



COMISIÓN NACIONAL DE LOS  
MERCADOS Y LA COMPETENCIA

# MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA RESOLUCIÓN DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA POR LA QUE SE ESTABLECEN LOS PEAJES DE ACCESO A LAS REDES DE TRANSPORTE, A LAS REDES LOCALES Y REGASIFICACIÓN DE GAS PARA EL AÑO DE GAS 2025

**RAP/DE/010/23**

23 de mayo de 2024

[www.cnmc.es](http://www.cnmc.es)

# MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA RESOLUCIÓN DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA POR LA QUE SE ESTABLECEN LOS PEAJES DE ACCESO A LAS REDES DE TRANSPORTE, A LAS REDES LOCALES Y A LAS INFRAESTRUCTURAS DE REGASIFICACIÓN DE GAS PARA EL AÑO DE GAS 2025

## ÍNDICE DE CONTENIDO

<b>1. OBJETO .....</b>	<b>18</b>
<b>2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE .....</b>	<b>18</b>
<b>3. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN .....</b>	<b>21</b>
<b>3.1. Comentarios a la propuesta de Resolución .....</b>	<b>21</b>
3.1.1. Observaciones del MITERD .....	21
3.1.2. Observaciones de los reguladores de Francia y Portugal .....	22
3.1.3. Observaciones de los agentes.....	22
<b>3.2. Análisis de las alegaciones .....</b>	<b>26</b>
3.2.1. Observaciones del MITERD .....	26
3.2.2. Observaciones de los agentes.....	26
<b>4. PREVISIÓN DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN.....</b>	<b>28</b>
4.1. Previsión de las variables de facturación para el cierre del año de gas 2024.....	29
4.2. Previsión de las variables de facturación para el año de gas 2025.....	32
<b>5. RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE TRANSPORTE, DISTRIBUCIÓN Y REGASIFICACIÓN CONSIDERADA EN LA DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES .....</b>	<b>35</b>
<b>6. DESVÍOS DE RETRIBUCIÓN E INGRESOS DE EJERCICIOS ANTERIORES .....</b>	<b>37</b>
6.1. Desvío del ejercicio 2022.....	38
6.2. Desvío del ejercicio 2023.....	44
6.3. Previsión de cierre del ejercicio 2024.....	56
6.4. Asignación de los desvíos de años anteriores .....	63
<b>7. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES DE TRANSPORTE.....</b>	<b>66</b>

<b>7.1. Parámetros de la metodología .....</b>	<b>66</b>
7.1.1. Modelo de red de transporte .....	66
7.1.2. Puntos de entrada a la red de transporte .....	67
7.1.3. Puntos de salida de la red de transporte .....	67
7.1.4. Distancia mínima entre cada punto de entrada y cada punto de salida 67	
7.1.5. Capacidades contratadas equivalentes y volumen desagregados por punto de entrada y salida de la red de transporte .....	68
<b>7.2. Retribución que se debe recuperar mediante peajes de transporte .....</b>	<b>70</b>
<b>7.3. Determinación de los términos de capacidad de las tarifas de transporte basadas en capacidad.....</b>	<b>73</b>
7.3.1. Términos de capacidad del peaje de entrada a la red troncal.....	73
7.3.2. Términos de capacidad del peaje de salida de la red troncal .....	78
<b>7.4. Determinación de los peajes de transporte basados en volumen.....</b>	<b>82</b>
<b>7.5. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año .....</b>	<b>82</b>
<b>7.6. Interrumpibilidad.....</b>	<b>87</b>
7.6.1. Peaje interrumpible de entrada a la red de transporte por Francia .....	87
7.6.2. Peaje interrumpible de salida de la red de transporte .....	89
<b>7.7. Valoración de la metodología de asignación .....</b>	<b>91</b>
7.7.1. Valoración de la asignación de costes asociados al servicio de transporte a un término por capacidad y a un término por volumen .....	91
7.7.2. Valoración de la asignación de costes asociados al servicio de transporte a la entrada y a la salida.....	92
7.7.3. Valoración de la asignación de costes entre usuarios nacionales y no nacionales.....	93
<b>7.8. Análisis de la variación de los peajes respecto del año anterior .....</b>	<b>96</b>
<b>7.9. Evolución prevista de los peajes hasta el final del periodo regulatorio .....</b>	<b>103</b>
<b>8. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES DE REDES LOCALES .....</b>	<b>111</b>
<b>8.1. Retribución que se debe recuperar a través de los peajes de acceso         a las redes locales .....</b>	<b>111</b>
<b>8.2. Variables de facturación consideradas en la asignación.....</b>	<b>113</b>
<b>8.3. Asignación de la retribución de la distribución por inductor de coste         114</b>	

8.4. Análisis de la variación de los peajes respecto del año anterior .....	142
8.5. Evolución prevista de los peajes hasta el final del periodo regulatorio .....	149
<b>9. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES DE REGASIFICACIÓN .....</b>	<b>151</b>
9.1. Retribución que se debe recuperar a través de los peajes de regasificación.....	151
9.2. Asignación de la retribución fija de regasificación asociada a la retribución por la inversión, la retribución fija asociada a los costes operativos, la retribución por extensión de vida útil y la retribución asociada a incentivos por elemento .....	155
9.3. Asignación de la retribución fija de cada uno de los elementos a cada uno de los servicios prestados en la planta .....	161
9.3.1. Asignación de la retribución fija asignada por elemento retributivo .....	161
9.3.2. Asignación de la retribución de un elemento que interviene en la prestación de varios servicios.....	163
9.4. Asignación por servicio de la retribución de regasificación asociada a los costes operativos de naturaleza variable.....	169
9.5. Determinación de los peajes y cánones asociados a cada uno de los servicios prestados en la planta .....	170
9.5.1. Peajes estándar de capacidad firme anual.....	170
9.5.2. Peajes estándar de capacidad firme de duración inferior al año.....	184
9.5.3. Determinación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de la actividad de regasificación.....	186
9.6. Análisis de la variación de los peajes respecto del año anterior .....	189
9.6.1. Peajes de regasificación .....	189
9.6.2. Peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación .....	194
9.7. Evolución prevista de los peajes hasta el final del periodo regulatorio .....	197
<b>10. IMPACTO CONJUNTO DE LA VARIACIÓN DE PEAJES SOBRE EL CONSUMIDOR FINAL.....</b>	<b>202</b>
<b>11. OTRAS DISPOSICIONES .....</b>	<b>207</b>
11.1. Peaje interrumpible de acceso a las redes locales.....	207
11.2. Disposiciones incluidas en la Resolución de 30 de mayo de 2022	210

## ÍNDICE DE CUADROS

<b>Cuadro 1. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada equivalente para el cierre del año de gas 2024.....</b>	<b>29</b>
<b>Cuadro 2. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada equivalente para el cierre del año de gas 2024 desagregada por grupo tarifario.....</b>	<b>30</b>
<b>Cuadro 3. Variables de facturación de la actividad de regasificación previstas para el cierre de año de gas 2024 .....</b>	<b>30</b>
<b>Cuadro 4. Volumen y capacidad contratada equivalente de entrada al sistema previstos para el cierre del año de gas 2024 desagregada por punto de entrada .....</b>	<b>31</b>
<b>Cuadro 5. Volumen y capacidad contratada de salida de la red de transporte previstos para el cierre del año de gas 2024 desagregada por punto de salida.....</b>	<b>32</b>
<b>Cuadro 6. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada para el cierre del año de gas 2024 y para el año de gas 2025 .....</b>	<b>33</b>
<b>Cuadro 7. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada equivalente para el cierre del año de gas 2024 y para el año de gas 2025, desagregado por grupo tarifario.....</b>	<b>33</b>
<b>Cuadro 8. Previsión de las variables de facturación de la actividad de regasificación para el cierre del año de gas 2024 y 2025 .....</b>	<b>34</b>
<b>Cuadro 9. Volumen y capacidad contratada de entrada al sistema previstos para cierre del año de gas 2024 y 2025 desagregado por punto de entrada.....</b>	<b>34</b>
<b>Cuadro 10. Volumen y capacidad contratada de salida de la red de transporte previstos para el cierre del año de gas 2024 y 2025, desagregado por punto de salida.....</b>	<b>35</b>
<b>Cuadro 11. Previsión inicial de la demanda nacional, número de clientes y capacidad para el año de gas 2022 y el registrado en la Liquidación definitiva de 2022 .....</b>	<b>38</b>
<b>Cuadro 12. Previsión del volumen y de la capacidad contratada equivalente de salida de la red de transporte para el año de gas 2022 y volumen y capacidad contratada equivalente registrados en</b>	

<b>la Liquidación definitiva de 2022, desagregado por punto de salida</b> .....	<b>39</b>
<b>Cuadro 13. Previsión inicial del volumen y de la capacidad contratada de entrada a la red de transporte para el año de gas 2022 y volumen y capacidad registrados en la Liquidación definitiva de 2022, desagregados por punto de entrada</b> .....	<b>39</b>
<b>Cuadro 14. Previsión inicial de las variables de facturación de la actividad de regasificación para el año de gas 2022 y variables registradas en la Liquidación definitiva de 2022</b> .....	<b>40</b>
<b>Cuadro 15. Previsión inicial de los ingresos de peajes de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2022 e ingresos registrados en la Liquidación definitiva de 2022</b> .....	<b>41</b>
<b>Cuadro 16. Previsión inicial de la retribución y primas de regasificación, transporte y redes locales implícitas en la determinación de los peajes para el año de gas 2022 y retribución y primas registradas en la Liquidación definitiva de 2022</b> .....	<b>42</b>
<b>Cuadro 17. Desvíos en la retribución, ingresos y primas de los peajes de regasificación, transporte y redes locales registrados en la Liquidación definitiva de 2022</b> .....	<b>43</b>
<b>Cuadro 18. Desvíos en la retribución, ingresos y primas de los peajes de regasificación, transporte y redes locales del ejercicio 2022 pendientes de considerar en la determinación de peajes de ejercicios posteriores</b> .....	<b>44</b>
<b>Cuadro 19. Previsión inicial de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada equivalente para el año de gas 2023 y las registradas en la Liquidación 14/2023</b> .....	<b>45</b>
<b>Cuadro 20. Previsión inicial del volumen y de la capacidad contratada equivalente de salida de la red de transporte para el año de gas 2023 y la registrada en la Liquidación 14/2023, desagregada por punto de salida</b> .....	<b>46</b>
<b>Cuadro 21. Previsión inicial del volumen y de la capacidad contratada de entrada a la red de transporte para el año de gas 2023 y el volumen y capacidad registrados en la Liquidación 14/2023, desagregada por punto de entrada</b> .....	<b>46</b>
<b>Cuadro 22. Previsión inicial y de cierre de las variables de facturación de la actividad de regasificación para el año de gas 2023</b> .....	<b>47</b>

<b>Cuadro 23. Previsión de los ingresos de peajes de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2023 e ingresos registrados en la Liquidación 14/2023 .....</b>	<b>48</b>
<b>Cuadro 24. Previsión inicial de la retribución y primas de regasificación, transporte y redes locales implícitas en los peajes para el año de gas 2023 y retribuciones y primas registradas en la Liquidación 14/2023 .....</b>	<b>50</b>
<b>Cuadro 25. Desvíos en la retribución, ingresos y primas de los peajes de regasificación, transporte y redes locales registrados en la Liquidación 14/2023, excluido desvío liquidación definitiva 2022.....</b>	<b>51</b>
<b>Cuadro 26. Detalle de los desvíos (€) registrados en la liquidación 14/2023 en los peajes de regasificación, transporte y redes locales .....</b>	<b>52</b>
<b>Cuadro 27. Previsión de los desvíos de retribución de los ejercicios 2020 a 2023 que serán incorporados en la liquidación definitiva del ejercicio 2023 .....</b>	<b>53</b>
<b>Cuadro 28. Retribución y primas de regasificación, transporte y redes locales implícitas en la Resolución de peajes de para el año de gas 2023 y previsión de Liquidación definitiva de 2023 .....</b>	<b>54</b>
<b>Cuadro 29. Desvíos en la retribución, ingresos y primas de los peajes de regasificación, transporte y redes locales previstos para la liquidación definitiva de 2023 .....</b>	<b>55</b>
<b>Cuadro 30. Desvíos en la retribución, ingresos y primas de los peajes de regasificación, transporte y redes locales del ejercicio 2023 pendientes de considerar en la determinación de peajes de ejercicios posteriores .....</b>	<b>56</b>
<b>Cuadro 31. Previsión inicial y de cierre de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada para el año de gas 2024 .....</b>	<b>57</b>
<b>Cuadro 32. Previsión inicial y de cierre del volumen y de la capacidad contratada de salida de la red de transporte para el año de gas 2024, desagregada por punto de salida .....</b>	<b>58</b>
<b>Cuadro 33. Previsión inicial y de cierre del volumen y de la capacidad contratada de entrada a la red de transporte para el año de gas 2024, desagregada por punto de entrada .....</b>	<b>58</b>

<b>Cuadro 34. Previsión inicial y de cierre de las variables de facturación de la actividad de regasificación para el año de gas 2024 .....</b>	<b>59</b>
<b>Cuadro 35. Previsión inicial y de cierre de los ingresos de peajes de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2024 ...</b>	<b>60</b>
<b>Cuadro 36. Previsión inicial y de cierre de la retribución y primas de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2024 ...</b>	<b>61</b>
<b>Cuadro 37. Estimación de los desvíos en la retribución, ingresos y primas de los peajes de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2024, excluidos desvíos de ejercicios anteriores.....</b>	<b>62</b>
<b>Cuadro 38. Desvíos de los ejercicios 2022, 2023 y 2024 pendientes de imputar .....</b>	<b>63</b>
<b>Cuadro 39. Variación de la retribución y primas susceptible de considerar en los peajes de los ejercicios 2025 y 2026 respecto de la retribución y primas implícitas en los peajes del ejercicio 2024 en caso de incorporar los desvíos de ejercicios anteriores .....</b>	<b>64</b>
<b>Cuadro 40. Desvíos de retribución, ingresos y primas a imputar en la determinación de los peajes de 2025.....</b>	<b>65</b>
<b>Cuadro 41. Capacidad contratada equivalente y volumen previstos para año de gas 2025 desagregado por punto de entrada a la red de transporte .....</b>	<b>69</b>
<b>Cuadro 42. Capacidad contratada equivalente y volumen previstos para año de gas 2025 desagregado por punto de salida de la red de transporte .....</b>	<b>70</b>
<b>Cuadro 43. Desvíos de retribución e ingresos a incorporar en el año de gas 2025.....</b>	<b>71</b>
<b>Cuadro 44. Retribución de la red de transporte troncal prevista para el año de gas 2025 .....</b>	<b>72</b>
<b>Cuadro 45. Retribución asociada a la red de transporte troncal prevista para el año de gas 2025 que debe recuperarse mediante los términos fijos y variables de los puntos de entrada y salida de la red de transporte.....</b>	<b>73</b>
<b>Cuadro 46. Términos de capacidad de los peajes de entrada a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por punto físico. ....</b>	<b>74</b>



<b>Cuadro 47. Términos de capacidad de los peajes de entrada a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad para cada agrupación de puntos de entrada a la red de transporte.....</b>	<b>77</b>
<b>Cuadro 48. Términos de capacidad de los peajes de entrada a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por punto de entrada a la red de transporte tras los ajustes previstos en los artículos 6 y 9 del Reglamento 2017/460.....</b>	<b>78</b>
<b>Cuadro 49. Términos de capacidad de los peajes de salida a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por punto físico. ....</b>	<b>79</b>
<b>Cuadro 50. Términos de capacidad de los peajes de salida a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por agrupación de puntos .....</b>	<b>80</b>
<b>Cuadro 51. Términos de capacidad de los peajes de salida de la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por punto de salida de la red de transporte una vez aplicados los ajustes previstos en el artículo 12 de la Circular 6/2020 .....</b>	<b>81</b>
<b>Cuadro 52. Obtención del término fijo por cliente del peaje de salida de la red de transporte troncal. Año de gas 2025 .....</b>	<b>81</b>
<b>Cuadro 53. Término variable de transporte. ....</b>	<b>82</b>
<b>Cuadro 54. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año aplicables a las entradas de la red de transporte ....</b>	<b>83</b>
<b>Cuadro 55. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año aplicables a las salidas de la red de transporte excepto salidas a redes locales.....</b>	<b>83</b>
<b>Cuadro 56. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año en los puntos de salidas de la red de transporte hacia redes locales .....</b>	<b>84</b>
<b>Cuadro 57. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año aplicables a las entradas y salidas no nacionales de la red de transporte. Resolución de peajes de 2025 vs Resolución de peajes 2024 .....</b>	<b>86</b>

<b>Cuadro 58. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año aplicables a las salidas de la red de transporte hacia salidas a redes locales. Resolución de peajes de 2025 vs Resolución de peajes 2024 .....</b>	<b>86</b>
<b>Cuadro 59. Capacidad contratada interrumpible e interrumpida en la entrada a la red de transporte desde Francia.....</b>	<b>88</b>
<b>Cuadro 60. Parámetros considerados en el cálculo de la probabilidad de interrupción de entrada desde Francia.....</b>	<b>88</b>
<b>Cuadro 61. Capacidad contratada interrumpible e interrumpida en la salida de la red de transporte hacia Francia .....</b>	<b>90</b>
<b>Cuadro 62. Parámetros considerados en el cálculo de la probabilidad de interrupción de salida hacia Francia.....</b>	<b>90</b>
<b>Cuadro 63. Asignación de costes asociados al servicio de transporte a un término por capacidad y un término por volumen .....</b>	<b>92</b>
<b>Cuadro 64. Asignación de costes asociados al servicio de transporte a la entrada y a la salida .....</b>	<b>93</b>
<b>Cuadro 65. Valoración de la asignación de costes por el servicio de transporte recuperado a través del término de capacidad a usuarios nacionales y no nacionales antes de realizar los ajustes previstos en artículo 6.4 del Reglamento (UE) 2017/460 .....</b>	<b>94</b>
<b>Cuadro 66. Valoración de la asignación de costes por el servicio de transporte recuperado a través del término de capacidad a usuarios nacionales y no nacionales después de realizar los ajustes previstos en artículo 6.4 del Reglamento (UE) 2017/460 .....</b>	<b>95</b>
<b>Cuadro 67. Valoración de la asignación de costes por el servicio de transporte recuperado a través del término por volumen a usuarios nacionales y no nacionales.....</b>	<b>95</b>
<b>Cuadro 68. Ingresos por peajes de transporte a usuarios nacionales y no nacionales .....</b>	<b>96</b>
<b>Cuadro 69. Volumen y capacidad contratada de entrada a la red de transporte implícitos en los precios de la Resolución de peajes para el año de gas 2024 y previsión para el año de gas 2025, desagregado por punto de entrada.....</b>	<b>97</b>
<b>Cuadro 70. Volumen y capacidad contratada de salida de la red de transporte implícitos en los precios de la Resolución de peajes</b>	

para el año de gas 2024 y previsión para el año de gas 2025, desagregado por punto de salida.....	98
<b>Cuadro 71. Retribución considerada en la determinación de los peajes de transporte implícitos en los precios de la Resolución de peajes para el año de gas 2024 y en la Resolución para el año de gas 2025 .....</b>	<b>99</b>
<b>Cuadro 72. Comparación del reparto entrada-salida de la retribución del transporte implícita en los peajes de transporte de la Resolución de peajes para el año de gas 2024 y en la Resolución para el año de gas 2025.....</b>	<b>100</b>
<b>Cuadro 73. Comparación de los peajes de entrada a la red de transporte vigentes y los resultantes para el año de gas 2025 .....</b>	<b>101</b>
<b>Cuadro 74. Comparación de los peajes de salida de la red de transporte vigentes y los resultantes para el año de gas 2025 .....</b>	<b>102</b>
<b>Cuadro 75. Comparación del término variable del peaje de transporte vigente y resultante para el año de gas 2025 .....</b>	<b>102</b>
<b>Cuadro 77. Evolución de los términos de capacidad de los peajes de salida a la red de transporte hasta el final del periodo regulatorio ...</b>	<b>108</b>
<b>Cuadro 78. Evolución de los términos de volumen hasta el final del periodo regulatorio .....</b>	<b>110</b>
<b>Cuadro 79. Retribución que se debe recuperar mediante los peajes de acceso a las redes locales en el año de gas 2025 .....</b>	<b>112</b>
<b>Cuadro 80. Desvíos de retribución de distribución y de ingresos de la liquidación definitiva del año 2022 y mejor previsión de la Liquidación definitiva del año de gas 2023 .....</b>	<b>113</b>
<b>Cuadro 81. Previsión de demanda por grupo tarifario para el año de gas 2025.....</b>	<b>114</b>
<b>Cuadro 82. Asignación de la retribución reconocida a la actividad de distribución por inductor de coste. Año de gas 2025.....</b>	<b>115</b>
<b>Cuadro 83. Asignación de la retribución de la distribución cuyo inductor de coste es la capacidad por nivel de presión. Año de gas 2025.....</b>	<b>115</b>
<b>Cuadro 84. Asignación de la retribución asociada a las redes locales cuyo inductor de coste es la capacidad por nivel de presión. Año de gas 2025.....</b>	<b>116</b>

<b>Cuadro 85. Asignación de la retribución del nivel de presión tarifario i cuyo inductor de coste es la capacidad al propio nivel de presión y a niveles de presión inferiores j.....</b>	<b>117</b>
<b>Cuadro 86. Asignación de la retribución cuyo inductor de coste es la capacidad asignada a cada nivel de presión, excluida la retribución asociada al gas de operación, a un componente fijo y un componente variable.....</b>	<b>118</b>
<b>Cuadro 87. Determinación de los costes unitarios fijos y variables correspondientes a cada nivel de presión. Año de gas 2025 .....</b>	<b>119</b>
<b>Cuadro 88. Facturación de los suministros al coste unitario fijo correspondiente al nivel de presión al que están conectados. Año de gas 2025.....</b>	<b>120</b>
<b>Cuadro 89. Facturación de los suministros al coste unitario variable correspondiente al nivel de presión al que están conectados. Año de gas 2025.....</b>	<b>121</b>
<b>Cuadro 90. Retribución fija y variable que se debe recuperar por los términos fijo y variable del peaje de cada grupo tarifario. Año de gas 2025.....</b>	<b>122</b>
<b>Cuadro 91. Asignación de la retribución fija cuyo inductor de coste es el punto de suministro por grupo tarifario. Año de gas 2025 .....</b>	<b>123</b>
<b>Cuadro 92. Asignación por grupo tarifario de la retribución asociada al gas de operación. Año de gas 2025 .....</b>	<b>124</b>
<b>Cuadro 93. Asignación de la retribución a los términos fijo y variable de cada grupo tarifario. Año de gas 2025 .....</b>	<b>125</b>
<b>Cuadro 94. Términos fijos y variables de los peajes de redes locales por grupo tarifario. Año de gas 2025.....</b>	<b>126</b>
<b>Cuadro 95. Término fijo por cliente inicial de peajes aplicables a consumidores sin obligación de disponer de telemedida. Año de gas 2025.....</b>	<b>127</b>
<b>Cuadro 96. Determinación del término fijo por cliente final de peajes aplicables a consumidores sin obligación de disponer de equipo de medida con capacidad de medir el caudal máximo diario. Año de gas 2025.....</b>	<b>127</b>
<b>Cuadro 97. Determinación del término variable final de peajes aplicables a consumidores sin obligación de disponer de telemedida. Año de gas 2025 .....</b>	<b>128</b>

<b>Cuadro 98. Determinación de los términos de facturación del peaje          RL.1. Año gas 2025 .....</b>	<b>129</b>
<b>Cuadro 99. Términos de facturación de los peajes de redes locales.          Año de gas 2025.....</b>	<b>130</b>
<b>Cuadro 100. Facturación a las variables previstas para el año de gas          2025 a los precios de la Resolución de 30 de mayo de 2023 y a los          precios de los peajes del año de gas 2025 .....</b>	<b>131</b>
<b>Cuadro 101. Facturación a las variables previstas para el año de gas          2025 a los precios de la Resolución de 30 de mayo de 2023 y a los          precios de los peajes del año de gas 2026 y facturación del periodo          transitorio .....</b>	<b>133</b>
<b>Cuadro 102. Determinación de los peajes transitorios para el año de          gas 2025 en caso de ingresos suficientes.....</b>	<b>134</b>
<b>Cuadro 103. Pérdida de ingresos derivada de la aplicación del periodo          transitorio .....</b>	<b>136</b>
<b>Cuadro 104. Ingresos que se deben recuperar por el resto de los          peajes como consecuencia de la aplicación del periodo transitorio          .....</b>	<b>137</b>
<b>Cuadro 105. Asignación del déficit de ingresos por aplicación del          periodo transitorio al resto de los peajes .....</b>	<b>138</b>
<b>Cuadro 106. Asignación de los ingresos disponibles por aplicación del          periodo transitorio por grupo tarifario .....</b>	<b>139</b>
<b>Cuadro 107. Determinación de los peajes a los que es de aplicación el          periodo transitorio .....</b>	<b>140</b>
<b>Cuadro 108. Términos de facturación de los peajes de redes locales          de los grupos tarifarios que financian el periodo transitorio .....</b>	<b>141</b>
<b>Cuadro 109. Términos de facturación de los peajes de redes locales          para el año de gas 2025, tras la aplicación del periodo transitorio ...</b>	<b>142</b>
<b>Cuadro 110. Variables de facturación de los peajes de redes locales          implícitos en la Resolución de peajes 2024 y en los peajes de redes          locales 2025.....</b>	<b>144</b>
<b>Cuadro 111. Retribución asignada a los peajes de redes locales en la          Resolución de peajes 2024 y en los peajes de redes locales 2025 ...</b>	<b>145</b>
<b>Cuadro 112. Comparación de los peajes de acceso a las redes locales          y de la facturación media de la demanda prevista para 2025 de la</b>	

