
5. Capacidad firme integración biometano en distribución sin flujo inverso

1. Introducción y alcance



El presente documento de '**Rangos Admisibles 2024-2039**' se ha realizado conforme a lo establecido en el Protocolo de detalle 09 sobre el '*Cálculo de rangos admisibles para los valores de las variables básicas de control dentro de los rangos normales de operación del sistema*', con detalle trimestral para el año gasista 2023/2024 y con detalle anual a para los años siguientes hasta 2039.



La información, tanto de Plantas de Regasificación como de Almacенamientos Subterráneos y Yacimientos, ha sido integrada por el Gestor Técnico del Sistema tras ser reportada por los promotores de dichas infraestructuras.



La red de transporte ha sido sometida a tests de estrés, con la consiguiente identificación de las potenciales áreas del Sistema Gasista.



Por primera vez, se ha incluido información de capacidades relativa a la integración de biometano e hidrógeno en el sistema de gas natural.



1. Introducción y alcance
2. **Características técnicas de las instalaciones del sistema gasista**
3. Capacidades de transporte entre las diferentes áreas del sistema
4. Capacidad independiente de integración de 5% hidrógeno renovable en la red de transporte de gas natural
5. Capacidad firme integración biometano en distribución sin flujo inverso

2.1 Características técnicas plantas

Producciones nominales y características del pantalán

Plantas de Regasificación	Implantados sistemas de recuperación de boil-off ⁽¹⁾	Producción nominal a Red de Transporte		Descarga de metaneros	
		Nm ³ /h	GWh/día	nº atraques	Cap. máx (m ³) GNL
Barcelona	SI	1.950.000	544	2	266.000
Huelva	SI	1.350.000	377	1	180.000
Cartagena	SI	1.350.000	377	2	266.000
El Musel		800.000 ⁽³⁾	223 ⁽³⁾	1	266.000
Bilbao		800.000	223	1	270.000
Sagunto	SI	1.000.000	279	1	267.000 ⁽²⁾
Mugardos		412.800	115	1	266.000

(1) Emisión mínima necesaria que permite la recuperación del boil-off.

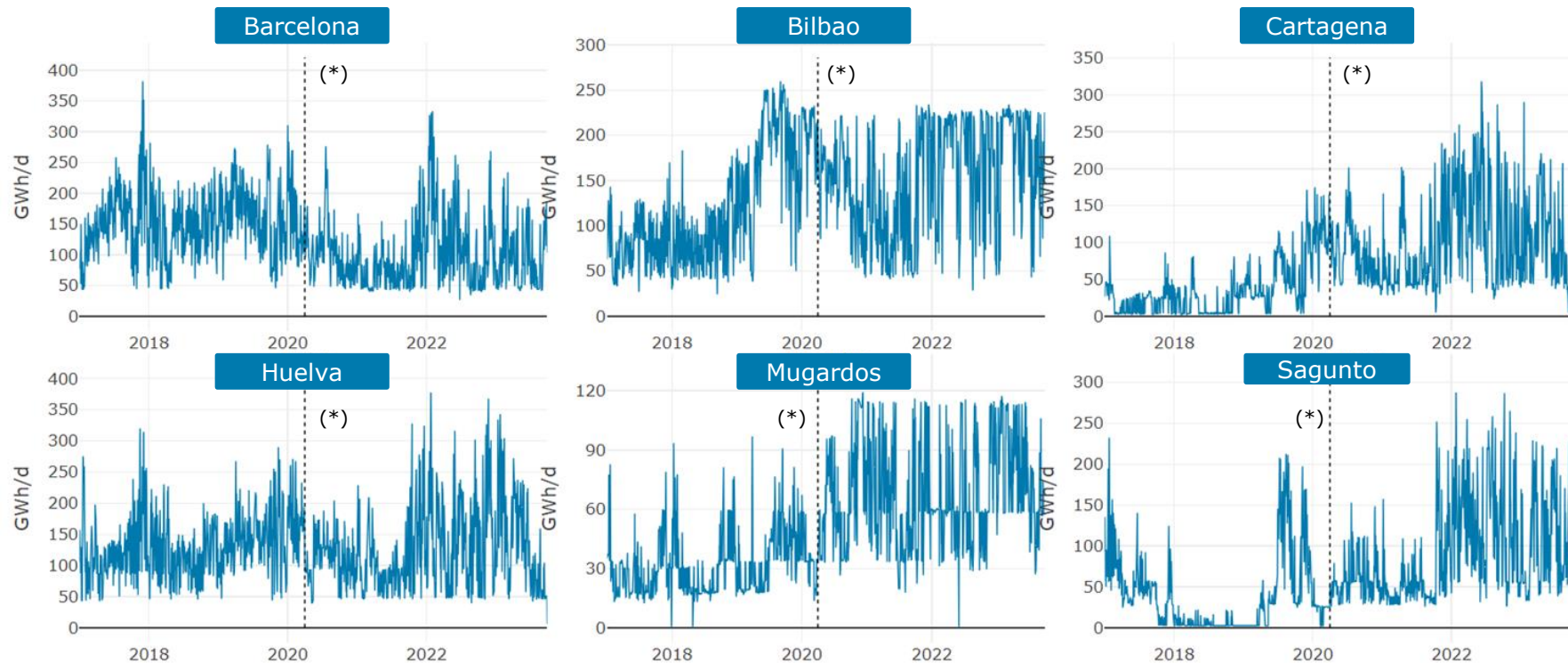
(2) Será necesaria la realización de un estudio de compatibilidad previo a la primera descarga/carga

(3) Emisión sujeta a lo estipulado en la orden TED/578/2023

PCS = 11,63 kWh/m3(n)

2.1 Características técnicas plantas

Producciones históricas de las terminales (2017-2023)



(*) El 01 abril 2020 entró en vigor el TVB (tanque virtual de balance) según lo indicado en la Circular 2/2020, de 9 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance de gas natural.

2.1 Características técnicas plantas

Capacidad de carga de cisternas

Planta El Musel

Carga cisternas: 9 GWh/día
Nº cargaderos: 2
Carga cisternas: **30 cisternas/día.**



Planta BBG

Carga cisternas: 5,1 GWh/día
Nº cargaderos: 1
Carga cisternas: **17 cisternas/día.**



Planta Barcelona

Carga cisternas: 17,4 GWh/día
Nº cargaderos: 3
Carga cisternas: **58 cisternas/día.**



Planta Mugardos

Carga cisternas: 10,5 GWh/día
Nº cargaderos: 2
Carga cisternas: **35 cisternas/día.**



Planta Sagunto

Carga cisternas: 10,5 GWh/día
Nº cargaderos: 2
Carga cisternas: **35 cisternas/día.**



Planta Huelva

Carga cisternas: 17,4 GWh/día
Nº cargaderos: 3
Carga cisternas: **58 cisternas/día.**



Planta Cartagena

Carga cisternas: 17,4 GWh/día
Nº cargaderos: 3
Carga cisternas: **58 cisternas/día.**



2.1 Características técnicas plantas

Capacidad de almacenamiento en plantas de regasificación (m³ GNL)

Planta de regasificación	Nombre del tanque	Volumen mínimo (talones) m3 GNL	Volumen máximo m3 GNL
Barcelona	TK-1400	7.200	80.000
	TK-2001	7.200	80.000
	TK-3000	13.500	150.000
	TK-3001	13.500	150.000
	TK-3002	13.500	150.000
	TK-3003	13.500	150.000
Huelva	TK-FB-101	5.400	60.000
	TK-FB-111	9.450	100.000
	TK-FB-121	13.500	150.000
	TK-FB-131	13.500	159.500
	TK-FB-141	13.500	150.000
Cartagena	FB-201	4.950	55.000
	FB-221	9.450	105.000
	FB-231	11.430	127.000
	FB-241	13.500	150.000
	FB-251	13.500	150.000
El Musel	(*)	-	130.000

(*) Incluye la capacidad de almacenamiento de la terminal asociada a TVB

Planta de regasificación	Nombre del tanque	Volumen mínimo (talones) m3 GNL	Volumen máximo m3 GNL
Bilbao	FB-101	13.500	150.000
	FB-102	13.500	150.000
	FB-103	13.500	150.000
Sagunto	TK-FB-01	6.314	150.000
	TK-FB-02	6.314	150.000
	TK-FB-03	6.314	150.000
	TK-FB-04	6.314	150.000
Mugardos	TK211	13.500	150.000
	TK221	13.500	150.000
TOTAL PLANTAS		269.336	3.446.500

2.1 Características técnicas plantas

Ventanas de llegada (horas)

Por definición del PA-3, es el periodo disponible para la entrada del metanero en la planta para iniciar carga/descarga

Plantas Regasificación	Tamaño de buques (m ³ GNL)					
	XS V < 9.000	S 9.000 < V ≤ 40.000	M 40.000 < V ≤ 75.000	L 75.000 < V ≤ 150.000	XL 150.000 < V ≤ 216.000	XXL V ≥ 216.000
Barcelona				36 horas ⁽¹⁾		
Huelva				36 horas ⁽²⁾		
Cartagena				36 horas ⁽¹⁾		
El Musel						
Bilbao	18 horas ⁽²⁾	24 horas ⁽²⁾		36 horas		48 horas
Sagunto		24 horas ⁽¹⁾			36 horas ⁽¹⁾	
Mugardos				36 horas ⁽²⁾		

(1) Desde las 06:00h de la fecha asignada.

(2) Desde 2 horas antes de que se produzca la primera marea alta dentro de la fecha asignada.

Información no facilitada

2.1 Características técnicas plantas

Plancha de descarga (horas)

Por definición del PA-3, es el periodo disponible para efectuar la descarga/carga de GNL, después de la entrada en las ventana de descarga. Depende del tamaño del metanero y de las instalaciones de la planta

Plantas Regasificación	Tamaño de buques (m ³ GNL)						
	XS V < 9.000	S 9.000 < V ≤ 40.000	M 40.000 < V ≤ 75.000	L 75.000 < V ≤ 150.000	XL 150.000 < V ≤ 216.000	XXL V ≥ 216.000	
Barcelona		36 horas			36 / 48 horas ⁽¹⁾		48 horas
Huelva		36 horas			36 horas ⁽³⁾		
Cartagena		36 horas			36 / 48 horas ⁽¹⁾		48 horas
El Musel	(*)						
Bilbao	18 horas ⁽²⁾	24 horas ⁽²⁾	36 horas		48 horas		
Sagunto	-	24 horas	36 horas				48 horas
Mugardos		36 horas			36 / 48 horas ⁽¹⁾		48 horas

(1) Descargas hasta 200.000 m³ GNL --> 36 h Descargas > 200.000 m³ GNL --> 48 h

(2) Dependerá de las características de los buques

(3) Planta de Huelva puede albergar buques de hasta 180.000 m³ de GNL.

(*) En la planta El Musel no se oferta el servicio de descarga buques al mercado.

[Para más detalle consultar PA-3 "Procedimiento de la duración de los SLOTS estándar" publicado por el GTS sobre el comienzo del tiempo de plancha.](#)

2.1 Características técnicas plantas

Velocidad de descarga (m³ GNL/hora)

Unidad: m³ GNL/hora

Plantas Regasificación	Tamaño de buques (m ³ GNL)					
	XS V < 9.000	S 9.000 < V ≤ 40.000	M 40.000 < V ≤ 75.000	L 75.000 < V ≤ 150.000	XL 150.000 < V ≤ 216.000	XXL V ≥ 216.000
Barcelona (*) (***)	4.000	4.000	hasta 12.000	hasta 12.000	hasta 12.000	hasta 12.000
Huelva (*)	4.000	4.000	hasta 12.000	hasta 12.000	hasta 12.000	-
Cartagena (*) (***)	4.000	4.000	hasta 12.000	hasta 12.000	hasta 12.000	hasta 12.000
El Musel						
Bilbao	Dependerá de las características de los buques		12.000	12.000	12.000	12.000
Sagunto		12.000	12.000	12.000	12.000	12.000
Mugardos	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000

Información no facilitada

(*) En función de las características del buque

(**) Planta de Huelva puede albergar buques de hasta 180.000 m³ de GNL.

(***) En Barcelona y Cartagena las velocidades de descarga pueden verse limitadas en caso de una operación simultáneamente en el otro pantalán.

2.1 Características técnicas plantas

Velocidad de carga (m³ GNL/h)

Unidad: m³ GNL/hora

Plantas Regasificación	Pantalán	Tamaño de buques (m ³ GNL)					
		XS V < 9.000	S 9.000 < V ≤ 40.000	M 40.000 < V ≤ 75.000	L 75.000 < V ≤ 150.000	XL 150.000 < V ≤ 216.000	XXL V ≥ 216.000
Barcelona	Pantalán 1 grande	4200 ⁽¹⁾	4200 ⁽¹⁾	4200 ⁽¹⁾	4200 ⁽¹⁾	4200 ⁽¹⁾	4200 ⁽¹⁾
	Pantalán 2 pequeño	4.200 ⁽¹⁾	4.200 ⁽¹⁾	4.200 ⁽¹⁾	-	-	-
Huelva	Pantalán 1 grande	3.600	3.600	3.600	3.600	3600 ⁽⁵⁾	-
	Pantalán 2 pequeño	3.600	3.600	3.600	-	-	-
Cartagena	Pantalán 1	7222 ⁽¹⁾	7222 ⁽¹⁾	7222 ⁽¹⁾	7222 ⁽¹⁾	7222 ⁽¹⁾	7222 ⁽¹⁾
	Pantalán 2	2.000 ⁽¹⁾⁽³⁾	2.000 ⁽¹⁾⁽³⁾	2.000 ⁽¹⁾⁽³⁾	-	-	-
El Musel	Pantalán 1						
Bilbao	Pantalán 1	3.000 ⁽³⁾	3.000 ⁽³⁾	3.000	3.000	3.000	3.000
Sagunto	Pantalán 1	3.000 ⁽³⁾	3.000 ⁽³⁾	3.000	3.000	3.000	3.000
Mugardos ⁽⁴⁾	Pantalán 1	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000


(1) En Barcelona y Cartagena las velocidades de carga pueden verse limitadas en caso de haber una operación simultáneamente en el otro pantalán.

(2) Todas las velocidades de carga son las que la terminal es capaz de dar, pero siempre limitará la cantidad que el barco sea capaz de recibir cumpliendo las condiciones de retorno de BOG a la planta y las condiciones en las que se encuentre la planta en ese momento (emisión requerida, niveles en tanques, presiones y retorno de boil-off, etc...)

(3) Dependerá de si se utilizan los brazos o si se utilizan mangueras, lo cual está condicionado por las características del buque. En el caso de mangueras el ratio en Cartagena disminuirá a 650 m³/h, en Bilbao a 1.500 m³/h y en Sagunto 600 m³/h

(4) En la terminal de Mugardos, la velocidad de carga indicada es la correspondiente a realizar una carga con la regasificación nominal de la terminal sin carga de cisternas. Se podrá aumentar hasta unos 1500 m³/h en el caso de funcionar al mínimo técnico de 210.000 Nm³/h y sin realizar carga de cisternas.

