



MINISTERIO PARA LA
TRANSICIÓN ECOLÓGICA
Y EL RETO DEMOGRÁFICO

**MEMORIA DE ANÁLISIS DEL IMPACTO NORMATIVO DE LA PROPUESTA DE ORDEN
POR LA QUE SE ESTABLECEN LOS CARGOS DEL SISTEMA GASISTA Y LA
RETRIBUCIÓN Y LOS CÁNONES DE LOS ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS
BÁSICOS PARA EL AÑO DE GAS 2022**

Madrid, junio 2021

RESUMEN EJECUTIVO

Ministerio/Órgano proponente	Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico	Fecha	20 de junio de 2021
Título de la norma	Orden por la que se establecen los cargos del sistema gasista y la retribución y los cánones de los almacenamientos subterráneos básicos para el año de gas 2022		
Tipo de Memoria	Normal <input checked="" type="checkbox"/> Abreviada <input type="checkbox"/>		
OPORTUNIDAD DE LA PROPUESTA			
Situación que se regula	<p>Mediante esta propuesta de orden se publican los cargos del sistema gasista, las retribuciones reguladas de los almacenamientos subterráneos y los cánones de acceso para el año de gas 2022 que abarca del 1 de octubre de 2021 a 30 de septiembre de 2022.</p> <p>Asimismo, se publica la retribución en concepto de coste diferencial de distribución de gas manufacturado en territorios insulares no conectados a la red de gasoductos, la retribución del Operador del Mercado Organizado de Gas y se desarrolla ciertas cuestiones relacionadas con la facturación de los cargos.</p>		
Objetivos que se persiguen	Establecer el valor de los cargos unitarios y de las retribuciones y cánones de acceso de los almacenamientos subterráneos en vigor del 1 de octubre de 2021 a 30 de septiembre de 2022.		
Principales alternativas consideradas	<p>En el caso del objetivo principal de la orden, como es la fijación de los cargos, las retribuciones y los cánones de acceso, se publican los valores que resultan de la aplicación de las fórmulas tasadas en la ley o real decreto en vigor. La alternativa de no publicar ningún supondría incumplir mandatos expresos establecidos en normas de rango superior, privaría a las compañías propietarias de los almacenamientos subterráneos de una retribución reconocida por ley y dejaría indeterminado el pago que deben pagar los usuarios por el uso de las instalaciones reguladas.</p>		

CONTENIDO Y ANÁLISIS JURÍDICO		
Tipo de norma	Orden ministerial.	
Estructura de la Norma	Exposición de motivos, cuatro artículos, cuatro disposiciones adicionales, una disposición derogatoria, tres disposiciones finales y dos anexos.	
Informes recabados	<ul style="list-style-type: none"> • Informe preceptivo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. • Informe de la Secretaría General Técnica del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. • Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos. 	
Trámite de audiencia	<ul style="list-style-type: none"> • Trámite de audiencia e información pública mediante la página web del ministerio: https://energia.gob.es/es-es/Participacion/Paginas/Index.aspx • Trámite de audiencia mediante el Consejo Consultivo de Hidrocarburos de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que envió al Ministerio su informe 	
ANALISIS DE IMPACTOS		
ADECUACIÓN AL ORDEN DE COMPETENCIAS	Esta orden se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13. ^a y 25. ^a de la Constitución Española, que atribuye al Estado competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y de bases del régimen minero y energético.	
IMPACTO ECONÓMICO Y PRESUPUESTARIO	Efectos sobre la economía en general.	
	En relación con la competencia	<input checked="" type="checkbox"/> La norma no tiene efectos significativos sobre la competencia. <input type="checkbox"/> La norma tiene efectos positivos sobre la competencia. <input type="checkbox"/> La norma tiene efectos negativos sobre la competencia.

	Desde el punto de vista de las cargas administrativas	<input type="checkbox"/> La norma supone una reducción de cargas administrativas. Cuantificación estimada: _____ <input checked="" type="checkbox"/> Incorpora nuevas cargas administrativas. Cuantificación estimada: La norma publica los cargos a aplicar por las empresas distribuidores y transportistas a partir del próximo 1 de octubre, concepto que antes estaba incluido en los peajes. Esto obligará a las empresas a modificar sus procesos de facturación. <input type="checkbox"/> No afecta a las cargas administrativas.
	Desde el punto de vista de los presupuestos, la norma	<input type="checkbox"/> Implica un gasto: <input type="checkbox"/> Implica un ingreso.
	<input type="checkbox"/> Afecta a los presupuestos de la Administración del Estado. <input type="checkbox"/> Afecta a los presupuestos de otras Administraciones Territoriales.	

IMPACTO DE GÉNERO	<p>La norma tiene un impacto de género.</p>	<p>Negativo <input type="checkbox"/> Nulo <input checked="" type="checkbox"/> Positivo <input type="checkbox"/></p>
OTROS IMPACTOS CONSIDERADOS	<p>Aunque los nuevos cánones de acceso registran un ligero incremento del 7% en relación con los vigentes desde el 1 de enero de 2021, fecha en que se aplicó por primera vez la metodología de cálculo del Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, en esa fecha tuvo lugar una rebaja del 33,8% del canon de almacenamiento, por lo tanto, a pesar de la subida, el coste del servicio de almacenamiento sigue siendo inferior al aplicado en años anteriores.</p> <p>El coste del almacenamiento subterráneo es especialmente importante para los comercializadores de menor tamaño, ya que son los que necesitan, en proporción a su cuota de mercado, una mayor capacidad de almacenamiento. Un coste de almacenamiento más reducido contribuirá a facilitar la entrada en el mercado de nuevos comercializadores e incrementará la competencia del mercado del gas natural español, Lo contribuirá a unos menores precios de este combustible, que tiene emisiones de CO₂ más reducidas que los derivados del petróleo.</p>	
OTRAS CONSIDERACIONES		

I. OPORTUNIDAD DE LA PROPUESTA

I.1 MOTIVACIÓN

El Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, modificó la Ley 34/1998, de 7 de octubre, la Ley 3/2013, de 4 de julio y la Ley 18/2014, de 15 de octubre, atribuyendo a la CNMC las competencias de cálculo de las retribuciones y peajes de acceso de las redes de transporte y distribución así como de las plantas de regasificación (en adelante plantas de GNL), mientras que el Gobierno mantenía la competencia del cálculo de retribuciones y cánones de acceso de los almacenamientos subterráneos. Asimismo, este real decreto-ley incorporó a la regulación sectorial el concepto de cargo, que engloba aquellos costes del sistema gasista que no están directamente relacionados con el uso de las instalaciones, como son los déficits de ejercicios anteriores, los pagos transitorios al operador del mercado organizado de gas o el coste diferencial del suministro de gas manufacturado en territorios insulares.

En desarrollo de sus competencias, la CNMC publicó las circulares 4/2019 de retribución de la actividad de distribución, 9/2019, de retribución de las actividades de transporte y regasificación y 6/2020, de peajes de acceso de transporte, distribución y plantas de regasificación. Al mismo tiempo el Gobierno aprobó el Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, por el que se establecen las metodologías de cálculo de los cargos del sistema gasista, de las retribuciones reguladas de los almacenamientos subterráneos básicos y de los cánones aplicados por su uso. La disposición final quinta del real decreto determina que la metodología de cálculo de las retribuciones de los almacenamientos subterráneos, así como de los cánones de acceso entrarían en vigor el 1 de enero de 2021, mientras que la metodología de cálculo de los cargos, que se detalla en el título I de la norma, entrará en vigor con el inicio del próximo año de gas, el 1 de octubre de 2021.

En los artículos 6, 15 y 34 del real decreto se dispone que, antes del comienzo del año de gas, previo informe de la CNMC y Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos se aprobará la orden ministerial que establecerá los cargos, las retribuciones de los almacenamientos subterráneos y los cánones aplicados por su uso.

I.2 OBJETIVOS

La propuesta de orden determina para el período comprendido entre el 1 de octubre de 2021 y el 30 de septiembre de 2022, en adelante año de gas 2022, los valores concretos de los cargos a aplicar a los usuarios y destinados a cubrir aquellos costes no asociados al uso de las instalaciones enumerados en el artículo 59 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

La propuesta publica además las retribuciones del año de gas de las empresas que realizan la actividad de almacenamiento subterráneo en el sector de gas natural, así como los cánones cargados a los usuarios por su uso.

La disposición transitoria vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, determina que hasta la finalización y puesta en marcha de las instalaciones que permitan el suministro de gas natural en los territorios insulares, las empresas distribuidoras propietarias de las instalaciones para la distribución de gases combustibles en el citado ámbito territorial podrán efectuar el suministro de gases manufacturados y/o aire propanado por canalización. El Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de las tarifas de venta de los gases manufacturados y/o aire propanado para los consumidores finales, estableciendo los valores concretos de dichas tarifas o un sistema de determinación y actualización automática de las mismas, asimismo establecerá la retribución que corresponda a la citada empresa por el ejercicio de la actividad de suministro y por el suplemento de coste que suponga el suministro de los gases manufacturados y/o aire propanado. De acuerdo a lo anterior, la orden determina el coste diferencial del suministro de gas manufacturado de la empresa Gasificadora Regional del Gas, S.A. que en la actualidad es responsable de la distribución de gas en municipios de la Isla de Tenerife.

Asimismo, y de acuerdo con la disposición transitoria segunda de la Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos en la orden se aprueba la retribución transitoria del operador del mercado organizado de gas, así como la retribución que le corresponde por la actividad de gestión de garantías.

Por último, la orden desarrolla determinadas cuestiones del procedimiento de facturación de los cargos conforme a la habilitación de desarrollo a favor del titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico incluida en la disposición final cuarta del Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre.

I.3 ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS

En relación al cálculo de los cargos y las retribuciones reguladas y cánones de acceso de los almacenamientos subterráneos, así como del coste diferencial de la distribución de gas manufacturado en territorios insulares, se han aplicado fórmulas tasadas que se encuentran publicadas en normativa en vigor.

I.4 ADECUACIÓN A LOS PRINCIPIOS DE BUENA REGULACIÓN

La orden se dicta ante la necesidad de determinar cuestiones esenciales del régimen económico del sector gasista para el año de gas 2022, como son los cargos y las retribuciones y cánones de acceso a los almacenamientos subterráneos, competencia del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, acorde a los principios de necesidad y eficacia

Conforme al principio de proporcionalidad, la orden fija los cargos unitarios, recoge la retribución a percibir por los titulares de las instalaciones según la metodología aprobada y establece los cánones por su uso también acorde a la metodología vigente.

Esta orden es la primera que publica los valores concretos de los cargos, que fueron definidos en el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, y cuya metodología de cálculo fue aprobada mediante el Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre. Estos cargos estaban anteriormente incluidos en los peajes y su desglose obligará a que distribuidores y transportistas modifiquen sus procedimientos de facturación. Con objeto de minimizar el impacto en los procedimientos internos de las empresas, el real decreto estableció que las unidades de facturación, así como las fórmulas de facturación serían idénticas a las de los peajes, principio que ha respetado la presente orden.

Por otra parte, las retribuciones fijadas en la orden se han calculado mediante unas fórmulas tasadas y objetivas previamente establecidas por ley y por real decreto, que proporcionan unos datos predecibles y replicables por terceros y por la propia CNMC, acorde al principio de seguridad jurídica.