<b>Resolución de precios 2024 y los resultantes para el año de gas 2025 antes de la aplicación del periodo transitorio .....</b>	<b>146</b>
<b>Cuadro 113. Comparación de los peajes de acceso a las redes locales de la Resolución de precios 2024 y los resultantes para el año de gas 2025 tras la aplicación del periodo transitorio .....</b>	<b>147</b>
<b>Cuadro 114. Evolución de los peajes de redes locales hasta el final del periodo regulatorio, sin considerar periodo transitorio .....</b>	<b>150</b>
<b>Cuadro 115. Desvíos de retribución e ingresos a incluir en la actividad de regasificación.....</b>	<b>152</b>
<b>Cuadro 116. Retribución de la actividad de regasificación y primas de las subastas previstas para el año de gas 2025.....</b>	<b>154</b>
<b>Cuadro 117. Determinación de valor de reposición de las plantas de regasificación, resultado de aplicar los valores de inversión de la Orden ITC/2446/2013 a las características técnicas de las plantas...</b>	<b>156</b>
<b>Cuadro 118. Determinación de la anualidad correspondiente al valor de reposición.....</b>	<b>157</b>
<b>Cuadro 119. Asignación por elemento del valor de reposición de las unidades de inversión no estandarizadas .....</b>	<b>158</b>
<b>Cuadro 120. Determinación de los porcentajes para transformar la retribución según el esquema de la Orden ITC/3994/2006 al esquema de Orden ITC/3128/2011 .....</b>	<b>159</b>
<b>Cuadro 121. Asignación de la retribución por inversión y por costes operativos fijos prevista para el año de gas 2025 por elemento .....</b>	<b>160</b>
<b>Cuadro 122. Retribución por inversión y por costes operativos fijos prevista para el año de gas 2025 por elemento.....</b>	<b>161</b>
<b>Cuadro 123. Asignación de la retribución reconocida a los tanques por servicio.....</b>	<b>164</b>
<b>Cuadro 124. Asignación por servicio de la retribución asociada a la parte del tanque dedicada al almacenamiento del gas talón del tanque de GNL, la retribución del tanque asociada al stock logístico, la retribución financiera del gas talón y las bombas primarias.....</b>	<b>165</b>
<b>Cuadro 125. Asignación por servicio de la retribución reconocida a las interconexiones de gas natural licuado.....</b>	<b>165</b>

<b>Cuadro 126. Asignación por servicio de la retribución reconocida a las instalaciones de descarga .....</b>	<b>166</b>
<b>Cuadro 127. Asignación por servicio de la retribución asociada a la cimentación y obra civil del tanque de GNL.....</b>	<b>166</b>
<b>Cuadro 128. Asignación de la retribución de los sistemas de antorcha y combustor, las instalaciones de compresión de boil off para procesado interno en planta, el relicuador de boil-off y el compresor de boil-off para emisión directa a red.....</b>	<b>167</b>
<b>Cuadro 129. Asignación de la retribución de la infraestructura terrestre, los edificios, los sistemas de gestión y control, los servicios auxiliares y el sistema de suministro eléctrico.....</b>	<b>168</b>
<b>Cuadro 130. Asignación por servicio de la retribución fija y por O&amp;M fijos.....</b>	<b>169</b>
<b>Cuadro 131. Asignación de la retribución asociada a los costes de O&amp;M variables previstos para de gas 2025 por servicio prestado en la planta. ....</b>	<b>170</b>
<b>Cuadro 132. Asignación de la retribución prevista para el año de gas 2025 por servicio prestado en la planta.....</b>	<b>171</b>
<b>Cuadro 133. Primas de ejercicios anteriores imputables a regasificación.....</b>	<b>171</b>
<b>Cuadro 134. Desvíos de ejercicios anteriores imputables a regasificación.....</b>	<b>172</b>
<b>Cuadro 135. Asignación de la retribución prevista para el año de gas 2025 por servicio prestado en la planta, teniendo en cuenta el importe de las primas de las subastas .....</b>	<b>173</b>
<b>Cuadro 136. Determinación de los términos de facturación del peaje de descarga de GNL .....</b>	<b>174</b>
<b>Cuadro 137. Determinación de los términos de facturación del peaje de almacenamiento de GNL para el año de gas 2025.....</b>	<b>175</b>
<b>Cuadro 148. Servicios ofertados en las plantas de duración inferior al año.....</b>	<b>184</b>
<b>Cuadro 149. Nivel de los multiplicadores de los productos de duración trimestral, mensual y diario para el año de gas 2025 .....</b>	<b>185</b>
<b>Cuadro 150. Multiplicadores de los productos de duración trimestral, mensual y diario.....</b>	<b>186</b>



<b>Cuadro 151. Término variable del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación para el año de gas 2025 .....</b>	<b>187</b>
<b>Cuadro 152. Determinación del término por cliente y caudal asociado a la recuperación de otros costes de regasificación de aplicación a los clientes suministrados desde la red de transporte y distribución para el año de gas 2025 .....</b>	<b>187</b>
<b>Cuadro 153. Asignación del desvío de las primas de capacidad asignado al consumidor de los ejercicios 2023 y 2024 por grupo tarifario.....</b>	<b>188</b>
<b>Cuadro 154. Determinación del término de facturación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación tras la asignación del desvío de las primas de capacidad correspondiente al ejercicio 2023 y 2024.....</b>	<b>189</b>
<b>Cuadro 155. Comparación de los peajes de acceso a las instalaciones de regasificación y del coste medio por servicio para el escenario de demanda de 2025 de la Resolución de precios del año de gas 2024 y los resultantes para el año de gas 2025.....</b>	<b>190</b>
<b>Cuadro 156. Comparación de las variables de facturación de la actividad de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2024 y los resultantes para el año de gas 2025.....</b>	<b>192</b>
<b>Cuadro 157. Retribución implícita en los peajes asociados a los servicios de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2024 y la considerada para el año de gas 2025.....</b>	<b>193</b>
<b>Cuadro 158. Comparación retribución implícita en los peajes de la actividad de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2024 y para el año de gas 2025 sin descontar las primas y desvíos de ejercicios anteriores.....</b>	<b>194</b>
<b>Cuadro 159. Comparación retribución de la actividad de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2024 y para el año de gas 2025 descontando las primas.....</b>	<b>194</b>
<b>Cuadro 160. Comparación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2024 y los resultantes para el año de gas 2025, sin considerar la asignación del desvío de las primas de capacidad .....</b>	<b>195</b>
<b>Cuadro 161. Comparación de las primas imputadas a los peajes de otros costes de regasificación en la Resolución de precios del año de gas 2024 y los resultantes para el año de gas 2025 .....</b>	<b>196</b>



<b>Cuadro 162. Comparación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2024 y los resultantes para el año de gas 2025, considerando la asignación del desvío de las primas de capacidad .....</b>	<b>197</b>
<b>Cuadro 163. Evolución durante el periodo regulatorio de los peajes de regasificación por el uso de instalaciones .....</b>	<b>198</b>
<b>Cuadro 164. Evolución durante el periodo regulatorio del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación .....</b>	<b>200</b>
<b>Cuadro 165. Facturación de los consumidores suministrados desde redes locales a los peajes establecidos en la Resolución de 30 de mayo de 2023 y a los peajes que resultan para el año de gas 2025 ..</b>	<b>204</b>
<b>Cuadro 166. Facturación de los consumidores suministrados desde plantas satélite a los peajes establecidos en la Resolución de 30 de mayo de 2023 y a los peajes que resultan para el año de gas 2025 ..</b>	<b>206</b>

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

<b>Gráfico 1. Términos de capacidad de los peajes de entrada a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad .....</b>	<b>75</b>
<b>Gráfico 2. Monótona de la demanda de los ciclos combinados situados en el Ramal de Algeciras y demanda máxima teóricas (MWh) en los últimos 12 meses (31/3/2023 – 30/3/2024) y en los 12 meses anteriores (31/3/2022 – 30/3/2023) .....</b>	<b>209</b>

## 1. OBJETO

El objeto de la Memoria es detallar y justificar el cálculo de los precios de los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación aplicables a partir del 1 de octubre de 2024, conforme a lo establecido en el artículo 36 de la Circular 6/2020, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural.

## 2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE

En fecha 11 de enero de 2019, se aprobó el Real Decreto-ley 1/2019, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho de la Unión Europea 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. Este Real Decreto-ley modifica el artículo 7.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, asignando a esta Comisión la función de establecer, mediante circular, la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso a las instalaciones gasistas.

En aplicación de lo anterior, el 22 de julio de 2020, el Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobó la Circular 6/2020 citada.

Por otra parte, el apartado segundo de la disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, establece que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia debe establecer un periodo transitorio en las citadas metodologías de peajes, de forma que las variaciones resultantes se absorban de manera gradual en un periodo máximo de cuatro años desde la entrada en vigor de la metodología de cargos que establezca el Gobierno.

En aplicación de lo anterior, la disposición transitoria sexta de la Circular 6/2020, de 22 de julio, establece la posibilidad de limitar las variaciones de los peajes de acceso a la red de transporte, a las redes locales y a las plantas de regasificación, asegurando en todo caso la suficiencia de los peajes para recuperar la retribución reconocida a la actividad, durante el periodo transitorio establecido en el citado Real Decreto-ley 1/2019.

El 29 de diciembre de 2020 fue publicado en el Boletín Oficial del Estado 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.

Conforme a lo previsto en el apartado segundo de la disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero y la disposición transitoria sexta de la Circular 6/2020, de 22 de julio, una vez ha sido establecida la metodología de cargos, en la Resolución de 19 de mayo de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se establece la retribución para el año de gas 2023 de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución de gas natural.

Finalmente, en el ejercicio de las competencias asignadas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el artículo 7.1.h) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, fueron aprobadas la Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado<sup>1</sup> y la Circular 4/2020, de 31 de marzo, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de la distribución de gas natural<sup>2</sup>.

En aplicación de lo anterior, han sido publicadas en el Boletín Oficial del Estado la Resolución de 20 de mayo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución para el año de gas 2022 (de 1 de octubre de 2021 a 30 de septiembre de 2022) de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución de gas natural<sup>3</sup>, la Resolución de 19 de mayo de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución para el año de gas 2023<sup>4</sup> (de 1 de octubre de 2022 a 30 de septiembre de 2023) de las empresas que realizan las actividades de plantas de gas natural licuado, transporte y distribución de gas natural. Asimismo, se ha publicado la Resolución de 30 de mayo de 2023, por la que se establece la

---

<sup>1</sup> Disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2019-18398>

<sup>2</sup> Disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-4266>

<sup>3</sup> Disponible en [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-9274](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-9274)

<sup>4</sup> Disponible en <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2022-8560>

retribución de para el año de gas 2024<sup>5</sup> (de 1 de octubre de 2023 a 30 de septiembre de 2024).

Al respecto cabe señalar que, en la Resolución de 30 de mayo de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación para el año de gas 2024, por una parte, se pospuso la incorporación de los desvíos de ingresos y costes del ejercicio 2022 ya que se compensaban parcialmente con los desvíos previstos para el ejercicio 2023, y, por otra parte, se asignó una parte del desvío registrado en las primas de regasificación a la salida nacional, proporcionalmente a la suma de facturación del término fijo de los peajes de salida de la red de transporte, peaje de redes locales y peaje de otros costes de regasificación.

Adicionalmente, con objeto de introducir mayor transparencia, estabilidad y seguridad jurídica, en la memoria que acompaña a la Resolución de peajes del ejercicio 2024 se recogía la necesidad de revisar la metodología de la Circular 6/2020 para contemplar el tratamiento de los posibles desvíos excepcionales.

Por otra parte, conforme al punto 2 de la disposición adicional segunda de la Circular 6/2020, las metodologías podrán ser revisadas con carácter excepcional si se producen circunstancias especiales debidamente justificadas, tales como cambios regulatorios que afecten a la estructura o a los componentes que se enumeran en los artículos 6, 19 y 28, o modificaciones en la normativa europea con impacto en la misma, ya sea directo o indirecto.

Teniendo en cuenta lo anterior, el pasado 3 de abril se inició el trámite de audiencia la Propuesta de Circular XX/2024, de XX de XX, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifica la Circular 6/2020, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural, recogida en el Plan de Actuación de la CNMC previsto en el artículo 39 de la Ley 3/2013, de 4 de junio.

Asimismo, se ha sometido a trámite de audiencia pública la propuesta de Resolución por la que se establece la retribución de las actividades reguladas

---

<sup>5</sup> Disponible en [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2023-13212](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2023-13212)

para el año de gas 2025 de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución de gas natural.

Conforme al artículo 7.1 bis de la Ley 3/2013, de 4 de junio, y el artículo 36 de la citada Circular 6/2020, de 22 de julio, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, previo trámite de audiencia calculará anualmente y publicará en el Boletín Oficial del Estado mediante resolución los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte, a las redes locales y a las instalaciones de regasificación.

### **3. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN**

La disposición transitoria décima de la Ley 3/2013 establece que los órganos de asesoramiento de la Comisión Nacional de Energía previstos en la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, seguirán ejerciendo sus funciones hasta que se constituya el Consejo Consultivo de Energía. Teniendo en cuenta que no se ha producido la constitución de dicho Consejo, la propuesta de Resolución y la Memoria justificativa fue remitida el 19 de abril de 2024 al Consejo Consultivo de Hidrocarburos y a las empresas concernidas para alegaciones. Asimismo, en dicha fecha dichos documentos fueron publicados en la página web de la CNMC.

Por otra parte, en la misma fecha y de acuerdo con lo establecido en el artículo 28.2 del Reglamento (UE) 2017/460 de la Comisión de 16 de marzo de 2017 por el que se establece un código de red sobre la armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas se ha remitido la propuesta de resolución y sus documentos anexos a las autoridades reguladoras de Francia y Portugal para que emitan informe sobre los aspectos contemplados en el artículo 28.2 del citado Reglamento.

Se han recibido alegaciones a la propuesta de Resolución del regulador portugués (ERSE) y de 9 agentes a través del Consejo Consultivo de Hidrocarburos y del trámite de audiencia pública, de los cuales uno no ha formulado alegaciones y dos han declarado su alegación confidencial.

#### **3.1. Comentarios a la propuesta de Resolución**

##### **3.1.1. Observaciones del MITERD**

El MITERD ha informado favorablemente la propuesta de resolución dado que los peajes han sido calculados conforme a lo dispuesto en la Circular 6/2020, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la

que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural. Adicionalmente, ha señalado que considera adecuada la aplicación progresiva durante varios ejercicios de los desvíos generados en ejercicios precedentes.

No obstante, ha indicado que, por una parte, la aplicación estricta de la metodología CWD da como resultado unos peajes de entrada a la red de transporte muy dispares para cada una de las plantas de inyección de biometano, por lo que efectos de facilitar las proyecciones de las cifras de negocio y suavizar las futuras variaciones de los peajes, podría ser adecuado agrupar todos los puntos de inyección en uno solo, al igual que se hace con los puntos de salida nacionales. Y, por otra parte, que las reubicaciones automáticas de consumidores entre los escalones RL.1, RL.2 y RL.3 tienen como consecuencia variaciones bruscas de los peajes de salida de red local que pueden distorsionar la tarifa final, por lo que podría ser conveniente elaborar algún procedimiento para suavizar el impacto de estas reubicaciones y estabilizar el peaje a medio plazo.

### 3.1.2. Observaciones de los reguladores de Francia y Portugal

Se indica que el regulador portugués (ERSE) ha manifestado no formular observaciones a la propuesta de Resolución, mientras que del regulador francés (CRE) no se han recibido alegaciones.

### 3.1.3. Observaciones de los agentes

Respecto de la **tramitación**, un agente ha señalado que el plazo proporcionado para analizar la propuesta ha sido insuficiente y solicita un plazo superior para sucesivas propuestas de Resolución. Al respecto, señala que el plazo razonable sería de un mes.

Respecto de las **previsiones de las variables de facturación**, un agente ha señalado que considera adecuadas la previsión de la demanda de cierre para el ejercicio 2024 y para el año de gas 2025, si bien considera que la previsión para el ejercicio 2025 puede ser algo conservadora, aunque comprende la dificultad de realizar la previsión y el riesgo de déficit que conlleva una previsión demasiado optimista.

Respecto de los **costes considerados en la determinación de los peajes**, un agente solicita que la retribución de El Musel se incluya dentro de los costes regulados de la actividad de regasificación a recuperar por los peajes asociados



a los servicios de la actividad de regasificación ya que dicha planta presta servicios regulados desde agosto de 2023.

Por otra parte, un agente señala que el desvío registrado en los peajes de redes locales está motivado por las medidas de flexibilización de los contratos de suministro de gas natural introducida por el RD-Ley 29/2021 prorrogada sucesivamente hasta el 30/6/2024. El coste asociado a la flexibilización de los contratos correspondiente a los ejercicios 2023 y 2024 estaba previsto financiarse con cargo a los Presupuestos Generales del Estado. En consecuencia, este agente propone incorporar dicha partida (que estima en 100 M€) en la determinación de los peajes de redes locales, evitando su subida.

Respecto del **tratamiento de los desvíos de retribución, primas e ingresos**, dos agentes apoyan el criterio propuesto por la CNMC, en la medida en que permite la laminación excepcional de los desvíos de retribución e ingresos de ejercicios anteriores con objeto de mantener la estabilidad tarifaria, así como la devolución de parte de las primas generadas por los procedimientos de acceso al sistema gasista a la demanda.

En línea con estos agentes, un tercero propone que los desvíos positivos, al menos de las actividades de regasificación y redes locales, sean considerados conjuntamente con objeto de mantener así unos peajes estables y predecibles.

Por otra parte, otros cuatro agentes, si bien comparten la necesidad de proporcionar mayor estabilidad en la evolución de los peajes, no comparten la propuesta de la resolución. Al respecto, señalan que la imputación de los desvíos debería evitar subsidios cruzados entre actividades y agentes. Adicionalmente, uno de estos agentes indica la necesidad de introducir mayor claridad y transparencia en la laminación de los desvíos, detallando exhaustivamente en la Circular qué proporción de los mismos se considera en cada ejercicio y qué parte se pospone a ejercicios posteriores, de manera que no exista así ningún margen de discrecionalidad en la imputación de cada año.

En relación con **la distribución del desvío de las primas propuesta**, en coherencia con lo anterior, tres agentes están a favor de la propuesta realizada, mientras que otro agente propone limitar la asignación de los desvíos de las primas a un importe equivalente a la facturación prevista para el peaje de otros costes de regasificación.

Por el contrario, tres están en contra de la propuesta efectuada señalando que los desvíos de primas se deberían imputar en exclusiva a los peajes de regasificación por la prestación de servicios, indicando que consideran acertado

que se consideren los desvíos de las primas en la determinación de los peajes de regasificación de ejercicios futuros en tanto no se modifique la Circular 6/2020.

Al respecto, discrepa uno de estos agentes en que la totalidad de las primas sean trasladadas por los comercializadores a los consumidores, ya que al tratarse de un mercado en competencia los costes en que incurre el comercializador se trasladan únicamente en la medida de lo posible y, además, señala la competencia existente con aquellos comercializadores que se aprovisionan mediante gasoducto que no incurren en este coste. Por otra parte, otro agente indica que la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, por la que se establecen orientaciones de política energética, establece que la CNMC, en la aprobación de las Circulares, deberá tener en consideración que los usuarios que introduzcan el gas natural por las plantas de gas natural licuado no deben resultar penalizados respecto a los aprovisionamientos mediante conexiones internacionales y debe fomentar el uso de las plantas de regasificación así como su competitividad.

Como alternativa a la propuesta, un agente propone aplicar el exceso de primas, una vez repercutidas a los peajes de regasificación a reducir el peaje de entrada a la red de transporte desde las plantas, en línea con el argumento del descuento a estas entradas por la contribución de las plantas a la seguridad de suministro. Este agente no lo considera un subsidio cruzado de la actividad de regasificación a transporte ya que estaría repercutiendo en el mismo colectivo de usuarios que las abonan, evitando distorsionar los costes de los dos modelos de suministro (Gas/GNL), financiando los aprovisionadores de GNL a los de gas por tubo. Este agente considera que alternativa o complementariamente, se podría aplicar parte de ese exceso de primas a un descuento ex post de las primas de subastas para el mismo servicio con prestación en el año/s de gas siguiente/s, indicando que también reduciría el importe de referencia de las primas que se considera en el cálculo de la TUR, beneficiando directamente a los consumidores en mercado regulado, e indirectamente también a los del mercado libre por la validez de dicha referencia.

En relación con el **criterio de asignación de los desvíos de las primas al peaje de otros costes de regasificación**, un agente propone que sea proporcional a la energía facturada en lugar de la facturación de los términos fijos y su recuperación mediante un término variable (€/MWh). En línea con lo anterior otro agente indica que el sobre coste de las primas se ha pagado por volumen (€/MWh) mientras que la asignación del peaje “otros costes de regasificación” se



realiza proporcionalmente a la suma de los términos fijos de salida, lo que crea desigualdades entre consumidores.

En relación con los **peajes de transporte** un agente propone que las inyecciones de gases renovables en la red de transporte estén exentas del pago de peajes de transporte en línea con la exención en las inyecciones en las redes locales, implementando así lo que indica el artículo 18 del Reglamento Europeo de Hidrógeno y Gas descarbonizado, aprobado por el Pleno del Parlamento Europeo el 11 de abril de 2024, donde se prevé explícitamente la aplicación de dichos descuentos sobre los peajes de las redes de transporte.

En relación con los **peajes de regasificación**, dos agentes alertan de los efectos que podrían derivarse de establecer peajes de regasificación excesivamente bajos:

- Se desincentivaría la descarga de slots con antelación, al desaparecer las penalizaciones por ser proporcionales a los peajes, con el consecuente impacto en la planificación, en la eficiencia y en la seguridad de suministro.
- Los menores precios de peajes atraerían la llegada de nuevos agentes, lo que incrementaría la presión sobre las primas.
- Menores garantías por impago de peajes, por ser proporcionales a las primas.

En este sentido, dos agentes se muestran de acuerdo en que no haya peajes negativos para los servicios de la actividad de regasificación y, por tanto, con la decisión de no imputar todas las primas en este ejercicio manteniendo de esta forma la estabilidad de los peajes de regasificación, mientras que dos agentes solicitan mantener los peajes de las plantas de regasificación para el año de gas 2025.

Un agente propone incluir un nuevo peaje variable, el peaje de trasvase de GNL a buque para uso como combustible (bunkering de GNL) con un valor lo suficientemente atractivo para permitir el desarrollo de este servicio y en todo caso menor que el peaje de carga de GNL de planta a buque dado que el uso de las instalaciones del sistema gasista será menor en este tipo de servicios.

Adicionalmente, los agentes han señalado las siguientes **erratas y mejoras de redacción**:

- Un agente señala que hay discrepancias entre el Cuadro 15 y el Cuadro 17 de la Memoria para la actividad de redes locales de la Liquidación definitiva de 2022. Asimismo, señala una errata en la redacción del cuadro 162.
- Un agente solicita que se confirme si puede existir un error en los valores del desvío de primas de 2024 del cuadro 133 relativos al porcentaje asignado de los peajes de regasificación. Por un lado, indican que el 20% de los desvíos se imputan a las plantas de regasificación mientras que en el cuadro 133 se muestra un 0%, que parece ser además el valor finalmente considerado en los cálculos debiendo ser en ese caso corregido.
- Un agente solicita que se incorpore cuatro puntos a la entrada de la red de transporte de gases de origen renovable y que queden exceptuados del pago de peajes de acceso a redes de transporte.

## 3.2. Análisis de las alegaciones

### 3.2.1. Observaciones del MITERD

Respecto de las observaciones realizadas por el MITERD en relación con nivelación de los peajes aplicables a las inyecciones de biogás y a la suavización del impacto de las reubicaciones entre los escalones RL.1, RL.2 y RL.3 se indica que exceden el ámbito de la Resolución, por se tendrán en cuenta en la revisión de la Circular.

### 3.2.2. Observaciones de los agentes

En relación con la observación relativa al **plazo de tramitación**, y en particular sobre los plazos de información pública y audiencia, si bien se ha atendido a lo previsto legalmente, esta alegación podrá tenerse en cuenta eventualmente en sucesivas consultas.

En relación con los **costes incorporados en la determinación de los peajes**, no se han atendido la alegación de incorporar la retribución de El Musel en la determinación de los peajes por la prestación de servicios de regasificación debido a que no se dispone de la desagregación necesaria para su asignación en tanto no se establezca su retribución definitiva, en coherencia con la resolución por la que se establece la retribución para el año de gas 2025.

Asimismo, tampoco se ha atendido a la alegación de incorporar la partida de ingresos de los Presupuestos Generales del Estado para compensar las medidas de flexibilización de los contratos de suministro de gas natural en la

determinación de los peajes de redes locales, ya que no existe certeza ni sobre la disponibilidad ni sobre el importe de dicha partida.

En relación con el **tratamiento de los desvíos de retribución, primas e ingresos**, teniendo en cuenta está en fase de tramitación la modificación de la Circular 6/2020 y por las razones ya señaladas en la Resolución de 30 de mayo, se considera oportuno mantener la propuesta sometida a trámite de audiencia.

Al respecto, se inciden en los siguientes aspectos:

- La mayor parte de los agentes ha reconocido la necesidad de laminar el impacto de los desvíos, si bien hay discrepancia sobre el destino de los mismos.
- Persiste la situación excepcional toda vez que el desvío de las primas de ejercicios anteriores (416 M€) supera en un 14% a la retribución de la actividad de regasificación del ejercicio 2025.
- No se considera una subvención cruzada entre actividades la imputación de una parte de los desvíos al peaje de otros costes de regasificación, ya que es un peaje destinado a cubrir parte de la retribución reconocida a la actividad de regasificación.