(5) Planta de Huelva puede albergar buques de hasta 180.000 m³ de GNL.

 Información no facilitada

2.2 Conexiones Internacionales

Capacidades técnicas

<i>GWh/día</i>	Importación	Exportación
Tarifa	444	32
Almería	338	-
VIP Pirineos	225	225+40
VIP Ibérico	80	144

NOTA: La capacidad de importación por Tarifa sigue disponible, a pesar de no estar siendo utilizada desde el 1 de Noviembre de 2021.

El Reglamento 984/2013 de la Comisión, de 14 de octubre, establece un código de red sobre los mecanismos de asignación de capacidad en las redes de transporte de gas (NC de CAM) y completa el Reglamento (CE) nº 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural. En base a lo establecido en el Artículo 6 del citado Reglamento, Enagás junto con TEREGA y Enagás junto con 'REN Gasodutos' maximizan la oferta de capacidad agrupada mediante la optimización de la capacidad técnica en el VIP Pirineos y VIP Ibérico, respectivamente.

La información sobre las Capacidades técnicas se puede consultar en el siguiente enlace:

[Capacidades técnicas conexiones internacionales | Enagas GTS](#)

2.3 Almacenamientos Subterráneos

Gas útil

<i>GWh</i>	23/24	24/25	25/26	26/27	27/28	28/29	29/30	38/39
Serrablo	9.193	9.730	9.730	9.730	9.730	9.730	9.730	9.730
Gaviota	18.340	18.340	18.340	18.340	18.340	18.340	18.340	18.340
Marismas	831	831	831	1.615	1.615	2.597	6.836	7.615
Yela	5.815	6.978	6.978	6.978	6.978	6.978	6.978	6.978
Total	34.179	35.878	35.878	36.662	36.662	37.644	41.883	42.662

Gas colchón no extraíble

<i>GWh</i>	23/24	24/25	25/26	26/27	27/28	28/29	29/30	38/39
Serrablo	3.215	3.215	3.215	3.215	3.215	3.215	3.215	3.215
Gaviota	13.189	13.189	13.189	13.189	13.189	13.189	13.189	13.189
Marismas	5.364	5.364	5.364	5.364	5.364	5.364	5.364	5.364
Yela	7.025	7.025	7.025	7.025	7.025	7.025	7.025	7.025
Total	28.793	28.793	28.793	28.793	28.793	28.793	28.793	28.793

2.3 Almacenamientos Subterráneos

**Capacidad
máxima de
extracción**

máxima extracción

GWh/día	Invierno 23/24	Invierno 24/25	Invierno 25/26	Invierno 26/27	Invierno 27/28	Invierno 28/29	Invierno 29/30	Invierno 38/39
Serrablo	71	79	79	79	79	79	79	79
Gaviota	58	68	68	68	68	68	68	68
Marismas	2	2	2	2	5	10	15	44
Yela	70	93	93	93	93	93	93	93
Total	201	242	242	242	245	250	255	284

**Extracción a
final de periodo**

máxima extracción final periodo

GWh/día	Invierno 23/24	Invierno 24/25	Invierno 25/26	Invierno 26/27	Invierno 27/28	Invierno 28/29	Invierno 29/30	Invierno 38/39
Serrablo	11	11	11	11	11	11	11	11
Gaviota	68	68	68	68	68	68	68	68
Marismas	2	2	2	2	5	10	15	44
Yela	28	28	28	28	28	28	28	28
Total	109	109	109	109	112	117	122	151

**Capacidad
máxima de
inyección**

máxima inyección

GWh/día	Verano 24	Verano 25	Verano 26	Verano 27	Verano 28	Verano 29	Verano 30	Verano 39
Serrablo	46	46	46	46	46	46	46	46
Gaviota	53	53	53	53	53	53	53	53
Marismas	2	2	2	2	5	10	15	44
Yela	44	44	66	110	110	110	110	110
Total	145	145	167	211	214	219	224	253

2.4 Estaciones de Compresión



Estación de Compresión	Compresores	Potencia instalada (KW ISO)
Alcázar de San Juan	2+1	45.870
Algete	1+1	8.216
Almendralejo **	4+1	21.401
Bañeras	4+1	26.909
Chinchilla	2+1	45.870
Córdoba	4+1	57.605
Crevillente	1+1	22.400
Denia	2+1	14.760
Haro	1+1	22.370
Montesa	2+1	33.555
Navarra	1+1	37.176
Paterna	3+1	21.781
Puertollano	2+1	10.515
Sevilla	2+1	43.560
Tivissa	2+1	33.877
Villar de Arnedo	2+1	36.300
Zamora **	2+1	12.630
Zaragoza	2+1	14.013
Irún*	1+1	11.180

* La estación de compresión de Irún se compone de 2 motocompresores (eléctricos)

** Sustituido un turbocompresor por un motocompresor (eléctrico)

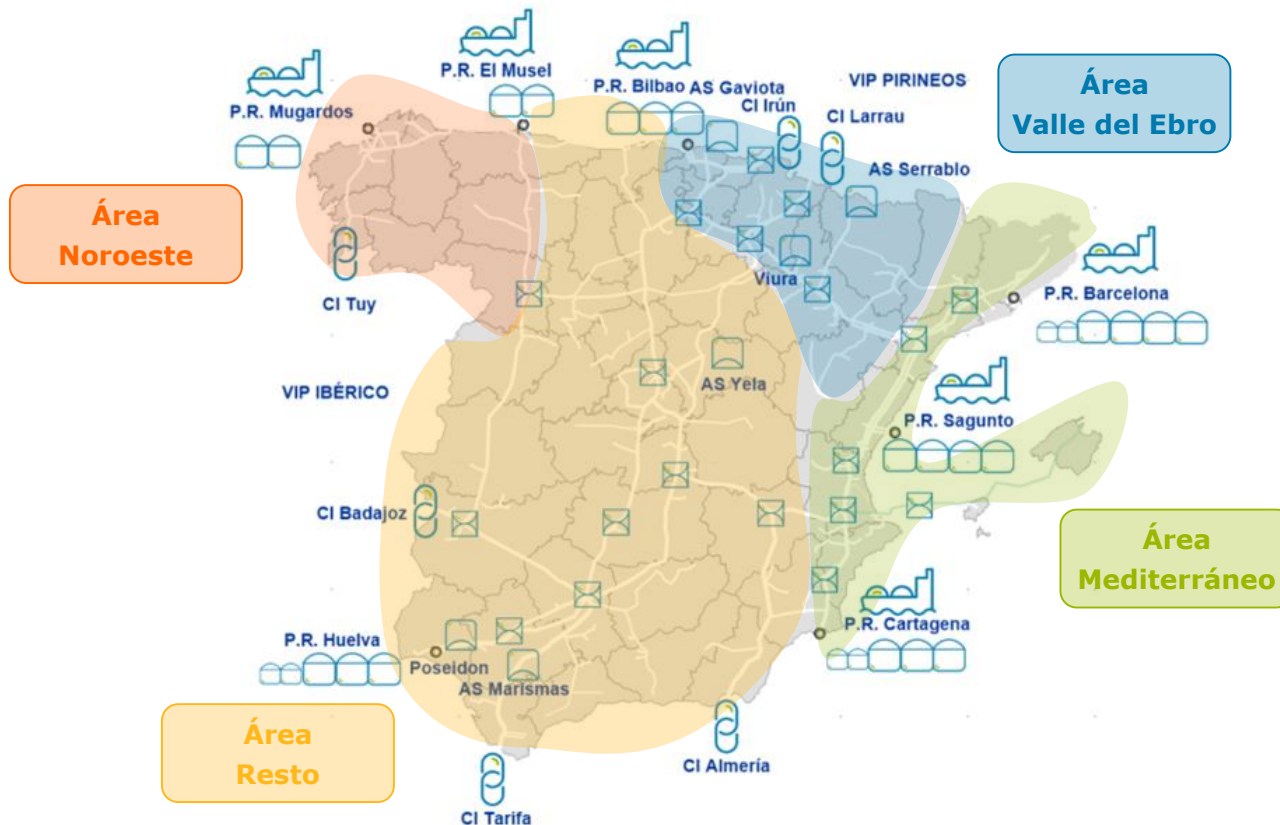
NOTA: datos de potencia total instalada expresadas en KW



1. Introducción y alcance
2. Características técnicas de las instalaciones del sistema gasista
- 3. Capacidades de transporte entre las diferentes áreas del sistema**
4. Capacidad independiente de integración de 5% hidrógeno renovable en la red de transporte de gas natural
5. Capacidad firme integración biometano en distribución sin flujo inverso

3.1 Identificación de las áreas

El Sistema Gasista español queda segmentado únicamente por las siguientes áreas:



3.2 Metodología



Cálculo del caudal máximo transportable del sistema al área (A_{in}) y el máximo transportable del área al sistema (A_{out}).



Cálculo de la aportación mínima de las plantas para cubrir la demanda de cada área.



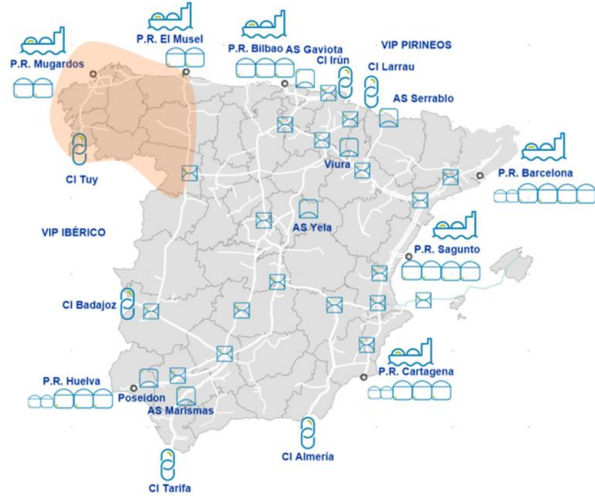
Cálculo del máximo caudal inyectable desde las plantas de cada área para cubrir la demanda del sistema.



Para ello, se realizan simulaciones de estrés de cada área maximizando los valores de A_{in} y A_{out} en 3 escenarios climáticos (pico, verano e invierno) y 2 horizontes temporales (2024 y 2025-2039).

3.3 Área Noroeste: Descripción

NOROESTE



actual

Puntos de entrada

Plantas de GNL

Mugardos	115	GWh/día
El Musel (*)	223	GWh/día

CI Bidireccionales

CI Tuy	Capacidad integrada el el VIP Ibérico
--------	---------------------------------------

(*) Emisión sujeta orden TED/578/2023

PCS 11,63 KWh/m³(n)

Nota: En 2023 incorporación de El Musel a indicación del plan +Seguridad Energética del Gobierno

El **área Noroeste** se compone de las siguientes infraestructuras:

- Planta de Regasificación ubicada en Mugardos con 2 tanques de 150.000 m3 cada uno.
- Planta de Regasificación ubicada en Gijón con un tanque de 130.000 m3. (capacidad asociada al TVB)
- Conexión Internacional en Tuy, la cual forma parte del VIP Ibérico, junto con la conexión internacional de Badajoz, a la hora de poder contratar capacidad.
- Estación de Compresión en Zamora.
- Sus puntos frontera con el Sistema son la Estación de Compresión de Zamora y la Válvula de Llanera.

3.3 Área Noroeste: Resultados año 2024

NOROESTE	Oct - Dic		En - Mar		Abr - Jun		Jul - Sept	
	Alto	Central	Alto	Central	Bajo	Central	Bajo	Central
D. convencional	<i>Punta Laborable</i>	<i>Laborable Medio</i>	<i>Punta Laborable</i>	<i>Laborable Medio</i>	<i>Laborable Bajo</i>	<i>Laborable Medio</i>	<i>Laborable Bajo</i>	<i>Laborable Medio</i>
D. Eléctrica	<i>Máx CTCC del trimestre</i>	<i>Media histórica utilización CTCC del trimestre</i>	<i>Máx CTCC del trimestre</i>	<i>Media histórica utilización CTCC del trimestre</i>	<i>Min CTCC del trimestre</i>	<i>Media histórica utilización CTCC del trimestre</i>	<i>Min CTCC del trimestre</i>	<i>Media histórica utilización CTCC del trimestre</i>
Máximo transportable desde el sistema al área (A_{in}) (1)	80	[65-80]	80	[65-80]	70	[60-75]	70	[60-75]
% de la capacidad nominal de los medios de producción del área necesaria	≈ 55%	≈ 10%	≈ 35%	≈ 10%	≈ 0%	≈ 20%	≈ 15%	≈ 15%
Máximo transportable desde el área al sistema (A_{out}) (2)	0	[35-50]	40	[35-50]	60	[40-55]	50	[40-55]
% de la capacidad nominal de los medios de producción del área transportable	≈ 100%	≈ 90%	≈ 100%	≈ 90%	≈ 80%	≈ 90%	≈ 90%	≈ 90%
% no producible de los medios de producción del área	≈ 0%	≈ 10%	≈ 0%	≈ 10%	≈ 20%	≈ 10%	≈ 10%	≈ 10%

- Los escenarios altos representan el máximo transportable en condiciones de demanda punta.
- Para El Musel se ha considerado una capacidad de regasificación de 45 GWh/d en los escenarios central/bajo y 64 GWh/d en escenario alto. (Orden TED/578/2023, de 7 de junio)
- Considerar el 100% de la demanda eléctrica (CTCC 's) aumentará la necesidad de los medios de producción del área.
- (1): Un flujo exportador por la CI de Tuy, implica mayor necesidad de la planta de Mugaridos y un menor transporte desde el resto del sistema al área.
- (2): Un flujo importador por la CI de Tuy, implica mayor congestión de la planta de Mugaridos y aumenta el transporte del área al resto del sistema.