En aplicación del principio de transparencia, la tramitación de la orden, mediante el trámite de audiencia realizado ha dado la oportunidad a los agentes de presentar alegaciones.

En resumen, la concepción y tramitación de esta orden ha respetado los principios de buena regulación recogidos en la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del procedimiento administrativo.

II. CONTENIDO

II.1 CONTENIDO

Exposición de motivos, cuatro artículos, cuatro disposiciones adicionales, una disposición derogatoria, tres disposiciones finales y dos anexos.

II.1.1 Objeto

El objeto principal de la orden es establecer los cargos del sistema gasista, así como la retribución y cánones de acceso de los almacenamientos subterráneos básicos de aplicación en el año de gas 2022, que comprende el periodo entre el 1 octubre de 2021 y el 30 de septiembre de 2022.

Se publica también el extracoste definitivo del suministro de gas manufacturado en las Islas Canarias correspondiente al año 2020 así como el valor provisional del año de gas 2022. Por último, se aprueba la retribución del Operador del Mercado Organizado de gas, así como se desarrollan determinados aspectos del procedimiento de facturación de los cargos.

II.1.2 Cargos

1. Costes a cubrir mediante cargos

Conforme con el listado de conceptos susceptibles de ser cubiertos mediante cargos, enumerado en el artículo 59 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, estos incluyen la anualidad correspondiente al pago del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014, el coste diferencial del suministro de gas manufacturado en territorios insulares y la retribución del Operador del Mercado Organizado de gas natural. No se incluye cantidad alguna en concepto de coste de medidas de gestión de la demanda, al no haberse implementado ninguna y el coste de la CNMC se cubre mediante la Tasa de 0,140% fijada en el anexo de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC.

Los valores de los conceptos anteriores para el año de gas 2022 son los siguientes:

a. Déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014.

La disposición adicional segunda de la Orden TED/1286/2020, de 29 de diciembre, por la que se establecen la retribución y cánones de acceso de los almacenamientos subterráneos básicos para el año 2021 estableció un saldo pendiente de amortizar a 31 de diciembre de 2020 de 372.245.390,10 € y una anualidad a abonar en el año 2021 de 38.264.834,81 €, que incluía 34.155.245,70 € en concepto de amortización y 4.109.589,11 € de retribución financiera.

En la liquidación provisional 14/2020 se ha establecido un superávit provisional del ejercicio de 185.144.690 €, valor que se ha considerado como la mejor estimación del superávit definitivo. El artículo 61 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, establece que, *si el desajuste anual entre ingresos y retribuciones reconocidas resultase una cantidad positiva, esta cantidad se destinará a liquidar las anualidades pendientes correspondientes a desajustes de ejercicios anteriores, aplicándose en primer lugar a las referidas en el apartado 2 y a continuación a las correspondientes al déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014*. En la actualidad ya se han amortizado completamente los desajustes entre ingresos y gastos (de los años 2015 a 2017), por lo que el superávit del año 2020 se destinará integralmente a amortizar el déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014. Conforme con el calendario de liquidaciones seguido en años anteriores, esta amortización tendrá lugar en el mes de diciembre de 2021, aplicándose en el mes de enero del año 2022 una nueva anualidad.

La anualidad del año 2022 se ha calculado respetando el principio de invariabilidad del período de amortización de 15 años, reduciéndose en consecuencia la cuota anual. Se debe recalcar que los cálculos realizados tienen carácter provisional, ya que conforme a lo dispuesto en el artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, la CNMC, en relación con el déficit de las actividades reguladas y sus mecanismos de financiación, es responsable *de mantener y proporcionar la información que se determine, emitir los informes, declaraciones, certificaciones y comunicaciones que le sean requeridos, y realizar los cálculos necesarios en coordinación con el Ministerio de Industria, Energía y Turismo*.

Anualidades del déficit acumulado a 31 de diciembre 2014

Año	Capital pendiente	Anualidad		
		Amortización	Interés	Total
2016	1.025.052.945,66	6.927.298,45	1.147.160,62	8.074.459,07
2017	1.018.125.647,21	68.336.863,04	11.240.107,15	79.576.970,19
2018	949.788.784,17	68.336.863,04	10.485.668,18	78.822.531,22
2019	881.451.921,13	68.336.863,04	9.731.229,21	78.068.092,25
Amortización		71.772.585,62		
2020	741.342.472,46	63.715.852,65	8.184.420,90	71.900.273,55
Amortización		320.384.713,53		
2021	357.241.906,28	34.155.245,70	4.109.589,11	38.264.834,81
Amortización		185.144.690,00		
2022	137.941.970,58	13.937.290,39	1.522.879,36	15.460.169,74
2023	124.004.680,19	13.937.290,39	1.369.011,67	15.306.302,06
2024	110.067.389,80	13.937.290,39	1.215.143,98	15.152.434,37
2025	96.130.099,41	13.937.290,39	1.061.276,30	14.998.566,69
2026	82.192.809,03	13.937.290,39	907.408,61	14.844.699,00
2027	68.255.518,64	13.937.290,39	753.540,93	14.690.831,31
2028	54.318.228,25	13.937.290,39	599.673,24	14.536.963,63
2029	40.380.937,86	13.937.290,39	445.805,55	14.383.095,94
2030	26.443.647,47	13.937.290,39	291.937,87	14.229.228,26
2031	12.506.357,08	12.506.357,08	138.070,18	12.644.427,27
	TOTAL	1.025.052.945,66	53.202.922,85	500.953.879,36

Los pagos que se devengarán en el año de gas 2022 son los siguientes:

2021	
Anualidad (€)	38.264.834,81
Pago mensual (€)	3.188.736,23

2022	
Anualidad (€)	15.460.169,74
Pago mensual (€)	1.288.347,48

Calendario de pagos año de gas 2022 (€)

oct-21	3.188.736,23
nov-21	3.188.736,23
dic-21	3.188.736,23
ene-22	1.288.347,48
feb-22	1.288.347,48
mar-22	1.288.347,48
abr-22	1.288.347,48
may-22	1.288.347,48
jun-22	1.288.347,48
jul-22	1.288.347,48
ago-22	1.288.347,48
sep-22	1.288.347,48
Total a abonar	21.161.336,01

b. Retribución provisional del operador del mercado organizado de gas

La retribución provisional del año 2021 fue fijada en 3.577.000 € mediante la disposición transitoria primera de la Orden TED/1286/2020, de 29 de diciembre, que también determinó

que tres cuartos de dicha cantidad se debían imputar a la liquidación del año de gas 2021 (1 de enero a 30 de septiembre de 2021), debiendo liquidarse los 894.250 € restantes entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2021.

Respecto a la retribución provisional del año 2022, en la actualidad se encuentra en tramitación una propuesta de orden por la que se establece la fecha de finalización de la retribución transitoria, que prevé la aplicación de comisiones por operación a partir del 1 de enero de 2022. La propuesta establece unos ingresos mínimos anuales de 2.830.000 € para los años 2022, 2023 y 2024, debiendo cubrir el sistema gasista la diferencia en caso de los ingresos por comisiones no alcancen dicha cantidad. Aplicando un principio de prudencia se ha estimado que estos alcancen la mitad de los ingresos mínimos, aportando el sistema gasista la diferencia.

Por otra parte, se debe retribuir el coste anual de la gestión de garantías que en la disposición citada anteriormente se fijó en 712.000 €/año. El coste total del Operador del Mercado para el año de gas 2022 es el siguiente (€):

Retribución transitoria (incluye gestión de garantías)	
Año 2021	3.577.000,00
Pago 2021 (1/10 a 31/12) (1)	894.250,00
Retribución gestion garantías	
Año 2022	712.000,00
Pago 2022 (1/1 a 30/09) (2)	534.000,00
Retribución transitoria 2022 (sin gestión de garantías)	
Ingresos mínimos 2022	2.830.000,00
Estimación ingresos comisiones 2022	1.415.000,00
Estimación coste a cubrir por el sistema, año natural 2022	1.415.000,00
Pago 2022 (1/1 a 30/09) (3)	1.061.250,00
Total (1)+(2)+(3)	2.489.500,00

- c. Coste diferencial del suministro de gases manufacturados en las áreas de distribución acogidas a la disposición transitoria vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

El coste diferencial incluye:

- Diferencia entre el coste de adquisición del propano y el coste del gas natural considerado en el cálculo de la tarifa de último recurso, lo que se conoce como término Cn. Este concepto se devenga en dos fases: como gasto liquidable mensual en concepto de adquisición de gas a precio de cesión y como extracoste anual, calculado como la diferencia entre el precio de adquisición de propano y el precio de cesión. Como previsión de ventas para el año de gas 2022 se ha empleado la cifra del año 2019, al haberse no ser una referencia adecuada las ventas del año 2020 (COVID-19). Como estimación del coste de gas natural se ha tomado el valor del término Cn publicado en la última resolución con la tarifa de último recurso en vigor, la resolución de 21 de diciembre de 2020:

Coste diferencial	
Compras propano 2019	46.355.041 kWh
Coste	1.934.715 €
Precio medio	0,045811 €/kWh
Coste GN (Cn) 1/01/2021	0,017066 €/kWh
Coste diferencial	1.332.482 €

- Coste del suministro a tarifa:

Retribución liquidación 14/2020	52.520 €
Volumen suministrado 14/2020	19.186.035 kWh
Coste suministro a tarifa unitario	0,002737 €/kWh
Coste suministro a tarifa año gas 2022	126.893 €

- d. Resumen de los conceptos a retribuir mediante cargos (€).

Déficit acumulado a 31/12/2014	21.161.336,01
Coste diferencial materia prima (I. Canarias)	1.332.482,42
Coste suministro a tarifa (I. Canarias)	126.892,65
Coste operador del mercado organizado del gas	2.494.750,00
Total	25.115.461,07

Tasa de la CNMC 4.264.590

Total cargos	29.380.051,07
--------------	---------------

2. Cargos unitarios propuestos para el año de gas 2022.

El procedimiento de cálculo se encuentra descrito en el artículo 10 del Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre. En primer lugar, se realiza un reparto de la cantidad total a recaudar entre los inductores de coste empleados: número de consumidores y caudal equivalente contratado. Se van a emplear las mismas proporciones empleadas por la CNMC en el anexo IV de la Circular 6/2020, de 22 de julio, de la CNMC, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural, 14,46% y 85,54% respectivamente.

El escenario de demanda es el empleado por la CNMC en la elaboración de su propuesta de Resolución por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación para el año de gas octubre 2021 - septiembre 2022.

El volumen de gas suministrado a las plantas satélites uniclientes coincide con el valor de la Memoria de la propuesta de resolución, el caudal se ha calculado proporcionalmente a partir del caudal imputado para el cálculo del peaje de carga de cisternas de 53.340.902 kWh/día.