Si se considera que una parte de la retribución de la actividad de regasificación debe ser asignada a los consumidores finales dado el impacto positivo de las terminales de GNL en la seguridad de suministro y la flexibilidad que aportan al sistema, sin que ello constituya una subvención cruzada, debe admitirse, igualmente, que dichos consumidores finales sean compensados cuando los ingresos de regasificación sean muy superiores a la retribución de la actividad.

- Imputar la totalidad de los desvíos de primas a los peajes de regasificación asociados a la prestación de servicios daría lugar a peajes excesivamente bajos, con el consecuente impacto sobre la gestión logística, la seguridad de suministro y las garantías, aspecto puesto de manifiesto por algunos miembros del CCH en sus alegaciones.
- Retrasar la imputación de los desvíos de las primas a ejercicios futuros, implica, por una parte, un incremento de la facturación de peajes para el consumidor final y, por otra parte, que el superávit permanezca en las cuentas de las empresas transportistas.
- No es posible repercutir los desvíos de las primas al peaje de entrada a la red de transporte desde las plantas de GNL, por no estar permitido por el Reglamento (UE) 2017/460.

- Las primas de las subastas de capacidad abonadas por los comercializadores han sido trasladadas, al menos parcialmente, por los mismos a los consumidores finales, como se ha puesto de manifiesto en las alegaciones realizadas por comercializadores y consumidores finales presentes en el CCH.

En relación con la asignación de los desvíos de las primas por grupo tarifario, se mantiene **el criterio de imputación**, en tanto no se modifique la Circular 6/2020.

Por otra parte, se han corregido las erratas y e incorporado las mejoras de redacción propuestas por los agentes.

Finalmente, no se han atendido aquellas propuestas que exceden el ámbito de la Resolución:

- Exención de peajes a las inyecciones de biometano en la red transporte
- Introducción de un nuevo peaje de regasificación para el uso como combustible

#### 4. PREVISIÓN DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN

A continuación, se presentan las variables de facturación registradas para el año de gas 2023 (octubre 2022-septiembre de 2023) y las previstas por la CNMC para el cierre del año de gas 2024 (octubre 2023-septiembre de 2024) y 2025 (octubre 2024- septiembre 2025) desagregadas por peaje de salida de las redes de transporte y distribución, así como las variables de facturación previstas para la actividad de regasificación y la capacidad y el volumen de entrada y salida de la red de transporte troncal.

Se indica que las variables de facturación registradas para el año de gas 2023 tienen en cuenta la información registrada en la Liquidación 14/2023, mientras que los escenarios de previsión han sido elaborados teniendo en cuenta la información aportada por el GTS, la información aportada por las empresas gasistas y la última información disponible tanto en la base de datos de liquidaciones gasista (en adelante LIQUID) como en el SL-ATR.

En anexo I se incluye el detalle de las hipótesis consideradas en la determinación de las variables de facturación previstas para los años de gas 2024 y 2025, así como la previsión de su evolución hasta el final del periodo regulatorio.

## 4.1. Previsión de las variables de facturación para el cierre del año de gas 2024

En el Cuadro 1 se muestran el consumo, el número de clientes y la capacidad contratada equivalente registrados en el año de gas 2023, según la última información disponible y la previsión de la CNMC para el cierre del año de gas 2024. Se estima que la demanda prevista para el cierre del ejercicio se reducirá un 4,8% respecto de la demanda registrada en el año de gas 2023, derivado principalmente de la reducción de la demanda para generación eléctrica peninsular (-24,7%), generación eléctrica en Baleares (-0,7%) y de la demanda convencional de los clientes conectados a la red de presión de diseño inferior a 4 bar (-0,2%) compensado parcialmente por el incremento de demanda en el resto de grupos tarifarios (véase Cuadro 1). En coherencia, se espera una reducción de la capacidad contratada equivalente del 7,7%.

En el Cuadro 2 se muestra la previsión de la demanda nacional desagregada por grupo tarifario.

**Cuadro 1. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada equivalente para el cierre del año de gas 2024**

Tipo de consumo	Año de gas 2023 (A)			Previsión de cierre 2024 (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Volumen (MWh)	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Volumen (MWh)	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente	Volumen
<b>Generación eléctrica</b>	<b>40</b>	<b>521.944</b>	<b>107.266.439</b>	<b>40</b>	<b>384.909</b>	<b>82.900.000</b>	<b>1,3%</b>	<b>-26,3%</b>	<b>-22,7%</b>
Península	37	456.003	98.301.709	37	318.968	74.000.000	1,4%	-30,1%	-24,7%
Baleares	3	65.942	8.964.731	3	65.942	8.900.000	0,0%	0,0%	-0,7%
<b>Convencional</b>	<b>7.985.818</b>	<b>1.050.749</b>	<b>209.944.708</b>	<b>7.989.827</b>	<b>1.066.636</b>	<b>217.665.326</b>	<b>0,1%</b>	<b>1,5%</b>	<b>3,7%</b>
P > 60 bar	79	169.258	46.910.489	79	174.930	49.112.480	0,0%	3,4%	4,7%
16 bar < P ≤ 60 bar	174	115.133	29.874.828	179	118.166	30.959.451	3,0%	2,6%	3,6%
4 bar < P ≤ 16 bar	3.688	335.559	76.013.252	3.809	349.149	80.531.057	3,3%	4,0%	5,9%
P ≤ 4 bar (T&D)	7.814.622	422.644	55.967.700	7.816.959	416.391	55.843.467	0,0%	-1,5%	-0,2%
P ≤ 4 bar (PS)	167.255	8.155	1.178.439	168.801	8.000	1.218.870	0,9%	-1,9%	3,4%
<b>GNL directo (1)</b>			<b>9.314.239</b>			<b>10.390.327</b>			<b>11,6%</b>
<b>Total</b>	<b>7.985.857</b>	<b>1.572.693</b>	<b>326.525.387</b>	<b>7.989.867</b>	<b>1.451.545</b>	<b>310.955.653</b>	<b>0,1%</b>	<b>-7,7%</b>	<b>-4,8%</b>

(1) Incluye demanda de plantas satélite uniclente y suministro a gasineras

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO) y CNMC

**Cuadro 2. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada equivalente para el cierre del año de gas 2024 desagregada por grupo tarifario**

Peaje	Año de gas 2023 (A)				Previsión de cierre 2024 (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Volumen anual (kWh)	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente	Volumen
RL.1	C ≤ 5.000	4.830.891	71.385.483	9.473.042	5.314.822	69.007.880	10.333.716	10,0%	-3,3%	9,1%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.763.373	143.301.351	17.194.681	2.367.251	140.620.730	15.507.979	-14,3%	-1,9%	-9,8%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	313.043	39.335.152	4.949.341	228.241	36.501.176	4.317.446	-27,1%	-7,2%	-12,8%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	51.825	38.290.702	5.434.516	52.559	38.718.300	5.600.761	1,4%	1,1%	3,1%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.255	82.836.204	10.453.145	21.452	81.244.003	10.882.644	0,9%	-1,9%	4,1%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.035	46.113.560	6.812.058	3.038	46.098.713	7.499.360	0,1%	0,0%	10,1%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	1.179	53.261.665	9.655.448	1.223	54.910.730	10.065.007	3,7%	3,1%	4,2%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	680	81.366.017	16.761.021	696	85.018.304	17.708.588	2,3%	4,5%	5,7%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	306	99.727.377	22.839.633	313	103.691.687	24.024.051	2,3%	4,0%	5,2%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	179	161.988.175	41.555.977	180	168.899.453	43.930.316	0,3%	4,3%	5,7%
RL.11	C > 500.000.000	92	755.087.677	172.082.286	93	626.834.133	150.695.458	1,7%	-17,0%	-12,4%
<b>Total</b>		<b>7.985.857</b>	<b>1.572.693.363</b>	<b>317.211.147</b>	<b>7.989.867</b>	<b>1.451.545.107</b>	<b>300.565.326</b>	<b>0,1%</b>	<b>-7,7%</b>	<b>-5,2%</b>

Nota: se excluye el GNL directo a cliente final

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO) y CNMC

En el Cuadro 3 se muestran las variables de facturación previstas para la actividad de regasificación para el cierre del año de gas 2024. Finalmente, en el Cuadro 4 y en el Cuadro 5 se muestran el volumen y la capacidad contratada equivalente de entrada y de salida de la red de transporte, previstos para el cierre del año de gas 2024. Se observa que para 2024 se estima una reducción de las entradas de gas natural a través de las plantas de regasificación, destinado en gran parte a las exportaciones por las conexiones internacionales.

**Cuadro 3. Variables de facturación de la actividad de regasificación previstas para el cierre de año de gas 2024**

Servicio prestado por la instalación	Año de gas 2023 (A)			Previsión de cierre 2024 (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Número de operaciones	Caudal contratado equivalente (MWh/día)mes	Volumen (MWh)	Número de operaciones	Caudal contratado equivalente (MWh/día)mes	Volumen (MWh)	Número de operaciones	Caudal contratado equivalente	Volumen
<b>Descarga de GNL</b>	<b>410</b>		<b>313.886.249</b>	<b>332</b>		<b>298.195.214</b>	<b>-19,0%</b>		<b>-5,0%</b>
S (T < 40.000 m3 de GNL)	17		1.486.657	4		648.722	-76,5%		-56,4%
M (40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	31		12.143.773	11		5.229.459	-64,5%		-56,9%
L (75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	212		145.733.820	255		225.652.520	20,3%		54,8%
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	150		154.521.998	62		66.664.514	-58,7%		-56,9%
XXL (T > 216.000 m3 de GNL)	-		-	-		-			
<b>Almacenamiento de GNL</b>		<b>21.703.801</b>	<b>4.720.196.655</b>		<b>18.176.790</b>	<b>4.288.002.552</b>		<b>-16,3%</b>	<b>-9,2%</b>
Vaporización		1.094.107	258.555.357		907.550	240.947.969		-17,1%	-6,8%
Carga en Cisternas		59.250	11.151.488	43.412	60.648	12.391.297		2,4%	11,1%
Trasvase de GNL planta a buque	221		50.338.670	199		44.352.057	-10,0%		-11,9%
Trasvase de buque a buque	-		-	-		-			
Puesta en frío	37		517.236	13		177.129	-64,9%		-65,8%
<b>Liquefacción Virtual</b>		<b>11.591</b>	<b>1.188.779</b>		<b>10.372</b>	<b>1.228.710</b>		<b>-10,5%</b>	<b>3,4%</b>

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO) y CNMC

**Cuadro 4. Volumen y capacidad contratada equivalente de entrada al sistema previstos para el cierre del año de gas 2024 desagregada por punto de entrada**

Puntos de entrada	Año de gas 2023 (A)			Previsión de cierre 2024 (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga
<b>Conexión Internacional</b>	<b>118.440.886</b>	<b>531.128</b>	<b>61,1%</b>	<b>119.561.438</b>	<b>433.497</b>	<b>75,4%</b>	<b>0,9%</b>	<b>-18,4%</b>	<b>23,3%</b>
CI Tarifa	-	-	-	30.000	123	66,7%	-	-	-
CI Almería	90.431.597	309.057	80,2%	98.532.799	309.699	86,9%	9,0%	0,2%	8,4%
VIP Pirineos	18.749.325	182.943	28,1%	14.005.746	91.221	41,9%	-25,3%	-50,1%	49,4%
VIP Ibérico	9.259.964	39.128	64,8%	6.992.893	32.453	58,9%	-24,5%	-17,1%	-9,2%
<b>Desde planta de regasificación</b>	<b>256.953.858</b>	<b>981.598</b>	<b>71,7%</b>	<b>240.947.969</b>	<b>880.066</b>	<b>74,8%</b>	<b>-6,2%</b>	<b>-10,3%</b>	<b>4,3%</b>
Barcelona	35.055.011	133.915	71,7%	28.780.845	105.122	74,8%	-17,9%	-21,5%	4,3%
Cartagena	36.706.996	140.226	71,7%	34.467.461	125.893	74,8%	-6,1%	-10,2%	4,3%
Huelva	50.958.544	194.668	71,7%	37.264.011	136.107	74,8%	-26,9%	-30,1%	4,3%
Bilbao	64.700.086	247.163	71,7%	64.077.351	234.044	74,8%	-1,0%	-5,3%	4,3%
Sagunto	39.440.207	150.667	71,7%	35.626.490	130.126	74,8%	-9,7%	-13,6%	4,3%
Mugardos	27.065.879	103.995	71,7%	30.741.999	112.286	74,8%	13,6%	8,6%	4,3%
El Musel	3.027.136	11.564	71,7%	9.989.812	36.488	74,8%	230,0%	215,5%	4,3%
<b>Desde AA.SS.</b>	<b>7.472.898</b>	<b>33.750</b>	<b>60,7%</b>	<b>9.638.000</b>	<b>39.572</b>	<b>66,5%</b>	<b>29,0%</b>	<b>17,3%</b>	<b>9,7%</b>
Serrablo	3.053.279	13.689	61,1%	2.601.000	10.642	66,8%	-14,8%	-22,3%	9,3%
Gaviota	2.976.743	13.536	60,2%	4.186.000	17.234	66,4%	40,6%	27,3%	10,1%
Yela	1.347.762	6.088	60,6%	2.851.000	11.696	66,6%	111,5%	92,1%	9,8%
Marismas	95.114	436	59,7%	-	-	-	-100,0%	-100,0%	-
<b>Desde yacimientos</b>	<b>281.815</b>	<b>1.255</b>	<b>61,5%</b>	<b>217.632</b>	<b>1.294</b>	<b>45,9%</b>	<b>-22,8%</b>	<b>3,1%</b>	<b>-25,3%</b>
Marismas	60.050	226	72,7%	-	-	-	-100,0%	-100,0%	-
Aznalcázar	-	-	-	58.300	336	-	-	-	-
Poseidon	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Viura	221.765	1.028	59,1%	159.332	958	45,5%	-28,2%	-6,9%	-23,1%
<b>Desde plantas de Biogás</b>	<b>168.464</b>	<b>578</b>	<b>79,8%</b>	<b>208.934</b>	<b>661</b>	<b>86,4%</b>			
BI Madrid	162.481	540	82,4%	189.164	606	85,3%	16,4%	12,2%	3,5%
BIO La Galera / Godall	5.983	39	42,5%	19.770	55	98,2%	230,4%	42,7%	131,0%
BIO San Javier	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Almendralejo	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Arnedo	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Oliva de Plasencia	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Mérida	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Arjona	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Peleas de Abajo	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Membrilla / Valdepeñas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Socuéllamos / Campo de Criptana	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Ciudad Real / Caracul de Calatrava	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Villanueva de Azoague	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Villalar de los Comuneros / Bercero	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Briviesca	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Toro	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Almansa	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>383.317.921</b>	<b>1.548.308</b>	<b>67,8%</b>	<b>370.573.973</b>	<b>1.355.090</b>	<b>74,7%</b>	<b>-3,3%</b>	<b>-12,5%</b>	<b>10,2%</b>

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO) y CNMC



**Cuadro 5. Volumen y capacidad contratada de salida de la red de transporte previstos para el cierre del año de gas 2024 desagregada por punto de salida**

Puntos de Salida	Año de gas 2023 (A)			Previsión de cierre 2024 (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga
<b>Conexión Internacional</b>	<b>55.643.934</b>	<b>328.990</b>	<b>46,3%</b>	<b>53.839.009</b>	<b>296.779</b>	<b>49,6%</b>	<b>-3,2%</b>	<b>-9,8%</b>	<b>7,0%</b>
CI Tarifa	8.663.820	33.646	70,5%	9.474.144	37.188	69,6%	9,4%	10,5%	-1,3%
VIP Pirineos	38.662.558	256.246	41,3%	37.478.854	228.922	44,7%	-3,1%	-10,7%	8,2%
VIP Ibérico	8.317.557	39.099	58,3%	6.886.010	30.669	61,3%	-17,2%	-21,6%	5,3%
<b>Planta de regasificación</b>	<b>1.188.779</b>	<b>10.711</b>	<b>30,4%</b>	<b>1.228.710</b>	<b>10.372</b>	<b>32,4%</b>	<b>3,4%</b>	<b>-3,2%</b>	<b>6,4%</b>
Barcelona	162.180	1.461	30,4%	146.767	1.239	32,4%	-9,5%	-15,2%	6,4%
Cartagena	169.822	1.530	30,4%	175.766	1.484	32,4%	3,5%	-3,0%	6,4%
Huelva	235.756	2.124	30,4%	190.027	1.604	32,4%	-19,4%	-24,5%	6,4%
Bilbao	299.330	2.697	30,4%	326.761	2.758	32,4%	9,2%	2,3%	6,4%
Sagunto	182.467	1.644	30,4%	181.677	1.534	32,4%	-0,4%	-6,7%	6,4%
Mugaros	125.218	1.128	30,4%	156.768	1.323	32,4%	25,2%	17,3%	6,4%
El Musel	14.005	126	30,4%	50.943	430	32,4%	263,8%	240,8%	6,4%
<b>Almacenamiento Subterráneo</b>	<b>9.888.763</b>	<b>43.271</b>	<b>62,6%</b>	<b>10.545.834</b>	<b>43.262</b>	<b>66,6%</b>	<b>6,6%</b>	<b>0,0%</b>	<b>6,4%</b>
Serrablo	2.649.848	11.610	62,5%	2.500.000	10.215	66,9%	-5,7%	-12,0%	6,9%
Gavota	5.305.047	23.195	62,7%	5.415.833	22.277	66,4%	2,1%	-4,0%	6,0%
Yela	1.772.969	7.767	62,5%	2.630.001	10.770	66,7%	48,3%	38,7%	6,7%
Mañisas	160.899	700	63,0%	0	0	67,8%	-100,0%	-100,0%	7,5%
<b>Salida nacional (2)</b>	<b>316.032.708</b>	<b>1.564.538</b>	<b>55,3%</b>	<b>299.346.456</b>	<b>1.443.545</b>	<b>56,7%</b>	<b>-5,3%</b>	<b>-7,7%</b>	<b>2,4%</b>
P > 60 bar	154.073.586	690.499	61,1%	131.934.686	559.229	64,5%	-14,4%	-19,0%	5,4%
16 bar < P ≤ 60 bar	29.874.828	115.133	71,1%	30.959.451	118.166	71,6%	3,6%	2,6%	0,7%
4 bar < P ≤ 16 bar	76.116.594	336.262	62,0%	80.608.851	349.759	63,0%	5,9%	4,0%	1,5%
P ≤ 4 bar	55.967.700	422.644	36,3%	55.843.467	416.391	36,6%	-0,2%	-1,5%	1,0%
<b>TOTAL</b>	<b>382.754.184</b>	<b>1.947.510</b>	<b>53,8%</b>	<b>364.960.008</b>	<b>1.793.959</b>	<b>55,6%</b>	<b>-4,6%</b>	<b>-7,9%</b>	<b>3,2%</b>

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO) y CNMC

## 4.2. Previsión de las variables de facturación para el año de gas 2025

En el Cuadro 6 se muestran el consumo, el número de clientes y la capacidad contratada equivalente prevista por la CNMC para el año de gas 2025 desagregada por tipo de consumidor y en el Cuadro 7 se muestra esta misma información desagregada por grupo tarifario. Se estima que la demanda del año de gas 2025 alcanzará los 302,9 TWh, un 2,6% inferior a la demanda prevista para el cierre del año de gas 2024, motivado por la contracción prevista para la demanda destinada a la generación eléctrica (-16,2%), parcialmente compensado por el aumento de la demanda del resto de consumidores (2,3%).

En línea con la previsión de demanda, se estima que en 2025 la capacidad contratada destinada a la generación eléctrica se reducirá un 7,7% respecto de la prevista para el cierre del año de gas 2024, mientras que la capacidad contratada de la demanda convencional aumentará el 1,4%. Como resultado la capacidad contratada prevista para el ejercicio 2025 se reducirá un 1,0% respecto de la prevista para el cierre de 2024.



Por grupo tarifario, se prevén decrementos tanto de la demanda como de la capacidad contratada en todos los peajes, con la excepción de los peajes RL.5 a RL.10.

**Cuadro 6. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada para el cierre del año de gas 2024 y para el año de gas 2025**

Tipo de consumo	Previsión de cierre 2024 (A)			Previsión inicial 2025 (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente	Volumen
<b>Generación eléctrica</b>	<b>40</b>	<b>384.909</b>	<b>82.900.000</b>	<b>40</b>	<b>355.186</b>	<b>69.431.006</b>	<b>0,0%</b>	<b>-7,7%</b>	<b>-16,2%</b>
Península	37	318.968	74.000.000	37	289.244	65.000.000	0,0%	-9,3%	-12,2%
Baleares	3	65.942	8.900.000	3	65.942	4.431.006	0,0%	0,0%	-50,2%
<b>Convencional</b>	<b>7.989.827</b>	<b>1.066.636</b>	<b>217.665.326</b>	<b>8.002.454</b>	<b>1.081.443</b>	<b>222.766.822</b>	<b>0,2%</b>	<b>1,4%</b>	<b>2,3%</b>
P > 60 bar	79	174.930	49.112.480	79	175.768	49.368.043	0,0%	0,5%	0,5%
16 bar < P ≤ 60 bar	179	118.166	30.959.451	181	120.798	31.851.107	1,0%	2,2%	2,9%
4 bar < P ≤ 16 bar	3.809	349.149	80.531.057	3.859	361.979	84.591.947	1,3%	3,7%	5,0%
P ≤ 4 bar (T&D)	7.816.959	416.391	55.843.467	7.828.785	414.905	55.745.598	0,2%	-0,4%	-0,2%
P ≤ 4 bar (PS)	168.801	8.000	1.218.870	169.550	7.993	1.220.128	0,4%	-0,1%	0,1%
<b>GNL directo (1)</b>			<b>10.390.327</b>			<b>10.653.496</b>			<b>2,5%</b>
<b>Total</b>	<b>7.989.867</b>	<b>1.451.545</b>	<b>310.955.653</b>	<b>8.002.494</b>	<b>1.436.629</b>	<b>302.851.324</b>	<b>0,2%</b>	<b>-1,0%</b>	<b>-2,6%</b>

(1) Incluye demanda de plantas satélite uncliente y suministro a gasineras

Fuente: CNMC

**Cuadro 7. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada equivalente para el cierre del año de gas 2024 y para el año de gas 2025, desagregado por grupo tarifario**

Peaje	Volumen anual (kWh)	Previsión de cierre 2024 (A)			Previsión inicial 2025 (B)			% variación (B) sobre (A)		
		Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente (KWh/día)	Volumen (MWh)	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente (KWh/día)	Volumen (MWh)	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente	Volumen
RL.1	C ≤ 5.000	5.314.822	69.007.880	10.333.716	5.322.822	68.420.082	10.245.718	0,2%	-0,9%	-0,9%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.367.251	140.620.730	15.507.979	2.370.790	139.422.191	15.375.851	0,1%	-0,9%	-0,9%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	228.241	36.501.176	4.317.446	228.589	36.191.979	4.280.931	0,2%	-0,8%	-0,8%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	52.559	38.718.300	5.600.761	53.014	38.677.079	5.595.442	0,9%	-0,1%	-0,1%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.452	81.244.003	10.882.644	21.672	81.343.093	10.905.031	1,0%	0,1%	0,2%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.038	46.098.713	7.499.360	3.071	46.893.701	7.681.791	1,1%	1,7%	2,4%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	1.223	54.910.730	10.065.007	1.238	56.062.698	10.361.354	1,2%	2,1%	2,9%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	696	85.018.304	17.708.588	706	88.003.918	18.568.167	1,5%	3,5%	4,9%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	313	103.691.687	24.024.051	317	107.465.233	25.219.474	1,3%	3,6%	5,0%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	180	168.899.453	43.930.316	182	174.251.486	45.829.242	1,2%	3,2%	4,3%
RL.11	C > 500.000.000	93	626.834.133	150.695.458	93	599.897.338	138.134.825	0,3%	-4,3%	-8,3%
<b>Total</b>		<b>7.989.867</b>	<b>1.451.545.107</b>	<b>300.565.326</b>	<b>8.002.494</b>	<b>1.436.628.798</b>	<b>292.197.828</b>	<b>0,2%</b>	<b>-1,0%</b>	<b>-2,8%</b>

Nota: se excluye el GNL directo a cliente final

Fuente: CNMC

En el Cuadro 8 se presenta el escenario de previsión de las variables de facturación de la actividad de regasificación para el año de gas 2025.

**Cuadro 8. Previsión de las variables de facturación de la actividad de regasificación para el cierre del año de gas 2024 y 2025**

Servicio prestado por la instalación	Previsión de cierre 2024 (A)			Previsión inicial 2025 (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Número de operaciones	Caudal facturado equivalente (MWh/día/mes)	Volumen (MWh)	Número de operaciones	Caudal facturado equivalente (MWh/día/mes)	Volumen (MWh)	Número de operaciones	Caudal facturado equivalente	Volumen
<b>Descarga de GNL</b>	<b>332</b>		<b>298.195.214</b>	<b>307</b>		<b>276.061.793</b>	<b>-7,5%</b>		<b>-7,4%</b>
S (T < 40.000 m3 de GNL)	4		648.722	4		600.571	0,0%		-7,4%
M (40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	11		5.229.459	10		4.841.304	-9,1%		-7,4%
L (75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	255		225.652.520	236		208.903.552	-7,5%		-7,4%
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	62		66.664.514	57		61.716.367	-8,1%		-7,4%
XXL (T > 216.000 m3 de GNL)	-		-	-		-			
<b>Almacenamiento de GNL</b>		<b>18.176.790</b>	<b>4.288.002.552</b>		<b>17.792.672</b>	<b>4.073.602.425</b>		<b>-2,1%</b>	<b>-5,0%</b>
Vaporización		907.550	240.947.969		832.246	218.682.310		-8,3%	-9,2%
Carga en Cisternas	43.876	60.648	12.391.297	43.763	60.865	12.491.451	-0,3%	0,4%	0,8%
Trasvase de GNL planta a buque	199		44.352.057	199		44.352.057	0,0%		0,0%
Trasvase de buque a buque	-		-	-		-			
Puesta en frío	13		177.129	13		177.129	0,0%		0,0%
Liquefacción Virtual		10.372	1.228.710		10.748	1.246.406		3,6%	1,4%

Fuente: CNMC

Finalmente, en el Cuadro 9 y en el Cuadro 10 se muestran el volumen y la capacidad contratada de entrada y de salida de la red de transporte previstos para el año de gas 2025.