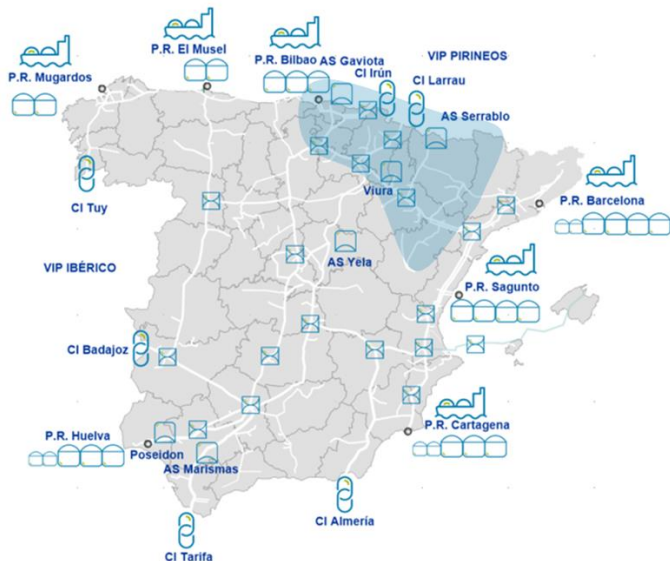
3.3 Área Noroeste: Resultados 2025-2039

NOROESTE	2025		2029		2034		2039	
	Punta	Media Anual	Punta	Media Anual	Punta	Media Anual	Punta	Media Anual
D. convencional	<i>Punta Laborable</i>	<i>Anual Medio</i>	<i>Punta Laborable</i>	<i>Anual Medio</i>	<i>Punta Laborable</i>	<i>Anual Medio</i>	<i>Punta Laborable</i>	<i>Anual Medio</i>
D. Eléctrica	<i>Máx CTCC del año</i>	<i>Media histórica utilización CTCC del año</i>	<i>Máx CTCC del año</i>	<i>Media histórica utilización CTCC del año</i>	<i>Máx CTCC del año</i>	<i>Media histórica utilización CTCC del año</i>	<i>Máx CTCC del año</i>	<i>Media histórica utilización CTCC del año</i>
Máximo transportable desde el sistema al área (A_{in}) (1)	80	[70 - 80]	80	[40-55]	80	[40-55]	80	[35-50]
% de la capacidad nominal de los medios de producción del área necesaria	≈ 60%	≈ 10%	≈ 30%	≈ 0%	≈ 40%	≈ 0%	≈ 40%	≈ 0%
Máximo transportable desde el área al sistema (A_{out}) (2)	Demanda superior a la capacidad de entrada al área	[50-60]	40	[55-70]	30	[55-70]	40	[55-70]
% de la capacidad nominal de los medios de producción del área transportable	≈ 100%	≈ 90%	≈ 100%	≈ 70%	≈ 100%	≈ 70%	≈ 100%	≈ 65%
% no producible de los medios de producción del área	≈ 0%	≈ 10%	≈ 0%	≈ 30%	≈ 0%	≈ 30%	≈ 0%	≈ 35%

- Los escenarios altos representan el máximo transportable en condiciones de demanda punta.
- Para El Musel se ha considerado una capacidad de regasificación de 45 GWh/d en los escenarios central/bajo y 64 GWh/d en escenario alto. (Orden TED/578/2023, de 7 de junio)
- Considerar el 100% de la demanda eléctrica (CTCC's) aumentará la necesidad de los medios de producción del área.
- (1): Un flujo exportador por la CI de Tuy, implica mayor necesidad de la planta de Mugaridos y un menor transporte desde el resto del sistema al área.
- (2): Un flujo importador por la CI de Tuy, implica mayor congestión de la planta de Mugaridos y aumenta el transporte del área al resto del sistema.

3.4 Valle del Ebro: Descripción

VALLE DEL EBRO



actual

Puntos de entrada

Plantas de GNL

Bilbao 223 GWh/día

Almacenamientos subterráneos

Gaviota 68 GWh/día

Serrablo 79 GWh/día

CI Bidireccionales

VIP Pirineos 265 GWh/día ES → FR

225 GWh/día ES ← FR

PCS 11,63 KWh/m³ (n)

El **área Valle del Ebro** se compone de las siguientes infraestructuras:

- Planta de Regasificación ubicada en Bilbao con tres tanques de GNL de 150.000 m³ cada uno.
- Conexión Internacional VIP Pirineos.
- Almacenamientos Subterráneos de Gaviota y Serrablo.
- Estaciones de Compresión en Haro, Villar de Arnedo, Zaragoza, Irún, Navarra y Tivissa.
- Sus puntos frontera con el Sistema son la Válvula de Treto, EC de Haro, EC de Villar de Arnedo y EC Tivissa.

3.4 Valle del Ebro: Resultados año 2024

VALLE DEL EBRO	Oct - Dic		En - Mar		Abr - Jun		Jul - Sept	
	Alto	Central	Alto	Central	Bajo	Central	Bajo	Central
<i>D. convencional</i>	Punta Laborable	Laborable Medio	Punta Laborable	Laborable Medio	Laborable Bajo	Laborable Medio	Laborable Bajo	Laborable Medio
<i>D. Eléctrica</i>	Máx CTCC del trimestre	Media histórica utilización CTCC del trimestre	Máx CTCC del trimestre	Media histórica utilización CTCC del trimestre	Min CTCC del trimestre	Media histórica utilización CTCC del trimestre	Min CTCC del trimestre	Media histórica utilización CTCC del trimestre

Máximo transportable desde el sistema al área (A _{in}) (1)	355	[330-350]	340	[300-320]	340	[360-380]	360	[370-390]
	100% Export. VIP PIRINEOS		100% Export. VIP PIRINEOS		100% Export. VIP PIRINEOS		100% Export. VIP PIRINEOS	
Utilización AASS	Capacidad extracción igual a cero		Capacidad extracción igual a cero		Capacidad de Inyección máxima		Capacidad de Inyección máxima	
% de la capacidad nominal de los medios de producción del área necesaria	≈60%	≈ 40%	≈70%	≈ 40%	≈70%	≈ 80%	≈60%	≈ 95%

Máximo transportable desde el área al sistema (A _{out}) (2)	290	[360-380]	260	[380-400]	325	[260-280]	320	[210-230]
	100% Import. VIP PIRINEOS		100% Import. VIP PIRINEOS		100% Import. VIP PIRINEOS		100% Import. VIP PIRINEOS	
Utilización AASS	Capacidad extracción máxima		Capacidad extracción máxima		Capacidad de Inyección igual a cero		Capacidad de Inyección igual a cero	
% de la capacidad nominal de los medios de producción del área transportable	≈100%	≈ 100%	≈100%	≈ 95%	≈100%	≈ 100%	≈100%	≈ 100%
% no producible de los medios de producción del área	≈ 0%	≈ 0%	≈ 0%	≈ 5%	≈ 0%	≈ 0%	≈ 0%	≈ 0%

- Los escenarios altos representan el máximo transportable en condiciones de demanda punta.
- Considerar el 100% de la demanda eléctrica (CTCC 's) aumentará la necesidad de los medios de producción del área.
- (*) Escenario Alto T1 y T2: Es necesario una producción de 41 GWh/d del Almacenamiento de Gaviota para satisfacer la demanda dentro del área.
- (1) Considerar máxima extracción en los almacenamientos de Gaviota y Serrablo en los trimestres 1 y 2 disminuye el trasporte desde el sistema al área.
- (1) Considerando un saldo 0 en VIP Pirineos disminuye la necesidad de los medios de producción (planta de Bilbao) y por consiguiente disminuye el transporte desde el sistema al área.
- (2) Considerando un saldo 0 en el VIP Pirineos los flujos de salida del área al resto del sistema se ven disminuidos. En los escenarios de demanda alta es necesario un flujo de entrada al área.

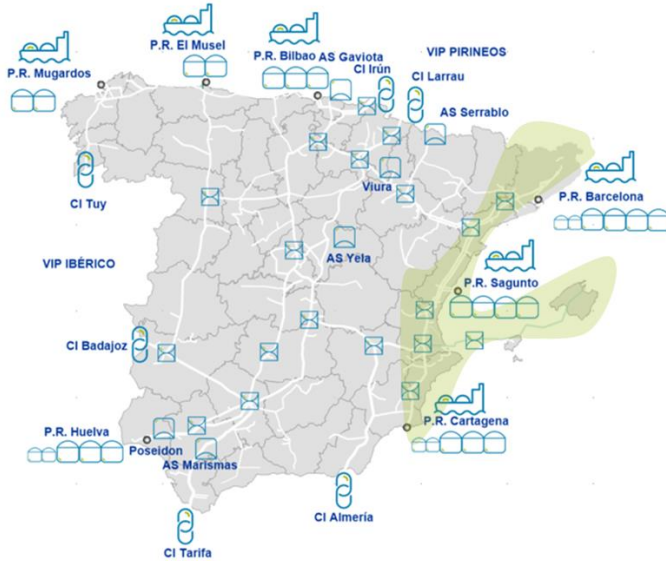
3.4 Área Valle del Ebro: Resultados 2025-2039

VALLE DEL EBRO GWh/d	2025		2029		2034		2039	
	Punta	Media Anual	Punta	Media Anual	Punta	Media Anual	Punta	Media Anual
D. convencional	Punta Laborable	Anual Medio	Punta Laborable	Anual Medio	Punta Laborable	Anual Medio	Punta Laborable	Anual Medio
D. Eléctrica	Máx CTCC del año	Media histórica utilización CTCC del año	Máx CTCC del año	Media histórica utilización CTCC del año	Máx CTCC del año	Media histórica utilización CTCC del año	Máx CTCC del año	Media histórica utilización CTCC del año
Máximo transportable desde el sistema al área (A(1))	340	[380-400]	350	[360-380]	350	[350-370]	370	[300-320]
	100% Export. VIP PIRINEOS		100% Export. VIP PIRINEOS		100% Export. VIP PIRINEOS		100% Export. VIP PIRINEOS	
Utilización AASS	Saldo cero en AASS		Saldo cero en AASS		Saldo cero en AASS		Saldo cero en AASS	
% de la capacidad nominal de los medios de producción del área necesaria	≈100%	≈ 0%	≈100%	≈ 0%	≈90%	≈ 0%	≈80%	≈ 0%
Máximo transportable desde el área al sistema (A(2))	180	[350-370]	270	[330-350]	300	[330-350]	300	[300-320]
	100% Import. VIP PIRINEOS		100% Import. VIP PIRINEOS		100% Import. VIP PIRINEOS		100% Import. VIP PIRINEOS	
Utilización AASS	Cap. extracción MAX	Saldo cero en AASS	Cap. extracción MAX	Saldo cero en AASS	Cap. extracción MAX	Saldo cero en AASS	Cap. extracción MAX	Saldo cero en AASS
% de la capacidad nominal de los medios de producción del área transportable	≈100%	≈100%	≈100%	≈100%	≈100%	≈95%	≈100%	≈100%
% no producible de los medios de producción del área	≈ 0%	≈ 0%	≈ 0%	≈ 0%	≈ 0%	≈ 5%	≈ 0%	≈ 0%

- Los escenarios altos representan el máximo transportable en condiciones de demanda punta.
- Considerar el 100% de la demanda eléctrica (CTCC's) aumentará la necesidad de los medios de producción del área.
- (1) Considerando un saldo 0 en VIP Pirineos disminuye la necesidad de los medios de producción (planta de Bilbao) y por consiguiente disminuye el transporte desde el sistema al área.
- (2) Considerando un saldo 0 en el VIP Pirineos los flujos de salida del área al resto del sistema se ven disminuidos. En los escenarios de demanda alta es necesario un flujo de entrada al área.

3.5 Área Mediterráneo: Descripción

MEDITERRÁNEO



actual

Puntos de entrada

Plantas de GNL

Barcelona	554	GWh/día
Cartagena	377	GWh/día
Sagunto	279	GWh/día

PCS 11,63 KWh/m³(n)

El **área del Mediterráneo** se compone de las siguientes infraestructuras:

- Plantas de Regasificación ubicadas en Barcelona, Cartagena y Sagunto, con seis, cinco y cuatro tanques respectivamente.
- Estaciones de Compresión en Arbós, Tivissa, Paterna, Montesa, Denia y Crevillente.
- Sus puntos frontera con el Sistema son la EC de Tivissa, EC de Montesa y Válvula de Lorca.

3.5 Área Mediterráneo: Resultados año 2024

MEDITERRANEO	Oct - Dic		En - Mar		Abr - Jun		Jul - Sept	
	Alto	Central	Alto	Central	Bajo	Central	Bajo	Central
<i>Intervalo D. convencional</i>	<i>Punta Laborable</i>	<i>Laborable Medio</i>	<i>Punta Laborable</i>	<i>Laborable Medio</i>	<i>Laborable Bajo</i>	<i>Laborable Medio</i>	<i>Laborable Bajo</i>	<i>Laborable Medio</i>
D. Eléctrica	<i>Máx CTCC del trimestre</i>	<i>Media histórica utilización CTCC del trimestre</i>	<i>Máx CTCC del trimestre</i>	<i>Media histórica utilización CTCC del trimestre</i>	<i>Min CTCC del trimestre</i>	<i>Media histórica utilización CTCC del trimestre</i>	<i>Min CTCC del trimestre</i>	<i>Media histórica utilización CTCC del trimestre</i>
Máximo transportable desde el sistema al área (A_{in}) (1)	390	[330-350]	320	[370-390]	260	[320-340]	300	[340-360]
<i>% de la capacidad nominal de los medios de producción del área necesaria</i>	≈ 20%	≈ 0%	≈ 30%	≈ 0%	≈ 0%	≈ 0%	≈ 0%	≈ 0%
Máximo transportable desde el área al sistema (A_{out}) (2)	380	[460- 480]	410	[430- 450]	445	[430- 450]	440	[470- 490]
<i>% de la capacidad nominal de los medios de producción del área transportable</i>	≈ 85%	≈ 70%	≈ 90%	≈ 70%	≈ 60%	≈ 65%	≈ 60%	≈ 70%
<i>% no producible de los medios de producción del área</i>	≈ 15%	≈ 30%	≈ 10%	≈ 30%	≈ 40%	≈ 35%	≈ 40%	≈ 30%

- Los escenarios altos representan el máximo transportable en condiciones de demanda punta.
- Considerar el 100% de la demanda eléctrica (CTCC 's) aumentará la necesidad de los medios de producción del área
- (1) Una exportación por el VIP Pirineos aumentaría la necesidad de los medios de producción del área del Mediterráneo en un 5-10%
- (1) La utilización del Almacenamiento de Serrablo aumentaría el máximo transportable desde el sistema al área en los trimestres 1 y 2.
- (2): La máxima capacidad de transporte se puede obtener mediante maximización en el flujo exportador por VIP Pirineos o inyección de AASS. Ambos efectos conjuntos no incrementan la capacidad de transporte del área al sistema

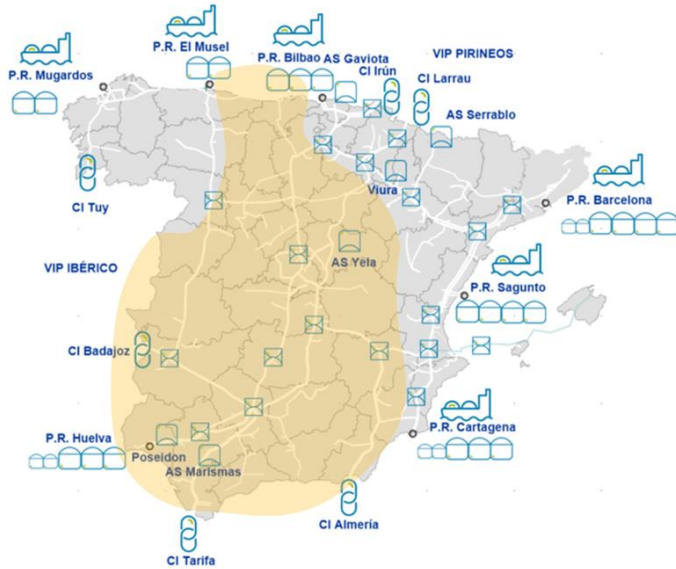
3.5 Área Mediterráneo: Resultados 2025-2039