Inductor de coste	% reparto	Reparto cargos [€]
Por puntos de suministro	14,46%	3.631.695,67
Por capacidad contratada	85,54%	21.483.765,40
Total	100,00%	25.115.461,07

Peaje	Tamaño (kWh)	Puntos de suministro	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Consumo (MWh/año)	factor de carga (%)	Reparto [€]			Cargo unitario	
						Por puntos de suministro	Por capacidad contratada	Total	€/cliente/año	€/kWh/día/año
RL.1	C ≤ 5.000	4.629.443	70.229.289	11.017.247	43,0%	2.094.839,87	1.009.620,35	3.104.460,22	0,67	0,0442046
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.901.587	151.981.963	21.111.600	38,1%	1.312.978,72	2.184.901,56	3.497.880,27	1,21	0,0230151
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	409.718	55.346.419	7.679.529	38,0%	185.398,89	795.663,34	981.062,24	2,39	0,0177258
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	58.877	45.718.251	7.820.494	46,9%	26.642,06	657.248,24	683.890,30	11,62	0,0149588
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.650	80.294.325	13.816.622	47,1%	9.796,70	1.154.315,89	1.164.112,60	53,77	0,0144981
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	2.289	32.604.033	6.041.472	50,8%	1.035,78	468.717,48	469.753,26	205,22	0,0144078
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	999	50.460.263	8.904.948	48,3%	452,05	725.419,68	725.871,73	726,60	0,0143850
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	669	89.950.723	18.637.377	56,8%	302,72	1.293.136,83	1.293.439,56		0,0143794
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	287	104.945.117	25.867.870	67,5%	129,87	1.508.697,12	1.508.826,99		0,0143773
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	165	164.502.197	47.742.826	79,5%	74,66	2.364.893,17	2.364.967,83		0,0143765
RL.11	C > 500.000.000	98	599.640.207	168.655.454	77,1%	44,35	8.620.462,55	8.620.506,90		0,0143761
	P.Satélites unicliente		48.740.007	13.225.494			700.689,18	700.689,18		0,0143761
	Total	8.025.782	1.494.412.794	350.520.933		3.631.695,67	21.483.765,40	25.115.461,07		

II.1.3 Retribución a la actividad de almacenamiento subterráneo básico

La orden incluye en el anexo II la retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo básico para el año de gas 2022, calculada conforme a la metodología recogida en el Real Decreto 1186/2020, de 29 de diciembre, por el que se establecen las metodologías de cálculo de los cargos del sistema gasista, de las retribuciones reguladas de los almacenamientos subterráneos básicos y de los cánones aplicados por su uso. La disposición incluye además la revisión del reparto de la Retribución por Continuidad de Suministro de 2018, 2019, 2020 y del 1 de enero de 2021 al 30 de septiembre de 2021.

1. Retribución por inversión, que abarca los términos de amortización y retribución financiera con una tasa retributiva de 5,44%:

[Euros]	Valor reconocido inversión	Valor de inversión neto	Amortización	Retribución financiera	Retribución total inversión oct 2021-sept 2022
Enagas Transporte, S.A.U.	644.989.252,56	273.073.155,37	25.162.510,62	14.855.179,65	40.017.690,27
Naturgy Almacenamiento Andalucía, S.A.	56.091.455,61	26.527.729,66	2.945.035,34	1.432.350,67	4.377.386,01
TOTAL AASS	701.080.708,17	299.600.885,03	28.107.545,96	16.287.530,32	44.395.076,28

2. Costes de operación y mantenimiento variables de extracción e inyección del año de gas 2022 (provisionales). Se han calculado a partir del promedio de los valores auditados de los ejercicios 2017-2019, de forma proporcional al volumen de inyección y extracción previsto para el año de gas 2022, el cual se estima igual al del año de gas 2021 provisional aportado por el GTS, considerando que se mantiene la aportación proporcional de cada almacenamiento al conjunto del sistema. Así resulta:

	Promedio COM variables inyección 2017-2019 [€]	Promedio COM variables extracción 2017-2019 [€]
A.S. Serrablo	41.959,67	79.206,67
A.S. Gaviota	15.806,33	47.899,00
A.S. Yela	729.481,00	44.172,00
A.S. Marismas	28.077,00	76.026,00
TOTAL AASS	815.324,00	247.303,67

	Inyección	Extracción
Promedio COM variables 2017-2019 [€]	815.324,00	247.303,67
Promedio volumen 2017-2019 [GWh]	9.353,67	5.647,00
Volumen previsto oct 2021-sept 2022 [GWh]	10.769,47	10.204,73
COM variables previstos oct 2021-sept 2022 [€]	938.734,01	446.904,01

El resumen de los costes de operación y mantenimiento (COM) y los costes por extensión de vida útil (REVU) provisionales de cada almacenamiento es el siguiente:

[Euros]	COM provisionales				REVU provisionales	TOTAL provisionales	
	Directos			Indirectos			TOTAL
	Fijos	variables inyección	variables extracción				
A.S. Serrablo	4.054.498,67	48.310,81	143.134,87	1.714.134,00	5.960.078,35	894.011,75	6.854.090,10
A.S. Gaviota	18.810.573,67	18.198,83	86.558,58	2.239.227,00	21.154.558,08	3.173.183,71	24.327.741,79
A.S. Yela	4.537.232,67	839.897,54	79.823,50	0,00	5.456.953,71	0,00	5.456.953,71
A.S. Marismas	2.030.421,67	32.326,82	137.387,06	5.088,08	2.205.223,63	0,00	2.205.223,63
TOTAL AASS	29.432.726,67	938.734,01	446.904,01	3.958.449,08	34.776.813,77	4.067.195,46	38.844.009,23

3. La retribución provisional por gastos de operación y mantenimiento activados es la siguiente:

[Euros]	Inversión	Retribución COPEX ene 2021-sept 2021
Enagas Transporte, S.A.U.	3.148.928,92	1.352.150,08
Naturgy Almacenamiento Andalucía, S.A.	2.052.938,00	881.531,58
TOTAL AASS	5.201.866,92	2.233.681,66

4. Retribución transitoria por continuidad de suministro. Se calcula en base a la disposición transitoria segunda del citado real decreto:

	oct 2021-sept 2022
RCS ₂₀₂₀	5.607.005,51
factor reducción transitoria	0,8
RCS ene 21-sept 22	4.485.604,41

	Valor de reposición [€]	coeficiente de reparto α [%]	RCS oct 2021-sept 2022 [€]
Enagas Transporte, S.A.U.	644.989.252,56	91,99929%	4.126.724,07
Naturgy Almacenamiento Andalucía, S.A.	56.091.455,61	8,00071%	358.880,34
Total	701.080.708,17	100,00000%	4.485.604,41

5. Retribución por mejoras de productividad. Se calcula conforme a la fórmula recogida en el artículo 22 y en la disposición transitoria cuarta del citado real decreto, su valor es cero ya que no se dispone todavía de los valores definitivos de los costes de operación y mantenimiento fijos del año de gas 2021.
6. Minoración de la retribución de ENAGAS, Transporte S.A.U. La disposición adicional séptima de la Orden ITC/3802/2008, de 26 de diciembre, estableció lo siguiente:

Durante 30 años a partir del 1 de enero de 2010, la retribución de las inversiones titularidad de Enagás, S.A. se minorará en una treintava parte de la diferencia entre la retribución provisional de estas inversiones, percibida por Enagás, S.A. durante los años 2007 y 2008, y la retribución definitiva que le corresponda en aplicación de los parámetros indicados en el anexo III, de acuerdo con lo dispuesto en la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre.

Dicha cantidad asciende a 705.329 € para el año completo, lo cual supone 527.547,44 € para el período de 1 de enero de 2021 a 30 de septiembre de 2021.

El resumen de las retribuciones del año de gas 2022 es el siguiente:

[Euros]	Retribución por inversión (incl. Gas colchón) oct 21-sept 22	Retribución por COM y REVU provisionales oct 21-sept 22	Retribución por COPEX provisionales ene 21-sept 21	RCS oct 21-sept 22	Minoración por D.A 7ª Orden ITC/3802/2008 oct 21-sept 22	TOTAL oct 21-sept 22
Enagas Transporte, S.A.U.	40.017.690,27	36.638.785,60	1.352.150,08	4.126.724,07	-705.329,00	81.430.021,02
Naturgy Almacenamiento Andalucía, S.A.	4.377.386,01	2.205.223,63	881.531,58	358.880,34	0,00	7.823.021,55
Total	44.395.076,28	38.844.009,23	2.233.681,66	4.485.604,41	-705.329,00	89.253.042,57

Adicionalmente, en la orden se incluyen revisiones de retribuciones de ejercicios anteriores al 1 de enero de 2021, que se han calculado según lo dispuesto en el anexo XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre. Se ha revisado el reparto de la Retribución por Continuidad de Suministro entre los diferentes titulares de los almacenamientos (no así la retribución total a reconocer) de los años 2018, 2019 y 2020 y del periodo de 1 de enero de 2021 a 30 de septiembre de 2021, como consecuencia de la aprobación de una resolución en 2021 por la que se modifica la inversión reconocida al almacenamiento subterráneo Yela a partir del 1 de enero de 2018.

	Valor de reposición [€]	coeficiente de reparto α [%]	Reparto RCS 2018 [€]	RCS 2018 en Orden TED/1286/2020	Diferencia a reconocer (a incluir 2021) (€)
Enagas Transporte, S.A.U.	644.989.252,56	92,36797%	4.320.901,16	4.321.507,73	-606,57
Naturgy Almacenamiento Andalucía, S.A.	53.293.114,34	7,63203%	357.020,34	356.413,77	606,57
TOTAL ALMACENAMIENTOS	698.282.366,90	100,00000%	4.677.921,50	4.677.921,50	0,00

	Valor de reposición [€]	coeficiente de reparto α [%]	Reparto RCS 2019 [€]	RCS 2019 en Orden TED/1286/2020	Diferencia a reconocer (a incluir 2021)
Enagas Transporte, S.A.U.	644.989.252,56	92,36797%	5.339.254,85	5.340.004,38	-749,53
Naturgy Almacenamiento Andalucía, S.A.	53.293.114,34	7,63203%	441.163,20	440.413,67	749,53
TOTAL ALMACENAMIENTOS	698.282.366,90	100,00000%	5.780.418,05	5.780.418,05	0,00

	Valor de reposición [€]	coeficiente de reparto α [%]	Reparto RCS 2020 [€]	RCS 2020 en Orden TED/1286/2020	Diferencia a reconocer (a incluir 2021)
Enagas Transporte, S.A.U.	644.989.252,56	91,99929%	5.158.405,09	5.159.164,21	-759,12
Naturgy Almacenamiento Andalucía, S.A.	56.091.455,61	8,00071%	448.600,42	447.841,30	759,12
TOTAL ALMACENAMIENTOS	701.080.708,17	100,00000%	5.607.005,51	5.607.005,51	0,00

	Valor de reposición [€]	coeficiente de reparto α [%]	RCS ene 2021-sept 2021 [€]	RCS ene 2021-sept 2021 Orden TED/1286/2020	Diferencia a reconocer (a incluir 2021)
Enagas Transporte, S.A.U.	644.989.252,56	91,99929%	3.675.363,63	3.675.904,50	-540,87
Naturgy Almacenamiento Andalucía, S.A.	56.091.455,61	8,00071%	319.627,80	319.086,92	540,87
TOTAL ALMACENAMIENTOS	701.080.708,17	100,00000%	3.994.991,43	3.994.991,42	0,00

II.1.4 Cánones aplicables al acceso de terceros a los almacenamientos subterráneos básicos.