**Cuadro 9. Volumen y capacidad contratada de entrada al sistema previstos para cierre del año de gas 2024 y 2025 desagregado por punto de entrada**

Puntos de entrada	Previsión de cierre 2024 (A)			Previsión inicial 2025 (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga
<b>Conexión Internacional</b>	<b>119.561.438</b>	<b>433.497</b>	<b>75,4%</b>	<b>111.008.930</b>	<b>422.880</b>	<b>71,9%</b>	<b>-7,2%</b>	<b>-2,4%</b>	<b>-4,6%</b>
Ci Tarifa	30.000	123	66,7%	-	-	-	-100,0%	-100,0%	-
Ci Almería	98.532.799	309.699	86,9%	90.010.291	290.139	85,0%	-8,6%	-6,3%	-2,2%
VIP Pirineos	14.005.746	91.221	41,9%	14.005.746	98.493	39,0%	0,0%	8,0%	-7,1%
VIP Ibérico	6.992.893	32.453	58,9%	6.992.893	34.248	55,9%	0,0%	5,5%	-5,0%
<b>Desde planta de regasificación</b>	<b>240.947.969</b>	<b>880.066</b>	<b>74,8%</b>	<b>218.682.310</b>	<b>819.367</b>	<b>73,1%</b>	<b>-9,2%</b>	<b>-6,9%</b>	<b>-2,3%</b>
Barcelona	28.780.845	105.122	74,8%	24.960.225	93.522	73,1%	-13,3%	-11,0%	-2,3%
Cartagena	34.467.461	125.893	74,8%	29.422.113	110.240	73,1%	-14,6%	-12,4%	-2,3%
Huelva	37.264.011	136.107	74,8%	38.640.467	144.779	73,1%	3,7%	6,4%	-2,3%
Bilbao	64.077.351	234.044	74,8%	62.959.597	235.899	73,1%	-1,7%	0,8%	-2,3%
Sagunto	35.626.490	130.126	74,8%	27.015.816	101.224	73,1%	-24,2%	-22,2%	-2,3%
Mugardos	30.741.999	112.286	74,8%	26.603.913	99.680	73,1%	-13,5%	-11,2%	-2,3%
El Musel	9.989.812	36.488	74,8%	9.080.180	34.022	73,1%	-9,1%	-6,8%	-2,3%
<b>Desde AA.SS.</b>	<b>7.472.898</b>	<b>33.750</b>	<b>60,5%</b>	<b>8.538.693</b>	<b>37.692</b>	<b>62,1%</b>	<b>14,3%</b>	<b>11,7%</b>	<b>2,8%</b>
Serrabio	2.601.000	10.642	66,8%	2.372.023	10.425	62,3%	-8,8%	-2,0%	-6,6%
Gaviota	4.186.000	17.234	66,4%	4.005.102	17.719	61,9%	-4,3%	2,8%	-6,7%
Yela	2.851.000	11.696	66,6%	2.161.568	9.549	62,0%	-24,2%	-18,4%	-6,9%
Marismas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Desde yacimientos</b>	<b>217.632</b>	<b>1.294</b>	<b>45,9%</b>	<b>217.632</b>	<b>1.326</b>	<b>45,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>2,4%</b>	<b>-2,1%</b>
Marismas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aznalcázar	58.300	336	47,4%	58.300	440	36,3%	-	-	-
Poseidon	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Viura	159.332	958	45,5%	159.332	886	49,3%	0,0%	-7,5%	8,4%
<b>Desde plantas de Biogás</b>	<b>208.934</b>	<b>661</b>	<b>86,4%</b>	<b>478.456</b>	<b>1.716</b>	<b>76,4%</b>	<b>129,0%</b>	<b>159,7%</b>	<b>-11,6%</b>
BI Madrid	189.164	606	85,3%	189.164	632	82,0%	0,0%	4,3%	-3,9%
BIO La Galera / Godall	19.770	55	98,2%	30.000	171	48,1%	51,7%	210,5%	-51,0%
BIO San Javier	-	-	-	17.500	62	77,8%	-	-	-
BIO Almendralejo	-	-	-	18.796	66	77,8%	-	-	-
BIO Amedo	-	-	-	15.143	53	77,8%	-	-	-
BIO Oliva de Plasencia	-	-	-	5.183	18	77,8%	-	-	-
BIO Mérida	-	-	-	9.251	33	77,8%	-	-	-
BIO Arjona	-	-	-	20.728	73	77,8%	-	-	-
BIO Peleas de Abajo	-	-	-	6.000	21	77,8%	-	-	-
BIO Membrilla / Valdepeñas	-	-	-	28.559	101	77,8%	-	-	-
BIO Socuéllamos / Campo de Criptana	-	-	-	28.559	101	77,8%	-	-	-
BIO Ciudad Real / Caracul de Calatrava	-	-	-	28.559	101	77,8%	-	-	-
BIO Villanueva de Azoague	-	-	-	14.320	50	77,8%	-	-	-
BIO Villalar de los Comuneros / Bercero	-	-	-	18.388	65	77,8%	-	-	-
BIO Briviesca	-	-	-	14.239	50	77,8%	-	-	-
BIO Toro	-	-	-	4.068	14	77,8%	-	-	-
Almansa	-	-	-	30.000	106	77,8%	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>368.408.871</b>	<b>1.349.268</b>	<b>74,6%</b>	<b>338.926.021</b>	<b>1.282.980</b>	<b>72,4%</b>	<b>-8,0%</b>	<b>-4,9%</b>	<b>-3,0%</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 10. Volumen y capacidad contratada de salida de la red de transporte previstos para el cierre del año de gas 2024 y 2025, desagregado por punto de salida**

Puntos de Salida	Previsión de cierre 2024 (A)			Previsión inicial 2025 (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga
<b>Conexión Internacional</b>	<b>53.839.009</b>	<b>296.779</b>	<b>49,6%</b>	<b>37.300.898</b>	<b>290.150</b>	<b>35,2%</b>	<b>-30,7%</b>	<b>-2,2%</b>	<b>-28,9%</b>
CI Tarifa	9.474.144	37.188	69,6%	14.200.000	54.608	71,2%	49,9%	46,8%	2,3%
VIP Pirineos	37.478.854	228.922	44,7%	17.400.048	204.343	23,3%	-53,6%	-10,7%	-47,8%
VIP Ibérico	6.886.010	30.669	61,3%	5.700.850	31.198	50,1%	-17,2%	1,7%	-18,4%
<b>Planta de regasificación</b>	<b>1.228.710</b>	<b>10.372</b>	<b>32,4%</b>	<b>1.246.406</b>	<b>10.748</b>	<b>31,8%</b>	<b>1,4%</b>	<b>3,6%</b>	<b>-1,8%</b>
Barcelona	146.767	1.239	32,4%	142.264	1.227	31,8%	-3,1%	-1,0%	-1,8%
Cartagena	175.766	1.484	32,4%	167.695	1.446	31,8%	-4,6%	-2,5%	-1,8%
Huelva	190.027	1.604	32,4%	220.236	1.899	31,8%	15,9%	18,4%	-1,8%
Bilbao	326.761	2.758	32,4%	358.846	3.094	31,8%	9,8%	12,2%	-1,8%
Sagunto	181.677	1.534	32,4%	153.980	1.328	31,8%	-15,2%	-13,4%	-1,8%
Mugardos	156.768	1.323	32,4%	151.632	1.308	31,8%	-3,3%	-1,2%	-1,8%
El Musel	50.943	430	32,4%	51.754	446	31,8%			
<b>Almacenamiento Subterráneo</b>	<b>10.545.834</b>	<b>43.262</b>	<b>66,6%</b>	<b>8.103.415</b>	<b>35.459</b>	<b>62,6%</b>	<b>-23,2%</b>	<b>-18,0%</b>	<b>-6,0%</b>
Serrablo	2.500.000	10.215	66,9%	1.921.333	8.374	62,9%	-23,1%	-18,0%	-6,0%
Gaviota	5.415.833	22.277	66,4%	4.160.839	18.256	62,4%	-23,2%	-18,1%	-6,0%
Yela	2.630.001	10.770	66,7%	2.021.243	8.829	62,7%	-23,1%	-18,0%	-6,0%
Marismas	0	0	67,8%	-	-	-	-100,0%	-100,0%	-
<b>Salida nacional (1)</b>	<b>299.346.456</b>	<b>1.443.545</b>	<b>56,7%</b>	<b>290.977.700</b>	<b>1.428.636</b>	<b>55,8%</b>	<b>-2,8%</b>	<b>-1,0%</b>	<b>-1,5%</b>
P > 60 bar	131.934.686	559.229	64,5%	118.720.716	530.420	61,3%	-10,0%	-5,2%	-4,9%
16 bar < P ≤ 60 bar	30.959.451	118.166	71,6%	31.851.107	120.798	72,2%	2,9%	2,2%	0,9%
4 bar < P ≤ 16 bar	80.608.851	349.759	63,0%	84.660.280	362.513	64,0%	5,0%	3,6%	1,6%
P ≤ 4 bar	55.843.467	416.391	36,6%	55.745.598	414.905	36,8%	-0,2%	-0,4%	0,5%
<b>TOTAL</b>	<b>364.960.008</b>	<b>1.793.959</b>	<b>55,6%</b>	<b>337.628.420</b>	<b>1.764.993</b>	<b>52,4%</b>	<b>-7,5%</b>	<b>-1,6%</b>	<b>-5,7%</b>

(1) Excluye la demanda de los consumidores suministrados desde redes alimentadas por plantas satélite

Fuente: CNMC

## 5. RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE TRANSPORTE, DISTRIBUCIÓN Y REGASIFICACIÓN CONSIDERADA EN LA DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES

En el ejercicio de las competencias asignadas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el artículo 7.1.h) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, fueron aprobadas la Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado y la Circular 4/2020, de 31 de marzo, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de la distribución de gas natural.

En aplicación de lo anterior, el 3 de junio, fue publicada en el Boletín Oficial del Estado la Resolución de 20 de mayo de 2021, de la Comisión Nacional de los

Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución para el año de gas 2022 (de 1 de octubre de 2021 a 30 de septiembre de 2022) de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución de gas natural<sup>6</sup> (en adelante, Resolución de retribución 2022).

Asimismo, han sido aprobadas la Resolución de 19 de mayo de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución para el año de gas 2023 de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución de gas natural<sup>7</sup> (en adelante, Resolución de retribución 2023) y la Resolución de 30 de mayo de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución para el año de gas 2024 de las empresas que realizan las actividades de plantas de gas natural licuado, transporte y distribución de gas natural<sup>8</sup> (en adelante Resolución de retribución 2024).

Por último, el pasado 23 de mayo de 2024, se aprobó la Resolución por la que se establece la retribución para el año de gas 2025 de las empresas que realizan las actividades de plantas de gas natural licuado, transporte y distribución de gas natural (en adelante Resolución de retribución 2025).

En la determinación de los peajes de transporte, redes locales y regasificación para el año de gas 2025 se han tenido en cuenta las retribuciones de las actividades de transporte, distribución y regasificación de la Resolución de retribución 2022, la Resolución de retribución de 2023 y la Resolución de retribución de 2024, a efectos de la valoración de la incorporación en su caso de los desvíos de ejercicios anteriores.

---

<sup>6</sup> Disponible en [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-9274](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-9274)

<sup>7</sup> Disponible en [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-8559](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-8559)

<sup>8</sup> Disponible en [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2023-13212](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2023-13212)

## 6. DESVÍOS DE RETRIBUCIÓN E INGRESOS DE EJERCICIOS ANTERIORES

Conforme a los artículos 6, 19 y 28 de la Circular 6/2020, en la determinación de los peajes de cada ejercicio se tendrán en cuenta, en su caso, los desvíos de la retribuciones e ingresos de ejercicios anteriores.

Con posterioridad a la aprobación de la Circular 6/2020, el contexto singular resultante de la recuperación tras la crisis del COVID-19 y la guerra de Ucrania han tenido gran impacto en el mercado del gas natural, lo que ha generado desvíos excepcionales, tanto en la retribución de las actividades, como en los ingresos procedentes de peajes y primas.

La magnitud de los desvíos registrados en los ejercicios 2022 y 2023 hizo aconsejable laminar su impacto sobre los peajes del ejercicio 2024<sup>9</sup>, con objeto de evitar variaciones bruscas en los peajes entre ejercicios.

Con objeto de introducir mayor transparencia, estabilidad y seguridad jurídica, se encuentra en trámite de audiencia la modificación de la Circular 6/2020 para contemplar el tratamiento de desvíos excepcionales<sup>10</sup>.

Análogamente a lo sucedido en el ejercicio 2024 y en coherencia con la propuesta de modificación de la Circular 6/2020, los desvíos registrados en los ejercicios 2022, 2023 y los previstos para el ejercicio 2024 aconsejan laminar su impacto sobre los peajes del ejercicio 2025.

En los epígrafes siguientes se comparan las previsiones implícitas en la determinación de los peajes de los ejercicios 2022, 2023 y 2024, con los resultados registrados en la liquidación definitiva del ejercicio 2022, la liquidación provisional 14 del ejercicio 2023 y la previsión de cierre de 2024, con objeto de ilustrar el impacto de los desvíos sobre la determinación de peajes de ejercicios posteriores, a efectos de justificar la laminación de los desvíos considerada en la determinación de los peajes de 2025.

---

<sup>9</sup> Para mayor información véase epígrafe 6 de la Memoria que acompaña a la Resolución de 30 de mayo de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación para el año de gas 2024, disponible en <https://www.cnmc.es/sites/default/files/4725645.pdf>.

<sup>10</sup> Disponible <https://www.cnmc.es/consultas-publicas/energia/modificacion-circular-6-2020>.

## 6.1. Desvío del ejercicio 2022

En el Cuadro 11 se muestran las variables de facturación implícitas en la Resolución de 27 de mayo de 2021 con las realmente registradas en la Liquidación definitiva del 2022. Se observa que la demanda nacional registrada en la Liquidación definitiva de 2022 resulta un 10,2% superior a la considerada en la Resolución de 27 de mayo de 2021, motivado, fundamentalmente, por el aumento de la demanda destinada a generación eléctrica y, en menor medida, de los consumidores conectados en redes de presión de diseño inferior a 4 bar, parcialmente compensado por la contracción de la demanda de los consumidores industriales. En coherencia, se registra también un aumento de la capacidad contratada equivalente sobre la inicialmente prevista del 25,6%.

**Cuadro 11. Previsión inicial de la demanda nacional, número de clientes y capacidad para el año de gas 2022 y el registrado en la Liquidación definitiva de 2022**

Tipo de consumo	Resolución 27 de mayo de 2021 (A)			Liquidación definitiva 2022 (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Volumen (MWh)	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Volumen (MWh)	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente	Volumen
<b>Generación eléctrica</b>	<b>41</b>	<b>272.724</b>	<b>65.267.378</b>	<b>40</b>	<b>628.470</b>	<b>136.937.693</b>	<b>-1,4%</b>	<b>130,4%</b>	<b>109,8%</b>
Península	38	216.673	58.242.611	37	562.529	125.930.924	-2,2%	159,6%	116,2%
Baleares	3	56.050	7.024.767	3	65.942	11.006.769	9,1%	17,6%	56,7%
<b>Convencional</b>	<b>8.025.741</b>	<b>1.172.949</b>	<b>272.028.062</b>	<b>7.980.149</b>	<b>1.186.969</b>	<b>239.161.613</b>	<b>-0,6%</b>	<b>1,2%</b>	<b>-12,1%</b>
P > 60 bar	85	236.859	75.325.434	84	188.779	52.610.757	-1,4%	-20,3%	-30,2%
16 bar < P ≤ 60 bar	156	124.156	35.813.104	172	113.065	30.820.460	10,6%	-8,9%	-13,9%
4 bar < P ≤ 16 bar	3.636	366.408	91.341.390	3.676	357.715	85.720.257	1,1%	-2,4%	-6,2%
P ≤ 4 bar (T&D)	7.856.211	437.279	68.276.801	7.811.053	517.993	68.646.724	-0,6%	18,5%	0,5%
P ≤ 4 bar (PS)	165.653	8.247	1.271.334	165.164	9.417	1.363.414	-0,3%	14,2%	7,2%
<b>GNL directo (1)</b>			<b>13.225.494</b>			<b>10.120.390</b>			<b>-23,5%</b>
<b>Total</b>	<b>8.025.782</b>	<b>1.445.673</b>	<b>350.520.934</b>	<b>7.980.189</b>	<b>1.815.439</b>	<b>386.219.696</b>	<b>-0,6%</b>	<b>25,6%</b>	<b>10,2%</b>

Fuente: CNMC, Resolución de 27 de mayo de 2021 y Liquidación definitiva de 2022

Adicionalmente, cabe señalar las mayores exportaciones hacia Francia registradas en la Liquidación definitiva de 2022 respecto de las inicialmente previstas, como consecuencia de la flexibilidad que ofrece el sistema gasista español en un contexto de precios del gas natural elevados y de la obligación derivada de la normativa europea de aumentar el volumen almacenado de gas natural<sup>11</sup> (véase Cuadro 12).

<sup>11</sup> Véanse disposiciones adicional 6ª, transitoria 2ª y finales 9ª y 11ª del Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-4972#a1>).

**Cuadro 12. Previsión del volumen y de la capacidad contratada equivalente de salida de la red de transporte para el año de gas 2022 y volumen y capacidad contratada equivalente registrados en la Liquidación definitiva de 2022, desagregado por punto de salida**

Puntos de salida	Resolución 27 de mayo de 2021 (A)			Liquidación definitiva 2022 (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga
<b>Conexión internacional</b>	<b>13.544.872</b>	<b>154.633</b>	<b>24,0%</b>	<b>32.417.302</b>	<b>211.029</b>	<b>42,1%</b>	<b>139,3%</b>	<b>36,5%</b>	<b>75,4%</b>
CI Tarifa	-	-	-	473.950	1.856	69,9%	-	-	-
VIP Pirineos	9.132.812	128.320	19,5%	27.875.433	190.934	40,0%	205,2%	48,8%	105,1%
VIP Ibérico	4.412.060	26.312	45,9%	4.067.919	18.238	61,1%	-7,8%	-30,7%	33,0%
<b>Planta de regasificación</b>	<b>1.825.000</b>	<b>5.431</b>	<b>92,1%</b>	<b>165.232</b>	<b>912</b>	<b>49,6%</b>	<b>-90,9%</b>	<b>-83,2%</b>	<b>-46,1%</b>
AA.SS.	12.298.122	-	-	15.569.917	-	-	26,6%	-	-
<b>Salida nacional</b>	<b>336.024.106</b>	<b>1.437.426</b>	<b>64,0%</b>	<b>374.735.891</b>	<b>1.806.023</b>	<b>56,8%</b>	<b>11,5%</b>	<b>25,6%</b>	<b>-11,2%</b>
P > 60 bar	140.568.842	509.216	75,6%	189.376.034	816.440	63,5%	34,7%	60,3%	-16,0%
16 bar < P ≤ 60 bar	35.813.104	124.156	79,0%	30.820.460	113.065	74,7%	-13,9%	-8,9%	-5,5%
4 bar < P ≤ 16 bar	91.365.359	366.775	68,2%	85.892.673	358.525	65,6%	-6,0%	-2,2%	-3,8%
P ≤ 4 bar	68.276.801	437.279	42,8%	68.646.724	517.993	36,3%	0,5%	18,5%	-15,1%
<b>TOTAL</b>	<b>363.692.100</b>	<b>1.597.490</b>	<b>62,4%</b>	<b>422.888.342</b>	<b>2.017.964</b>	<b>57,4%</b>	<b>16,3%</b>	<b>26,3%</b>	<b>-8,0%</b>

Fuente: CNMC, Resolución de 27 de mayo de 2021 y Liquidación definitiva de 2022

Estas mayores necesidades de volumen de gas respecto de las inicialmente previstas para el ejercicio han sido abastecidas en mayor medida por GNL, pasando la relación de GNL/Total del 57,1% al 66,0%. En coherencia, el volumen y la capacidad contratada de entrada al sistema por las plantas de GNL resultan superiores en un 35,7% y 25,9%, respectivamente, a los implícitos en la Resolución de 27 de mayo de 2021 (véase Cuadro 13).

**Cuadro 13. Previsión inicial del volumen y de la capacidad contratada de entrada a la red de transporte para el año de gas 2022 y volumen y capacidad registrados en la Liquidación definitiva de 2022, desagregados por punto de entrada**

Puntos de entrada	Resolución 27 de mayo de 2021 (A)			Liquidación definitiva 2022 (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga
<b>Conexión internacional</b>	<b>142.324.758</b>	<b>608.842</b>	<b>64,0%</b>	<b>135.188.122</b>	<b>581.682</b>	<b>63,7%</b>	<b>-5,0%</b>	<b>-4,5%</b>	<b>-0,6%</b>
CI Tarifa	45.692.004	186.168	67,2%	4.314.846	31.350	37,7%	-90,6%	-83,2%	-43,9%
CI Almería	63.122.370	224.308	77,1%	100.774.011	300.553	91,9%	59,6%	34,0%	19,1%
VIP Pirineos	31.204.692	186.036	46,0%	25.908.221	227.388	31,2%	-17,0%	22,2%	-32,1%
VIP Ibérico	2.305.692	12.330	51,2%	4.191.045	22.392	51,3%	81,8%	81,6%	0,1%
<b>Planta de GNL</b>	<b>207.046.634</b>	<b>655.517</b>	<b>86,5%</b>	<b>281.052.888</b>	<b>1.026.871</b>	<b>75,0%</b>	<b>35,7%</b>	<b>56,7%</b>	<b>-13,3%</b>
AA.SS.	12.714.609	-	-	9.072.838	-	-	-28,6%	-	-
<b>Otros</b>	<b>454.715</b>	<b>2.439</b>	<b>51,1%</b>	<b>417.491</b>	<b>1.614</b>	<b>70,9%</b>	<b>-8,2%</b>	<b>-33,8%</b>	<b>38,8%</b>
Yac. Marismas	7.665	27	76,9%	44.782	163	75,4%	484,2%	496,3%	-2,0%
Yac. Poseidon	58.084	569	28,0%	-	-	-	-100,0%	-100,0%	-
Yac. Viura	314.634	1.508	57,2%	255.935	1.028	68,2%	-18,7%	-31,8%	19,3%
BIO Madrid	74.332	336	60,7%	116.774	423	75,6%	57,1%	26,2%	24,5%
<b>TOTAL</b>	<b>362.540.715</b>	<b>1.266.799</b>	<b>78,4%</b>	<b>425.731.339</b>	<b>1.610.166</b>	<b>72,4%</b>	<b>17,4%</b>	<b>27,1%</b>	<b>-7,6%</b>

Fuente: CNMC, Resolución de 27 de mayo de 2021 y Liquidación definitiva de 2022



En coherencia con lo anterior, en la Liquidación definitiva de 2022 se registra un aumento, tanto del volumen como del caudal, en todos los peajes de actividad de regasificación, con la excepción del peaje de carga en cisternas (véase Cuadro 14).

**Cuadro 14. Previsión inicial de las variables de facturación de la actividad de regasificación para el año de gas 2022 y variables registradas en la Liquidación definitiva de 2022**

	Resolución 27 de mayo de 2021 (A)			Liquidación definitiva 2022 (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Número de operaciones	Caudal contratado equivalente (MWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Número de operaciones	Caudal contratado equivalente (MWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Número de operaciones	Caudal contratado equivalente	Volumen
<b>Descarga de GNL</b>	<b>233</b>		<b>222.495.186</b>	<b>371</b>		<b>321.542.605</b>	<b>59,1%</b>		<b>44,5%</b>
S (T < 40.000 m3 de GNL)	1		35.053	14	1.561.539	2375,6%		4354,8%	
M (40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	6		2.697.267	19	7.744.539	239,1%		187,1%	
L (75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	96		84.349.086	152	118.059.074	58,9%		40,0%	
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	128		130.314.165	186	194.177.452	45,1%		49,0%	
XXL (T > 216.000 m3 de GNL)	3		5.099.615	-	-	-100,0%		-100,0%	
<b>Almacenamiento de GNL</b>		<b>13.722.268</b>	<b>3.062.984.831</b>		<b>21.456.297</b>	<b>4.700.707.616</b>		<b>56,4%</b>	<b>53,5%</b>
Vaporización		670.410	207.046.634		1.101.147	283.187.875		64,2%	36,8%
Carga en Cisternas		53.341	14.473.937		64.541	11.803.858		21,0%	-18,4%
Trasvase de GNL planta a buque	36		2.866.815	100		23.706.516	177,8%		726,9%
Puesta en frío	-		-	-		-			
Trasvase de buque a buque	-		-	15		218.325			
Liquefacción Virtual		5.431	1.825.000	-	1.171	165.232		-78,4%	-90,9%

*Fuente: Resolución de 27 de mayo de 2021 y Liquidación definitiva de 2022*

Respecto de los **ingresos**, en el Cuadro 15 se comparan los inicialmente previstos para el ejercicio en la Resolución de 27 de mayo de 2021 y los declarados por las empresas en la Liquidación definitiva de 2022. Se observa que los ingresos de peajes registrados en la Liquidación definitiva de 2022 superan en todos los casos a los inicialmente previstos, registrándose los desvíos más relevantes en las actividades de transporte y regasificación.