MEDITERRANEO	2025		2029		2034		2039	
	Punta	Media Anual	Punta	Media Anual	Punta	Media Anual	Punta	Media Anual
<i>GWh/d</i>								
D. convencional	<i>Punta Laborable</i>	<i>Anual Medio</i>	<i>Punta Laborable</i>	<i>Anual Medio</i>	<i>Punta Laborable</i>	<i>Anual Medio</i>	<i>Punta Laborable</i>	<i>Anual Medio</i>
D. Eléctrica	<i>Máx CTCC del año</i>	<i>Media histórica utilización CTCC del año</i>	<i>Máx CTCC del año</i>	<i>Media histórica utilización CTCC del año</i>	<i>Máx CTCC del año</i>	<i>Media histórica utilización CTCC del año</i>	<i>Máx CTCC del año</i>	<i>Media histórica utilización CTCC del año</i>
Máximo transportable desde el sistema al área (A_{in}) (1)	320	[270-290]	400	[210-230]	400	[190-210]	400	[190-210]
<i>% de la capacidad nominal de los medios de producción del área necesaria</i>	<i>≈ 10%</i>	<i>≈ 0%</i>	<i>≈ 10%</i>	<i>≈ 0%</i>	<i>≈ 10%</i>	<i>≈ 0%</i>	<i>≈ 10%</i>	<i>≈ 0%</i>
Máximo transportable desde el área al sistema (A_{out}) (2)	440	[460-480]	450	[460-480]	450	[460-480]	450	[460-480]
<i>% de la capacidad nominal de los medios de producción del área transportable</i>	<i>≈ 70%</i>	<i>≈ 65%</i>	<i>≈ 80%</i>	<i>≈ 60%</i>	<i>≈ 80%</i>	<i>≈ 60%</i>	<i>≈ 80%</i>	<i>≈ 60%</i>
<i>% no producible de los medios de producción del área</i>	<i>≈ 30%</i>	<i>≈ 35%</i>	<i>≈ 20%</i>	<i>≈ 40%</i>	<i>≈ 20%</i>	<i>≈ 40%</i>	<i>≈ 20%</i>	<i>≈ 40%</i>

- Los escenarios altos representan el máximo transportable en condiciones de demanda punta.
- Considerar el 100% de la demanda eléctrica (CTCC's) aumentará la necesidad de los medios de producción del área.
- (1) Una exportación por el VIP Pirineos aumentaría la necesidad de los medios de producción del área del Mediterráneo en un 5-10%
- (2) La máxima capacidad de transporte se puede obtener mediante maximización en el flujo exportador por VIP Pirineos o inyección de AASS. Ambos efectos conjuntos no incrementan la capacidad de transporte del área al sistema

3.6 Área Resto: Descripción

RESTO



actual

Puntos de entrada

Plantas de GNL

Huelva	377	GWh/día
--------	-----	---------

Almacenamientos subterráneos

Yela	68	GWh/día
------	----	---------

Marismas	2	GWh/día
----------	---	---------

CI Bidireccionales

CI Badajoz	Capacidad integrada el el VIP Ibérico	
------------	---------------------------------------	--

CI Tarifa	32	GWh/día	ES → MA
-----------	----	---------	---------

	444	GWh/día	ES ← MA
--	-----	---------	---------

CI Almería*	338	GWh/día	ES ← DZ
-------------	-----	---------	---------

* CI no Bidireccional

PCS 11,63 KWh/m³ (n)

El **área del Resto** se compone de las siguientes infraestructuras:

- Plantas de Regasificación de Huelva, con cinco tanques.
- Estaciones de Compresión en Sevilla, Córdoba, Almendralejo, Coreses, Almodóvar, Algete, Haro, Villar de Arnedo, Alcázar de San Juan, Chinchilla y Montesa.
- Sus puntos frontera con el Sistema son la EC de Tivissa, EC de Montesa y Válvula de Lorca, EC Zaragoza, EC Villar de Arnedo, EC Haro, EC Coreses, Válvula Ilanera y Válvula Zierbena.

3.6 Área Resto: Resultados año 2024

RESTO GWh/d	Oct - Dic		En - Mar		Abr - Jun		Jul - Sept	
	Alto	Central	Alto	Central	Bajo	Central	Bajo	Central
Intervalo D. convencional	<i>Punta Laborable</i>	<i>Laborable Medio</i>	<i>Punta Laborable</i>	<i>Laborable Medio</i>	<i>Laborable Bajo</i>	<i>Laborable Medio</i>	<i>Laborable Bajo</i>	<i>Laborable Medio</i>
D. Eléctrica	<i>Máx CTCC del trimestre</i>	<i>Media histórica utilización CTCC del trimestre</i>	<i>Máx CTCC del trimestre</i>	<i>Media histórica utilización CTCC del trimestre</i>	<i>Min CTCC del trimestre</i>	<i>Media histórica utilización CTCC del trimestre</i>	<i>Min CTCC del trimestre</i>	<i>Media histórica utilización CTCC del trimestre</i>
Máximo transportable desde el sistema al área (A_{in})	500	[440-460]	530	[480-500]	370	[400-420]	370	[410-430]
Utilización AASS	<i>Capacidad extracción igual a cero</i>		<i>Capacidad extracción igual a cero</i>		<i>Capacidad de Inyección máxima</i>		<i>Capacidad de Inyección máxima</i>	
<i>% de la capacidad nominal de los medios de producción del área necesaria</i>	≈ 20%	≈ 0%	≈ 20%	≈ 0%	≈ 0%	≈ 0%	≈ 0%	≈ 0%
Máximo transportable desde el área al sistema (A_{out})	290	[430-450]	270	[420-440]	410	[470- 490]	470	[480-500]
Utilización AASS	<i>Capacidad extracción máxima</i>		<i>Capacidad extracción máxima</i>		<i>Capacidad de Inyección igual a cero</i>		<i>Capacidad de Inyección igual a cero</i>	
<i>% de la capacidad nominal de los medios de producción del área transportable</i>	≈ 100%	≈ 100%	≈ 100%	≈ 100%	≈ 85%	≈ 90%	≈ 85%	≈ 95%
<i>% no producible de los medios de producción del área</i>	≈ 0%	≈ 0%	≈ 0%	≈ 0%	≈ 15%	≈ 10%	≈ 15%	≈ 5%

- Los escenarios altos representan el máximo transportable en condiciones de demanda punta.
- Considerar el 100% de la demanda eléctrica (CTCC's) aumentará la necesidad de los medios de producción del área.
- Se ha considerado la situación actual de la CI Tarifa.
- Ante problemas en la logística de abastecimiento de plantas de GNL sería necesaria la utilización de al menos 200 GWh/d de la CI de Almería.

3.6 Área Resto: Resultados 2025-2039

RESTO	2025		2029		2034		2039	
	Punta	Media Anual	Punta	Media Anual	Punta	Media Anual	Punta	Media Anual
D. convencional	<i>Punta Laborable</i>	<i>Anual Medio</i>	<i>Punta Laborable</i>	<i>Anual Medio</i>	<i>Punta Laborable</i>	<i>Anual Medio</i>	<i>Punta Laborable</i>	<i>Anual Medio</i>
D. Eléctrica	<i>Máx CTCC del año</i>	<i>Media histórica utilización CTCC del año</i>	<i>Máx CTCC del año</i>	<i>Media histórica utilización CTCC del año</i>	<i>Máx CTCC del año</i>	<i>Media histórica utilización CTCC del año</i>	<i>Máx CTCC del año</i>	<i>Media histórica utilización CTCC del año</i>
Máximo transportable desde el sistema al área (A_{in})	440	[340-360]	440	[320-340]	440	[280-300]	430	[280-300]
Utilización AASS	<i>Saldo cero en AASS</i>		<i>Saldo cero en AASS</i>		<i>Saldo cero en AASS</i>		<i>Saldo cero en AASS</i>	
% de la capacidad nominal de los medios de producción del área necesaria	≈ 25%	≈ 0%	≈ 30%	≈ 0%	≈ 25%	≈ 0%	≈ 20%	≈ 0%
Máximo transportable desde el área al sistema (A_{out})	340	[500-520]	300	[500-520]	360	[500-520]	390	[500-520]
Utilización AASS	<i>Cap. extracción MAX</i>	<i>Saldo cero en AASS</i>	<i>Cap. extracción MAX</i>	<i>Saldo cero en AASS</i>	<i>Cap. extracción MAX</i>	<i>Saldo cero en AASS</i>	<i>Cap. extracción MAX</i>	<i>Saldo cero en AASS</i>
% de la capacidad nominal de los medios de producción del área transportable	≈ 100%	≈ 100%	≈ 100%	≈ 95%	≈ 100%	≈ 95%	≈ 100%	≈ 95%
% no producible de los medios de producción del área	≈ 0%	≈ 0%	≈ 0%	≈ 5%	≈ 0%	≈ 5%	≈ 0%	≈ 5%

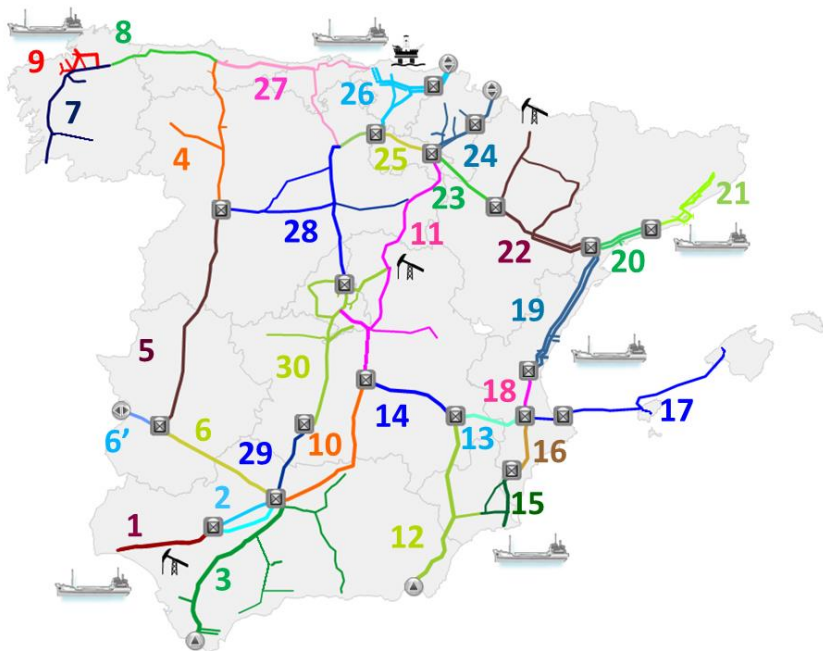
- Los escenarios altos representan el máximo transportable en condiciones de demanda punta.
- Considerar el 100% de la demanda eléctrica (CTCC's) aumentará la necesidad de los medios de producción del área.
- Se ha considerado la situación actual de la CI Tarifa.



1. Introducción y alcance
2. Características técnicas de las instalaciones del sistema gasista
3. Capacidades de transporte entre las diferentes áreas del sistema
4. **Capacidad independiente de integración de 5% hidrógeno renovable en la red de transporte de gas natural**
5. Capacidad firme integración biometano en distribución sin flujo inverso

4.1 Hidrógeno: Mapa definición tramos de hidrógeno

- Para el análisis de la **capacidad de inyección de hidrógeno se segmenta la red básica de gasoductos en Tramos.**
- DEFINICIÓN TRAMO HIDRÓGENO:** Sección de la red comprendida entre dos instalaciones relevantes (EE.CC, Planta de Regasificación, AA.SS, CC.II...).



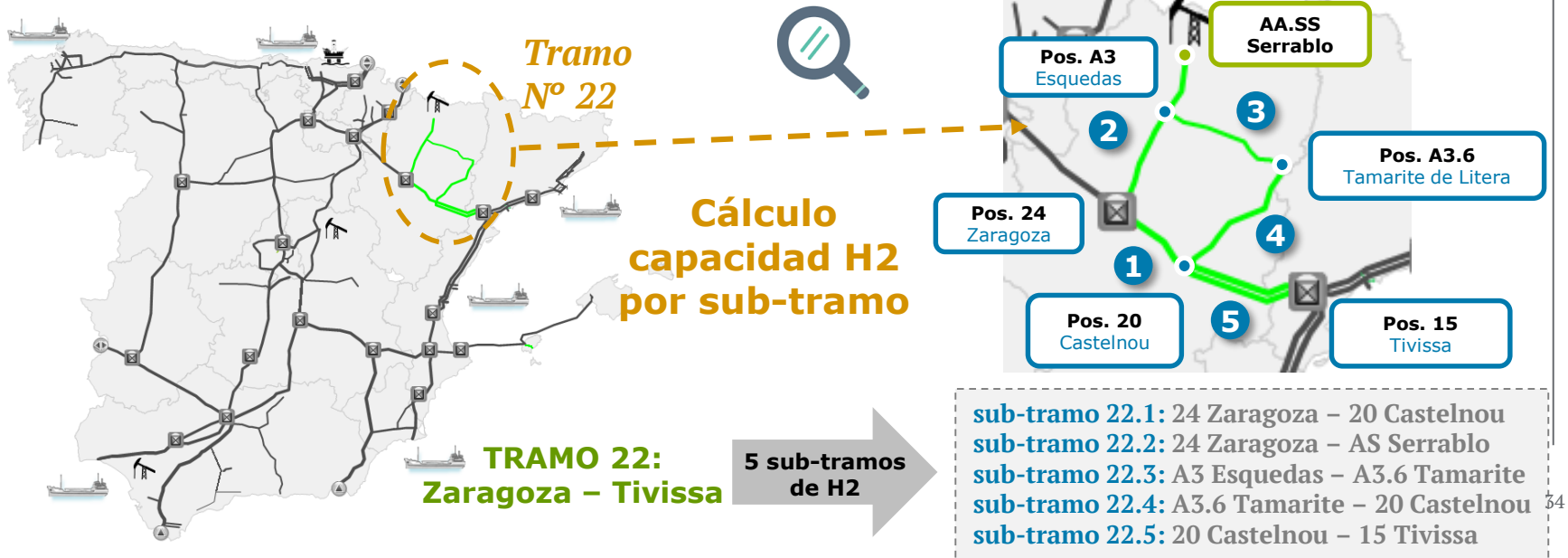
Nº	TRAMOS HIDRÓGENO	Nº	TRAMOS HIDRÓGENO
1	Huelva-Sevilla	16	Montesa-Crevillente
2	Sevilla-Córdoba	17	Montesa-Baleares
3	Tarifa-Córdoba	18	Montesa-Paterna
4	Llanera-Zamora	19	Paterna-Tivissa
5	Zamora-Almendralejo	20	Tivissa-Arbós
6	Almendralejo-Córdoba	21	Arbós-Barcelona
6'	Almendralejo-CI Portugal	22	Tivissa-Zaragoza
7	Tuy-Guitiriz	23	Zaragoza-Villar de Arnedo
8	Guitiriz-Llanera	24	Villar de Arnedo-CI Larrau
9	Reganosa-Guitiriz	25	Villar de Arnedo-Haro
10	Córdoba-Alcázar	26	Haro-Bilbao-CI Irún
11	Alcázar-Getafe-Villar A.	27	Burgos-Treto-Llanera
12	Almería-Chinchilla	28	Algete-Burgos-Zamora
13	Chinchilla-Montesa	29	Córdoba-Almodóvar
14	Chinchilla-Alcázar	30	Almodóvar-Algete
15	Cartagena-Crevillente		

30 tramos hidrógeno renovable

4.2 Hidrógeno: Desagregación de tramo a sub-tramo

- A partir de los **30 tramos de hidrógeno renovable**, y de cara al análisis de las capacidades de inyección de hidrógeno en la red, estos tramos se dividen en sub-tramos.
- **DEFINICIÓN SUB-TRAMO HIDRÓGENO:** Sección de un tramo donde la inyección de H2 es intercambiable entre las diferentes posiciones de gasoducto.