Al igual que en el caso de las retribuciones de los almacenamientos subterráneos, los cánones de acceso a los almacenamientos subterráneos básicos del 1 de octubre de 2021 al 30 de septiembre de 2022 se calcularán conforme con la metodología del Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, dividiendo la retribución reconocida entre la previsión de capacidad contratada equivalente.

1. Previsión de capacidad contratada equivalente

La fórmula de la capacidad contratada equivalente está publicada en el artículo 3 del Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre. Para su aplicación en el caso de la capacidad de almacenamiento y respetando el procedimiento utilizado en la elaboración de los cánones en vigor desde el 1 de enero de 2021, se han empleado los datos de contratación de los tres últimos años de gas disponibles, facilitados por el GTS, y empleando como multiplicadores los valores que se expondrán en el apartado correspondiente.

Capacidad contratada							capacidad contratada equivalente mensual
[kWh/día]	Producto anual	Producto trimestral	Producto mensual	Producto diario	Producto intradiario	Total capacidad contratada	
oct.-18	21.049.724.453	260.000.000	1.803.101.000	0	0	23.112.825.453	21.377.844.585
nov.-18	21.049.724.453	1.908.036.000	565.065.000	0	0	23.522.825.453	21.787.202.601
dic.-18	21.049.724.453	1.908.036.000	565.010.000	0	0	23.522.770.453	21.787.195.820
ene.-19	21.049.724.453	1.908.036.000	350.065.000	0	0	23.307.825.453	21.564.137.658
feb.-19	21.049.724.453	36.000	1.648.065.000	0	0	22.697.825.453	21.198.736.590
mar.-19	21.049.724.453	36.000	28.065.000	0	0	21.077.825.453	21.052.040.165
abr.-19	21.049.724.453	36.000	14.000.000	0	0	21.063.760.453	21.050.999.206
may.-19	21.221.735.138	2.920.849	50.000	0	0	21.224.705.987	21.222.469.871
jun.-19	21.179.171.741	2.920.849	435.000	0	0	21.182.527.590	21.179.941.282
jul.-19	21.264.298.535	2.920.849	833.050.000	0	0	22.100.269.384	21.354.258.633
ago.-19	21.221.735.138	2.857.435.849	805.850.000	0	0	24.885.020.987	22.249.753.159
sep.-19	21.221.735.138	2.857.435.849	2.878.650.000	0	0	26.957.820.987	22.528.963.981
oct.-19	21.221.735.138	2.857.435.849	5.220.150.000	0	0	29.299.320.987	22.908.323.165
nov.-19	21.221.735.138	9.006.200.849	715.563.063	0	0	30.943.499.050	24.462.125.539
dic.-19	21.221.735.138	9.006.200.849	782.650.000	0	0	31.010.585.987	24.470.396.531
ene.-20	21.221.735.138	2.453.298.849	4.978.229.048	1.002	0	28.653.264.037	22.366.980.219
feb.-20	21.221.735.138	2.453.298.849	2.181.388.000	3.716.829.713	457.000.000	30.030.251.700	22.048.148.570
mar.-20	21.221.735.138	2.453.298.849	618.110.000	80.002.000	15.930.000	24.389.075.987	21.886.209.355
abr.-20	25.325.691.378	10.000.000	12.600.000	138.501.685	0	25.486.793.063	25.329.823.850
may.-20	25.325.691.378	10.000.000	526.750.001	601.012.909	0	26.463.454.288	25.377.955.945
jun.-20	25.325.691.378	10.000.000	1.300.000.000	1.423.002.307	40.443.061	28.099.136.746	25.451.026.538
jul.-20	25.325.691.378	4.152.900.000	77.220.000	2.285.053.884	59.523.706	31.900.388.968	26.694.042.845
ago.-20	25.325.691.378	4.152.900.000	2.648.471.000	158.015.563	37.224.727	32.322.302.668	27.002.972.514
sep.-20	25.325.691.378	4.152.900.000	4.197.121.000	207.716.836	21.308.016	33.904.737.230	27.228.647.346
oct.-20	25.325.691.378	6.109.900.000	2.251.408.622	395.112.894	50.491.865	34.132.604.759	27.762.812.036
nov.-20	25.325.691.378	6.109.900.000	2.226.920.000	353.925.149	0	34.016.436.527	27.740.453.543
dic.-20	25.325.691.378	6.109.900.000	594.600.000	31	0	32.030.191.409	27.537.463.227
ene.-21	25.325.691.378	111.485.000	1.631.500.000	270.025.105	66.810.789	27.405.512.272	25.529.510.261
feb.-21	25.325.691.378	111.485.000	225.000.000	164.259.028	150.000	25.826.585.406	25.374.490.989
mar.-21	25.325.691.378	111.485.000	0	36.552.872	2.479.104	25.476.208.354	25.353.695.707
abr.-21	23.741.427.628	1.443.000	0	492.543.211	625.065	24.236.038.904	23.743.546.238
may.-21	23.741.427.628	1.443.000	0	601.012.909	0	24.343.883.537	23.743.928.972
jun.-21	23.741.427.628	1.443.000	51.500.000	1.423.002.307	40.443.061	25.257.815.996	23.751.745.456
jul.-21	23.741.427.628	6.346.443.000	0	2.285.053.884	59.523.706	32.432.448.218	25.814.429.666
ago.-21	23.741.427.628	6.346.443.000	0	158.015.563	37.224.727	30.283.110.918	25.805.086.417
sep.-21	23.741.427.628	6.346.443.000	0	207.716.836	21.308.016	30.316.895.480	25.805.334.912
PROMEDIO ANUAL							23.931.741.483

Para el cálculo de la capacidad contratada equivalente de inyección y extracción del año de gas 2022 se considerará que se contrata lo mismo que en el año de gas anterior, con el mismo perfil de contratación mensual. Todos los productos mensuales, trimestrales y anuales se considerarán agregados y por tanto no afectados por multiplicadores, por otra parte, la contratación intradiaria se tratará como la diaria y por tanto afectada por los mismos multiplicadores:

Inyección

	Capacidad contratada		Capacidad equivalente	
	Capacidad agregada [GWh]	Capacidad diaria [GWh]	Capacidad anual [GWh/año]	Capacidad diaria [MWh/día]
oct.-20	87,94	9,77	107,49	
nov.-20	501,73	55,75	602,08	
dic.-20	1280,04	142,23	1536,05	
ene.-21	23,70	380,53	632,54	
feb.-21	15,30	35,61	61,59	
mar.-21	47,94	179,72	263,61	
abr.-21	441,83	109,20	583,79	
may.-21	1310,14	798,03	2347,58	
jun.-21	1350,00	337,50	1788,75	
jul.-21	1550,00	387,50	2170,00	
ago.-21	930,00	232,50	1348,50	
sep.-21	450,00	112,50	675,00	
TOTAL	7.988,64	2.780,83	12.116,98	33.197,20

Extracción

	Capacidad contratada		Capacidad equivalente	
	Capacidad agregada [GWh]	Capacidad diaria [GWh]	Capacidad anual [GWh/año]	Capacidad diaria [MWh/día]
oct.-20	134,64	14,96	158,58	
nov.-20	50,87	5,65	59,35	
dic.-20	55,80	6,20	65,10	
ene.-21	3.079,77	498,29	3.727,55	
feb.-21	1.168,65	229,56	1.421,17	
mar.-21	1.591,14	318,17	1.909,31	
abr.-21	712,01	408,33	1.161,17	
may.-21	75,17	184,26	277,86	
jun.-21	60,00	15,00	76,50	
jul.-21	62,00	15,50	82,15	
ago.-21	465,00	116,25	639,38	
sep.-21	750,00	187,50	1.050,00	
TOTAL	8.205,05	1.999,68	10.628,11	29.118,11

- Como coste de gas de operación previsto se ha considerado la media del volumen de gas de operación consumido desde octubre de 2020 a septiembre de 2021 (los últimos meses son previsiones presentadas por el GTS) multiplicado por un precio de 25,43 €/MWh que es el precio medio de los gases regulados en MIBGAS del último mes.

gas operación oct 2021-sept 2022 previsto [MWh]	141.699
Precio MIBGAS gases regulados promedio (may 2021-jun 2021) [€/MWh]	25,43
Coste gas operación previsto [€]	5.189.208

De acuerdo a los artículos 34 y 35 del Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, se calculan los cánones de almacenamiento, inyección y extracción a partir de las retribuciones reconocidas y previstas para el año de gas 2022 y de las capacidades contratadas equivalentes previstas, todo ello expuesto en anteriores apartados.

Como ingresos por servicios conexos sólo se prevén los relativos a los condensados, los cuales se estiman la media de los tres últimos ejercicios disponibles (2017,2018 y 2019).

Resumen de retribuciones e ingresos conexos

[Euros]	1 oct 21 - 30 sept 22
Retribución fija (inversión, COPEX, COM fijos provisionales, REVU provisional , RMP, RCS y minoración)	87.867.405
Coste gas operación previsto	5.189.208
Retribución COM variables inyección provisionales	938.734
Retribución COM variables extracción provisionales	446.904
Ingresos previstos por venta de condensados	-415.627

Canon de almacenamiento

	1 oct 2021 - 30 sept 2022
Retribución fija (1) [€/año]	87.867.405
Capacidad contratada equivalente almacenamiento(2) [MWh/día]	23.931.741
Canon de almacenamiento (1)/(2) [€/(kWh/día)/año]	0,003672

Canon de inyección

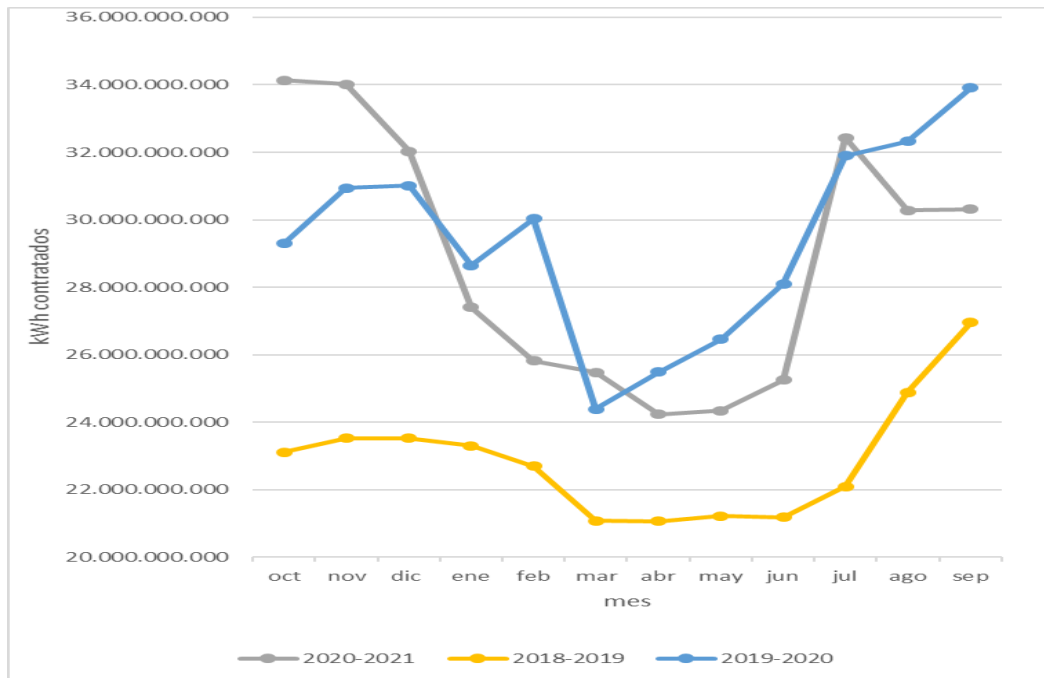
	1 oct 2021 - 30 sept 2022
Retribución variable inyección (1) [€/año]	938.734
1/2 coste gas operación (2) [€/año]	2.594.604
1/2 ingresos por servicios conexos (condensados) (3) [€/año]	-207.814
Capacidad contratada equivalente inyección (4) [MWh/día]	33.197
Canon de inyección [(1)+(2)-(3)]/(4) [€/kWh/día/año]	0,100175