**Cuadro 15. Previsión inicial de los ingresos de peajes de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2022 e ingresos registrados en la Liquidación definitiva de 2022**

	Resolución 27 de mayo de 2021 (A)	Liquidación definitiva 2022 (B)	Diferencia (B) - (A)	% variación (B) sobre (A)
<b>Ingresos por peajes y cánones (€)</b>	<b>2.381.561.622</b>	<b>2.671.687.537</b>	<b>290.125.915</b>	<b>12,2%</b>
<b>Regasificación</b>	<b>346.523.617</b>	<b>479.241.950</b>	<b>132.718.334</b>	<b>38,3%</b>
<b>Peajes asociados a prestación de servicios</b>	<b>238.689.077</b>	<b>373.756.129</b>	<b>135.067.052</b>	<b>56,6%</b>
Descarga de Buques	13.842.570	21.397.097	7.554.527	54,6%
Almacenamiento de GNL	77.653.822	120.371.605	42.717.783	55,0%
Vaporización	133.648.863	212.917.882	79.269.019	59,3%
Carga en Cisternas	13.067.867	15.600.349	2.532.481	19,4%
Trasvase de GNL planta a buque	413.035	3.439.595	3.026.560	732,8%
Puesta en frío	-	-	-	-100,0%
Trasvase de buque a buque	-	-	-	-
Liquefacción Virtual	62.921	13.566	- 49.355	-78,4%
Peajes de regasificación implícitos en el suministro a tarifa	-	16.036	16.036	-
<b>Peaje de otros costes de regasificación</b>	<b>107.834.539</b>	<b>105.742.758</b>	<b>- 2.091.781</b>	<b>-1,9%</b>
Suministrados desde redes	103.765.837	102.625.678	- 1.140.160	-1,1%
Planta Satélite Unicliente	4.068.702	3.117.080	- 951.622	-23,4%
<b>Otros ingresos</b>	<b>-</b>	<b>- 256.937</b>	<b>- 256.937</b>	
Ingresos por desbalances en planta	-	232.876	232.876	-
Desvíos de ingresos de ejercicios anteriores	-	- 489.813	- 489.813	-
<b>Transporte</b>	<b>485.031.824</b>	<b>606.472.915</b>	<b>121.441.091</b>	<b>25,0%</b>
<b>Entrada a la red</b>	<b>147.907.676</b>	<b>180.169.965</b>	<b>32.262.289</b>	<b>21,8%</b>
<b>Salida de la red de transporte</b>	<b>337.124.148</b>	<b>427.045.200</b>	<b>89.921.052</b>	<b>26,7%</b>
Conexiones internacionales	35.849.797	50.140.333	14.290.536	39,9%
Plantas de regasificación	1.365.533	227.071	- 1.138.462	-83,4%
Almacenamientos subterráneos	203.859	264.673	60.814	29,8%
Salida nacional	299.704.959	376.387.928	76.682.969	25,6%
Peajes de transporte implícitos en el suministro a tarifa	-	25.195	25.195	-
<b>Otros ingresos</b>	<b>-</b>	<b>- 742.250</b>	<b>- 742.250</b>	
Ingresos por desbalances	-	242.559	242.559	-
Desvíos de ejercicios anteriores	-	- 984.809	- 984.809	-
<b>Redes locales</b>	<b>1.550.006.181</b>	<b>1.585.972.672</b>	<b>35.966.490</b>	<b>2,3%</b>
<b>Peajes redes locales</b>	<b>1.550.006.181</b>	<b>1.593.014.922</b>	<b>43.008.740</b>	<b>2,8%</b>
P > 60 bar	97.211.809	158.295.405	61.083.597	62,8%
16 bar < P ≤ 60 bar	29.267.349	27.914.115	- 1.353.234	-4,6%
4 bar < P ≤ 16 bar	140.803.332	139.623.027	- 1.180.305	-0,8%
P ≤ 4 bar (T&D)	1.265.095.091	1.248.865.016	- 16.230.075	-1,3%
P ≤ 4 bar (PS)	17.628.601	18.038.961	410.360	2,3%
Peajes de redes locales implícitos en el suministro a tarifa	-	278.398	278.398	-
<b>Otros ingresos</b>	<b>-</b>	<b>- 7.042.250</b>	<b>- 7.042.250</b>	
Desvíos de ejercicios anteriores	-	- 7.042.250	- 7.042.250	-

Fuente: CNMC, Resolución de 27 de mayo de 2021 y Liquidación definitiva 2022

Por lo que respecta a los **costes**, en el Cuadro 16 se comparan las retribuciones y primas consideradas en la determinación de los peajes para el ejercicio 2022 con las registradas en la Liquidación definitiva de 2022. Cabe señalar que los desvíos de la actividad de regasificación se deben a que las primas de subastas superan a las previstas inicialmente para el ejercicio, mientras que los desvíos de la actividad de transporte y redes locales se deben a la actualización del coste del gas de operación (motivado por el incremento de los precios del gas natural en los mercados) y de la retribución de la actividad de distribución incluidos en la Resolución por la que se establece la retribución para 2023.

**Cuadro 16. Previsión inicial de la retribución y primas de regasificación, transporte y redes locales implícitas en la determinación de los peajes para el año de gas 2022 y retribución y primas registradas en la Liquidación definitiva de 2022**

Costes regulados ( € )	Previsión inicial 2022 (A)	Liquidación definitiva 2022 (B)	Diferencia (B) - (A)	% variación (B) sobre (A)
<b>Regasificación</b>	<b>346.523.617</b>	<b>265.838.990</b>	<b>- 80.684.626</b>	<b>-23,3%</b>
Retribución a la inversión	134.013.296	134.013.296	0	0,0%
Retribución O&M	145.011.877	185.409.057	40.397.180	27,9%
Retribución por productividad y eficiencia	23.864.800	24.086.742	221.942	0,9%
Retribución por continuidad del suministro	70.724.010	70.724.010	-	0,0%
Retribución Musel	24.942.331	24.942.331	-	0,0%
DA1ª Orden ETU/1283/2017	12.168.198	12.168.198	-	0,0%
Primas de las subastas	- 64.200.896	- 197.296.420	- 133.095.524	207,3%
Desvíos de ejercicios anteriores		11.791.776	11.791.776	
<b>Transporte</b>	<b>485.031.824</b>	<b>559.968.223</b>	<b>74.936.399</b>	<b>15,4%</b>
Retribución a la inversión	373.955.174	373.826.190	- 128.985	0,0%
Retribución O&M	99.038.291	101.123.695	2.085.404	2,1%
Gas de operación	12.038.359	86.420.473	74.382.114	617,9%
Primas de las subastas	-	- 4.980.838	- 4.980.838	
Desvíos de ejercicios anteriores	-	3.578.703	3.578.703	
<b>Redes locales</b>	<b>1.550.006.181</b>	<b>1.560.115.930</b>	<b>10.109.748</b>	<b>0,7%</b>
<b>Red de influencia local</b>	<b>148.647.579</b>	<b>152.367.159</b>	<b>3.719.580</b>	<b>2,5%</b>
Retribución a la inversión	97.571.256	97.608.839	37.584	0,0%
Retribución O&M	49.378.153	49.378.153	-	0,0%
Gas de Operación	1.698.170	5.766.027	4.067.857	239,5%
Desvíos de ejercicios anteriores	-	- 385.861	- 385.861	
<b>Red de transporte secundario</b>	<b>68.093.963</b>	<b>71.021.412</b>	<b>2.927.449</b>	<b>4,3%</b>
Retribución a la inversión	47.154.416	47.104.669	- 49.746	-0,1%
Retribución O&M	20.008.003	20.014.707	6.704	0,0%
Gas de Operación	931.545	3.380.560	2.449.016	262,9%
Desvíos de ejercicios anteriores	-	521.476	521.476	
<b>Red de distribución</b>	<b>1.333.264.639</b>	<b>1.336.727.359</b>	<b>3.462.719</b>	<b>0,3%</b>
Retribución del ejercicio	1.333.264.639	1.335.157.165	1.892.525	0,1%
Desvíos de ejercicios anteriores	-	1.570.194	1.570.194	
<b>Total</b>	<b>2.381.561.622</b>	<b>2.385.923.143</b>	<b>4.361.521</b>	<b>0,2%</b>

Fuente: CNMC, Resolución de 27 de mayo de 2021 y Liquidación definitiva de 2022

Como resultado de lo anterior, en la Liquidación definitiva de 2022 se registra un desajuste positivo en los peajes de regasificación, transporte y redes locales (véase Cuadro 17).

**Cuadro 17. Desvíos en la retribución, ingresos y primas de los peajes de regasificación, transporte y redes locales registrados en la Liquidación definitiva de 2022**

	Regasificación	Transporte	Redes locales
<b>Retribución (€) (C) = (B) - (A)</b>	<b>52.410.898</b>	<b>79.917.237</b>	<b>10.109.748</b>
Previsión inicial (A)	410.724.512	485.031.824	1.550.006.181
Liquidación definitiva 2022 (B)	463.135.410	564.949.061	1.560.115.930
<b>Ingresos (€) (F) = (D) - (E)</b>	<b>132.718.334</b>	<b>121.441.091</b>	<b>35.966.490</b>
Previsión inicial (D)	346.523.617	485.031.824	1.550.006.181
Liquidación definitiva 2022 (E)	479.241.950	606.472.915	1.585.972.672
<b>Primas de las subastas (€) (I) = (G) - (H)</b>	<b>133.095.524</b>	<b>4.980.838</b>	<b>n.a.</b>
Previsión inicial (G)	64.200.896	-	n.a.
Liquidación definitiva 2022 (H)	197.296.420	4.980.838	n.a.
<b>Desvío (-) déficit/ (+) superávit (F) + (I) - (C)</b>	<b>213.402.960</b>	<b>46.504.692</b>	<b>25.856.742</b>
Previsión inicial (D) + (G) - (A)	-	-	-
Liquidación definitiva 2022 (B) - (E) + (H) - (B)	213.402.960	46.504.692	25.856.742

Fuente: CNMC, Resolución de 27 de mayo de 2021 y Liquidación definitiva

Conforme a la Circular 6/2020, una parte de los desvíos registrados en el ejercicio 2022 han sido considerados en la determinación de los peajes de los ejercicios 2023<sup>12</sup> y 2024<sup>13</sup>. En consecuencia, quedarían pendientes de imputar 87,1 M€, 41,5 M€ y 25,9 M€ de superávit de las actividades de regasificación, transporte y redes locales, respectivamente (véase Cuadro 18).

<sup>12</sup> Para mayor detalle véanse los epígrafes 6.2, 9.1 y 9.5 de la Memoria que acompaña a la Resolución de 19 de mayo de 2022 (<https://www.cnmc.es/expedientes/rapde01921>).

<sup>13</sup>

**Cuadro 18. Desvíos en la retribución, ingresos y primas de los peajes de regasificación, transporte y redes locales del ejercicio 2022 pendientes de considerar en la determinación de peajes de ejercicios posteriores**

	Regasificación	Transporte	Redes locales
<b>Desvío ejercicio 2022 (€) (A)</b>	<b>213.402.960</b>	<b>46.504.692</b>	<b>25.856.742</b>
Desvío retribución	52.410.898	79.917.237	10.109.748
Desvío de ingresos	132.718.334	121.441.091	35.966.490
Desvío de primas	133.095.524	4.980.838	n.a.
<b>Desvío 2022 imputado en peajes 2023 (€) (B)</b>	<b>48.272.099</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Desvío retribución	-	-	-
Desvío de ingresos	-	-	-
Desvío de primas	48.272.099	-	n.a.
<b>Desvío 2022 imputado en peajes 2024 (€) (C)</b>	<b>77.990.516</b>	<b>4.974.240</b>	<b>-</b>
Desvío retribución	-	-	-
Desvío de ingresos	-	-	-
Desvío de primas	77.990.516	4.974.240	n.a.
<b>Desvíos 2022 pendientes de imputar (A) - (B) - (C)</b>	<b>87.140.345</b>	<b>41.530.452</b>	<b>25.856.742</b>
Desvío retribución	52.410.898	79.917.237	10.109.748
Desvío de ingresos	132.718.334	121.441.091	35.966.490
Desvío de primas	6.832.910	6.598	n.a.

*Fuente: CNMC, Resolución de 27 de mayo de 2021, Resolución de 19 de mayo de 2022, Resolución de 30 de mayo de 2023 y liquidación definitiva 2022*

## 6.2. Desvío del ejercicio 2023

En el Cuadro 19 se comparan las **variables de facturación** implícitas en la Resolución de 19 de mayo de 2022<sup>14</sup> con las registradas en la Liquidación provisional 14/2023. Como ya se avanzaba en la previsión de cierre del ejercicio realizada con objeto de la actualización de peajes para el año de gas 2024, la demanda nacional prevista para el cierre del año de gas 2023 resulta un 19,1%

<sup>14</sup> Resolución de 19 de mayo de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación para el año de gas 2023, cuya Memoria está disponible en <https://www.cnmc.es/sites/default/files/4475682.pdf>

inferior a la considerada en la Resolución de 19 de mayo de 2022. La demanda registrada en la Liquidación 14/2023 ha sido inferior a la inicialmente prevista para todos los colectivos, con la excepción de la demanda destinada a generación eléctrica en Baleares que ha resultado un 13,1% superior a la prevista para el ejercicio. En coherencia, se registra también una reducción de la capacidad contratada equivalente del 13,3% respecto de la inicialmente prevista para el ejercicio.

**Cuadro 19. Previsión inicial de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada equivalente para el año de gas 2023 y las registradas en la Liquidación 14/2023**

Tipo de consumo	Resolución 19 de mayo de 2022 (A)			Liquidación 14/2023 (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Volumen (MWh)	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Volumen (MWh)	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente	Volumen
<b>Generación eléctrica</b>	<b>39</b>	<b>566.984</b>	<b>114.550.000</b>	<b>40</b>	<b>521.944</b>	<b>107.266.439</b>	<b>1,9%</b>	<b>-7,9%</b>	<b>-6,4%</b>
Península	36	501.043	106.623.500	37	456.003	98.301.709	2,1%	-9,0%	-7,8%
Baleares	3	65.942	7.926.500	3	65.942	8.964.731	0,0%	0,0%	13,1%
<b>Convencional</b>	<b>8.103.568</b>	<b>1.247.124</b>	<b>276.528.722</b>	<b>7.985.818</b>	<b>1.050.749</b>	<b>209.944.706</b>	<b>-1,5%</b>	<b>-15,7%</b>	<b>-24,1%</b>
P > 60 bar	84	239.901	70.884.573	79	169.258	46.910.489	-5,5%	-29,4%	-33,8%
16 bar < P ≤ 60 bar	161	123.339	35.186.703	174	115.133	29.874.828	8,1%	-6,7%	-15,1%
4 bar < P ≤ 16 bar	3.834	388.609	99.792.347	3.688	335.559	76.013.252	-3,8%	-13,7%	-23,8%
P ≤ 4 bar (T&D)	7.928.339	486.637	69.301.120	7.814.622	422.644	55.967.698	-1,4%	-13,1%	-19,2%
P ≤ 4 bar (PS)	171.150	8.638	1.363.978	167.255	8.155	1.178.439	-2,3%	-5,6%	-13,6%
<b>GNL directo (1)</b>			<b>12.605.802</b>			<b>9.314.239</b>			<b>-26,1%</b>
<b>Total</b>	<b>8.103.607</b>	<b>1.814.108</b>	<b>403.684.524</b>	<b>7.985.857</b>	<b>1.572.693</b>	<b>326.525.385</b>	<b>-1,5%</b>	<b>-13,3%</b>	<b>-19,1%</b>

(1) Incluye demanda de plantas satélite unicliente y suministro a gasineras

Fuente: CNMC, Resolución de 19 de mayo de 2022 y Liquidación 14/2023.

Por el contrario, durante el ejercicio 2023 el nivel de las exportaciones ha resultado superior al inicialmente previsto para el ejercicio (no solo a través de las interconexiones sino también de GNL), derivado del contexto energético europeo marcado por los conflictos y de una disponibilidad del parque de generación nuclear francés por debajo de la media histórica<sup>15</sup> (véase Cuadro 20).

<sup>15</sup> Para mayor información consulte el Informe anual de RTE sobre el Sistema Eléctrico Francés 2023, disponible en <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/bilans-electriques-nationaux-et-regionaux> (en francés).

**Cuadro 20. Previsión inicial del volumen y de la capacidad contratada equivalente de salida de la red de transporte para el año de gas 2023 y la registrada en la Liquidación 14/2023, desagregada por punto de salida**

Puntos de salida	Resolución 19 de mayo de 2022 (A)			Liquidación 14/2023 (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga
<b>Conexión internacional</b>	<b>30.280.237</b>	<b>227.588</b>	<b>36,5%</b>	<b>55.643.934</b>	<b>328.990</b>	<b>46,3%</b>	<b>83,8%</b>	<b>44,6%</b>	<b>27,1%</b>
Ci Tarifa	-	-	-	8.663.820	33.646	70,5%	-	-	-
VIP Pirineos	27.179.250	213.186	34,9%	38.662.558	256.246	41,3%	42,3%	20,2%	18,3%
VIP Ibérico	3.100.987	14.402	59,0%	8.317.557	39.099	58,3%	168,2%	171,5%	-1,2%
<b>Planta de regasificación</b>	<b>8.870</b>	<b>69</b>	<b>35,1%</b>	<b>1.188.779</b>	<b>10.711</b>	<b>30,4%</b>	<b>13302,0%</b>	<b>15385,1%</b>	<b>-13,5%</b>
AA.SS.	9.865.532	46.312	58,4%	9.888.763	-	-	0,2%	-100,0%	-
<b>Salida nacional</b>	<b>389.714.744</b>	<b>1.805.470</b>	<b>59,1%</b>	<b>316.032.706</b>	<b>1.564.538</b>	<b>55,3%</b>	<b>-18,9%</b>	<b>-13,3%</b>	<b>-6,4%</b>
P > 60 bar	185.105.249	805.568	63,0%	154.073.586	690.499	61,1%	-16,8%	-14,3%	-2,9%
16 bar < P ≤ 60 bar	35.186.703	123.339	78,2%	29.874.828	115.133	71,1%	-15,1%	-6,7%	-9,0%
4 bar < P ≤ 16 bar	100.121.672	389.926	70,3%	76.116.594	336.262	62,0%	-24,0%	-13,8%	-11,8%
P ≤ 4 bar	69.301.120	486.637	39,0%	55.967.698	422.644	36,3%	-19,2%	-13,1%	-7,0%
<b>TOTAL</b>	<b>429.869.383</b>	<b>2.079.439</b>	<b>56,6%</b>	<b>382.754.182</b>	<b>1.904.240</b>	<b>55,1%</b>	<b>-11,0%</b>	<b>-8,4%</b>	<b>-2,8%</b>

Fuente: CNMC, Resolución de 19 de mayo de 2022 y memoria que acompaña a la resolución.

Análogamente a lo sucedido en el ejercicio 2022, la demanda ha sido abastecida en mayor medida por GNL respecto de la inicialmente prevista para el ejercicio, pasando el GNL de representar del 61,5% de volumen incorporado en el sistema al 67,0% registrado en la Liquidación 14/2023.

**Cuadro 21. Previsión inicial del volumen y de la capacidad contratada de entrada a la red de transporte para el año de gas 2023 y el volumen y capacidad registrados en la Liquidación 14/2023, desagregada por punto de entrada**

Puntos de entrada	Resolución 19 de mayo de 2022 (A)			Liquidación 14/2023 (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga
<b>Conexión internacional</b>	<b>156.614.721</b>	<b>585.134</b>	<b>73,3%</b>	<b>118.440.886</b>	<b>531.128</b>	<b>61,1%</b>	<b>-24,4%</b>	<b>-9,2%</b>	<b>-16,7%</b>
Ci Tarifa	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ci Almería	106.452.196	349.736	83,4%	90.431.597	309.057	80,2%	-15,0%	-11,6%	-3,9%
VIP Pirineos	44.613.440	214.772	56,9%	18.749.325	182.943	28,1%	-58,0%	-14,8%	-50,7%
VIP Ibérico	5.549.086	20.626	73,7%	9.259.964	39.128	64,8%	66,9%	89,7%	-12,0%
<b>Planta de GNL</b>	<b>265.419.402</b>	<b>933.847</b>	<b>77,9%</b>	<b>256.953.858</b>	<b>981.598</b>	<b>71,7%</b>	<b>-3,2%</b>	<b>5,1%</b>	<b>-7,9%</b>
AA.SS.	9.207.881	-	-	7.472.898	-	-	-18,8%	-	-
<b>Otros</b>	<b>273.469</b>	<b>1.089</b>	<b>68,8%</b>	<b>450.279</b>	<b>1.833</b>	<b>67,3%</b>	<b>64,7%</b>	<b>68,4%</b>	<b>-2,2%</b>
Yac. Marismas	-	-	-	60.050	226	72,7%	-	-	-
Yac. Alnázcazar	750	140	-	-	-	-	-	-	-
Yac. Poseidon	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Yac. Viura	49.719	187	72,8%	221.765	1.028	59,1%	346,0%	449,8%	-18,9%
BIO Madrid	183.000	625	80,2%	162.481	540	82,4%	-11,2%	-13,7%	2,8%
BIO La Galera	40.000	137	-	5.983	39	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>431.515.473</b>	<b>1.520.070</b>	<b>77,8%</b>	<b>383.317.921</b>	<b>1.514.558</b>	<b>69,3%</b>	<b>-11,2%</b>	<b>-0,4%</b>	<b>-10,8%</b>

Fuente: CNMC, Resolución de 19 de mayo de 2022 y Liquidación 14/2023.

En coherencia con lo anterior, tanto el volumen como del caudal registrado en la Liquidación 14/2023 supera al inicialmente previsto en todos los peajes de

actividad de regasificación, con la excepción de los peajes asociados a la vaporización y a la carga en cisternas condicionados por la evolución de la demanda nacional (véase Cuadro 22).

**Cuadro 22. Previsión inicial y de cierre de las variables de facturación de la actividad de regasificación para el año de gas 2023**

	Resolución 19 de mayo de 2022 (A)			Liquidación 14/2023 (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Número de operaciones	Caudal contratado equivalente (MWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Número de operaciones	Caudal contratado equivalente (MWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Número de operaciones	Caudal contratado equivalente	Volumen
Descarga de GNL	331		286.922.422	410		313.886.249	23,9%		9,4%
S (T < 40.000 m3 de GNL)	-		-	17		1.486.657			
M (40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	26		12.700.161	31		12.143.773	19,2%		-4,4%
L (75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	209		180.956.197	212		145.733.820	1,4%		-19,5%
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	96		93.266.063	150		154.521.998	56,3%		65,7%
XXL (T > 216.000 m3 de GNL)	-		-	-		-			
Almacenamiento de GNL		19.674.242	4.618.871.951		21.703.801	4.720.196.655		10,3%	2,2%
Vaporización		951.830	265.419.402		1.094.107	258.555.357		14,9%	-2,6%
Carga en Cisternas		72.584	15.514.473		59.250	11.151.498		-18,4%	-28,1%
Trasvase de GNL planta a buque	54		19.742.413	221		50.338.670	309,3%		155,0%
Puesta en frío	-		-	-		-			
Trasvase de buque a buque	9		176.898	37		517.236	311,1%		192,4%
Liquefacción Virtual		52	8.870		11.591	1.188.779		22187,7%	13302,0%

Fuente: CNMC, Resolución de 19 de mayo de 2022 y Liquidación 14/2023.

En el Cuadro 23 se comparan los **ingresos** inicialmente previstos para el ejercicio con los realmente registrados en la Liquidación 14/2023. Se observa que los ingresos por peajes de las actividades de regasificación y transporte resultan superiores a los inicialmente previstos para el ejercicio, motivado fundamentalmente por la evolución de las exportaciones. Por el contrario, los ingresos de peajes correspondientes a redes locales han resultado un 13,2% inferiores a los inicialmente previstos para el ejercicio, motivado por la menor demanda nacional registrada en la Liquidación 14/2023 respecto de la inicialmente prevista para el ejercicio.