EJEMPLO TRAMO 22: Zaragoza – Tivissa



4.3 Hidrógeno: Metodología

- 1** Se ha realizado un cálculo homogéneo en toda la red de la capacidad independiente de inyección de hidrógeno, para un blending máximo del 5% considerando los movimientos de gas para consumo nacional.

Se ha considerado el diseño del siguiente escenario de demanda representativo para el ejercicio 2023-2024:
- 2**
 - **Convencional:** laborable representativo fuera del invierno y del mes de agosto, equivalente a un día tipo de los meses de mayo, junio, septiembre u Octubre.
 - **Eléctrico:** laborable representativo con uso de tecnologías renovables medio y definición hueco para ciclos combinados.
- 3** Simulación hidráulica del escenario de diseño considerando (ESCENARIO BASE INDEPENDIENTE): AASS sin inyección ni extracción, puntos VIP sin importación ni exportación, uso de las CCII de Almería y Tarifa y plantas en niveles de producción sin superar escalón 3.

Con los caudales simulados obtenidos en los 60 subtramos, se han realizado los cálculos con un valor de blending de hidrógeno para un 5%.
- 4** Los caudales han sido calculados en base a simulaciones hidráulicas. Podrían verse modificados en función de las variables de contorno como la exportación e importación de flujos, la inyección y extracción en AASS o la variabilidad de la demanda invierno/verano.

4.4 Hidrógeno: Resultados inyección para 5% blending

Tabla de capacidades Medias de H2 por sub-tramo (1 de 3)

Nº TRAMO	NOMBRE DEL TRAMO	Nº CLUSTER	NOMBRE DEL CLUSTER	Capacidad máxima inyección hidrógeno (5% blending) en escenario referencia
1	Huelva - Sevilla	1.1	Ramal a Ence (F00)	0
1	Huelva - Sevilla	1.2	Bonares (F04)	5.418
2	Sevilla - Córdoba	2.1	Palma del Río (F11)	2.594
2	Sevilla - Córdoba	2.2	Ecija Norte (F07_04)	3.739
3	Tarifa - Córdoba	3.1	Medina Sur (K05)	11.887
3	Tarifa - Córdoba	3.2	Torredelcampo (L02A)	674
4	Llanera - Zamora	4.1	Benavente (O09)	1.877
5	Zamora - Almedralejo	5.1	Mérida (O24)	3.571
6	Almedralejo - Córdoba	6.1	Córdoba Norte (N01)	4.250
6'	Almedralejo - Fontera PT	6'.1	Badajoz Centro (N09)	85
7	Tuy-Guitiriz	7.1	Irixoa (I014)	366
7	Tuy-Guitiriz	7.2	Abegondo (I016)	1.550
8	Guitiriz - Llanera	8.1	Ribadeo (I008)	1.155
9	Reganosa - Guitiriz	9.1	Cerceda (O4B.1)	7
9	Reganosa - Guitiriz	9.2	As Pontes (O3A)	4.206
9	Reganosa - Guitiriz	9.3	Miño (O2B)	5.044
10	Córdoba - Alcázar	10	La Carolina (K41)	18.275
11	Alcázar - Getafe - Villar de Arnedo	11.1	Villacañas (K50)	17.106
11	Alcázar - Getafe - Villar de Arnedo	11.2	Belmonte de Tajo (K54)	12.195
11	Alcázar - Getafe - Villar de Arnedo	11.3	Los Rábanos (Q09)	4.750

Leyenda	Capacidad Moderada (< 3.000 Nm3/h)
	Capacidad Media (3.001 - 6.000 Nm3/h)
	Capacidad Alta (> 6.001 Nm3/h)

NOTA: Capacidades teóricas de inyección consideradas no son constantes a lo largo del año, viéndose modificados en función de los escenarios de operación del sistema (verano e invierno) así como de la configuración de entradas.

4.4 Hidrógeno: Resultados inyección para 5% blending

Tabla de capacidades Medias de H2 por sub-tramo (2 de 3)

Nº TRAMO	NOMBRE DEL TRAMO	Nº SUB-TRAMO	NOMBRE DEL SUB-TRAMO	Capacidad máxima inyección hidrógeno (5% blending) en escenario referencia [Nm3/h]
12	Almería - Chinchilla	12.1	Antas (M04)	48.311
12	Almería - Chinchilla	12.2	Moratalla (M09)	47.943
13	Chinchilla - Montesa	13.1	Almansa (K48.10)	11.500
14	Chinchilla - Alcázar de San Juan	14.1	Villarobledo Este (K48.04)	36.205
15	Cartagena - Crevillente	15.1	Callosa del Segura (15.28)	1.340
15	Cartagena - Crevillente	15.2	AES - Gas Natural (15.33)	260
15	Cartagena - Crevillente	15.3	Fuente Alamo (15.31.2)	702
16	Montesa - Crevillente	16	Tibi (15.23)	2.447
17	Montesa - Baleares	17.1	Denia (15.20.04)	4.495
17	Montesa - Baleares	17.2	Ibiza (15.20.05)	4.477
17	Montesa - Baleares	17.3	Mallorca (15.20.06)	4.093
18	Montesa - paterna	18	Carlet (15.17)	2.615
19	Paterna - Tivissa	19.1	Tortosa (15.02)	1.678
19	Paterna - Tivissa	19.2	Puzol (15.12)	1.286
20	Tivissa - Arbós	20	Montroig del Camp (13)	5.200
21	Arbós - Barcelona	21.1	Els Monjons (7B)	4.698
21	Arbós - Barcelona	21.2	Martorell (5D)	18.645
21	Arbós - Barcelona	21.3	Terrasa (5D.03)	3.135
21	Arbós - Barcelona	21.4	Sant Joan D'Espi (3)	6.950
22	Tivissa - Zaragoza - Serrablo	22.1	Azaila (21)	8.674
22	Tivissa - Zaragoza - Serrablo	22.2	Villanueva de Gallego (A7)	331
22	Tivissa - Zaragoza - Serrablo	22.3	Sales de Monzon (A.3.3.1)	451
22	Tivissa - Zaragoza - Serrablo	22.4	Velilla de Cinca (20.03A)	1.275
22	Tivissa - Zaragoza - Serrablo	22.5	Caseres (17)	8.107

Legenda

Capacidad Moderada (< 3.000 Nm3/h)
Capacidad Media (3.001 - 6.000 Nm3/h)
Capacidad Alta (> 6.001 Nm3/h)

NOTA: Capacidades teóricas de inyección consideradas no son constantes a lo largo del año, viéndose modificados en función de los escenarios de operación del sistema (verano e invierno) así como de la configuración de entradas.

4.4 Hidrógeno: Resultados inyección para 5% blending

Tabla de capacidades Medias de H2 por sub-tramo (3 de 3)

Nº TRAMO	NOMBRE DEL TRAMO	Nº SUB-TRAMO	NOMBRE DEL SUB-TRAMO	Capacidad máxima inyección hidrógeno (5% blending) en escenario referencia [Nm3/h]
23	Zaragoza - Villar de Arnedo	23.1	Alfaro (29)	309
24	Villar de Arnedo - CI de Larrau	24.1	Aibar (G05)	1.094
24	Villar de Arnedo - CI de Larrau	24.2	Larraga (G07.01)	668
24	Villar de Arnedo - CI de Larrau	24.3	Villaveta (G03.01)	289
25	Villar de Arnedo - Haro	25.1	Logroño (33)	2.445
26	Haro - Bilbao - CI de Irun	26.1	Foronda (38)	2.216
26	Haro - Bilbao - CI de Irun	26.2	Tolosa (45.01)	1.917
26	Haro - Bilbao - CI de Irun	26.3	Sollube (C2X.01) Gaviota	29
26	Haro - Bilbao - CI de Irun	26.4	Santurce (45.04)	15.026
27	Burgos - Treto - Llanera	27.1	Valdeprado (D03A)	451
27	Burgos - Treto - Llanera	27.2	Rubayo (D07.09)	1.588
28	Algete - Burgos - Zamora	28.1	Sta Olalla de Bureba (B03)	1.454
28	Algete - Burgos - Zamora	28.2	Villalar de los Comuneros (P02)	550
28	Algete - Burgos - Zamora	28.3	La vid (R01)	564
28	Algete - Burgos - Zamora	28.4	El Vellon (B17)	3.944
29	Córdoba - Almodóvar	29	Fuencaliente (F17)	3.021
30	Almodóvar - Algete	30.1	Ciudad Real (F21)	108
30	Almodóvar - Algete	30.2	Villaseca de la Sagra (F26X)	220
30	Almodóvar - Algete	30.3	Marchamalo (J02)	5

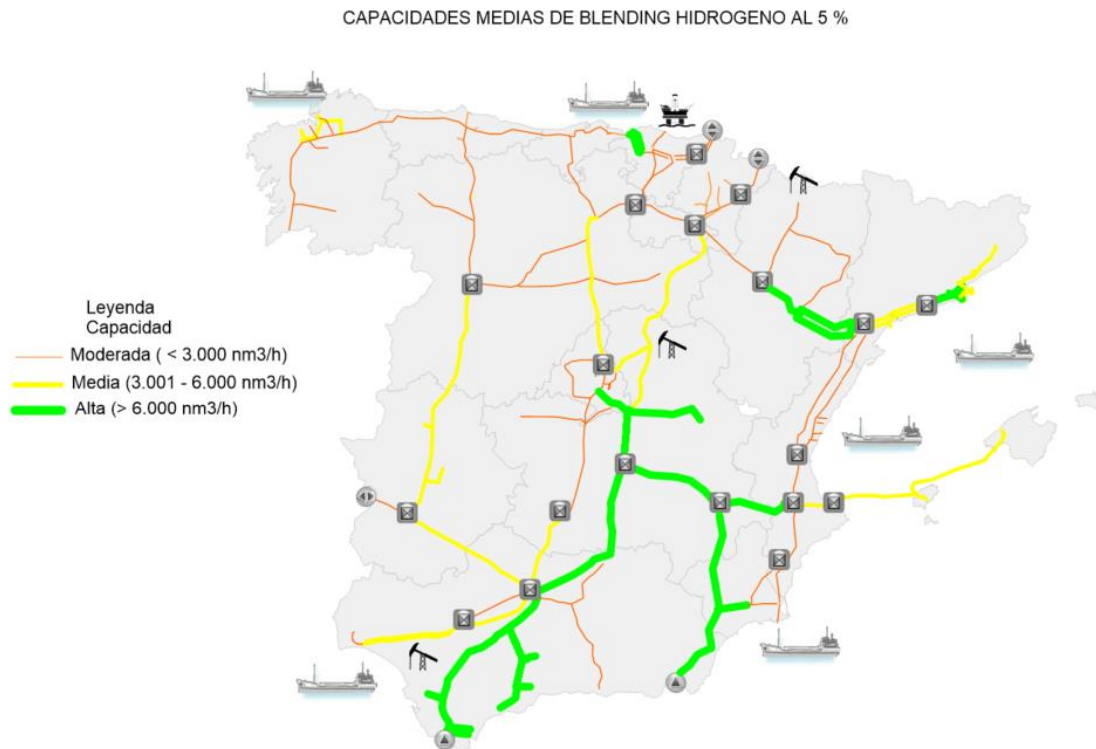
Leyenda

Capacidad Moderada (< 3.000 Nm3/h)
Capacidad Media (3.001 - 6.000 Nm3/h)
Capacidad Alta (> 6.001 Nm3/h)

NOTA: Capacidades teóricas de inyección consideradas no son constantes a lo largo del año, viéndose modificados en función de los escenarios de operación del sistema (verano e invierno) así como de la configuración de entradas.

4.4 Hidrógeno: Resultados inyección para 5% blending

Mapa resumen subtramos H2:



NOTA: Capacidades teóricas de inyección consideradas no son constantes a lo largo del año, viéndose modificados en función de los escenarios de operación del sistema (verano e invierno) así como de la configuración de entradas.

Índice



1. Introducción y alcance
2. Características técnicas de las instalaciones del sistema gasista
3. Capacidades de transporte entre las diferentes áreas del sistema
4. Capacidad independiente de integración de 5% hidrógeno renovable en la red de transporte de gas natural
- 5. Capacidad firme integración biometano en distribución sin flujo inverso**

5.1 Biometano: Metodología

Este ejercicio estima el **potencial inyectable de biometano** en cada red de distribución sin flujo inverso.

Para cada red, PCTD, se ha calculado el **caudal admisible estimado** en el 95% de los días del último año gasista 22-23.