Canon de extracción

	1 oct 2021 - 30 sept 2022
Retribución variable extracción (1) [€/año]	446.904
1/2 coste gas operación (2) [€/año]	2.594.604
1/2 ingresos por servicios conexos (condensados) (3) [€/año]	-207.814
Capacidad contratada equivalente extracción (4) [MWh/día]	29.118
Canon de extracción [(1)+(2)-(3)]/(4) [€/kWh/día/año]	0,097317

Respecto a los multiplicadores, en el Real Decreto 1186/2020, de 29 de diciembre, se dispone que a los contratos de duración inferior a un año se les aplicará el canon del producto de capacidad anual ponderado mediante un multiplicador a corto plazo, y que en el caso de los productos de capacidad agregada el multiplicador se aplicará solamente al canon de almacenamiento. También se establece que todos los multiplicadores se redondeen a dos decimales.

Con las reservas derivadas de la inexistencia de una serie histórica suficientemente extensa de datos, de los datos representados en la siguiente gráfica correspondiente a la contratación de almacenamiento de los tres últimos ejercicios se puede deducir la existencia de un componente estacional en la contratación de capacidad de almacenamiento. En consecuencia, se ha considerado la existencia de factores estacionales en el cálculo de los multiplicadores de corto plazo:



Fuente: GTS

Para el cálculo de los multiplicadores de corto plazo, se partirá de la estimación de los multiplicadores sin estacionalidad de los contratos trimestrales, mensuales y diarios. Estos se calcularán de forma que, dado el perfil de contratación del servicio previsto, la facturación del conjunto de contratos en un año de gas sea equivalente a la que resultaría de la aplicación del contrato anual afectado de un coeficiente de seguridad. Los multiplicadores serán el promedio de los que resulten de aplicar esta metodología durante los últimos tres años disponibles.

Respecto a los multiplicadores intradiarios sin estacionalidad, dada la complejidad de establecer multiplicadores intradiarios en función del número de horas de duración del contrato, se ha considerado adecuado disponer de un único multiplicador, independiente del número de horas de duración del contrato. Para ello, el multiplicador sin estacionalidad aplicable a los contratos intradiarios será el resultado del producto del multiplicador diario por el intradiario de un contrato de 12 horas, por corresponderse con la mediana del número de horas. Para este cálculo se empleará también el promedio de los tres últimos años disponibles. El multiplicador intradiario del contrato de 12 horas se calculará de forma que, dado el perfil de consumo horario, la facturación del consumidor con un contrato diario sea equivalente a la que se obtendría de combinar contratos diarios e intradiarios de 12 horas. El multiplicador intradiario aplicable a los contratos intradiarios de 24 horas de duración será el correspondiente al contrato diario.

De acuerdo al artículo 13 del código de tarifas, los multiplicadores sin estacionalidad aplicables a los contratos trimestrales y mensuales, resultantes de lo anterior, no serán inferiores a 1, ni superiores a 1,5, mientras que los aplicables a los contratos diarios e intradiarios no serán inferiores a 1, ni superiores a 3, salvo causa justificada.

Al considerar que la demanda de inyección y extracción está directamente relacionada con la demanda de capacidad de almacenamiento, se considera lógico que sigan un perfil de

estacionalidad semejante, por lo que se emplearán los mismos multiplicadores para la capacidad de extracción e inyección que para la de almacenamiento.

Se procede a presentar las fórmulas de cálculo de los multiplicadores de corto plazo incluyendo factores estacionales, según se disponen en el artículo 36 del Real Decreto 1186/2020, de 29 de diciembre, y el resultado del cálculo:

a) Multiplicador mensual.

$$C_{M,m} = [(Q_{m,a} \times 12)^n] \times M_M$$

Siendo:

- $C_{M,m}$: multiplicador del mes “m”. En caso de que la media aritmética de los valores mensuales supere el valor del multiplicador sin estacionalidad, estos deberán ajustarse.
- $Q_{m,a}$: proporción de la capacidad contratada en el mes “m” en relación con la capacidad contratada en el año “a”. Se empleará el perfil medio registrado durante el último año de gas.
- n: potencia máxima aplicable tal que ningún $C_{M,m}$ sea inferior a la unidad. Tomará un valor comprendido entre 0 y 2
- M_M : multiplicador mensual sin estacionalidad. Se toma un valor de 1,3.

	M_M 1,3	n 1,42	
	Proporción media en el año (Q_{ma})	Coeficientes mensuales iniciales $C_{Mm} = ((Q_{ma} * 12)^n * M_M)$	Coeficientes mensuales ajustados $C_{Mm} * CA$
Mes			Multiplicador mensual
ene	7,93%	1,211	1,2
feb	7,47%	1,113	1,1
mar	7,37%	1,092	1,1
abr	7,01%	1,017	1,0
may	7,04%	1,023	1,0
jun	7,31%	1,078	1,1
jul	9,38%	1,538	1,5
ago	8,76%	1,395	1,4
sep	8,77%	1,397	1,4
oct	9,87%	1,654	1,6
nov	9,84%	1,646	1,6
dic	9,26%	1,511	1,5
TOTAL	100,00%		
Promedio (P)		1,306	1,292
CA= M_M/P		0,995276114	

b) Multiplicador trimestral.

$$C_{T,t} = C_{T0,t} \times M_T$$

Siendo:

- $C_{T,t}$: multiplicador del trimestre "t". En caso de que la media aritmética de los coeficientes trimestrales supere el valor del multiplicador sin estacionalidad, deberán ajustarse.
- $C_{T0,t}$: multiplicador de trimestre "t" antes del ajuste. Se podrá tomar la media aritmética de los multiplicadores mensuales o un valor intermedio entre los multiplicadores mensuales mínimo y máximos del trimestre. Se toma el valor medio
- M_T : multiplicador trimestral sin estacionalidad. Se toma un valor de 1,2.

M_T		1,2	
	C_{T0t}	Coeficientes trimestrales iniciales $C_{Tt}=C_{T0t} * M_T$	Coeficientes mensuales ajustados $C_{Tt} * CA$
Trimestre			Multiplicador trimestral
Q1	1,133	1,360	1,1
Q2	1,033	1,240	1,0
Q3	1,433	1,720	1,3
Q4	1,567	1,880	1,5
Promedio (P)		1,550	1,2

c) Multiplicador diario.

$$C_{D,m} = C_{M,m} \times M_D$$

Siendo:

- $C_{D,m}$: multiplicador diario del mes "m". En caso de que la media aritmética de los multiplicadores diarios supere el valor del multiplicador sin estacionalidad, estos deberán ajustarse.
- $C_{M,m}$: multiplicador mensual correspondiente al mes m, calculado según la fórmula del subapartado a).
- M_D : multiplicador de capacidad diaria sin estacionalidad. Se toma el valor de 1,6.

M _D		1,6	
	Coeficiente mensual ajustado C _{Mm}	Coeficientes diarios iniciales C _{Dm} = C _{Mm} * M _D	Coeficientes mensuales ajustados CMm*CA
			Multiplicador diario
ene	1,2	1,92	1,5
feb	1,1	1,76	1,4
mar	1,1	1,76	1,4
abr	1,0	1,60	1,2
may	1,0	1,60	1,2
jun	1,1	1,76	1,4
jul	1,5	2,40	1,9
ago	1,4	2,24	1,7
sep	1,4	2,24	1,7
oct	1,6	2,56	2,0
nov	1,6	2,56	2,0
dic	1,5	2,40	1,9
Promedio (P)		2,067	1,6
CA=Mm/P		0,774193548	

d) Multiplicador intradiario.

$$C_{I,m} = C_{M,m} \times M_I$$

Siendo:

- C_{I,m}: multiplicador intradiario del mes “m”. En caso de que la media aritmética de los multiplicadores intradiarios de un contrato de 12 horas supere el valor del multiplicador sin estacionalidad, estos deberán ajustarse.
- C_{M,m}: multiplicador mensual del mes “m” calculado según lo establecido en el subapartado a).
- M_I: multiplicador de capacidad intradiaria sin estacionalidad. Se toma un valor tal que ningún multiplicador sea superior a 3.

$M_{I \text{ contrato } 12}$		2,46	
	Coeficiente mensual ajustado C_{Mm}	Coeficientes intradiarios contrato 12 horas iniciales $C_{Im}=C_{Mm} * M_I$	Coeficientes intradiarios ajustados $C_{Im} * CA$
			Multiplicador intradiario
ene	1,20	2,95	2,3
feb	1,10	2,71	2,1
mar	1,10	2,71	2,1
abr	1,00	2,46	1,9
may	1,00	2,46	1,9
jun	1,10	2,71	2,1
jul	1,50	3,69	2,9
ago	1,40	3,44	2,7
sep	1,40	3,44	2,7
oct	1,60	3,94	3,0
nov	1,60	3,94	3,0
dic	1,50	3,69	2,9
Promedio (P)		3,18	2,47
$CA=Mm/P$		0,774193548	

Con todo, los multiplicadores que resultarían son los siguientes:

Mes	Multiplicador trimestral	Multiplicador mensual	Multiplicador diario	Multiplicador intradiario
ene	1,1	1,2	1,5	2,3
feb		1,1	1,4	2,1
mar		1,1	1,4	2,1
abr	1,0	1,0	1,2	1,9
may		1,0	1,2	1,9
jun		1,1	1,4	2,1
jul	1,3	1,5	1,9	2,9
ago		1,4	1,7	2,7
sep		1,4	1,7	2,7
oct	1,5	1,6	2,0	3,0
nov		1,6	2,0	3,0
dic		1,5	1,9	2,9
PROMEDIO	1,2	1,3	1,6	2,5

Mientras que los multiplicadores vigentes recogidos en la Orden TED/1286/2020, de 29 de diciembre, son los siguientes:

Mes	Multiplicador trimestral	Multiplicador mensual	Multiplicador diario	Multiplicador intradiario
ene	1,0	1,3	1,6	2,4
feb		1,1	1,3	2,1
mar		1,0	1,2	1,9
abr	1,0	1,1	1,3	2,1
may		1,1	1,3	2,1
jun		1,1	1,3	2,1
jul	1,3	1,3	1,6	2,4
ago		1,5	1,8	2,8
sep		1,6	2,0	3,0
oct	1,4	1,6	2,0	3,0
nov		1,5	1,8	2,8
dic		1,5	1,8	2,8
PROMEDIO	1,2	1,3	1,6	2,5

Visto las pequeñas diferencias que resultan, se ha optado por no variar los multiplicadores respecto a los vigentes con el fin de facilitar los procedimientos de facturación.