**Cuadro 23. Previsión de los ingresos de peajes de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2023 e ingresos registrados en la Liquidación 14/2023**

	Resolución 19 de mayo de 2022 (A)	Liquidación 14/2023 (B)	Diferencia (B) - (A)	% variación (B) sobre (A)
<b>Ingresos por peajes y cánones (€)</b>	<b>2.255.614.651</b>	<b>2.071.693.462</b>	<b>- 183.921.190</b>	<b>-8,2%</b>
<b>Regasificación</b>	<b>248.477.674</b>	<b>264.812.047</b>	<b>16.334.374</b>	<b>6,6%</b>
<b>Peajes asociados a prestación de servicios</b>	<b>166.072.085</b>	<b>184.311.995</b>	<b>18.239.910</b>	<b>11,0%</b>
Descarga de Buques	9.738.187	11.441.656	1.703.469	17,5%
Almacenamiento de GNL	52.794.606	58.709.942	5.915.336	11,2%
Vaporización	94.682.037	105.652.898	10.970.861	11,6%
Carga en Cisternas	8.073.694	6.484.425	- 1.589.268	-19,7%
Trasvase de GNL planta a buque	710.571	1.939.775	1.229.204	173,0%
Puesta en frío	0	-	-	-100,0%
Trasvase de buque a buque	72.704	-	- 72.704	-100,0%
Liquefacción Virtual	286	63.704	63.418	
Peajes de regasificación implícitos en el suministro a tarifa	-	19.595	19.595	
<b>Peaje de otros costes de regasificación</b>	<b>82.405.589</b>	<b>80.543.531</b>	<b>- 1.862.057</b>	<b>-2,3%</b>
Suministrados desde redes	79.832.321	78.643.427	- 1.188.894	-1,5%
Planta Satélite Unicliente	2.573.268	1.900.105	- 673.163	-26,2%
<b>Otros ingresos</b>	<b>-</b>	<b>- 43.479</b>	<b>- 43.479</b>	
Ingresos por desbalances en planta	-	93.714	93.714	
Desvíos de ingresos de ejercicios anteriores	-	- 137.193	- 137.193	
<b>Transporte</b>	<b>488.478.501</b>	<b>488.538.206</b>	<b>59.705</b>	<b>0,0%</b>
<b>Entrada a la red</b>	<b>178.047.896</b>	<b>175.619.407</b>	<b>- 2.428.488</b>	<b>-1,4%</b>
<b>Salida de la red de transporte</b>	<b>310.430.605</b>	<b>313.263.462</b>	<b>2.832.857</b>	<b>0,9%</b>
Conexiones internacionales	36.483.539	56.051.293	19.567.754	53,6%
Plantas de regasificación	12.270	1.889.484	1.877.213	15298,6%
Almacenamientos subterráneos	537.197	533.995	- 3.202	-0,6%
Salida nacional	273.397.599	255.370.420	- 18.027.179	-6,6%
Peajes de transporte implícitos en el suministro a tarifa	-	66.817	66.817	
Compensación interrumpibilidad	-	- 648.546	- 648.546	
<b>Otros ingresos</b>	<b>-</b>	<b>- 344.664</b>	<b>- 344.664</b>	
Ingresos por desbalances	-	112.438	112.438	
Desvíos de ejercicios anteriores	-	- 457.102	- 457.102	
<b>Redes locales</b>	<b>1.518.658.477</b>	<b>1.318.343.209</b>	<b>- 200.315.268</b>	<b>-13,2%</b>
<b>Peajes redes locales</b>	<b>1.518.658.477</b>	<b>1.320.870.453</b>	<b>- 197.788.024</b>	<b>-13,0%</b>
P > 60 bar	111.506.593	103.690.758	- 7.815.835	-7,0%
16 bar < P ≤ 60 bar	23.633.316	24.312.894	679.578	2,9%
4 bar < P ≤ 16 bar	140.240.991	129.776.318	- 10.464.672	-7,5%
P ≤ 4 bar (T&D)	1.224.602.438	918.364.629	- 306.237.809	-25,0%
P ≤ 4 bar (PS)	18.675.139	144.481.890	125.806.752	673,7%
Peajes de redes locales implícitos en el suministro a tarifa	-	243.963	243.963	
<b>Otros ingresos</b>	<b>-</b>	<b>- 2.527.244</b>	<b>- 2.527.244</b>	
Desvíos de ejercicios anteriores	-	- 2.527.244	- 2.527.244	

Fuente: CNMC, Resolución de 19 de mayo de 2022 y Liquidación 14/2023.

Por lo que respecta a los **costes**, en el Cuadro 24 se comparan las retribuciones y primas consideradas en la determinación de los peajes para el ejercicio 2023 con las realmente registradas en la Liquidación 14/2023. En la actividad de regasificación se registra un desvío negativo respecto de la previsión inicial de -171,8 M€, debido fundamentalmente a las primas obtenidas por las subastas de capacidad, parcialmente compensadas por el mayor coste derivado de la actualización del coste del suministro eléctrico y la incorporación en la retribución del incentivo de mermas. El desvío en la retribución del transporte obedece a la actualización del coste del gas de operación (motivado por el incremento de los precios del gas natural en los mercados), parcialmente compensado por los ingresos obtenidos de las subastas de capacidad. Por último, el desvío de redes locales obedece fundamentalmente al menor coste estimado para la actividad de la distribución, motivado por la menor demanda respecto a la inicialmente prevista para el ejercicio, compensado en parte por el incremento del gas de operación.

**Cuadro 24. Previsión inicial de la retribución y primas de regasificación, transporte y redes locales implícitas en los peajes para el año de gas 2023 y retribuciones y primas registradas en la Liquidación 14/2023**

Costes regulados (miles €)	Resolución 19 de mayo de 2022 (A)	Liquidación 14/2023 (B)	Diferencia (B) - (A)	% variación (B) sobre (A)
<b>Regasificación</b>	<b>248.477.674</b>	<b>- 3.017.460</b>	<b>- 251.495.134</b>	<b>-101,2%</b>
Retribución a la inversión	127.739.099	128.145.858	406.759	0,3%
Retribución O&M	145.011.877	193.891.677	48.879.800	33,7%
Retribución por productividad y eficiencia	25.370.106	24.960.761	- 409.344	-1,6%
Retribución por continuidad del suministro	57.463.258	57.463.258	-	0,0%
Retribución Musel	24.942.331	24.942.331	-	0,0%
Primas de las subastas (1)	- 132.048.997	- 452.688.339	- 320.639.342	242,8%
Desvíos de ejercicios anteriores (2)		20.266.994	20.266.994	
<b>Transporte</b>	<b>488.478.501</b>	<b>511.237.974</b>	<b>22.759.473</b>	<b>4,7%</b>
Retribución a la inversión	342.536.182	342.493.188	- 42.993	0,0%
Retribución O&M	99.038.291	99.038.291	-	0,0%
Gas de operación	46.904.028	102.483.699	55.579.671	118,5%
Primas de las subastas (1)		- 27.793.071	- 27.793.071	
Desvíos de ejercicios anteriores (2)		- 4.984.134	- 4.984.134	
<b>Redes locales</b>	<b>1.518.658.477</b>	<b>1.505.386.526</b>	<b>- 13.271.951</b>	<b>-0,9%</b>
<b>Red de influencia local</b>	<b>145.139.970</b>	<b>145.808.249</b>	<b>668.279</b>	<b>0,5%</b>
Retribución a la inversión	99.636.282	99.636.282	-	0,0%
Retribución O&M	40.549.341	40.549.341	-	0,0%
Gas de Operación	4.954.347	6.702.165	1.747.818	35,3%
Desvíos de ejercicios anteriores	-	- 1.079.539	- 1.079.539	
<b>Red de transporte secundario</b>	<b>66.047.734</b>	<b>71.094.866</b>	<b>5.047.132</b>	<b>7,6%</b>
Retribución a la inversión	47.343.804	47.343.804	-	0,0%
Retribución O&M	15.986.184	15.986.184	-	0,0%
Gas de Operación	2.717.746	3.676.525	958.779	35,3%
Desvíos de ejercicios anteriores	-	4.088.353	4.088.353	
<b>Red de distribución</b>	<b>1.307.470.772</b>	<b>1.288.483.411</b>	<b>- 18.987.362</b>	<b>-1,5%</b>
Retribución del ejercicio	1.307.470.772	1.288.483.411	- 18.987.362	-1,5%
Desvíos de ejercicios anteriores (2)	-	-	-	
<b>Total</b>	<b>2.255.614.651</b>	<b>2.013.607.040</b>	<b>- 242.007.612</b>	<b>-10,7%</b>

(1) Excluye el desvío registrado en la Liquidación definitiva del ejercicio 2022

Fuente: CNMC, Resolución de 19 de mayo de 2022 y memoria que la acompaña

Teniendo en cuenta lo anterior, en la Liquidación 14/2023 los peajes de regasificación serán suficientes para cubrir la retribución prevista para la actividad, generándose un desajuste positivo de +267,8 M€, justificado por los ingresos de las primas de las subastas de capacidad. Por el contrario, los ingresos por peajes de transporte y redes locales resultan insuficientes para cubrir los costes registrados en la Liquidación 14/2023, generándose un

desajuste negativo de -22,7 M€ y -187,0 M€. Todo ello sin considerar el superávit registrado en la Liquidación definitiva del ejercicio 2022<sup>16</sup> (véase Cuadro 25).

**Cuadro 25. Desvíos en la retribución, ingresos y primas de los peajes de regasificación, transporte y redes locales registrados en la Liquidación 14/2023, excluido desvío liquidación definitiva 2022**

	Regasificación	Transporte	Redes locales
<b>Retribución (€) (C) = (B) - (A)</b>	<b>69.144.208</b>	<b>50.552.544</b>	<b>- 13.271.951</b>
Previsión inicial (A)	380.526.671	488.478.501	1.518.658.477
Liquidación 14/2023 (B)	449.670.879	539.031.045	1.505.386.526
<b>Ingresos (€) (F) = (D) - (E)</b>	<b>16.334.374</b>	<b>59.705</b>	<b>- 200.315.268</b>
Previsión inicial (D)	248.477.674	488.478.501	1.518.658.477
Liquidación 14/2023 (E)	264.812.047	488.538.206	1.318.343.209
<b>Primas de las subastas (€) (I) = (G) - (H)</b>	<b>320.639.342</b>	<b>27.793.071</b>	<b>n.a.</b>
Previsión inicial (G)	132.048.997	-	n.a.
Liquidación 14/2023 (H)	452.688.339	27.793.071	n.a.
<b>Desvío (-) déficit/ (+) superávit (F) + (I) - (C)</b>	<b>267.829.508</b>	<b>- 22.699.768</b>	<b>- 187.043.317</b>
Previsión inicial (D) + (G) - (A)	0	-	-
Liquidación 14/2023 (B) - (E) + (H) - (B)	267.829.508	- 22.699.768	- 187.043.317

Fuente: CNMC, Resolución de 19 de mayo de 2022 y Liquidación 14/2023

Nótese que la suma de los desvíos de los ejercicios 2022 y 2023 coinciden con el resultado registrado en la liquidación 14/2023<sup>17</sup> (véase Cuadro 26).

<sup>16</sup> Conforme al artículo 9.3 de la Orden TED/1022/2021, de 27 de septiembre, el desajuste provisional registrado en la Liquidación 14 del ejercicio 2022 fue incorporado en la Liquidación provisional 3/2023. Este importe fue sido ajustado en la Liquidación 10/2023 con el resultado de la liquidación definitiva de 2022.

<sup>17</sup> Informe sobre los resultados de la Liquidación provisional 14/2023 del sector gas natural, disponible en <https://www.cnmc.es/sites/default/files/5093786.pdf>.

**Cuadro 26. Detalle de los desvíos (€) registrados en la liquidación 14/2023 en los peajes de regasificación, transporte y redes locales**

Desvíos (€)	Regasificación	Transporte	Redes locales
Liquidación definitiva 2022	213.402.960	46.504.692	25.856.742
Desvíos ejercicio 2023	267.829.508	- 22.699.768	- 187.043.317
<b>Desvíos Liquidación 14/2023</b>	<b>481.232.468</b>	<b>23.804.924</b>	<b>- 161.186.575</b>

*Fuente: CNMC*

No obstante, en la Resolución por la que se establece la retribución de las actividades de regasificación, transporte y distribución para 2025 se establece la retribución del propio ejercicio y se ajusta la retribución de los ejercicios anteriores a 2025. En consecuencia, conforme a la resolución de retribución para el ejercicio 2025, en la Liquidación definitiva del ejercicio 2023 se incorporará la actualización de la retribución del propio ejercicio 2023, así como los ajustes de retribución de los ejercicios 2020, 2021 y 2022 (véase Cuadro 27).

**Cuadro 27. Previsión de los desvíos de retribución de los ejercicios 2020 a 2023 que serán incorporados en la liquidación definitiva del ejercicio 2023**

Concepto de coste (€)	2020	2021	2022	2023
<b>Regasificación</b>	-	-	<b>160.573</b>	<b>9.271.423</b>
Costes de Inversión				602.500
Otros costes O&M auditados			160.573	- 277.943
Incentivo de mermas				8.946.867
<b>Transporte</b>	<b>50.050</b>	<b>38.439</b>	<b>671.184</b>	<b>- 64.767.666</b>
<b>Retribución por inversión</b>	<b>50.050</b>	<b>38.439</b>	<b>143.633</b>	<b>231.135</b>
Transporte troncal			- 56.981	216.150
Transporte primario no troncal	50.050	38.439	221.772	34.401
Transporte secundario			- 21.158	- 19.416
<b>Retribución O&amp;M</b>	-	-	-	<b>2.847.644</b>
Transporte troncal				2.410.747
Transporte primario no troncal				458.943
Transporte secundario				- 22.046
<b>Gas de operación</b>	-	-	<b>527.551</b>	<b>- 67.846.445</b>
Transporte troncal			525.560	- 60.788.805
Transporte primario no troncal			1.286	- 4.557.556
Transporte secundario			705	- 2.500.083
<b>Distribución</b>	-	-	<b>466.959</b>	<b>- 93.744.801</b>

Fuente: CNMC

En el Cuadro 28 se compara la previsión inicial con la previsión de cierre para el ejercicio 2023 que resulta de considerar la retribución registrada en la liquidación 14/2023, así como los ajustes de retribución de los ejercicios 2020 a 2023. Se observa que la retribución prevista para el cierre del ejercicio resulta un 17,3% inferior a la implícita en la resolución de peajes de 2023 y un 7,3% inferior a la registrada en la Liquidación 14/2023.

**Cuadro 28. Retribución y primas de regasificación, transporte y redes locales implícitas en la Resolución de peajes de para el año de gas 2023 y previsión de Liquidación definitiva de 2023**

Costes regulados ( € )	Resolución 19 de mayo de 2022 (A)	Previsión Liquidación definitiva 2023 (B)	Diferencia (B) - (A)	% variación (B) sobre (A)
<b>Regasificación</b>	<b>248.477.674</b>	<b>6.414.536</b>	<b>- 242.063.138</b>	<b>-97,4%</b>
Retribución a la inversión	127.739.099	128.748.358	1.009.259	0,8%
Retribución O&M	145.011.877	193.613.733	48.601.856	33,5%
Retribución por productividad y eficiencia	25.370.106	33.907.628	8.537.523	33,7%
Retribución por continuidad del suministro	57.463.258	57.463.258	- 0	0,0%
Retribución Musel	24.942.331	24.942.331	-	0,0%
Primas de las subastas (1)	- 132.048.997	- 452.688.339	- 320.639.342	242,8%
Desvíos de ejercicios anteriores (2)		20.427.567	20.427.567	
<b>Transporte</b>	<b>488.478.501</b>	<b>453.544.644</b>	<b>- 34.933.857</b>	<b>-7,2%</b>
Retribución a la inversión	342.536.182	342.709.338	173.156	0,1%
Retribución O&M	99.038.291	101.449.038	2.410.747	2,4%
Gas de operación	46.904.028	41.694.894	- 5.209.134	-11,1%
Primas de las subastas (1)		- 27.793.071	- 27.793.071	
Desvíos de ejercicios anteriores (2)		- 4.515.555	- 4.515.555	
<b>Redes locales</b>	<b>1.518.658.477</b>	<b>1.405.794.022</b>	<b>- 112.864.455</b>	<b>-7,4%</b>
<b>Red de influencia local</b>	<b>145.139.970</b>	<b>142.055.584</b>	<b>- 3.084.387</b>	<b>-2,1%</b>
Retribución a la inversión	99.636.282	99.670.683	34.401	0,0%
Retribución O&M	40.549.341	41.008.285	458.943	1,1%
Gas de Operación	4.954.347	2.144.608	- 2.809.739	-56,7%
Desvíos de ejercicios anteriores	-	- 767.992	- 767.992	
<b>Red de transporte secundario</b>	<b>66.047.734</b>	<b>68.532.869</b>	<b>2.485.135</b>	<b>3,8%</b>
Retribución a la inversión	47.343.804	47.324.388	- 19.416	0,0%
Retribución O&M	15.986.184	15.964.138	- 22.046	-0,1%
Gas de Operación	2.717.746	1.176.442	- 1.541.304	-56,7%
Desvíos de ejercicios anteriores	-	4.067.901	4.067.901	
<b>Red de distribución</b>	<b>1.307.470.772</b>	<b>1.195.205.569</b>	<b>- 112.265.203</b>	<b>-8,6%</b>
Retribución del ejercicio	1.307.470.772	1.194.738.610	- 112.732.162	-8,6%
Desvíos de ejercicios anteriores (2)	-	466.959	466.959	
<b>Total</b>	<b>2.255.614.651</b>	<b>1.865.753.202</b>	<b>- 389.861.449</b>	<b>-17,3%</b>

Notas:

- (1) La previsión inicial incluye el desvío de primas de ejercicios anteriores, mientras que la previsión de cierre incluye únicamente las primas registradas en 2023.
- (2) Excluye el desvío de la liquidación definitiva del ejercicio 2022.

*Fuente: CNMC, Resolución de 19 de mayo de 2022, Resolución de 30 de mayo de 2023, y memorias que acompañan a las resoluciones y Resolución por la que se establece la retribución del ejercicio 2025*

Como resultado de lo anterior, se estima que en la Liquidación definitiva de 2023 se registrará un desajuste positivo en los peajes de regasificación y transporte y un desajuste negativo en los peajes redes locales (véase Cuadro 29).



**Cuadro 29. Desvíos en la retribución, ingresos y primas de los peajes de regasificación, transporte y redes locales previstos para la liquidación definitiva de 2023**

	Regasificación	Transporte	Redes locales
<b>Retribución (€) (C) = (B) - (A)</b>	<b>78.576.204</b>	<b>- 7.140.786</b>	<b>- 112.864.455</b>
Previsión inicial (A)	380.526.671	488.478.501	1.518.658.477
Previsión Liquidación definitiva 2023 (B)	459.102.875	481.337.715	1.405.794.022
<b>Ingresos (€) (F) = (D) - (E)</b>	<b>16.334.374</b>	<b>59.705</b>	<b>- 200.315.268</b>
Previsión inicial (D)	248.477.674	488.478.501	1.518.658.477
Previsión Liquidación definitiva (E)	264.812.047	488.538.206	1.318.343.209
<b>Primas de las subastas (€) (I) = (G) - (H)</b>	<b>320.639.342</b>	<b>27.793.071</b>	<b>n.a.</b>
Previsión inicial (G)	132.048.997	-	n.a.
Previsión Liquidación definitiva 2023 (H)	452.688.339	27.793.071	n.a.
<b>Desvío (-) déficit/ (+) superávit (F) + (I) - (C)</b>	<b>258.397.511</b>	<b>34.993.561</b>	<b>- 87.450.813</b>
Previsión inicial (D) + (G) - (A)	0	-	-
Previsión Liquidación definitiva 2023 (B) - (E) + (H) - (B)	258.397.511	34.993.561	- 87.450.813

*Fuente: CNMC, Resolución de 19 de mayo de 2022, Resolución de 30 de mayo de 2023, y memorias que acompañan a las resoluciones.*

Análogamente al ejercicio 2022, parte de los desvíos registrados en las primas de las subastas de regasificación del ejercicio 2023 fueron considerados en la determinación de los peajes de regasificación del ejercicio 2024<sup>18</sup>, lo que deberá ser tenido en cuenta a efectos de imputar los desvíos del 2023 en los peajes de ejercicios posteriores (véase Cuadro 30).

<sup>18</sup> Para mayor detalle véanse los epígrafes 6.2, 9.1 y 9.5 de la Memoria que acompaña a la Resolución de 19 de mayo de 2022 (<https://www.cnmc.es/expedientes/rapde01921>).

**Cuadro 30. Desvíos en la retribución, ingresos y primas de los peajes de regasificación, transporte y redes locales del ejercicio 2023 pendientes de considerar en la determinación de peajes de ejercicios posteriores**

	Regasificación	Transporte	Redes locales
<b>Desvío ejercicio 2023 (€) (A)</b>	<b>306.669.610</b>	<b>34.993.561</b>	<b>- 87.450.813</b>
Desvío retribución	78.576.204	- 7.140.786	- 112.864.455
Desvío de ingresos	16.334.374	59.705	- 200.315.268
Desvío de primas 2023 (1)	368.911.441	27.793.071	n.a.
<b>Desvío 2023 imputado en peajes 2024 (€) (B)</b>	<b>246.209.985</b>	<b>12.932.795</b>	<b>-</b>
Desvío retribución	-	-	-
Desvío de ingresos	-	-	-
Desvío de primas	246.209.985	12.932.795	n.a.
<b>Desvíos 2023 pendientes de imputar (A) - (B) - (C)</b>	<b>60.459.625</b>	<b>22.060.766</b>	<b>- 87.450.813</b>
Desvío retribución	78.576.204	- 7.140.786	- 112.864.455
Desvío de ingresos	16.334.374	59.705	- 200.315.268
Desvío de primas	122.701.455	14.860.276	n.a.

Notas:

(1) Se incluye únicamente el desvío registrado en las primas del ejercicio 2023.

Fuente: CNMC

### 6.3. Previsión de cierre del ejercicio 2024

En relación con los desvíos que pudieran derivarse del ejercicio 2024, se indica que, conforme a las metodologías establecidas en los Anexos I, II y III de la Circular 6/2020, no cabe considerar desvíos de retribución del ejercicio 2024 en el ejercicio 2025, ya que, por una parte, la Resolución que establece la retribución para el año de gas 2025 contempla que los desvíos de ejercicios anteriores al año 2025 serán incorporados en las liquidaciones de los ejercicios correspondientes. Y, por otra parte, no cabe imputar desvíos de ingresos del ejercicio 2024 en el ejercicio 2025, en la medida en que no se dispone de los ingresos reales del ejercicio 2024<sup>19</sup>.

<sup>19</sup> Los Anexos I, II y III de la Circular 6/2020, establecen que se deberá incluir entre los costes a recuperar con cargo a los peajes correspondientes, el diferencial existente entre los ingresos inicialmente previstos y los ingresos reales.

No obstante, en el presente epígrafe se presenta el cierre previsto para el ejercicio 2024, con objeto de ilustrar el impacto de los desvíos sobre la determinación de los peajes de ejercicios futuros y justificar la laminación de los desvíos considerada en la determinación de los peajes de 2025.

A efectos de facilitar la comprensión del desvío de ingresos previsto para el cierre del año de gas 2024, en el Cuadro 31 se compara el **escenario de demanda** implícito en la Resolución de 30 de mayo de 2023<sup>20</sup> y el previsto por la CNMC para el cierre del ejercicio. Se observa que la demanda nacional prevista para el cierre del año de gas 2024 se estima un 6,8% inferior a la considerada en la Resolución de 30 de mayo de 2023. En coherencia, se prevé también una reducción de la capacidad contratada equivalente respecto de la inicialmente prevista para el ejercicio del 9,1%.

**Cuadro 31. Previsión inicial y de cierre de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada para el año de gas 2024**

Tipo de consumo	Previsión inicial 2024 (A)			Previsión de cierre 2024 (B)			% variación (B) sobre (A)			% variación 2024 sobre 2023		
	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Volumen (MWh)	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Volumen (MWh)	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente	Volumen	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente	Volumen
<b>Generación eléctrica</b>	<b>40</b>	<b>430.884</b>	<b>86.246.790</b>	<b>40</b>	<b>384.909</b>	<b>82.900.000</b>	<b>0,4%</b>	<b>-10,7%</b>	<b>-3,9%</b>	<b>1,3%</b>	<b>-26,3%</b>	<b>-22,7%</b>
Península	37	364.942	79.309.796	37	318.968	74.000.000	0,5%	-12,6%	-6,7%	1,4%	-30,1%	-24,7%
Balears	3	65.942	6.936.994	3	65.942	8.900.000	0,0%	0,0%	28,3%	0,0%	0,0%	-0,7%
<b>Convencional</b>	<b>8.036.938</b>	<b>1.166.538</b>	<b>237.671.508</b>	<b>7.989.827</b>	<b>1.066.636</b>	<b>217.665.326</b>	<b>-0,6%</b>	<b>-8,6%</b>	<b>-8,4%</b>	<b>0,1%</b>	<b>1,5%</b>	<b>3,7%</b>
P > 60 bar	83	184.524	53.403.665	79	174.930	49.112.480	-4,3%	-5,2%	-8,0%	0,0%	3,4%	4,7%
16 bar < P ≤ 60 bar	175	108.962	30.105.232	179	118.166	30.959.451	2,3%	8,4%	2,8%	3,0%	2,6%	3,6%
4 bar < P ≤ 16 bar	3.694	345.730	83.509.824	3.809	349.149	80.531.057	3,1%	1,0%	-3,6%	3,3%	4,0%	5,9%
P ≤ 4 bar (T&D)	7.863.596	518.214	69.307.242	7.816.959	416.391	55.843.467	-0,6%	-19,6%	-19,4%	0,0%	-1,5%	-0,2%
P ≤ 4 bar (PS)	169.390	9.108	1.345.544	168.801	8.000	1.218.870	-0,3%	-12,2%	-9,4%	0,9%	-1,9%	3,4%
<b>GNL directo (1)</b>			<b>9.894.879</b>			<b>10.390.327</b>			<b>5,0%</b>			<b>11,6%</b>
<b>Total</b>	<b>8.036.978</b>	<b>1.597.422</b>	<b>333.813.178</b>	<b>7.989.867</b>	<b>1.451.545</b>	<b>310.955.653</b>	<b>-0,6%</b>	<b>-9,1%</b>	<b>-6,8%</b>	<b>0,1%</b>	<b>-7,7%</b>	<b>-4,8%</b>

(1) Incluye demanda de plantas satélite uncliente y suministro a gasineras

Fuente: CNMC, Resolución de 30 de mayo de 2023 y memoria que acompaña a la resolución.

Por otra parte, se estima que la contracción de la demanda nacional será compensada por el aumento de las exportaciones, motivado por las obligaciones de almacenamiento y a la elevada indisponibilidad de las centrales de generación nuclear francesas (véase Cuadro 32).