5. Biometano: potencial inyectable redes distribución (1/3)

Sin flujo inverso

CCAA	PROVINCIA	PCTD	Caudal (GWh/d)
VALENCIA	CASTELLON	15.09A	>1
GALICIA	LA CORUÑA	I015ERM	0,01
GALICIA	LA CORUÑA	I016	>1
EXTREMADURA	BADAJOS	N09	0,06
CASTILLA Y LEON	PALENCIA	D03A	0,15
NAVARRA	NAVARRA	E15	>1
CASTILLA LA MANCHA	ALBACETE	K48.07	0,36
ANDALUCIA	GRANADA	L06	0,73
ANDALUCIA	GRANADA	L06A	0,00
ANDALUCIA	SEVILLA	F07.01	0,01
MADRID	MADRID	B20.05	>1
MADRID	MADRID	B20.05.1	0,93
ANDALUCIA	JAEN	L04	0,03
ARAGON	TERUEL	19.01	0,05
CASTILLA LA MANCHA	CIUDAD REAL	K48	0,32
MADRID	MADRID	B18.01X	>1
VALENCIA	VALENCIA	15.19	0,37
VALENCIA	VALENCIA	15.10.01	0,15
LA RIOJA	LA RIOJA	29	0,04
MADRID	MADRID	B18	0,17
MURCIA	MURCIA	15.28.04	0,73
ANDALUCIA	MALAGA	S06.01	0,00
VALENCIA	ALICANTE	15.24	0,70
VALENCIA	ALICANTE	15.24.1	0,26
CASTILLA LA MANCHA	ALBACETE	K48.10	0,03
CASTILLA Y LEON	SORIA	R05.01	0,25
EXTREMADURA	BADAJOS	N07	0,02
ANDALUCIA	ALMERIA	M01	0,00
ARAGON	HUESCA	20.05	0,16
PAIS VASCO	GUIPUZCOA	41.04	0,05
GALICIA	ORENSE	I022.4	0,53
ARAGON	TERUEL	20	0,00
ANDALUCIA	MALAGA	S04	0,03
CASTILLA Y LEON	LEON	O06.2	0,06
CASTILLA Y LEON	BURGOS	B10	0,62
MADRID	MADRID	F26.02	0,22
CATALUÑA	BARCELONA	9.02	0,25
ANDALUCIA	CADIZ	K11.01	0,00
PAIS VASCO	VIZCAYA	45-16	>1
PAIS VASCO	VIZCAYA	45-72	>1
GALICIA	LA CORUÑA	03A	0,01
ARAGON	TERUEL	21.1	0,02
ANDALUCIA	JAEN	L02.4A	0,82
EXTREMADURA	BADAJOS	N10.1	0,02
EXTREMADURA	BADAJOS	N09.1	0,06
EXTREMADURA	BADAJOS	N08	0,00
VALENCIA	ALICANTE	15.21	0,37
CASTILLA Y LEON	SALAMANCA	O14A	0,00

CCAA	PROVINCIA	PCTD	Caudal (GWh/d)
ARAGON	HUESCA	A3.3	0,58
ARAGON	HUESCA	A3.2.2	0,00
ARAGON	ZARAGOZA	25A	0,05
PAIS VASCO	GUIPUZCOA	41.02	0,10
CASTILLA LA MANCHA	CUENCA	K52.01	0,13
MADRID	MADRID	K54	0,02
ANDALUCIA	CADIZ	K05	0,00
CASTILLA Y LEON	ZAMORA	O09	0,17
CATALUÑA	TARRAGONA	16A	0,01
NAVARRA	NAVARRA	E05	>1
CASTILLA Y LEON	SORIA	R0512BIONED1	0,01
GALICIA	LA CORUÑA	I015.1BIONED	0,00
CASTILLA Y LEON	BURGOS	B04.BIONED	0,03
CATALUÑA	BARCELONA	ERPO3VALLBNE	0,00
CATALUÑA	BARCELONA	4.03.BIONED	0,00
CATALUÑA	BARCELONA	ERPO3.BIONED	0,04
CATALUÑA	BARCELONA	ERPO3CABPNED	0,06
CASTILLA Y LEON	VALLADOLID	P04	>1
CATALUÑA	TARRAGONA	10	0,05
PAIS VASCO	VIZCAYA	43X.10	0,00
CASTILLA LA MANCHA	GUADALAJARA	Q03B	0,00
CASTILLA Y LEON	BURGOS	B02	0,02
CASTILLA Y LEON	BURGOS	B02.2	0,21
MURCIA	MURCIA	15.34-A	0,62
CASTILLA Y LEON	SORIA	R03	0,01
CASTILLA Y LEON	BURGOS	B04	>1
ANDALUCIA	HUELVA	F00	0,34
EXTREMADURA	CACERES	O22	0,05
LA RIOJA	LA RIOJA	E01	0,09
GALICIA	PONTEVEDRA	I020A	0,08
VALENCIA	ALICANTE	15.28-16	0,10
GALICIA	ORENSE	I022.3	0,02
ASTURIAS	ASTURIAS	D15	0,00
VALENCIA	VALENCIA	15.17	0,42
ANDALUCIA	SEVILLA	F09	0,00
ANDALUCIA	MALAGA	S07	0,02
ARAGON	ZARAGOZA	19	0,47
CANTABRIA	CANTABRIA	D07.10	0,00
CANTABRIA	CANTABRIA	D07.12	0,06
CASTILLA Y LEON	LEON	U04	0,08
ASTURIAS	ASTURIAS	I007	0,00
ANDALUCIA	MALAGA	S08.01	0,00
LA RIOJA	LA RIOJA	34	0,05
ANDALUCIA	HUELVA	F02.2	0,65
ANDALUCIA	HUELVA	F02.1	>1
CASTILLA LA MANCHA	TOLEDO	F26A	>1
GALICIA	LA CORUÑA	O4B.1	0,00
VALENCIA	CASTELLON	15.10	0,00

CCAA	PROVINCIA	PCTD	Caudal (GWh/d)
CASTILLA LA MANCHA	ALBACETE	K48.08	0,00
VALENCIA	VALENCIA	15.15.02	0,01
CANTABRIA	CANTABRIA	D07.14	0,26
CASTILLA Y LEON	VALLADOLID	B07.05	>1
CASTILLA LA MANCHA	CIUDAD REAL	F21	0,32
ARAGON	ZARAGOZA	A6A	0,03
ANDALUCIA	GRANADA	L12A	0,00
CASTILLA LA MANCHA	TOLEDO	F26.CO	0,00
VALENCIA	ALICANTE	15.20A.1	0,00
CATALUÑA	TARRAGONA	11	>1
ANDALUCIA	CORDOBA	F13	0,32
CASTILLA Y LEON	ZAMORA	O11	0,15
CANTABRIA	CANTABRIA	D06	0,04
ASTURIAS	ASTURIAS	I001	>1
CATALUÑA	TARRAGONA	ENA.9	0,00
CASTILLA Y LEON	BURGOS	ENA.B04	0,00
CASTILLA Y LEON	ZAMORA	ENA.O11	0,00
LA RIOJA	LA RIOJA	ENA.31	0,00
VALENCIA	VALENCIA	ENA.1514	0,00
CASTILLA LA MANCHA	TOLEDO	ENA.F27	0,00
ARAGON	ZARAGOZA	ENA.24	0,01
CATALUÑA	BARCELONA	9.03	0,02
ASTURIAS	ASTURIAS	I003	0,00
CASTILLA LA MANCHA	CUENCA	K52.04	0,08
GALICIA	LA CORUÑA	I015.1	>1
VALENCIA	ALICANTE	15.20.04	0,02
PAIS VASCO	VIZCAYA	43X.00	0,00
CASTILLA Y LEON	SALAMANCA	O14	0,70
CASTILLA Y LEON	SALAMANCA	O14.1	0,12
CASTILLA Y LEON	PALENCIA	B07.04	0,79
PAIS VASCO	VIZCAYA	43	>1
ANDALUCIA	SEVILLA	F07.04	0,00
MURCIA	MURCIA	15.32	>1
MADRID	MADRID	T05	0,03
VALENCIA	ALICANTE	15.26	0,08
CASTILLA Y LEON	BURGOS	B02.01	>1
CASTILLA Y LEON	BURGOS	B10A	0,00
ARAGON	ZARAGOZA	22	0,31
MADRID	MADRID	B22A	0,00
ASTURIAS	ASTURIAS	D16.00	>1
BALEARES	BALEARES	15.20.5C	0,09
CANTABRIA	CANTABRIA	D07.13	0,00
ARAGON	HUESCA	ENA.A0	0,00
ANDALUCIA	CORDOBA	ENA.F14	0,00
ANDALUCIA	MALAGA	S06.6	0,01
ARAGON	ZARAGOZA	A9.1	0,00
CASTILLA LA MANCHA	TOLEDO	F26	0,36
ARAGON	ZARAGOZA	21	0,29

NOTA: Estos son los GWh/día admisibles estimados en el 95% de los días en la red de distribución, sin flujo inverso a la red de transporte

5. Biometano: potencial inyectable redes distribución (2/3)

Sin flujo inverso

CCAA	PROVINCIA	PCTD	Caudal (GWh/d)
CATALUÑA	BARCELONA	1.01	0,30
CASTILLA Y LEÓN	VALLADOLID	B07.06X	0,22
MURCIA	MURCIA	15.31A.2	0,00
CASTILLA LA MANCHA	CUENCA	K52.05	0,00
ARAGON	ZARAGOZA	23.01X	0,00
ARAGON	ZARAGOZA	23.01X1	0,42
ARAGON	ZARAGOZA	25X	0,00
LA RIOJA	LA RIOJA	35X	0,00
MADRID	MADRID	B22.1	0,00
ASTURIAS	ASTURIAS	D16.01	0,00
CASTILLA Y LEÓN	SORIA	R06	0,11
CASTILLA Y LEÓN	SORIA	R06EM	0,00
MADRID	MADRID	T09.1	0,00
MADRID	MADRID	T09.2	>1
ARAGON	ZARAGOZA	A5A	0,01
LA RIOJA	LA RIOJA	35	0,04
CANTABRIA	CANTABRIA	D07.08	0,26
PAIS VASCO	GUIPUZCOA	41.08	>1
PAIS VASCO	GUIPUZCOA	41.07X	0,55
ANDALUCIA	JAEN	S01	0,11
CATALUÑA	BARCELONA	5D.06	0,32
ANDALUCIA	ALMERIA	M05	0,12
ASTURIAS	ASTURIAS	D13	0,03
ARAGON	HUESCA	A3.1	0,00
VALENCIA	ALICANTE	15.22	0,02
VALENCIA	ALICANTE	15.22A	0,02
PAIS VASCO	GUIPUZCOA	41.10	0,29
ANDALUCIA	JAEN	L02.3	0,16
ANDALUCIA	JAEN	L02.1	0,03
ANDALUCIA	CADIZ	K11.2	0,14
ANDALUCIA	CADIZ	K11.2.1	0,11
ANDALUCIA	JAEN	K41	0,00
ARAGON	ZARAGOZA	23A	0,00
VALENCIA	CASTELLON	15.04	0,15
CASTILLA Y LEÓN	VALLADOLID	P04A	0,00
CASTILLA Y LEÓN	LEON	O05	0,00
CASTILLA LA MANCHA	ALBACETE	K48.05	0,00
ANDALUCIA	SEVILLA	S02	0,00
CASTILLA Y LEÓN	SORIA	R01A	0,36
NAVARRA	NAVARRA	G07.01.1	0,00
ANDALUCIA	GRANADA	L08	0,01
PAIS VASCO	GUIPUZCOA	41.01	0,84
PAIS VASCO	GUIPUZCOA	41.03X01	0,00
PAIS VASCO	VIZCAYA	39	0,09
CASTILLA Y LEÓN	BURGOS	B08	0,01
CATALUÑA	BARCELONA	5D.04	0,00
ANDALUCIA	JAEN	L02.4	0,01
ASTURIAS	ASTURIAS	D16	>1

CCAA	PROVINCIA	PCTD	Caudal (GWh/d)
ASTURIAS	ASTURIAS	D10A	0,01
VALENCIA	VALENCIA	15.16A	0,55
MADRID	MADRID	B20.03	0,13
LA RIOJA	LA RIOJA	33	0,98
MURCIA	MURCIA	15.31A.4	0,28
MURCIA	MURCIA	15.31	0,69
ANDALUCIA	MALAGA	S02A	0,00
CASTILLA Y LEÓN	SORIA	R05	0,08
CASTILLA LA MANCHA	TOLEDO	F24	0,11
ASTURIAS	ASTURIAS	I005	0,01
ARAGON	ZARAGOZA	26A	0,29
ANDALUCIA	MALAGA	S08	0,56
ANDALUCIA	MALAGA	S08.03	0,12
NAVARRA	NAVARRA	27	0,42
BALEARES	BALEARES	15.20.06	>1
CASTILLA LA MANCHA	CIUDAD REAL	K46	0,06
ANDALUCIA	MALAGA	S06.4	0,06
ANDALUCIA	JAEN	L02	0,01
CASTILLA LA MANCHA	TOLEDO	F25	0,06
CASTILLA LA MANCHA	TOLEDO	F25.1	0,40
ARAGON	ZARAGOZA	23	0,00
ANDALUCIA	CADIZ	K07	0,01
ANDALUCIA	JAEN	L02.2	0,83
ANDALUCIA	JAEN	L02.2.1	0,00
EXTREMADURA	BADAJOS	O24	0,04
EXTREMADURA	BADAJOS	O25	0,00
EXTREMADURA	BADAJOS	O24.1	0,00
CANTABRIA	CANTABRIA	D07.11	0,01
ASTURIAS	ASTURIAS	O02	0,00
ANDALUCIA	MALAGA	S06.02	0,12
PAIS VASCO	ALAVA	36	0,29
ANDALUCIA	MALAGA	S03	0,00
VALENCIA	CASTELLON	15.09X.3	0,12
VALENCIA	CASTELLON	15.09X.2	0,23
PAIS VASCO	VIZCAYA	40	0,27
CASTILLA Y LEÓN	SALAMANCA	O16	0,02
CATALUÑA	TARRAGONA	I13	0,11
CASTILLA Y LEÓN	BURGOS	D01A	0,00
ARAGON	HUESCA	A3.4	0,97
ARAGON	HUESCA	A3.4.1	0,02
MADRID	MADRID	T08A	0,01
CASTILLA LA MANCHA	ALBACETE	M09	0,04
ANDALUCIA	SEVILLA	K19	0,01
ANDALUCIA	GRANADA	L12	0,01
MURCIA	MURCIA	15.28.02	>1
MADRID	MADRID	T07	0,83
LA RIOJA	LA RIOJA	33X	0,00
ASTURIAS	ASTURIAS	I006	0,03

CCAA	PROVINCIA	PCTD	Caudal (GWh/d)
GALICIA	LA CORUÑA	I014.3	0,23
VALENCIA	CASTELLON	15.09X	0,68
VALENCIA	CASTELLON	15.09X01	0,00
CASTILLA LA MANCHA	TOLEDO	F26X.A11	0,02
VALENCIA	ALICANTE	15.20A	0,51
CASTILLA LA MANCHA	TOLEDO	F26.02.1	0,20
ANDALUCIA	SEVILLA	K25	0,00
ANDALUCIA	GRANADA	L08A	0,00
NAVARRA	NAVARRA	28A.01	0,28
CASTILLA Y LEÓN	SEGOVIA	B14.03	0,64
CASTILLA Y LEÓN	SEGOVIA	B14.03EM	0,09
ANDALUCIA	CORDOBA	F11	0,00
ANDALUCIA	SEVILLA	F06.2	0,13
ANDALUCIA	HUELVA	F02	>1
MADRID	MADRID	F28EM	0,03
PAIS VASCO	ALAVA	38X.02	0,00
GALICIA	LA CORUÑA	05B.1	>1
GALICIA	PONTEVEDRA	I023	0,01
CATALUÑA	TARRAGONA	I2EM	0,59
VALENCIA	CASTELLON	15.16A.1	0,00
CASTILLA Y LEÓN	VALLADOLID	P06	0,20
ASTURIAS	ASTURIAS	D13A	0,01
EXTREMADURA	CACERES	O19	0,03
CASTILLA Y LEÓN	LEON	O04A	0,00
ASTURIAS	ASTURIAS	O03	0,01
CANTABRIA	CANTABRIA	D07.03	0,03
GALICIA	PONTEVEDRA	I022	0,13
GALICIA	PONTEVEDRA	I024	0,83
CANTABRIA	CANTABRIA	D07X	0,00
CATALUÑA	BARCELONA	A36GRABIONED	0,00
NAVARRA	NAVARRA	G07.02	0,00
CASTILLA LA MANCHA	CIUDAD REAL	F19.01	0,06
VALENCIA	VALENCIA	15.14	>1
CASTILLA LA MANCHA	GUADALAJARA	J01A	0,00
ANDALUCIA	CADIZ	K02	>1
CATALUÑA	BARCELONA	B35X	>1
MURCIA	MURCIA	H1	0,26
ANDALUCIA	HUELVA	H16X	0,87
CASTILLA LA MANCHA	TOLEDO	F26X.A	0,30
CANTABRIA	CANTABRIA	D04	0,06
PAIS VASCO	GUIPUZCOA	41.09	0,00
CANTABRIA	CANTABRIA	D06A	0,00
CASTILLA LA MANCHA	CIUDAD REAL	F19-A	>1
CATALUÑA	TARRAGONA	I2	>1
CANTABRIA	CANTABRIA	D07.01	0,00
GALICIA	LUGO	I008	>1
ASTURIAS	ASTURIAS	D12A	0,01
ASTURIAS	ASTURIAS	O01ACONV	0,01