II.1.5 Disposición adicional primera. Régimen aplicable a los gases manufacturados en territorios insulares

La disposición transitoria vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, determinó que hasta la finalización y puesta en marcha de las instalaciones que permitan el suministro de gas natural en los territorios insulares, las empresas distribuidoras podrán efectuar el suministro de gases manufacturados y/o aire propanado por canalización. Esta disposición estableció también que el titular del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, en la actualidad referencia que se debe entender dirigida al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictaría las disposiciones necesarias para fijar las tarifas de venta a los consumidores finales aplicables en estas redes de distribución, fijando los valores concretos de dichas tarifas y precios o un sistema de determinación y actualización automática de las mismas. Asimismo, el ministro establecerá la retribución que corresponda por el ejercicio de la actividad de suministro y por el suplemento de coste que suponga el suministro de los gases manufacturados y/o aire propanado.

En consecuencia, mediante esta disposición se reconoce este coste diferencial a la empresa Gasificadora Regional del Gas, S.A. que lleva a cabo la distribución de aire propanado en la Isla de Tenerife. Para realizar una estimación de coste para el año de gas 2022 se ha empleado como previsión de ventas la cifra de compras de propano del año 2019, habida cuenta que las ventas del año 2020 no pueden considerarse una referencia adecuada debido a la pandemia. Esta cifra de ventas se ha multiplicado por la diferencia entre el precio de adquisición del propano en el año 2020 y el precio de cesión aprobado.

Para el año de gas 2022 se mantiene el mismo precio de cesión del año 2021: 0,016570 €/kWh.

Previsión demanda anual (1)	46.355.041 kWh
Precio medio (2)	0,045811 €/kWh
Precio de cesión (3)	0,016570 €/kWh
Extracoste (1)*[(2) - (3)]	1.355.456,90 €

Se ha puntualizado que la retribución por extracoste y suministro a tarifa se incluirán en la liquidación de cargos, donde también se deducirá como gasto liquidable el coste por precio de cesión. Los costes reales deberán justificarse con la correspondiente auditoría y se determinarán con carácter definitivo por orden del titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previa propuesta de la CNMC. La auditoría incluirá un listado de las facturas de compra, que incluirá fecha de emisión, fecha de entrega, empresa suministradora, kg suministrados, poder calorífico inferior y superior del GLP adquirido, precio de compra en €/kg e importe total en €, así como cualquier coste diferencial relacionado con el suministro, consecuencia del uso de la materia prima y que no se hubiera incurrido en caso de suministro de gas natural.

En los territorios insulares en los que la disposición transitoria vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, sea de aplicación, el precio de venta de los suministros de gases licuados del petróleo a granel a empresas distribuidoras de gases licuados del petróleo por canalización será el precio máximo que se pueda aplicar a los suministros con destino a empresas distribuidoras de gases manufacturados y/o aire propanado por canalización.

Para incentivar una eficiente gestión de compras, la empresa distribuidora que suministre gases manufacturados en los territorios insulares tendrá derecho al 50% de la diferencia entre el coste de adquisición calculado por aplicación del precio máximo de venta de GLP a granel a empresas distribuidoras de gases licuados del petróleo por canalización y el coste real. Este incentivo se calculará sin incluir impuestos, a partir de los datos reales auditados y se incluirá en la retribución del año siguiente.

II.1.6 Disposición adicional segunda. Comprobación de las facturas de la adquisición de propano en los territorios insulares

En el artículo 3.4 de la Orden TEC/1367/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el año 2019, se estableció la obligación de que la empresa distribuidora de gas manufacturado en territorios insulares, en este caso Regasificadora Regional Canaria, S.A., presentase un listado de las facturas de compra de propano. Conforme a dicho artículo, la empresa ha presentado las facturas de los años 2019 y 2020, a partir de las cuales se ha comprobado que el precio aplicado corresponde con el precio máximo de venta a empresas distribuidoras de GLP por canalización en vigor en los meses de 2019 y 2020, más el impuesto canario de 1,25 €/kg.

En el año 2019, el volumen total de propano adquirido ascendió a 3.320.561,68 kg, equivalentes a 46.355.041 kWh, con un precio total de adquisición (impuestos incluidos) de 1.934.715,05 €. Estas cifras coinciden con los valores empleados para el cálculo del extracoste definitivo del año 2019 de 854.642,59 € reconocido en la disposición adicional primera de la Orden TED/1286/2020, de 29 de diciembre.

En el año 2020, como consecuencia de la pandemia, el volumen de propano adquirido disminuyó un 50%, hasta los 1.627.100 kg, equivalente a 22.714.316,00 kWh (PCS 13,96 kWh/kg), con un precio total, impuestos incluidos, de 937.372,89 €

Considerando el precio de cesión reconocido de 2,168 cts/kg, el extracoste definitivo del año 2020 es de 444.926,52 €. La diferencia entre este valor y el valor provisional de 655.015 € publicado en la disposición adicional primera de la Orden TED/1286/2020, de 29 de diciembre (-210.088,48 €), se incorporará a la liquidación del año 2020 y en su defecto a la del año 2021.

Durante la comprobación de las facturas se ha detectado lo siguiente:

- a. La energía facturada en el año 2019 a los consumidores conectados a la red, 41.910.362 kWh, es inferior al volumen de propano adquirido medido en unidades de energía (46.355.041 kWh).
- b. La energía facturada en el año 2020 a los consumidores conectados a la red, 19.186.035 kWh, también es inferior al volumen de propano adquirido medido en unidades de energía (22.714.316 kWh).

En consecuencia, esta disposición determina que la empresa deberá regularizar las declaraciones de ingresos por venta de gas a tarifa de los citados ejercicios, aplicando a los volúmenes de gas inicialmente declarados en los meses de 2019 y 2020 los coeficientes de 0,106052 y 0,183898 respectivamente. Estos coeficientes corresponden con el porcentaje de gas adquirido y no facturado.

En la primera liquidación del año de gas 2022 se declarará la regularización de los meses de enero de 2019 y 2020, en la segunda la de los meses de febrero y así sucesivamente. Simultáneamente, en cada una de dichas liquidaciones se reconocerá el incremento de la retribución por suministro a tarifa y del gasto liquidable por compras a precio de cesión que corresponda. Asimismo, y conforme a los volúmenes de gas regularizados se procederá a actualizar la retribución de la actividad de distribución de la empresa correspondiente a los ejercicios citados.

II.1.7 Disposición adicional tercera. Retribución del Operador del Mercado Organizado de gas natural

Para el año de gas 2022 se fija la retribución del Operador del Mercado Organizado de gas natural en 1.433.500 €. Esta cifra incluye:

- 894.250 € en concepto de retribución transitoria provisional del periodo entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2021, esta retribución incluye la correspondiente a la actividad de gestión de garantías. Esta cifra es un cuarto de la retribución del año 2021 (3.577.000 €) publicada en la disposición transitoria primera de la Orden TED/1286/2020, de 29 de diciembre.

A partir del 1 de enero de 2022 deja de ser de aplicación la retribución provisional, tal como estaba configurada y empieza a aplicarse la propuesta orden por la que se establece la fecha de finalización de la retribución transitoria del operador del mercado organizado de gas. Tal como se ha mencionado anteriormente, a partir de dicha fecha entra en aplicación el mecanismo transitorio de compensación de costes y en la liquidación catorce de cada ejercicio, la entidad responsable de las liquidaciones calculará la diferencia entre la facturación por comisiones a los agentes y los ingresos mínimos. Si la diferencia fuera negativa, procederá a reconocer la diferencia como gasto liquidable, en caso contrario, es decir, cuando los ingresos por comisiones superan los ingresos mínimos, la mitad de la diferencia será considerada como ingreso liquidable.

En consecuencia, no cabe establecer ninguna retribución provisional a partir del 1 de enero de 2022, aunque lógicamente, una previsión de este desembolso se ha incluido en la estimación de costes por este concepto empleada en el cálculo de cargos.

- 539.250 € en concepto de retribución por gestión de garantías para el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2022. Esta cifra corresponde a $\frac{3}{4}$ de la retribución anual por este concepto (719.000 €) incluida en la retribución transitoria anterior.

Adicionalmente a la cantidad anterior, a partir del 1 de enero de 2022 y hasta la fecha de finalización de la retribución transitoria será de aplicación el mecanismo transitorio de compensación de costes dispuesto en la propuesta de Orden por la que se establece la fecha de finalización de la retribución transitoria del operador del mercado organizado de gas, que actualmente se encuentra en tramitación.

II.1.8 Disposición adicional cuarta. Facturación de cargos

Conforme a la habilitación de desarrollo a favor del titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico incluida en la disposición final cuarta del Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, se precisan determinadas cuestiones sobre la facturación de cargos, que habían quedado indeterminadas en el real decreto.

- a. Teniendo en consideración que los comercializadores agruparán en un único contrato de acceso todas sus operaciones de carga de cisternas, se hace necesario explicitar el procedimiento de facturación del cargo aplicado en los cargaderos de cisternas, habida cuenta que solo es aplicable a las cisternas de GNL destinadas a plantas satélites nacionales uniclientes. Mediante esta disposición se determina que se aplique un prorrateo, es decir, se deberán aplicar las fórmulas ordinarias de facturación incluidas en el artículo 35 "Condiciones de facturación de los peajes de acceso a las instalaciones de regasificación" de la Circular 6/2020, de 22 de julio, de la CNMC, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural. La cantidad resultante se multiplicará a continuación por la cantidad de GNL cargado en cisternas destinado a plantas uniclientes nacionales y se dividirá después entre la totalidad de GNL cargado en cisternas durante dicho mes.

- b. Por otra parte, en el artículo 11 del Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, se determinaba que los cargos serán facturados conforme a las fórmulas de los peajes y cánones de cada punto de facturación. En el caso de los puntos de salida de la red de transporte de aplicación se facturan tres peajes diferentes: de red local, de salida de la red de transporte y de otros costes de regasificación. Mediante esta disposición se determina que se apliquen las fórmulas aprobadas en el artículo 26 “Condiciones de facturación de los peajes de acceso a las redes locales” de la Circular 6/2020, de 22 de julio. Esto implica que se deba utilizar también la fórmula de facturación por capacidad demandada, que penaliza a los consumidores que consumen por encima de la capacidad contratada. Esta penalización compensará la pérdida de ingresos asociada a usuarios que contraten una capacidad diaria inferior al volumen consumido.

II.1.9 Disposición derogatoria única. Derogación normativa.

Se derogan todas las disposiciones de igual o inferior rango en lo que se opongan a lo dispuesto en la orden.

II.1.10 Disposición final primera. Título competencial

La orden se dicta al amparo de los artículos 149.1.13.^a y 25.^a de la Constitución Española, que atribuye al Estado competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y de bases del régimen minero y energético.