<sup>20</sup> Resolución de 30 de mayo de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación para el año de gas 2024, cuya Memoria está disponible en <https://www.cnmc.es/sites/default/files/4725645.pdf>.

**Cuadro 32. Previsión inicial y de cierre del volumen y de la capacidad contratada de salida de la red de transporte para el año de gas 2024, desagregada por punto de salida**

Puntos de salida	Previsión inicial 2024 (A)			Previsión de cierre 2024 (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga
<b>Conexión internacional</b>	<b>36.124.476</b>	<b>229.195</b>	<b>43,1%</b>	<b>53.839.009</b>	<b>296.779</b>	<b>49,6%</b>	<b>49,0%</b>	<b>29,5%</b>	<b>15,1%</b>
CI Tarifa	3.187.303	17.386	50,1%	9.474.144	37.188	69,6%	197,2%	113,9%	39,0%
VIP Pirineos	22.529.923	161.766	38,1%	37.478.854	228.922	44,7%	66,4%	41,5%	17,6%
VIP Ibérico	10.407.250	50.042	56,8%	6.886.010	30.669	61,3%	-33,8%	-38,7%	8,0%
<b>Planta de regasificación AA.SS.</b>	<b>1.894.401</b>	<b>12.081</b>	<b>42,8%</b>	<b>1.228.710</b>	<b>10.372</b>	<b>32,4%</b>	<b>-35,1%</b>	<b>-14,1%</b>	<b>-24,5%</b>
AA.SS.	7.421.378	31.901	63,6%	10.545.834	43.262	66,6%	42,1%	35,6%	4,8%
<b>Salida nacional</b>	<b>322.572.754</b>	<b>1.588.314</b>	<b>55,5%</b>	<b>299.346.456</b>	<b>1.443.545</b>	<b>56,7%</b>	<b>-7,2%</b>	<b>-9,1%</b>	<b>2,1%</b>
P > 60 bar	139.542.445	614.882	62,0%	131.934.686	559.229	64,5%	-5,5%	-9,1%	4,0%
16 bar < P ≤ 60 bar	30.105.232	108.962	75,5%	30.959.451	118.166	71,6%	2,8%	8,4%	-5,2%
4 bar < P ≤ 16 bar	83.617.834	346.256	66,0%	80.608.851	349.759	63,0%	-3,6%	1,0%	-4,6%
P ≤ 4 bar	69.307.242	518.214	36,5%	55.843.467	416.391	36,6%	-19,4%	-19,6%	0,3%
<b>TOTAL</b>	<b>368.013.010</b>	<b>1.861.491</b>	<b>54,0%</b>	<b>364.960.008</b>	<b>1.793.959</b>	<b>55,6%</b>	<b>-0,8%</b>	<b>-3,6%</b>	<b>2,9%</b>

Fuente: CNMC, Resolución de 30 de mayo de 2023 y memoria que acompaña a la resolución.

Al igual que en ejercicios anteriores, se estima que la demanda será abastecida en mayor medida por GNL, representando el 65,0% de volumen incorporado, si bien en proporción inferior a lo inicialmente previsto para el ejercicio (70,2%). En consecuencia, el volumen y la capacidad contratada de entrada al sistema por las plantas de GNL resultan inferiores en un 7,1% y 1,5%, respectivamente, a los implícitos en la Resolución de 30 de mayo de 2023.

**Cuadro 33. Previsión inicial y de cierre del volumen y de la capacidad contratada de entrada a la red de transporte para el año de gas 2024, desagregada por punto de entrada**

Puntos de entrada	Previsión inicial 2024 (A)			Previsión de cierre 2024 (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga
<b>Conexión internacional</b>	<b>103.981.120</b>	<b>445.866</b>	<b>63,7%</b>	<b>119.561.438</b>	<b>433.497</b>	<b>75,4%</b>	<b>15,0%</b>	<b>-2,8%</b>	<b>18,3%</b>
CI Tarifa	-	-	-	30.000	123	66,7%	-	-	-
CI Almería	88.345.184	250.636	96,3%	98.532.799	309.699	86,9%	11,5%	23,6%	-9,7%
VIP Pirineos	12.098.171	176.147	18,8%	14.005.746	91.221	41,9%	15,8%	-48,2%	123,5%
VIP Ibérico	3.537.765	19.082	50,7%	6.992.893	32.453	58,9%	97,7%	70,1%	16,2%
<b>Planta de GNL AA.SS.</b>	<b>259.378.398</b>	<b>893.418</b>	<b>79,3%</b>	<b>240.947.969</b>	<b>880.066</b>	<b>74,8%</b>	<b>-7,1%</b>	<b>-1,5%</b>	<b>-5,7%</b>
AA.SS.	5.319.380	24.059	60,4%	9.638.000	39.572	66,5%	81,2%	64,5%	10,2%
<b>Otros</b>	<b>563.455</b>	<b>2.043</b>	<b>75,4%</b>	<b>426.566</b>	<b>1.955</b>	<b>59,6%</b>	<b>-24,3%</b>	<b>-4,3%</b>	<b>-20,9%</b>
Yac. Marismas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Yac. Aznalcázar	25.333	121	-	58.300	336	-	-	-	-
Yac. Poseidon	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Yac. Viura	279.021	1.122	67,9%	159.332	958	45,5%	-42,9%	-14,7%	-33,1%
BIO Madrid	180.000	567	86,8%	189.164	606	85,3%	5,1%	6,9%	-1,7%
BIO La Galera	52.000	159	-	19.770	55	98,2%	-	-	-
Arenas de Iguña	10.000	27	-	-	-	-	-	-	-
Almansa	17.100	47	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>369.242.353</b>	<b>1.365.385</b>	<b>73,9%</b>	<b>370.573.973</b>	<b>1.355.090</b>	<b>74,7%</b>	<b>0,4%</b>	<b>-0,8%</b>	<b>1,1%</b>

Fuente: CNMC, Resolución de 30 de mayo de 2023 y memoria que acompaña a la resolución.

En coherencia con lo anterior, se prevé una reducción respecto de la previsión inicial de 2024 tanto del volumen como del caudal en todos los peajes de

actividad de regasificación, exceptuada la carga en cisternas y el trasvase de GNL de planta a buque (véase Cuadro 34).

**Cuadro 34. Previsión inicial y de cierre de las variables de facturación de la actividad de regasificación para el año de gas 2024**

	Previsión inicial 2024 (A)			Previsión de cierre 2024 (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Número de operaciones	Caudal contratado equivalente (MWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Número de operaciones	Caudal contratado equivalente (MWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Número de operaciones	Caudal contratado equivalente	Volumen
Descarga de GNL	324		301.179.040	332		298.195.214	2,5%		-1,0%
Almacenamiento de GNL		20.322.057	5.032.084.230		18.176.790	4.288.002.552		-10,6%	-14,8%
Vaporización		956.648	259.384.398		907.550	240.947.969		-5,1%	-7,1%
Carga en Cisternas		58.031	11.925.187		60.648	12.391.297		4,5%	3,9%
Trasvase de GNL planta a buque	153		31.730.130	199		44.352.057	30,2%		39,8%
Puesta en frío	-		-	13		177.129			
Trasvase de buque a buque	-		-	-		-			
Liquefacción Virtual		11.868	1.860.674		10.372	1.228.710		-12,6%	-34,0%

Fuente: CNMC, Resolución de 30 de mayo de 2023 y memoria que acompaña a la resolución.

En el Cuadro 35 se muestran los **ingresos** que resultan de aplicar a las variables de facturación previstas para el cierre del año de gas 2024, los peajes establecidos en la Resolución de 30 de mayo de 2023. Como resultado de lo anterior se estiman en -70,7 M€ los ingresos procedentes de la aplicación de peajes de la actividad de regasificación, en 493,8 M€ los ingresos procedentes de la aplicación de peajes de transporte y en 1.253,8 M€ los ingresos de procedentes de la aplicación de peajes de redes locales. Los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2024 son inferiores a los inicialmente previstos para el ejercicio para las actividades de transporte (-1,3 M€) y redes locales (-202,2 M€), y superiores para la actividad de regasificación (+10,1 M€).

**Cuadro 35. Previsión inicial y de cierre de los ingresos de peajes de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2024**

	Previsión inicial 2024 (A)	Previsión de cierre 2024 (B)	Diferencia (B) - (A)	% variación (B) sobre (A)
<b>Ingresos por peajes y cánones (€)</b>	<b>1.870.230.803</b>	<b>1.676.840.764</b>	<b>- 193.390.039</b>	<b>-10,3%</b>
<b>Regasificación</b>	<b>- 80.828.647</b>	<b>- 70.727.625</b>	<b>10.101.022</b>	<b>-12,5%</b>
<b>Peajes asociados a prestación de servicios</b>	<b>96.259.945</b>	<b>89.973.185</b>	<b>- 6.286.761</b>	<b>-6,5%</b>
Descarga de Buques	8.676.930	8.569.812	- 107.118	-1,2%
Almacenamiento de GNL	19.290.382	16.828.268	- 2.462.114	-12,8%
Vaporización	62.708.667	58.552.569	- 4.156.098	-6,6%
Carga en Cisternas	5.190.542	5.399.890	209.348	4,0%
Trasvase de GNL planta a buque	380.762	532.225	151.463	39,8%
Trasvase de buque a buque	-	-	-	n.a.
Puesta en frío	-	79.354	79.354	n.a.
Liquefacción Virtual	12.663	11.067	- 1.595	-12,6%
<b>Peaje de otros costes de regasificación</b>	<b>- 177.088.592</b>	<b>- 160.700.809</b>	<b>16.387.783</b>	<b>-9,3%</b>
Suministrados desde redes	- 178.582.719	- 162.269.749	16.312.970	-9,1%
Planta Satélite Unicliente	1.494.127	1.568.939	74.813	5,0%
<b>Transporte</b>	<b>495.123.824</b>	<b>493.791.283</b>	<b>- 1.332.541</b>	<b>-0,3%</b>
<b>Entrada a la red</b>	<b>208.159.212</b>	<b>209.010.316</b>	<b>851.103</b>	<b>0,4%</b>
<b>Salida de la red de transporte</b>	<b>286.964.612</b>	<b>284.780.967</b>	<b>- 2.183.644</b>	<b>-0,8%</b>
Conexiones internacionales	38.937.621	51.091.617	12.153.996	31,2%
Plantas de regasificación	2.065.661	1.719.382	- 346.279	-16,8%
Almacenamientos subterráneos	1.009.307	1.434.233	424.926	42,1%
Salida nacional	244.952.022	230.535.735	- 14.416.287	-5,9%
<b>Redes locales</b>	<b>1.455.935.626</b>	<b>1.253.777.106</b>	<b>- 202.158.520</b>	<b>-13,9%</b>
<b>P &gt; 60 bar</b>	<b>88.677.581</b>	<b>81.540.975</b>	<b>- 7.136.606</b>	<b>-8,0%</b>
<b>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</b>	<b>23.571.091</b>	<b>25.363.920</b>	<b>1.792.829</b>	<b>7,6%</b>
<b>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</b>	<b>134.015.308</b>	<b>135.641.848</b>	<b>1.626.540</b>	<b>1,2%</b>
<b>P ≤ 4 bar (T&amp;D)</b>	<b>1.190.445.394</b>	<b>993.645.316</b>	<b>- 196.800.078</b>	<b>-16,5%</b>
<b>P ≤ 4 bar (PS)</b>	<b>19.226.252</b>	<b>17.585.046</b>	<b>- 1.641.206</b>	<b>-8,5%</b>

Fuente: CNMC, Resolución de 30 de mayo de 2023 y memoria que acompaña a la resolución.

Por lo que respecta a los **costes**, en el Cuadro 36 se comparan las retribuciones consideradas en la determinación de los peajes para el ejercicio 2024 y la retribución actualizada con la última información disponible, sin incluir desvíos de ejercicios anteriores. En la actividad de regasificación se registra un desvío negativo respecto de la previsión inicial de 38,7 M€, debido fundamentalmente a que las primas obtenidas por las subastas de capacidad del ejercicio 2024 registradas hasta la fecha son inferiores a las inicialmente previstas. Al respecto cabe señalar que, como se ha indicado, las primas inicialmente previstas incluyen las primas del propio ejercicio 2024 (162,3 M€) y las primas de ejercicios anteriores (324,2 M€, de los cuales 78,0 M€ corresponden a primas del ejercicio 2022 y 246,2 M€ corresponden a primas del ejercicio 2023).

El desvío en la retribución del transporte (-68,5 M€) obedece fundamentalmente a la actualización del coste del gas de operación, motivado porque tanto el volumen como el precio han resultado inferiores a los inicialmente previstos para el ejercicio parcialmente compensado por la reducción de las primas con respecto a las inicialmente previstas.

Por último, el desvío de redes locales (-101,8 M€) obedece fundamentalmente al menor coste estimado para la actividad de la distribución, motivado por la menor demanda respecto a la inicialmente prevista para el ejercicio y, en menor medida, por la reducción del coste asociado al gas de operación.

**Cuadro 36. Previsión inicial y de cierre de la retribución y primas de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2024**

Costes regulados (€)	Previsión inicial 2024 (A)	Previsión de cierre 2024 (B)	Diferencia (B) - (A)	% variación (B) sobre (A)
<b>Regasificación</b>	<b>- 79.053.841</b>	<b>- 40.293.418</b>	<b>38.760.424</b>	<b>-49,0%</b>
Retribución a la inversión	117.290.573	118.436.281	1.145.708	1,0%
Retribución O&M	193.633.994	193.613.733	- 20.261	0,0%
Retribución por productividad y eficiencia	27.381.361	27.159.419	- 221.942	-0,8%
Retribución por continuidad del suministro	44.202.506	44.202.506	-	0,0%
Retribución Musel	24.942.331	24.942.331	-	0,0%
Primas de las subastas (1)	- 486.504.606	- 448.647.688	37.856.918	-7,8%
<b>Transporte</b>	<b>494.922.458</b>	<b>426.388.890</b>	<b>- 68.533.568</b>	<b>-13,8%</b>
Retribución a la inversión	288.755.098	290.296.242	1.541.144	0,5%
Retribución O&M	201.522.334	122.368.713	- 79.153.621	-39,3%
Retribución por productividad y eficiencia	22.552.062	22.540.338	- 11.724	-0,1%
Primas de las subastas (1)	- 17.907.035	- 8.816.403	9.090.632	-50,8%
<b>Redes locales</b>	<b>1.455.874.592</b>	<b>1.354.051.905</b>	<b>- 101.822.687</b>	<b>-7,0%</b>
<b>Red de influencia local</b>	<b>140.133.348</b>	<b>135.655.888</b>	<b>- 4.477.460</b>	<b>-3,2%</b>
Retribución a la inversión	72.320.810	72.790.704	469.894	0,6%
Retribución O&M	56.219.687	51.259.982	- 4.959.705	-8,8%
Retribución por productividad y eficiencia	11.592.851	11.605.203	12.351	0,1%
<b>Red de transporte secundario</b>	<b>63.113.734</b>	<b>60.310.881</b>	<b>- 2.802.853</b>	<b>-4,4%</b>
Retribución a la inversión	36.970.297	36.969.474	- 824	0,0%
Retribución O&M	23.536.081	20.734.085	- 2.801.997	-11,9%
Retribución por productividad y eficiencia	2.607.356	2.607.323	- 33	0,0%
<b>Red de distribución</b>	<b>1.252.627.509</b>	<b>1.158.085.135</b>	<b>- 94.542.373</b>	<b>-7,5%</b>
<b>Total</b>	<b>1.871.743.208</b>	<b>1.740.147.377</b>	<b>- 131.595.831</b>	<b>-7,0%</b>

Nota:

(1) La previsión inicial de primas incluye desvíos de ejercicios anteriores.

*Fuente: CNMC, Resolución de 30 de mayo de 2023 y memoria que la acompaña*

Teniendo en cuenta lo anterior, se estima que en 2024 los peajes de regasificación serán suficientes para cubrir la retribución prevista para la actividad, generándose un desajuste positivo estimado en 295,5 M€, justificado



fundamentalmente por los ingresos de las primas de las subastas de capacidad. Asimismo, se estima que los ingresos por peajes de transporte serán suficientes para cubrir los costes previstos para el ejercicio 2024, generándose un desajuste positivo estimado en 85,1 M€, motivado fundamentalmente por la actualización del coste del gas de operación. Por el contrario, los ingresos por peajes de redes locales serán insuficientes para cubrir los costes previstos para el ejercicio 2024, generándose un desajuste negativo estimado en 106,6 M€, debido a que los ingresos previstos para el cierre del ejercicio son inferiores a los inicialmente previstos, consecuencia de menor demanda prevista para el cierre del ejercicio (véase Cuadro 37).

**Cuadro 37. Estimación de los desvíos en la retribución, ingresos y primas de los peajes de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2024, excluidos desvíos de ejercicios anteriores.**

	Regasificación	Transporte	Redes locales
<b>Retribución (€) (C) = (B) - (A)</b>	<b>903.505</b>	<b>- 77.624.200</b>	<b>- 101.822.687</b>
Previsión inicial (A)	407.450.765	512.829.493	1.455.874.592
Previsión de cierre (B)	408.354.270	435.205.293	1.354.051.905
<b>Ingresos (€) (F) = (D) - (E)</b>	<b>10.101.022</b>	<b>- 1.332.541</b>	<b>- 202.158.520</b>
Previsión inicial (D)	- 80.828.647	495.123.824	1.455.935.626
Previsión de cierre (E)	- 70.727.625	493.791.283	1.253.777.106
<b>Primas de las subastas (€) (I) = (H) - (G)</b>	<b>286.343.583</b>	<b>8.816.403</b>	<b>n.a.</b>
Previsión inicial (G) (1)	162.304.105	-	n.a.
Previsión de cierre (H)	448.647.688	8.816.403	n.a.
<b>Superávit (+) / Déficit (-) (F) + (I) - (C)</b>	<b>295.541.100</b>	<b>85.108.062</b>	<b>- 100.335.834</b>
Previsión inicial (D) + (G) - (A)	- 325.975.307	- 17.705.669	- 61.034
Previsión de cierre (E) + (H) - (B)	- 30.434.207	67.402.393	- 100.274.799
<b>Desvío ejercicio 2024</b>	<b>295.541.100</b>	<b>85.108.062</b>	<b>- 100.335.834</b>
Devío retribución	903.505	- 77.624.200	- 101.822.687
Desvío de ingresos	10.101.022	- 1.332.541	- 202.158.520
Desvío de primas	286.343.583	8.816.403	n.a.

Nota:

(1) Excluye los desvíos de primas de ejercicios anteriores.

*Fuente: CNMC, Resolución de 30 de mayo de 2023 y memoria que la acompaña*

## 6.4. Asignación de los desvíos de años anteriores

Como se recoge en los epígrafes anteriores, para el ejercicio 2022 se prevé un superávit de ingresos para todas las actividades, mientras que para los ejercicios 2023 y 2024 se prevén superávit para las actividades de transporte y de regasificación y déficit de ingresos para la actividad de redes locales.

En el cuadro inferior se muestran los desvíos de los ejercicios 2022 y 2023 pendientes de imputar, así como los desvíos de las primas de capacidad del ejercicio 2024 susceptibles de ser incorporados en los peajes del ejercicio 2025. En particular, cabría incorporar en la determinación de los peajes de regasificación y transporte un superávit de ingresos de 433,9 M€, 72,4 M€, respectivamente y un déficit de ingresos de 61,6 M€ en los peajes de redes locales (véase Cuadro 38).

**Cuadro 38. Desvíos de los ejercicios 2022, 2023 y 2024 pendientes de imputar**

Desvíos por concepto (€)	Regasificación	Transporte	Redes locales
<b>Desvíos pendientes 2022 [(B) + (C)] - (A)</b>	<b>87.140.345</b>	<b>41.530.452</b>	<b>25.856.742</b>
Retribución (A)	52.410.898	79.917.237	10.109.748
Ingresos (B)	132.718.334	121.441.091	35.966.490
Primas (C)	6.832.910	6.598	n.a.
<b>Desvíos pendientes 2023 [(B) + (C)] - (A)</b>	<b>60.459.625</b>	<b>22.060.766</b>	<b>- 87.450.813</b>
Retribución (A)	78.576.204	- 7.140.786	- 112.864.455
Ingresos (B)	16.334.374	59.705	- 200.315.268
Primas (C)	122.701.455	14.860.276	n.a.
<b>Desvíos previstos 2024 [(B) + (C)] - (A)</b>	<b>286.343.583</b>	<b>8.816.403</b>	<b>n.a.</b>
Retribución (A)	n.a.	n.a.	n.a.
Ingresos (B)	n.a.	n.a.	n.a.
Primas (C)	286.343.583	8.816.403	n.a.
<b>Total desvíos ejercicios anteriores</b>	<b>433.943.553</b>	<b>72.407.621</b>	<b>- 61.594.071</b>

Fuente: CNMC

Cabe señalar que, en el caso particular de la actividad de regasificación el importe de los desvíos de ejercicios anteriores supera a la retribución de la

actividad de regasificación del ejercicio 2025 (388,2 M€), todo ello sin considerar las primas de las subastas de capacidad correspondientes al ejercicio 2025 que, con la información disponible a 3 de marzo, ascienden a 148,1 M€.

Como se ilustra en la Memoria que acompaña a la propuesta de Circular por la que se modifica la Circular 6/2020<sup>21</sup>, en el caso de considerar la totalidad de los desvíos de los ejercicios 2022 y 2023 y del desvío de las primas del ejercicio 2024 en la determinación de los peajes del ejercicio 2025 y los desvíos de retribución e ingresos previstos para 2024 en la determinación de los peajes del ejercicio 2026, la retribución a considerar en los peajes del ejercicio 2025 se reduciría para volver a incrementarse en el ejercicio 2026 (véase Cuadro 39), si bien el impacto final sobre los consumidores dependerá en gran medida del importe final de las primas de capacidad de los ejercicios 2024, 2025 y 2026, así como de la evolución de las distintas variables de facturación.

**Cuadro 39. Variación de la retribución y primas susceptible de considerar en los peajes de los ejercicios 2025 y 2026 respecto de la retribución y primas implícitas en los peajes del ejercicio 2024 en caso de incorporar los desvíos de ejercicios anteriores**

Retribución (€)	Retribución y primas implícitas en los peajes del ejercicio 2024 (A)	Retribución y primas a imputar en los peajes del ejercicio 2025 (B)	% variación (B) sobre (A)	Retribución y primas a imputar en los peajes del ejercicio 2026 (C)	% variación (C) sobre (B)
<b>Regasificación</b>	<b>- 79.053.841</b>	<b>- 193.259.484</b>	<b>144,5%</b>	<b>272.872.603</b>	<b>-241,2%</b>
Retribución del ejercicio	407.450.765	388.784.626	-4,6%	365.128.157	-6,1%
Primas del ejercicio	- 162.304.105	- 148.100.558	-8,8%	- 83.058.037	-43,9%
Desvíos de ejercicios anteriores	- 324.200.501	- 433.943.553	33,9%	- 9.197.517	-97,9%
<b>Transporte</b>	<b>494.922.458</b>	<b>327.119.910</b>	<b>-33,9%</b>	<b>289.760.556</b>	<b>-11,4%</b>
Retribución del ejercicio	512.829.493	399.527.531	-22,1%	366.052.215	-8,4%
Primas del ejercicio	-	-			
Desvíos de ejercicios anteriores	- 17.907.035	- 72.407.621	304,4%	- 76.291.659	5,4%
<b>Redes locales</b>	<b>1.455.874.592</b>	<b>1.356.796.667</b>	<b>-6,8%</b>	<b>1.349.393.452</b>	<b>-0,5%</b>
Retribución del ejercicio	1.455.874.592	1.295.202.596	-11,0%	1.249.057.619	-3,6%
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	61.594.071		100.335.834	62,9%
<b>Total</b>	<b>1.871.743.208</b>	<b>1.490.657.093</b>	<b>-20,4%</b>	<b>1.912.026.611</b>	<b>28,3%</b>

Fuente: CNMC

<sup>21</sup> Véase epígrafe 5.1.5 de la Memoria que acompaña a la propuesta de Circular (disponible en [https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor\\_contenidos/Energia/Consulta%20Publica/02\\_CIR\\_DE\\_001\\_24\\_Memoria%20de%20la%20Circular%20por%20la%20que%20se%20modifica%20la%20Circular%206-2020.pdf](https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor_contenidos/Energia/Consulta%20Publica/02_CIR_DE_001_24_Memoria%20de%20la%20Circular%20por%20la%20que%20se%20modifica%20la%20Circular%206-2020.pdf)).

En consecuencia, se pospone a ejercicios posteriores el 20% de los desvíos de las primas de capacidad de la actividad de regasificación registradas en el ejercicio 2024 y el 50% del desvío de ingresos de la actividad de transporte. De esta manera, la retribución considerada en la determinación de los peajes de transporte y regasificación de 2025 se reducirían en menor media a coste de menores incrementos en ejercicios posteriores.