NOTA: Estos son los GWh/día admisibles estimados en el 95% de los días en la red de distribución, sin flujo inverso a la red de transporte

5. Biometano: potencial inyectable redes distribución (3/3)

Sin flujo inverso

CCAA	PROVINCIA	PCTD	Caudal (GWh/d)
LA RIOJA	LA RIOJA	30	0,04
GALICIA	LA CORUÑA	I019	0,26
CANTABRIA	CANTABRIA	D07.09	0,07
CANTABRIA	CANTABRIA	D07A	0,00
ARAGON	HUESCA	A1	0,47
VALENCIA	VALENCIA	15.11	>1
ARAGON	ZARAGOZA	23.01	>1
ARAGON	HUESCA	A3.3.1	0,00
ANDALUCIA	GRANADA	L11	0,00
LA RIOJA	LA RIOJA	E02	0,91
CASTILLA Y LEON	LEON	U01	0,02
CASTILLA Y LEON	SORIA	R02	0,00
ARAGON	HUESCA	A3.5	0,09
MADRID	MADRID	B19	>1
MURCIA	MURCIA	15.30	0,07
CASTILLA Y LEON	LEON	U02	0,02
CANTABRIA	CANTABRIA	D08A	0,00
CASTILLA Y LEON	SALAMANCA	O12	0,00
ARAGON	ZARAGOZA	24	0,00
CATALUÑA	BARCELONA	7B	0,14
ANDALUCIA	CORDOBA	K31	0,04
ANDALUCIA	CORDOBA	K29ERM	>1
GALICIA	LA CORUÑA	I018	0,25
MURCIA	MURCIA	15.28.01	0,00
CASTILLA Y LEON	LEON	O06.1	>1
CASTILLA Y LEON	LEON	O05.1	0,06
ANDALUCIA	SEVILLA	F07	>1
CASTILLA LA MANCHA	CIUDAD REAL	K48.02	0,00
PAIS VASCO	VIZCAYA	C2X	0,02
CANTABRIA	CANTABRIA	D0702-A	0,90
CATALUÑA	BARCELONA	6	>1
NAVARRA	NAVARRA	E04	0,92
CASTILLA LA MANCHA	TOLEDO	F26X.A4	0,17
ARAGON	HUESCA	A3.6	0,00
ANDALUCIA	CADIZ	K01.1	0,00
VALENCIA	CASTELLON	15.09X.4	0,32
VALENCIA	ALICANTE	15.23	0,01
ARAGON	HUESCA	A3.1A	0,10
CATALUÑA	TARRAGONA	15	0,00
PAIS VASCO	GUIPUZCOA	41.05	0,11
CASTILLA LA MANCHA	CIUDAD REAL	K47	0,07
CASTILLA Y LEON	VALLADOLID	P03	0,01
CASTILLA Y LEON	BURGOS	B08A	0,00
CASTILLA Y LEON	VALLADOLID	P01	0,04
ANDALUCIA	JAEN	L02A	0,00
MADRID	MADRID	T10	0,00
CASTILLA LA MANCHA	CIUDAD REAL	K44	0,00
CASTILLA LA MANCHA	TOLEDO	F26X.A2.1	0,00
CATALUÑA	TARRAGONA	15.02	0,54
MURCIA	MURCIA	15.28.05	0,00
ARAGON	HUESCA	A3.3X	0,01
NAVARRA	NAVARRA	28	0,36
CASTILLA Y LEON	SEGOVIA	B14.02.1	0,07

CCAA	PROVINCIA	PCTD	Caudal (GWh/d)
GALICIA	PONTEVEDRA	I025	0,01
ARAGON	ZARAGOZA	A9A	0,01
CASTILLA Y LEON	SALAMANCA	O17	0,02
MADRID	MADRID	T05A	0,00
CASTILLA LA MANCHA	CIUDAD REAL	K45	0,04
GALICIA	PONTEVEDRA	I020	0,09
MADRID	MADRID	B21	0,00
CATALUÑA	TARRAGONA	14	0,00
ARAGON	HUESCA	20.03A	0,09
ARAGON	HUESCA	20.04	0,06
PAIS VASCO	VIZCAYA	41-16	0,25
CATALUÑA	BARCELONA	7A	0,08
CATALUÑA	BARCELONA	9.05	0,25
ANDALUCIA	JAEN	L02.4.1	0,00
PAIS VASCO	GUIPUZCOA	41.06	0,51
CASTILLA LA MANCHA	TOLEDO	K50	0,00
VALENCIA	CASTELLON	15.07	>1
ANDALUCIA	CORDOBA	F14	0,09
GALICIA	LUGO	I012	0,51
GALICIA	LUGO	I012.1	0,00
CASTILLA Y LEON	LEON	O07	0,53
CASTILLA Y LEON	PALENCIA	B07.03	0,63
ARAGON	ZARAGOZA	A7	0,00
MADRID	MADRID	T06	0,01
CANTABRIA	CANTABRIA	D07	>1
VALENCIA	CASTELLON	15.09	>1
ASTURIAS	ASTURIAS	D14	0,00
CASTILLA LA MANCHA	ALBACETE	K48.03	0,10
NAVARRA	NAVARRA	G03.01	0,01
PAIS VASCO	ALAVA	38	>1
CASTILLA LA MANCHA	TOLEDO	F27.1	0,00
VALENCIA	ALICANTE	15.24A	0,00
EXTREMADURA	BADAJOS	N07.1	>1
PAIS VASCO	GUIPUZCOA	41.03	0,01
ARAGON	ZARAGOZA	A10	>1
ARAGON	ZARAGOZA	24A	0,09
ARAGON	ZARAGOZA	A9B	0,05
ARAGON	ZARAGOZA	A8	0,00
ARAGON	ZARAGOZA	A6	0,05

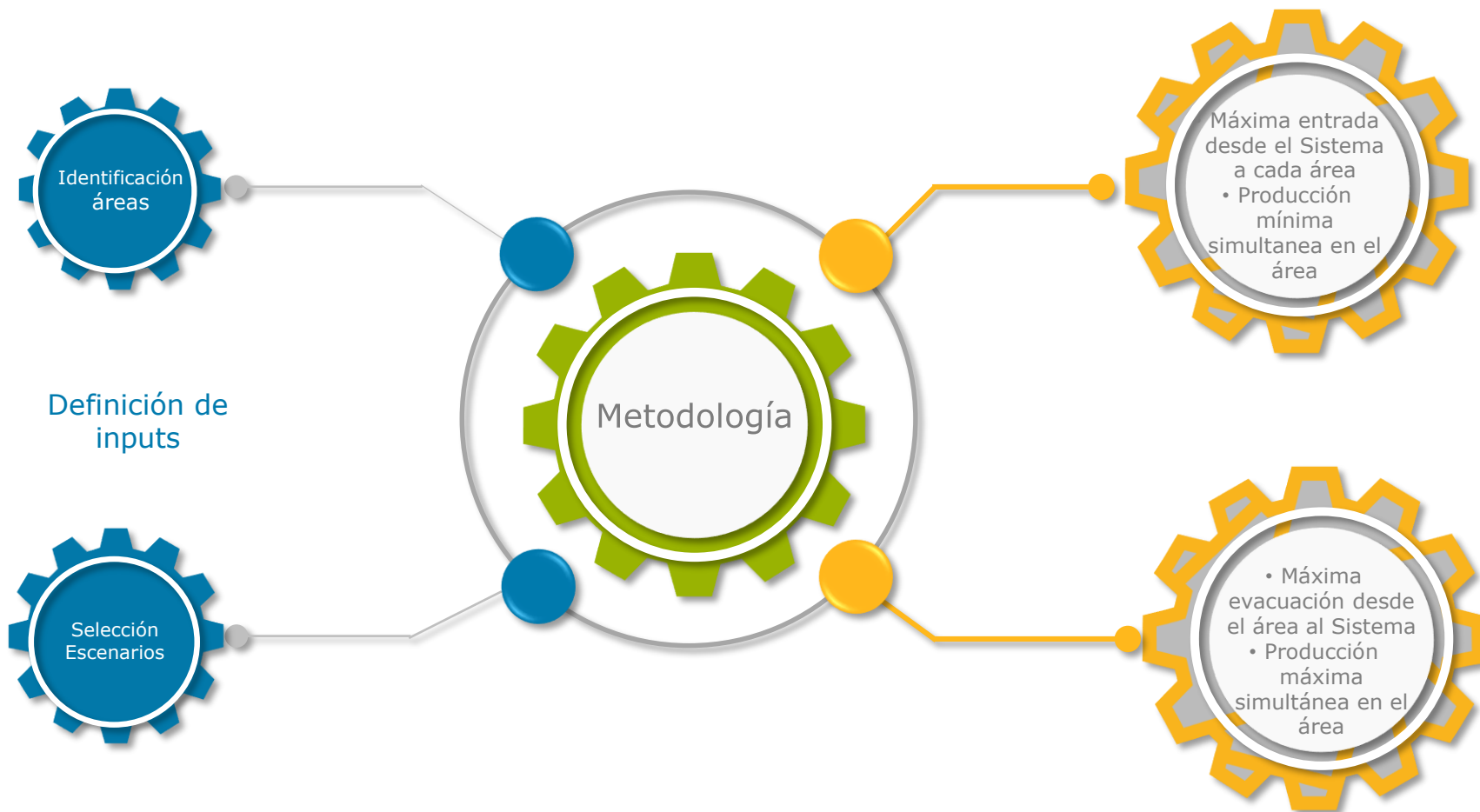
NOTA: Estos son los GWh/día admisibles estimados en el 95% de los días en la red de distribución, sin flujo inverso a la red de transporte

Índice



- Anexo: Metodología detallada de Rangos Admisibles para gas natural

Proceso de elaboración del análisis





Se han realizado **tests de stress a la red de transporte** para identificar las potenciales áreas mediante la combinación de un amplio espectro de escenarios de demanda y configuraciones de entradas y salidas al sistema, tanto de forma individual como conjunta.

Parámetros para identificar la máxima capacidad de transporte del Sistema al área y máxima capacidad de transporte del área al Sistema :

- Escenarios de demanda:
 - Convencional (D/C)
 - Eléctrica (S/E) con diferentes factores de utilización de CTCC, ubicación de éstos de manera homogénea/heterogénea en el Sistema
- Configuraciones de entradas y salidas al Sistema (estudio individual y en conjunto):
 - Por Almacenamiento Subterráneo (extracción/inyección)
 - Por Conexiones Internacionales (CCII)
 - Por Planta/s de Regasificación

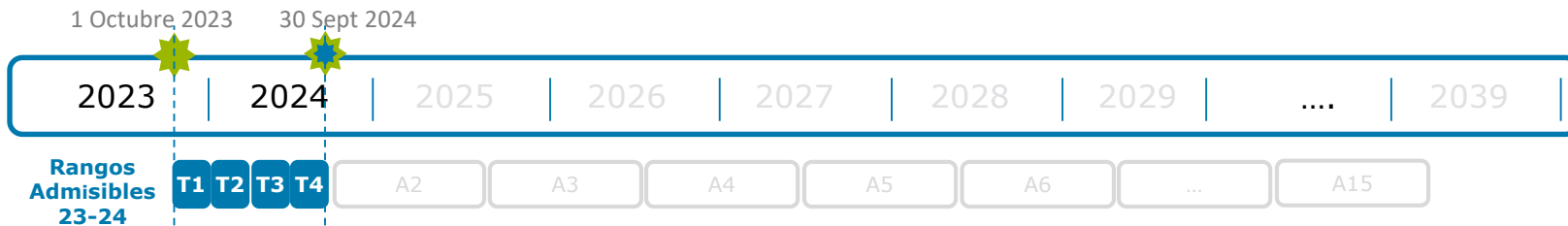


Para el análisis de la restricción de la red de transporte en los trimestres del **año de gas 2023-2024** se han definido tres escenarios (bajo/central/alto) que corresponden:

- **Escenario bajo:** Relativo a los meses del periodo estival (abril - septiembre).
- **Escenario central:** Valores promedios del año.
- **Escenario alto:** Relativo a los meses del periodo invernal (octubre – marzo).

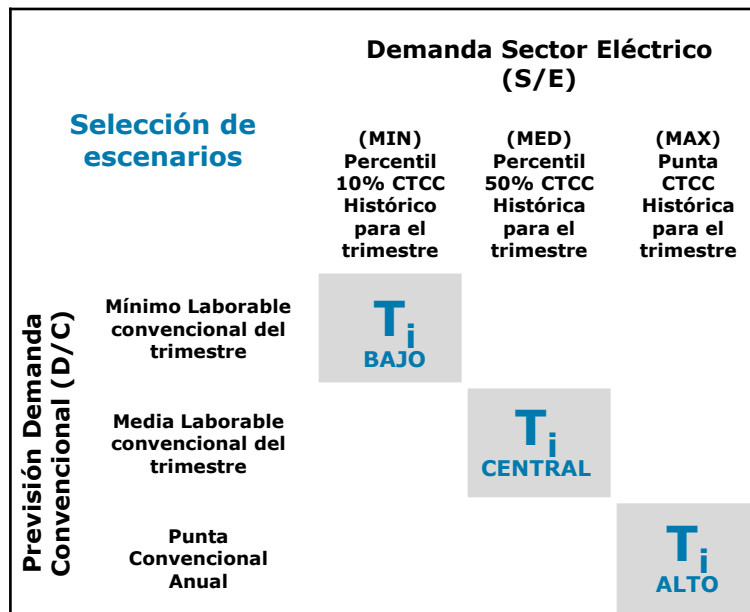
Para el análisis de la restricción de la red de transporte en los **escenarios anuales a largo plazo** se han definido dos escenarios (punta/media anual), que responden a previsiones de demanda media anual y de demanda punta en función de la demanda convencional (D/C) y del sector eléctrico (S/E).