II.1.11 Disposición final segunda. Aplicación de la orden

Se habilita al titular de la Secretaría de Estado de Energía para dictar las resoluciones precisas para la aplicación de la orden.

II.1.12 Disposición final tercera. Entrada en vigor

La orden entrará en vigor el 1 de octubre de 2021.

III. ANÁLISIS JURÍDICO

III.1 Fundamentación jurídica y rango normativo

La propuesta de orden se adecua al orden competencial, al dictarse al amparo de las habilitaciones a favor de la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico establecidas en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, en la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia y en el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la CNMC a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación con las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural.

III.2 Engarce con el derecho nacional

El objeto principal de la orden es establecer los cargos y la retribución de la actividad regulada de almacenamiento subterráneo del gas natural en el año 2021 en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 63.2 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, en su redacción dada por el Real Decreto-Ley 1/2019, de 11 de enero, que habilita a la Ministra para la Transición Ecológica a aprobar la retribución de cada una de las empresas que realizan esta actividad. Asimismo, la orden aprueba los cánones asociados al uso de estas instalaciones, conforme a lo dispuesto en el artículo 92.1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, en su redacción dada por el Real Decreto-Ley 1/2019, de 11 de enero. Todos ellos se han calculado conforme a lo dispuesto en el Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre.

III.3 Entrada en vigor y vigencia

La orden entrará en vigor el 1 de enero de 2021 y recoge valores que aplican al periodo comprendido entre el 1 de octubre de 2021 y el 30 de septiembre de 2022, que se ha definido como año de gas 2022.

III.4 Derogación normativa

No se realiza derogación específica alguna.

IV. ADECUACIÓN DE LA NORMA AL ORDEN DE DISTRIBUCIÓN DE COMPETENCIAS

Esta orden se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.^a y 25.^a de la Constitución Española, que atribuye al Estado competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y de bases del régimen minero y energético.

Las cuestiones concretas que regula la presente orden: cargos y retribución de los almacenamientos subterráneos y cánones por el uso de estos últimos, son competencia del titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico conforme a lo dispuesto en el artículo 63.2 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia y en el artículo 92.1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

V. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN

En cuanto a la **tramitación** de la orden proyectada, de acuerdo con lo previsto en el artículo 24 de la Ley de Gobierno y en la legislación sectorial aplicable, y según consta en el expediente, se ha realizado lo siguiente:

- En la elaboración de esta norma se ha prescindido del trámite de consulta previa regulado en el artículo 26.2 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, dado que en la misma se regulan solo aspectos parciales de una materia, como son los cargos, las retribuciones y los peajes.

- El borrador de orden, junto con el borrador de MAIN han sido publicados en la página web de Participación e Información Pública del Ministerio y se ha concedido un plazo de 7 días hábiles para enviar alegaciones, habiéndose acordado previamente su tramitación por vía de urgencia por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.
<https://energia.gob.es/es-es/Participacion/Paginas/Index.aspx>
- Las alegaciones recibidas directamente en el Ministerio se han evaluado en su totalidad e incorporado en la medida de lo posible en el texto definitivo.
- Se ha elaborado y acompaña a la orden propuesta esta **Memoria del análisis de impacto normativo** en la que se da cumplimiento a lo establecido en el Real Decreto 1083/2009, de 3 de julio.
- De conformidad con lo establecido en el artículo 5.2 a) de la Ley 3/2013, de 4 de junio por la que se crea la CNMC, se ha remitido a dicha Comisión la Propuesta de Orden acompañada de la Memoria Justificativa de la propuesta para que emita el informe preceptivo.
- Así, la propuesta de orden ha sido objeto de informe de la CNMC aprobado por su Consejo con fecha, de acuerdo con el artículo 5 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, por la que se crea la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia.
- Las consideraciones del informe de la CNMC han sido evaluadas para la elaboración del texto definitivo, habiéndose incluido la gran mayoría de las mismas.
- Se ha efectuado el **preceptivo trámite de audiencia** previsto en el artículo 26.6 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, a través del Consejo Consultivo de Hidrocarburos. En este sentido hay que señalar que la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, por la que se crea la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, establece que los órganos de asesoramiento de la CNMC seguirán ejerciendo sus funciones hasta que se constituya el Consejo Consultivo de Energía. Las observaciones y comentarios, que se adjuntan como anexo del informe de la CNMC, se han tomado en consideración para la elaboración del informe de dicha Comisión, de acuerdo con lo establecido en el 5.5 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la CNMC.
- De acuerdo con lo establecido en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, el Consejo Consultivo de Hidrocarburos sigue ejerciendo sus funciones hasta la constitución del Consejo Consultivo de Energía. Dentro del Consejo Consultivo de Hidrocarburos se encuentran representados entre otros la CNMC, el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, referencia que debe entenderse dirigida al actual Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, las Comunidades Autónomas, los consumidores y los diferentes agentes del sector, cuyas alegaciones deben adjuntarse como documentos anexos al informe de dicha Comisión.

- De acuerdo a lo dispuesto en el artículo 26 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, el proyecto de orden ha sido sometido a informe **de la Secretaría General Técnica del Ministerio**.
- Asimismo, la titular del Ministerio para la Transición Ecológica ha sido autorizada a dictar la orden correspondiente a esta propuesta mediante **Acuerdo de de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos**.

VI. ANÁLISIS DE IMPACTOS

VI.1 IMPACTO ECONÓMICO

VI.1.1 Impacto económico general

Las retribuciones de los almacenamientos subterráneos son abonadas mediante el pago de los cánones de acceso por parte de los usuarios – comercializadores - que usan estas infraestructuras. Estos pagos, junto con los cargos destinados a sufragar el resto de costes del sistema – básicamente déficits anteriores – son en última instancia soportados por los consumidores de gas natural en España: familias, industrias de muy variado tamaño y centrales de generación de electricidad mediante gas natural.

El canon (afectado en su caso por los multiplicadores de corto plazo) apenas ha variado frente al vigente y es el precio de salida de las subastas de asignación de capacidad, por lo que será el mercado, en función de las solicitudes de capacidad de los usuarios, el que fijará el precio final (canon + prima). De tal forma que, si la demanda de almacenamiento es escasa, los usuarios abonarán el coste de estas infraestructuras (el canon), mientras que, si la demanda es alta, será la propia subasta de asignación la que, aflorando una prima, determinará el precio de oportunidad de esta capacidad y la asignará a los usuarios que más la valoren. Estas primas serán un ingreso adicional del sistema que permitirá reducir los cánones de ejercicios posteriores.

Por otra parte, tener una visión clara del superávit/déficit de ingresos de la actividad facilitará la toma de decisiones futuras relativas a ampliaciones o cierres de actividad.

VI.1.2 Impacto de los cargos

Se debe resaltar en primer lugar que los cargos ya se encontraban recogidos dentro de los peajes de acceso, por lo que el desglose que planteó el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, en ningún caso implica un incremento de costes a los usuarios. Por otra parte, la cuantía a recaudar en este concepto en el año de gas 2022 no alcanza los 30 millones de €, cifra muy reducida en comparación con la totalidad de las retribuciones del sistema gasista, que en el año 2019 tuvo unos ingresos liquidables de 3.237.991.690 €, es decir los costes a cubrir mediante los cargos suponen aproximadamente un 0,8% de los ingresos liquidables del sistema.

En la tabla siguiente se compara el impacto en cada uno de los escalones de los peajes de redes locales. El impacto es más reducido en los escalones que soportan peajes más elevados (consumidores domésticos) y va aumentando porcentualmente en los escalones de peajes más reducidos (industriales) hasta constituir un 7,79% en el caso del escalón RL.11. Hay que tener en cuenta que el peaje del escalón RL.11 es un 2,3% del peaje escalón RL.1.

Peaje	Tamaño (kWh)	Coste medio (€/kWh)				% Cargo/Peaje R.L.
		Coste medio cargo (€/kWh)	Peaje de red local		Coste medio peaje red local (€/kWh)	
			T. fijo (€/año)	T.variable (€/kWh)		
RL.1	C ≤ 5.000	0,000282	27,6266	0,016876	0,028485	0,99%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,000166	68,9526	0,013446	0,022923	0,72%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,000128	174,4000	0,010874	0,020179	0,63%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,000087	482,8666	0,012315	0,015950	0,55%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,000084	2.373,7303	0,011007	0,014727	0,57%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,000078	11.012,1231	0,005077	0,009249	0,84%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,000082	27.478,3555	0,002163	0,005246	1,55%
			T. fijo (T/€/kwh/dia/año)			
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,000069	0,400341	0,000634	0,002566	2,70%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,000058	0,174899	0,000543	0,001253	4,66%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,000050	0,154114	0,000438	0,000969	5,11%
RL.11	C > 500.000.000	0,000051	0,154692	0,000115	0,000665	7,69%

VI.1.3 Impacto metodología retributiva de los almacenamientos subterráneos en el año de gas 2022 (1 de octubre de 2021-30 de septiembre de 2022)

Se reconoce la siguiente retribución a los titulares de almacenamientos subterráneos:

[Euros]	Retribución por inversión (incl. Gas colchón) oct 21-sept 22	Retribución por COM y REVU provisionales oct 21-sept 22	Retribución por COPEX provisionales ene 21-sept 21	RCS oct 21-sept 22	Minoración por D.A 7ª Orden ITC/3802/2008 oct 21-sept 22	TOTAL oct 21-sept 22
Enagas Transporte, S.A.U.	40.017.690,27	36.638.785,60	1.352.150,08	4.126.724,07	-705.329,00	81.430.021,02
Naturgy Almacenamiento Andalucía, S.A.	4.377.386,01	2.205.223,63	881.531,58	358.880,34	0,00	7.823.021,55
TOTAL AASS	44.395.076,28	38.844.009,23	2.233.681,66	4.485.604,41	-705.329,00	89.253.042,57

Para el año anterior (periodo de 1 de enero de 2021 a 30 de septiembre de 2021, primero de aplicación de la metodología recogida en el Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre) se reconocieron las siguientes cantidades en la Orden TED/1286/2020, de 29 de diciembre:

[Euros]	Retribución por inversión (incl. Gas colchón) ene 21-sept 21	Retribución por COM y REVU provisionales ene 21-sept 21	RCS ene 21 - sept 21	Minoración por D.A 7ª Orden ITC/3802/2008 ene 21-sept 21	TOTAL ene 21-sept 21
Enagas Transporte, S.A.U.	30.841.024,87	24.836.943,99	3.675.904,50	-527.547,44	58.826.325,92
Naturgy Almacenamiento Andalucía, S.A.	3.679.567,58	1.738.461,87	319.086,92	0,00	5.737.116,37
TOTAL AASS	34.520.592,46	26.575.405,86	3.994.991,42	-527.547,44	64.563.442,29

Si esta retribución reconocida se extrapola en términos anuales supondría la siguiente retribución:

[Euros]	Retribución por inversión (incl. Gas colchón)	Retribución por COM y REVU provisionales	RCS	Minoración por D.A 7ª Orden ITC/3802/2008	TOTAL
Enagas Transporte, S.A.U.	41.234.337,28	33.206.903,14	4.914.670,85	-705.329,00	78.650.582,28
Naturgy Almacenamiento Andalucía, S.A.	4.919.568,38	2.324.317,15	426.618,04	0,00	7.670.503,57
TOTAL AASS	46.153.905,66	35.531.220,29	5.341.288,89	-705.329,00	86.321.085,85

Como puede apreciarse, la diferencia más significativa es que este año de gas 2022 es el primero en que se reconocen COPEX provisionales, aunque los mismos corresponden al periodo de 1 de enero de 2021 a 30 de septiembre de 2021.