Año de gas 2023-2024. Detalle



Para el año gasista 23-24 se definen escenarios de demanda trimestral mediante la combinación de escenarios equivalentes por sectores:

- Sector Convencional: demanda mínima laborable, media laborable y punta.
- Sector Eléctrico: valor histórico por percentiles para de la demanda de gas para ciclos combinados



Largo plazo. Detalle

1 Octubre 2024

30 Sept 2039

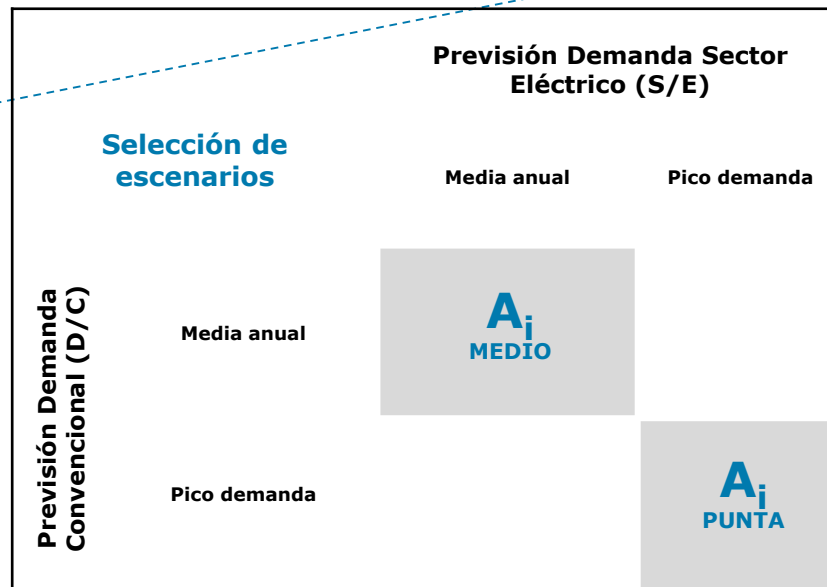


Rangos Admisibles 23-24



Para los años gasista 24-39 se definen escenarios de demanda anual mediante la combinación de escenarios equivalentes por sectores:

- Sector Convencional: demanda media anual y punta.
- Sector Eléctrico: demanda media anual y punta.



Condiciones de contorno



Para el análisis se han definido las condiciones de los Almacenamientos Subterráneos (AASS) según la estacionalidad y actividad de los mismos y de las Conexiones Internacionales (CCII) actuando como flujo exportador/importador respetando las condiciones establecidas en la metodología acordada entre TSO's siguiendo el artículo 6 de NC-CAM.

Conexiones Internacionales y Almacenamientos Subterráneos:

- **VIP Ibérico:**
 - Flujo exportador (ES→PT) para maximizar la capacidad de transporte al área desde el resto del sistema.
 - Flujo importador (PT→ES) para maximizar la capacidad de transporte del área hacia el resto del sistema.
- **VIP Pirineos:**
 - Sensibilidad al flujo exportador (ES→FR) para maximizar la capacidad de transporte al área desde el resto del sistema (100%). Desde el 01 noviembre de 2022 se han considerado +40 GWh/d hasta 265 GWh/d firmes a Francia.
 - Flujo importador (FR→ES) para maximizar la capacidad de transporte del área hacia el resto del sistema.
- **Almacenamientos Subterráneo:**
 - En el periodo invernal máxima extracción para maximizar la capacidad de transporte del área hacia el resto del sistema y no uso de AASS, para maximizar la capacidad de transporte al área desde el resto del sistema.
 - En el periodo estival no uso de los AASS para maximizar la capacidad de transporte del área hacia el resto del sistema y inyección máxima, para maximizar la capacidad de transporte al área desde el resto del sistema.
- **CCII con África:**
 - La conexión internacional de Tarifa funciona con una exportación de 32 GWh/d en todos los escenarios y la conexión internacional de Almería será máxima la entrada para maximizar la capacidad de transporte del área hacia el resto del sistema y con saldo 0 para maximizar la capacidad de transporte al área desde el resto del sistema

Cálculo de la máxima capacidad de transporte

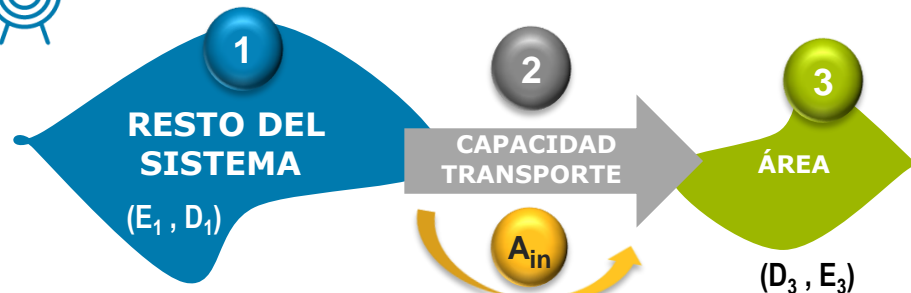


La máxima capacidad de transporte entre el sistema y un área es el mínimo de ...

- 1 Capacidad del sistema para evacuar hacia el área
- 2 Capacidad física de transporte entre el sistema y el área (gasoductos/EECC's)
- 3 Capacidad de admisión de gas desde el sistema al área



Cálculo capacidad de entrada al área (A_{in})

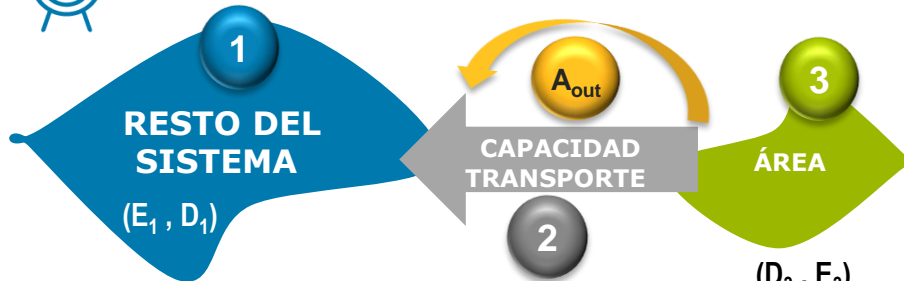


E_1 = Entradas en el resto del Sistema (1)
 D_1 = Demanda en el resto del Sistema (1)

E_3 = Entradas mínimas comprometidas en el área (3)
 D_3 = Demanda del área (3)



Cálculo de capacidad de salida del área (A_{out})



E_1 = Entradas en el resto del Sistema (1)
 D_1 = Demanda en el resto del Sistema (1)

E_3 = Entradas mínimas comprometidas en el área (3)
 D_3 = Demanda del área (3)

5.5 Metodología

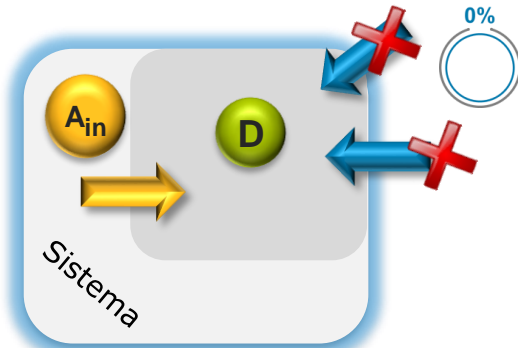
Condiciones de contorno

Cálculo de la capacidad de entrada y de la capacidad de salida



La demanda máxima que se puede cubrir de manera continua, sin la utilización de los medios de producción del área X (D), es el **máximo transportable desde el sistema al área (A_{in})**.

Área X

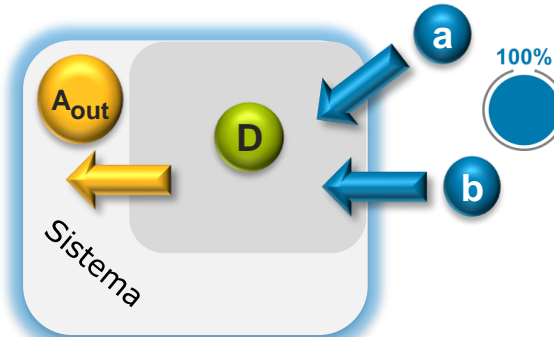


$$\max D = A_{in}$$



La capacidad nominal de los medios de producción del área X están diseñados para cubrir la demanda del área X (D) y la **máxima capacidad de transporte del área al Sistema (A_{out})**.

Área X



$$\text{Nom}[a + b] = D + \max A_{out}$$

Leyenda:



Capacidad transporte entre el sistema y el área



Medios de producción del área



Demanda del área X

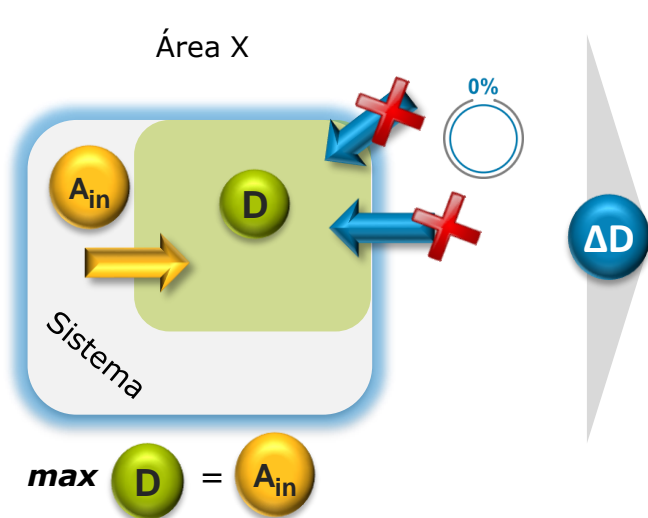


100% % utilización de los medios de producción de un área

Cálculo del máximo transportable desde el sistema al área



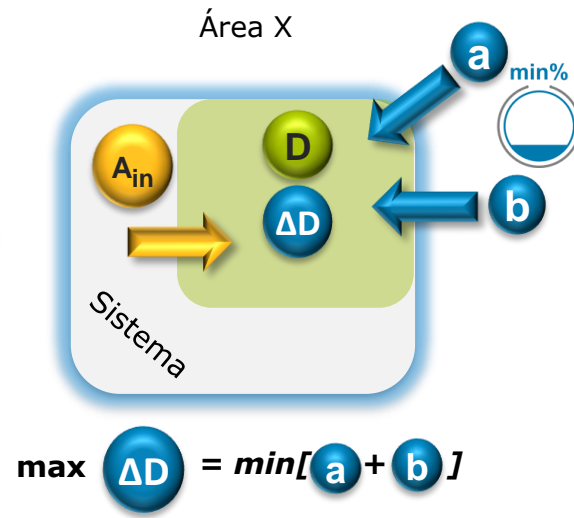
Como ya se ha explicado, la demanda máxima (D) que se puede cubrir de manera continua, sin la utilización de los medios de producción del área X , es el **máximo transportable desde el sistema al área (A_{in})**.



$$\max D = A_{in}$$



Toda demanda superior a D en el área (ΔD) deberá ser suministrada desde los medios de producción de la propia área. Con ello se calcula el **mínimo necesario de los medios de producción del área**.



$$\max \Delta D = \min[a + b]$$

Leyenda:

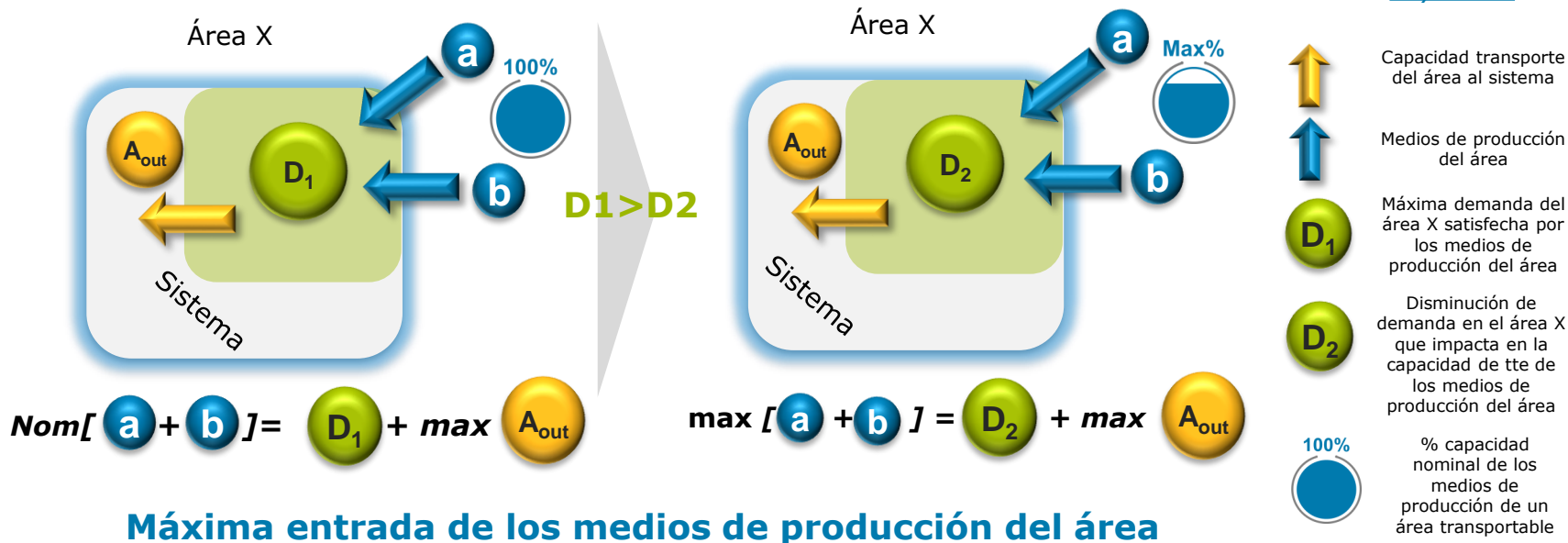
- Capacidad transporte entre el sistema y el área
- Medios de producción del área
- Demanda del área X
- Incremento de demanda en el área X a satisfacer mediante los medios producción del área
- % utilización de los medios de producción de un área

Mínimo necesario de los medios de producción del área

Cálculo de la máxima capacidad de transporte del área al Sistema

Como ya se ha explicado, la capacidad nominal de los medios de producción del área X están diseñados para cubrir la demanda del área (D_1) y la **máxima capacidad de transporte del área al Sistema (A_{out})**.

Si la demanda del área disminuye (D_2), la capacidad máxima de producción de los medios de producción del área disminuirá consecuentemente.



Máxima entrada de los medios de producción del área

Muchas
gracias