VI.1.4 Impacto metodología retributiva de los almacenamientos subterráneos en años anteriores a 2021

En la orden que la presente memoria acompaña se reconocen unas pequeñas diferencias en el reparto de la cantidad entre los titulares en los años 2018, 2019 y 2020 y del 1 de enero de 2021 al 30 de septiembre de 2021 que fueron recogidas en la Orden TED/1286/2020, de 29 de diciembre, como consecuencia de la aprobación de una resolución que modifica la inversión reconocida al almacenamiento subterráneo de Yela desde el 1 de enero de 2018. La cantidad total a reconocer para estos años no se modifica.

	Valor de reposición [€]	coeficiente de reparto α [%]	Reparto RCS 2018 [€]	RCS 2018 en Orden TED/1286/2020	Diferencia a reconocer (a incluir 2021) (€)
Enagas Transporte, S.A.U.	644.989.252,56	92,36797%	4.320.901,16	4.321.507,73	-606,57
Naturgy Almacenamiento Andalucía, S.A.	53.293.114,34	7,63203%	357.020,34	356.413,77	606,57
TOTAL ALMACENAMIENTOS	698.282.366,90	100,00000%	4.677.921,50	4.677.921,50	0,00

	Valor de reposición [€]	coeficiente de reparto α [%]	Reparto RCS 2019 [€]	RCS 2019 en Orden TED/1286/2020	Diferencia a reconocer (a incluir 2021)
Enagas Transporte, S.A.U.	644.989.252,56	92,36797%	5.339.254,85	5.340.004,38	-749,53
Naturgy Almacenamiento Andalucía, S.A.	53.293.114,34	7,63203%	441.163,20	440.413,67	749,53
TOTAL ALMACENAMIENTOS	698.282.366,90	100,00000%	5.780.418,05	5.780.418,05	0,00

	Valor de reposición [€]	coeficiente de reparto α [%]	Reparto RCS 2020 [€]	RCS 2020 en Orden TED/1286/2020	Diferencia a reconocer (a incluir 2021)
Enagas Transporte, S.A.U.	644.989.252,56	91,99929%	5.158.405,09	5.159.164,21	-759,12
Naturgy Almacenamiento Andalucía, S.A.	56.091.455,61	8,00071%	448.600,42	447.841,30	759,12
TOTAL ALMACENAMIENTOS	701.080.708,17	100,00000%	5.607.005,51	5.607.005,51	0,00

	Valor de reposición [€]	coeficiente de reparto α [%]	RCS ene 2021-sept 2021 [€]	RCS ene 2021-sept 2021 Orden TED/1286/2020	Diferencia a reconocer (a incluir 2021)
Enagas Transporte, S.A.U.	644.989.252,56	91,99929%	3.675.363,63	3.675.904,50	-540,87
Naturgy Almacenamiento Andalucía, S.A.	56.091.455,61	8,00071%	319.627,80	319.086,92	540,87
TOTAL ALMACENAMIENTOS	701.080.708,17	100,00000%	3.994.991,43	3.994.991,42	0,00

VI.1.5 Impacto de la metodología cálculo de los cánones de los almacenamientos subterráneos

Los cánones que se establecen y su comparativa con los vigentes son los siguientes:

	1 ene 2021-30 sept 2021	1 oct 2021 - 30 sept 2022	promedio propuesto vs. vigente
Retribución fija (1) [€/año]	63.651.052	87.867.405	
Capacidad contratada equivalente almacenamiento(2) [MWh/día]	18.541.695	23.931.741	
Canon de almacenamiento (1)/(2) [€/(kWh/día)/año]	0,003433	0,003672	7,0%

	1 ene 2021-30 sept 2021	1 oct 2021 - 30 sept 2022	promedio propuesto vs. vigente
Retribución variable inyección (1) [€/año]	625.284	938.734	
1/2 coste gas operación (2) [€/año]	1.098.959	2.594.604	
1/2 ingresos por servicios conexos (condensados) (3) [€/año]	-155.433	-207.814	
Capacidad contratada equivalente inyección (4) [MWh/día]	20.864	33.197	
Canon de inyección [(1)+(2)-(3)]/(4) [€/(kWh/día)/año]	0,075194	0,100175	33,2%

	1 ene 2021- 30 sept 2021	1 oct 2021 - 30 sept 2022	promedio propuesto vs. vigente
Retribución variable extracción (1) [€/año]	287.084	446.904	
1/2 coste gas operación (2) [€/año]	1.098.959	2.594.604	
1/2 ingresos por servicios conexos (condensados) (3) [€/año]	-155.433	-207.814	
Capacidad contratada equivalente extracción (4) [MWh/día]	19.066	29.118	
Canon de extracción $[(1)+(2)-(3)]/(4)$ [€/kWh/día/año]	0,064545	0,097317	50,8%

Se produce un incremento del canon de almacenamiento del 7%. Si se comparan las cifras de actuales con las del periodo anterior, anualizando previamente las cifras de 1 de enero a 30 de septiembre (ya que incluyen solamente 9 meses), se puede comprobar que se ha producido un incremento del 3,53% en la retribución mientras que se produce una reducción de la capacidad equivalente estimada del 3,20%.

Por otro lado, se produce un incremento muy sustancial en los cánones de inyección y extracción. La explicación no es otra que el encarecimiento del gas de operación en el mercado MIBGAS durante el último mes, valor que se ha aplicado a la estimación de gas que se consumirá en el año de gas 2022.

Si se anualiza el coste imputado al periodo 1 de enero a 30 de septiembre de 2021 (9 meses), el resultado es un incremento del gas de operación para el año de gas 2022 del 136%, lo que tiene una repercusión automática en los cánones de inyección y extracción, al constituir un 80% del coste. De cualquier forma, el impacto de este incremento es muy moderado, si se considera que la inyección y extracción tienen un coste total de 6,16 millones € aproximadamente un 7% de los costes fijos que son los que se sufragan con el canon de almacenamiento (87,8 millones €).

A pesar de la subida anterior no se debe olvidar que el 1 de enero de 2021, en que entró en vigor por primera vez la metodología establecida en el Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, se produjo una rebaja del 33,8% del canon de almacenamiento, por lo tanto, a pesar de la subida actual, los comercializadores continúan experimentando en el año 2022 unos peajes muy inferiores a los vigentes antes de 1 de enero de 2021.

Los multiplicadores aplicables a los contratos de acceso a los servicios de los almacenamientos subterráneos básicos, almacenamiento, inyección y extracción, serán los mismos que los actualmente vigentes recogidos en la Orden TED/1286/2020, de 29 de diciembre.

VI.1.6 Efectos en la competencia en el mercado

Los cánones aplicados por el uso de los almacenamientos subterráneos son únicos en todo el territorio nacional, por lo que tanto las subidas como las bajadas no afectan al nivel de competencia de unos comercializadores frente a otros, ya que todos se enfrentan a los mismos costes. Además, la variación que se produce en el canon de almacenamiento subterráneo (que supone el mayor componente en términos de importe) es pequeña, implicando un incremento de un 7% frente a la bajada de un 33,8% que se produjo el año pasado.

VI.2 Impacto presupuestario

Ninguno, ya que las retribuciones reguladas son abonadas con cargo a los peajes y cánones de acceso soportados por las empresas comercializadoras. En ningún caso la cuantía de los mismos tiene repercusión en partida alguna de los Presupuestos Generales del Estado.

VI.3 Análisis de las cargas administrativas

La orden no establece cargas administrativas adicionales a las empresas que operan el sector, ya que, tanto los derechos económicos (retribuciones reguladas) como las obligaciones económicas (cánones por uso de instalaciones) mantienen la estructura dispuesta en el Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, y los agentes afectados no requieren realizar modificación alguna adicional de sus procedimientos internos de liquidación, facturación o contabilidad.

VI.4 IMPACTO POR RAZÓN DE GÉNERO

A los efectos de lo dispuesto en el artículo 19 de la Ley orgánica 3/2007, de 22 de marzo, para la igualdad efectiva entre mujeres y hombres y el artículo 26.3.f) de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, se informa que el presente proyecto de real decreto no contiene ninguna medida discriminatoria por razón de género.

La valoración del impacto de género en relación con la eliminación de desigualdades entre mujeres y hombres, así como en relación con el cumplimiento de los objetivos de políticas de igualdad es nula, toda vez que no se deducen del propio objeto de la norma ni tampoco de su aplicación desigualdades en la citada materia.

VI.5 IMPACTO INFANCIA Y ADOLESCENCIA

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 22 quinquies de la Ley Orgánica 1/1996, de 15 de enero, de Protección Jurídica del Menor, de modificación parcial del Código Civil y de la Ley de Enjuiciamiento Civil, en la redacción dada por la Ley 26/2015, de 28 de julio, de modificación del sistema de protección a la infancia y a la adolescencia, el proyecto normativo no tiene impacto en la infancia y en la adolescencia, por atender exclusivamente a cuestiones técnicas y no tener efectos jurídicos directos sobre las personas físicas.

VI.6 IMPACTO EN LA FAMILIA

De acuerdo con lo previsto en la disposición adicional décima de la Ley 40/2003, de 18 de noviembre, de protección a las familias numerosas, introducida por la disposición final quinta de la Ley 26/2015, de 28 de julio, de modificación del sistema de protección a la infancia y a la adolescencia, el proyecto normativo no tiene impacto en la familia, por atender exclusivamente a cuestiones técnicas y no tener efectos jurídicos directos sobre las personas físicas.

VI.7 IMPACTO EN MATERIA DE IGUALDAD DE OPORTUNIDADES, NO DISCRIMINACIÓN Y ACCESIBILIDAD UNIVERSAL DE LAS PERSONAS CON DISCAPACIDAD

La disposición adicional 5ª de la Ley 26/2011, de 1 de agosto, de adaptación normativa a la Convención Internacional sobre los Derechos de las Personas con Discapacidad recoge la misma obligación de incluir el impacto por razón de discapacidad en las Memorias: “Las memorias de análisis de impacto normativo, que deben acompañar a los anteproyectos de ley y a los proyectos de reglamento, incluirán el impacto de la norma en materia de igualdad de oportunidades, no discriminación y accesibilidad universal de las personas con discapacidad, cuando dicho impacto sea relevante”. De conformidad con este precepto, el proyecto objeto de esta memoria es una norma que atiende exclusivamente a cuestiones técnicas, por lo que no tiene impacto en materia de igualdad de oportunidades, no discriminación y accesibilidad universal de las personas con discapacidad.

VI.8 IMPACTO MEDIOAMBIENTAL

La norma tendrá impacto positivo sobre el medio ambiente, en concreto sobre los objetivos de reducción de emisiones de CO₂ y SO_x ya que se espera que la reducción de los costes de almacenamiento subterráneo del gas natural haga este combustible más competitivo frente a otros con mayor huella ambiental como son los derivados del petróleo.