**Cuadro 40. Desvíos de retribución, ingresos y primas a imputar en la determinación de los peajes de 2025.**

Desvíos de ejercicios anteriores (€)	Desvíos de ejercicios anteriores pendiente de imputación	Desvíos considerado en la determinación de los peajes 2025	Desvíos pendientes de imputación
<b>Regasificación [(A) + (B)] - (C)</b>	<b>433.943.553</b>	<b>376.674.836</b>	<b>57.268.717</b>
<b>Desvíos de ingresos</b>	<b>149.052.707</b>	<b>149.052.707</b>	-
Desvíos ejercicio 2022	132.718.334	132.718.334	-
Desvíos ejercicio 2023	16.334.374	16.334.374	-
<b>Primas de la subastas</b>	<b>415.877.948</b>	<b>358.609.231</b>	<b>57.268.717</b>
Desvíos ejercicio 2022	6.832.910	6.832.910	-
Desvíos ejercicio 2023	122.701.455	122.701.455	-
Desvíos ejercicio 2024	286.343.583	229.074.866	57.268.717
<b>Desvíos de retribución</b>	<b>130.987.102</b>	<b>130.987.102</b>	-
Desvíos ejercicio 2022	52.410.898	52.410.898	-
Desvíos ejercicio 2023	78.576.204	78.576.204	-
<b>Transporte [(A) + (B)] - (C)</b>	<b>72.407.621</b>	<b>11.657.223</b>	<b>60.750.398</b>
<b>Desvíos de ingresos</b>	<b>121.500.796</b>	<b>60.750.398</b>	<b>60.750.398</b>
Desvíos ejercicio 2022	121.441.091	60.720.545	60.720.545
Desvíos ejercicio 2023	59.705	29.852	29.852
<b>Primas de la subastas</b>	<b>23.683.276</b>	<b>23.683.276</b>	-
Desvíos ejercicio 2022	6.598	6.598	-
Desvíos ejercicio 2023	14.860.276	14.860.276	-
Desvíos ejercicio 2024	8.816.403	8.816.403	-
<b>Desvíos de retribución</b>	<b>72.776.451</b>	<b>72.776.451</b>	-
Desvíos ejercicio 2022	79.917.237	79.917.237	-
Desvíos ejercicio 2023	- 7.140.786	- 7.140.786	-
<b>Redes locales [(A) + (B)] - (C)</b>	<b>- 61.594.071</b>	<b>- 61.594.071</b>	-
<b>Desvíos de ingresos</b>	<b>- 164.348.778</b>	<b>- 164.348.778</b>	-
Desvíos ejercicio 2022	35.966.490	35.966.490	-
Desvíos ejercicio 2023	- 200.315.268	- 200.315.268	-
<b>Desvíos de retribución</b>	<b>- 102.754.707</b>	<b>- 102.754.707</b>	-
Desvíos ejercicio 2022	10.109.748	10.109.748	-
Desvíos ejercicio 2023	- 112.864.455	- 112.864.455	-

Fuente: CNMC

## 7. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES DE TRANSPORTE

En el presente apartado se determinan los peajes de acceso a la red de transporte troncal conforme a la metodología descrita en el capítulo II y en el Anexo I de la Circular 6/2020.

En la página web de la CNMC, junto a la presente Memoria, se publica el fichero “Modelo transporte.xls” en el que se reflejan los cálculos de la mencionada metodología y se incluye la siguiente información: (i) capacidades previstas por punto de entrada y salida hasta el año de gas 2026, (ii) distancia entre los puntos de entrada y salida, (iii) términos de capacidad de entrada y salida a la red de transporte resultantes de la metodología distancia ponderada por capacidad hasta el año de gas 2026.

### 7.1. Parámetros de la metodología

#### 7.1.1. Modelo de red de transporte

Se ha considerado la red de transporte troncal existente en el momento de la determinación de los peajes<sup>22</sup>, con las siguientes excepciones:

- a) Se han simplificado los siguientes gasoductos:
  - Montesa-Tivissa
  - Tivissa-Arbós
  - Arbós-Castellvi de Rosanes
  - Castellvi de Rosanes-Planta de regasificación de Barcelona
  - Tivissa-Mediana de Zaragoza
  - Planta de regasificación de Huelva-Palomares del Río
  - Getafe-Algete
  - Algete-Sanchinarro
  - Santurce-Vergara
  
- b) Se ha considerado un único punto de entrada a la red de transporte desde la planta de regasificación de Barcelona, pese a que esta consta de dos conexiones con la red de transporte (45 bar y 72 bar).

---

<sup>22</sup> Definida en el Orden IET/2434/2012, de 7 de noviembre, por la que se determinan las instalaciones de la red básica de gas natural pertenecientes a la red troncal de gas natural (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2012-14040>)

### **7.1.2. Puntos de entrada a la red de transporte**

Atendiendo al modelo de red considerado y a las infraestructuras en operación, se han considerado los siguientes puntos de entrada al sistema:

- a) Las conexiones internacionales mediante gasoducto (Tarifa, Almería, Badajoz, Tuy, Biriadou y Larrau).
- b) Las entradas desde las plantas de regasificación: Barcelona, Huelva, Cartagena, Bilbao, Sagunto, Mugardos y El Musel.
- c) Las entradas desde los yacimientos de Marismas, Poseidón, Viura y Aznalcázar.
- d) Las entradas desde las siguientes plantas de Biogás: Planta de biogás de Madrid, BIO La Galera/Godall, BIO Almansa y las que de acuerdo con la información facilitada por el GTS tienen previsto instalarse: BIO San Javier, BIO Almendralejo, BIO Arnedo, BIO Oliva de Plasencia, BIO Mérida, BIO Arjona, BIO Peleas de Abajo, BIO Membrilla/Valdepeñas, BIO Socuéllamos/Campo de Criptana, BIO Ciudad Real/Caracuel de Calatrava, BIO Villanueva de Azoague, BIO Villalar de los Comuneros/Bercero, BIO Briviesca y BIO Toro.
- e) Las entradas desde los almacenamientos subterráneos: Serrablo, Gaviota, Yela y Marismas

### **7.1.3. Puntos de salida de la red de transporte**

Por otra parte, se consideran como puntos de salida:

- a) Las conexiones internacionales de Badajoz, Tuy, Biriadou, Larrau y Tarifa.
- b) Las salidas hacia los yacimientos subterráneos: Serrablo, Gaviota, Yela y Marismas
- c) Cada una de las salidas de la red de transporte troncal hacia la red de transporte no troncal, hacia la red de transporte secundario o la red de distribución.
- d) Salida hacia cada una de las plantas de regasificación (contraflujo no físico)

### **7.1.4. Distancia mínima entre cada punto de entrada y cada punto de salida**

Una vez definidos el modelo de red de transporte, los puntos de entrada y salida, el cálculo de la distancia mínima entre cada punto de entrada y cada punto de salida de la red de transporte se ha realizado empleando el algoritmo de Dijkstra.

A estos efectos se ha solicitado la información necesaria para su cálculo al GTS. En particular, el GTS ha facilitado la distancia de cada una de las posiciones de la red de transporte a todas las posiciones adyacentes a la misma. Se indica que de acuerdo con la información aportada por el GTS el único gasoducto no bidireccional de la red de transporte es el existente entre las estaciones de compresión de Córdoba y Almendralejo.

#### **7.1.5. Capacidades contratadas equivalentes y volumen desagregados por punto de entrada y salida de la red de transporte**

En el Cuadro 41 y en el Cuadro 42 se muestran la capacidad contratada equivalente y el volumen, desagregado por punto de entrada y por punto de salida previstas para el año de gas 2025. En el Anexo I de la Memoria se incluye el detalle de las hipótesis consideradas en su determinación. Se indica que en la previsión se excluye la información relativa a los consumidores suministrados desde plantas satélite de distribución.



**Cuadro 41. Capacidad contratada equivalente y volumen previstos para año de gas 2025 desagregado por punto de entrada a la red de transporte**

Puntos de entrada	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Factor de carga (%)
<b>Conexión Internacional</b>	<b>111.008.930</b>	<b>422.879.778</b>	<b>71,7%</b>
CI Tarifa	-	-	
CI Almería	90.010.291	290.139.481	84,8%
CI Biriadou	3.734.866	26.264.676	38,9%
CI Larrau	10.270.880	72.227.858	38,9%
CI Badajoz	4.807.614	23.545.338	55,8%
CI Tuy	2.185.279	10.702.426	55,8%
<b>Desde planta de regasificación</b>	<b>218.682.310</b>	<b>819.366.520</b>	<b>72,9%</b>
Barcelona	24.960.225	93.521.843	72,9%
Cartagena	29.422.113	110.239.802	72,9%
Huelva	38.640.467	144.779.450	72,9%
Bilbao	62.959.597	235.899.216	72,9%
Sagunto	27.015.816	101.223.803	72,9%
Mugardos	26.603.913	99.680.470	72,9%
El Musel	9.080.180	34.021.935	72,9%
<b>Desde AA.SS.</b>	<b>8.538.693</b>	<b>37.692.061</b>	<b>61,9%</b>
Serrablo	2.372.023	10.424.836	62,2%
Gaviota	4.005.102	17.718.598	61,8%
Yela	2.161.568	9.548.627	61,9%
Marismas	-	-	
<b>Otros</b>	<b>696.088</b>	<b>3.041.649</b>	<b>62,5%</b>
Yac.Marismas	-	-	
Yac.Aznalcázar	58.300	440.044	36,2%
Yac. Poseidón	-	-	
Yac.Viura	159.332	885.722	49,2%
BIO Madrid	189.164	631.831	81,8%
BIO La Galera/Godall	30.000	170.784	48,0%
BIO San Javier	17.500	61.638	77,6%
BIO Almendralejo	18.796	66.202	77,6%
BIO Arnedo	15.143	53.336	77,6%
BIO Oliva de Plasencia	5.183	18.254	77,6%
BIO Mérida	9.251	32.583	77,6%
BIO Arjona	20.728	73.005	77,6%
BIO Peleas de Abajo	6.000	21.133	77,6%
BIO Membrilla/Valdepeñas	28.559	100.589	77,6%
BIO Socuéllamos/Campo de Criptana	28.559	100.589	77,6%
BIO Ciudad Real/Caracuel de Calatrava	28.559	100.589	77,6%
BIO Villanueva de Azoague	14.320	50.438	77,6%
BIO Villalar de los Comuneros/Bercero	18.388	64.767	77,6%
BIO Brivesca	14.239	50.151	77,6%
BIO Toro	4.068	14.329	77,6%
BIO Almansa	30.000	105.665	77,6%
<b>Total</b>	<b>338.926.021</b>	<b>1.282.980.008</b>	<b>77,8%</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 42. Capacidad contratada equivalente y volumen previstos para año de gas 2025 desagregado por punto de salida de la red de transporte**

Puntos de salida	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (KWh/día)	Factor de carga (%)
<b>Conexión Internacional</b>	<b>37.300.898</b>	<b>290.149.884</b>	<b>35,1%</b>
CI Tarifa	14.200.000	54.608.482	71,0%
CI Biriattou	6.566.056	77.110.731	23,3%
CI Larrau	10.833.992	127.232.706	23,3%
CI Badajoz	5.304.957	29.031.439	49,9%
CI Tuy	395.892	2.166.525	49,9%
<b>Planta de regasificación</b>	<b>1.246.406</b>	<b>10.747.885</b>	<b>31,7%</b>
Barcelona	142.264	1.226.755	31,7%
Cartagena	167.695	1.446.050	31,7%
Huelva	220.236	1.899.117	31,7%
Bilbao	358.846	3.094.363	31,7%
Sagunto	153.980	1.327.784	31,7%
Mugarodos	151.632	1.307.540	31,7%
El Musel	51.754	446.276	31,7%
<b>Desde AA.SS.</b>	<b>8.103.415</b>	<b>35.458.749</b>	<b>62,4%</b>
Serrablo	1.921.333	8.373.983	62,7%
Gaviota	4.160.839	18.255.723	62,3%
Yela	2.021.243	8.829.043	62,5%
Marismas	-	-	-
<b>Salida nacional</b>	<b>290.977.700</b>	<b>1.428.636.140</b>	<b>55,6%</b>
P > 60 bar	118.720.716	530.419.752	61,2%
16 bar < P ≤ 60 bar	31.851.107	120.798.465	72,0%
4 bar < P ≤ 16 bar	84.660.280	362.513.081	63,8%
P ≤ 4 bar	55.745.598	414.904.842	36,7%
<b>TOTAL</b>	<b>337.628.420</b>	<b>1.764.992.657</b>	<b>52,3%</b>

Fuente: CNMC

## 7.2. Retribución que se debe recuperar mediante peajes de transporte

Conforme al artículo 6 de la Circular 6/2020, en el cálculo de los peajes de la actividad de transporte se incluirá la retribución establecida en la correspondiente Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, asociada a los costes de inversión y los costes operativos de la

actividad de transporte de la red troncal prevista para el ejercicio, así como las revisiones, en su caso, de la retribución de ejercicios anteriores no contempladas en el cálculo de los peajes del ejercicio correspondiente, otros costes asociados a la red de transporte troncal no contemplados en los anteriores y los desvíos de ingresos de ejercicios anteriores. Adicionalmente, se tendrá en cuenta, en su caso, la prima que resulte de las subastas de capacidad en los puntos de interconexión virtuales.

Respecto de la retribución del transporte prevista para el año de gas 2025, en la determinación de los peajes se ha considerado la retribución asociada a la red de transporte troncal prevista para el ejercicio en la Resolución de retribución 2025, así como los desvíos de las primas de las subastas de capacidad de la red de transporte correspondientes a los años de gas 2022, 2023 y 2024 no imputadas en ejercicios anteriores. Esto es, 23.683.276 de los cuales 6.597,6 € corresponden al ejercicio 2022, 14.860.276 € corresponden al ejercicio 2023 y 8.816.403 € corresponden al ejercicio 2024.

Respecto de los desvíos de retribución e ingresos de ejercicios anteriores, en el Cuadro 43 se detallan los desvíos registrados en la Liquidación definitiva de 2022 y los previstos para la Liquidación definitiva de 2023, teniendo en cuenta el resultado de la liquidación provisional 14/2023 y los ajustes de la Resolución de retribución de 2025.

**Cuadro 43. Desvíos de retribución e ingresos a incorporar en el año de gas 2025**

Desvíos de retribución e ingresos (€)	Liquidación definitiva 2022 (€)	Liquidación definitiva 2023 (€)	Total
<b>Desvíos de retribución</b>	<b>79.917.237</b>	<b>- 7.140.786</b>	<b>72.776.451</b>
Retribución por inversión	- 27.349	172.813	145.464
Retribución O&M	2.085.403	2.410.747	4.496.150
Retribución por productividad y eficiencia	- 101.102	343	- 100.759
Retribución por continuidad de suministro	- 534	-	- 534
Retribución gas de operación	74.382.114	- 4.683.574	69.698.541
Desvíos de ejercicios anteriores	3.578.703	- 5.041.115	- 1.462.411
<b>Desvíos de ingresos</b>	<b>121.441.091</b>	<b>59.705</b>	<b>121.500.796</b>
Entrada a la red de transporte	32.262.289	- 2.428.488	29.833.800
Término fijo	31.190.037	174.422	31.364.459
Término variable	1.072.252	- 2.602.911	- 1.530.659
Salida de la red de transporte	89.178.802	2.488.193	91.666.995
Término fijo	88.205.461	5.842.187	94.047.648
Término variable	973.341	- 3.353.994	- 2.380.653

*Fuente: CNMC, Liquidación definitiva 2022, Liquidación 14/2023 y Resolución de retribución para el ejercicio 2025*

Al respecto se indica que, como se adelanta en el epígrafe 6.4, en la determinación de los peajes del ejercicio 2025 se ha incorporado la totalidad de los desvíos de retribución y el 50% de los desvíos de ingresos de los ejercicios 2022 y 2023.

En el Cuadro 44 se resume la retribución asociada al transporte troncal prevista para el año de gas 2025 que se ha considerado en la determinación de los peajes correspondientes.

**Cuadro 44. Retribución de la red de transporte troncal prevista para el año de gas 2025**

Retribución de la actividad de transporte troncal (€)	Año de gas 2025	% sobre el total
<b>Retribución prevista para el ejercicio</b>	<b>399.527.531</b>	<b>97,1%</b>
Retribución a la inversión	192.884.518	49,7%
Retribución O&M	101.443.706	26,2%
Retribución por productividad y eficiencia (ARPE)	84.274.448	21,7%
Gas de operación	20.924.860	5,4%
<b>Revisión retribución de ejercicios anteriores</b>	<b>72.776.451</b>	<b>18,8%</b>
<b>Diferencias de ingresos de ejercicios anteriores</b>	<b>- 60.750.398</b>	<b>-15,7%</b>
<b>Compensaciones por interrumpibilidad</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
<b>Total Retribución</b>	<b>411.553.585</b>	<b>100,0%</b>
<b>Primas de las subastas</b>	<b>- 23.683.276</b>	
<b>Total</b>	<b>387.870.308</b>	<b>100,0%</b>

*Fuente: CNMC, Resolución por la que se establece la retribución del transporte, la distribución y la regasificación para el año de gas 2025*

Conforme a lo previsto en el apartado segundo de la disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, la disposición transitoria sexta de la Circular 6/2020, de 22 de julio, y el resuelve segundo de la Resolución de Resolución de 30 de mayo de 2023, para el año de gas 2025 el 45% de la retribución reconocida a la actividad de transporte, exceptuando la parte de la retribución reconocida por el gas de operación, se asigna a los términos fijos de capacidad contratada de los peajes de entrada y el 55% a los términos fijos por capacidad contratada de los peajes salida de la red de transporte, mientras que la retribución reconocida por el gas de operación se asigna al término variable por volumen.

En el Cuadro 45 se muestra la retribución asociada a la red troncal prevista para el año de gas 2025 que debe recuperarse mediante los términos fijos y variables de los peajes de transporte.

**Cuadro 45. Retribución asociada a la red de transporte troncal prevista para el año de gas 2025 que debe recuperarse mediante los términos fijos y variables de los puntos de entrada y salida de la red de transporte**

Retribución de la actividad de transporte troncal (€)	Previsión año de gas 2025	% sobre el total	Término de capacidad [(A) + (B) + (C) + (E) + (F)]		Término variable (D) + (G) + (H)
			Entrada (45%)	Salida (55%)	
<b>Retribución del ejercicio</b>	<b>375.844.255</b>		<b>159.713.728</b>	<b>195.205.667</b>	<b>20.924.860</b>
Retribución a la inversión (1)	169.201.242 (A)	43,6%	76.140.559	93.060.683	
Retribución O&M	101.443.706 (B)	26,2%	45.649.668	55.794.038	
Retribución ARPE	84.274.448 (C)	21,7%	37.923.501	46.350.946	
Gas de operación	20.924.860 (D)	5,4%			20.924.860
<b>Desvíos de ejercicios anteriores</b>	<b>12.026.053</b>		<b>- 26.832.665</b>	<b>- 32.795.479</b>	<b>71.654.197</b>
Desvíos de ingresos de peajes basados en capacidad	- 62.706.054 (E)	-16,2%	- 28.217.724	- 34.488.330	
Desvíos de Retribución	3.077.910 (F)	0,8%	1.385.060	1.692.851	
Desvíos de retribución de gas de operación	69.698.541 (G)	18,0%			69.698.541
Desvíos de Ingresos de Término variable	1.955.656 (H)	0,5%			1.955.656
<b>Total</b>	<b>387.870.308</b>	<b>100,0%</b>	<b>132.881.063</b>	<b>162.410.189</b>	<b>92.579.056</b>

(1) Incluye las primas de las subastas de capacidad

Fuente: CNMC

### 7.3. Determinación de los términos de capacidad de las tarifas de transporte basadas en capacidad

#### 7.3.1. Términos de capacidad del peaje de entrada a la red troncal

En el Cuadro 46 se muestran los términos de capacidad del peaje de entrada a la red troncal por punto de entrada físico calculados conforme a la metodología establecida en el artículo 10 y el apartado 4 del Anexo I de la Circular 6/2020.

**Cuadro 46. Términos de capacidad de los peajes de entrada a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por punto físico<sup>23</sup>.**

Punto de Entrada	Capacidad contratada equivalente (CAP <sub>En</sub> )	Distancia ponderada (AD <sub>En</sub> )	Ponderación del coste (W <sub>c,En</sub> )	Retribución a recuperar (R <sub>En</sub> )	Término de capacidad de entrada (TE <sub>n</sub> )
	Qd (MWh/día)	km	%	€	€/ (MWh/día) y año
CI Tarifa	-	898	0,0000%	-	126,84
CI Almería	290.139	841	25,9524%	34.485.860	118,86
CI Biriattou	26.265	636	1,775%	2.358.963	89,82
CI Larrau	72.228	602	4,627%	6.148.979	85,13
CI Badajoz	23.545	982	2,458%	3.266.194	138,72
CI Tuy	10.702	1.101	1,253%	1.665.546	155,62
PR Barcelona	93.522	673	6,690%	8.889.625	95,05
PR Cartagena	110.240	739	8,662%	11.510.087	104,41
PR Huelva	144.779	855	13,165%	17.493.385	120,83
PR Bilbao	235.899	563	14,134%	18.780.924	79,61
PR Sagunto	101.224	579	6,236%	8.286.721	81,87
PR Mugaridos	99.680	956	10,131%	13.462.773	135,06
PR El Musel	34.022	693	2,506%	3.330.008	97,88
YAC/AS Marismas	-	815	0,000%	-	115,22
YAC Aznalcázar	440	795	0,037%	49.431	112,33
YAC Poseidón	-	842	0,000%	-	118,94
YAC Viura	886	454	0,043%	56.871	64,21
BIO Madrid	632	486	0,033%	43.399	68,69
BIO La Galera/Godall	171	554	0,010%	13.362	78,24
BIO San Javier	62	726	0,005%	6.326	102,64
BIO Almedralejo	66	905	0,006%	8.466	127,88
BIO Amedo	53	451	0,003%	3.401	63,77
BIO Oliva de Plasencia	18	755	0,001%	1.948	106,72
BIO Mérida	33	882	0,003%	4.063	124,70
BIO Arjona	73	633	0,005%	6.527	89,40
BIO Peleas de Abajo	21	602	0,001%	1.797	85,03
BIO Membrilla/Valdepeñas	101	553	0,006%	7.865	78,19
BIO Socuéllamos/Campo de Criptana	101	527	0,006%	7.493	74,49
BIO Ciudad Real/Caracuel de Calatrava	101	589	0,006%	8.373	83,24
BIO Villanueva de Azoague	50	825	0,004%	5.879	116,56
BIO Villalar de los Comuneros/Bercero	65	537	0,004%	4.911	75,83
BIO Briviesca	50	455	0,002%	3.222	64,24
BIO Toro	14	561	0,001%	1.135	79,23
BIO Almansa	106	586	0,007%	8.743	82,75
AASS Serrablo	10.425	618	0,685%	910.801	87,37
AASS Gaviota	17.719	549	1,035%	1.375.548	77,63
AASS Yela	9.549	498	0,506%	672.437	70,42
<b>TOTAL</b>	<b>1.282.980</b>	<b>733</b>	<b>100%</b>	<b>132.881.063</b>	<b>103,57</b>

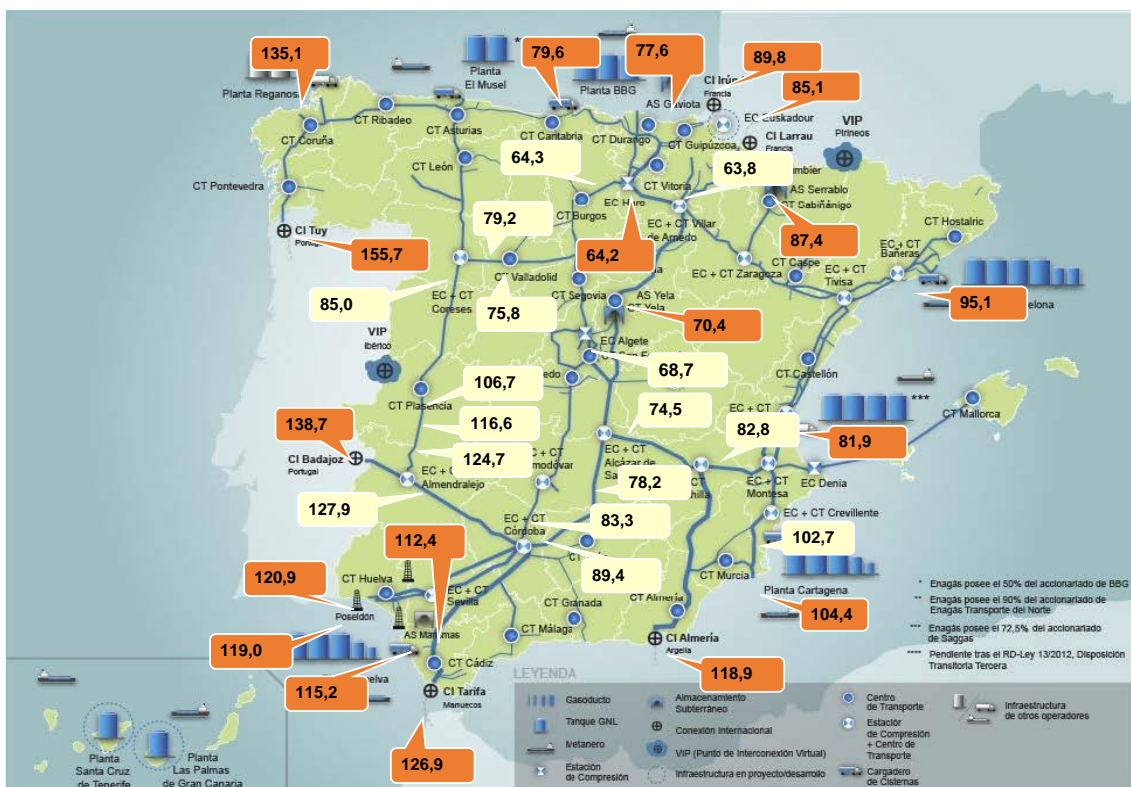
Fuente: CNMC

<sup>23</sup> CI: Conexión internacional, PR: Planta de Regasificación, Yac.: Yacimiento, BIO: Planta de Biogás y AASS: Almacenamiento subterráneo

Se indica que el término de capacidad de las entradas por la interconexión de Tarifa, por los yacimientos de Marismas y Poseidón, y almacenamiento de Marismas resultan indeterminados al ser la previsión de capacidad contratada equivalente de inyección para el año de gas 2025 nula, por lo que en aplicación de lo establecido en el artículo 11.2 el término de capacidad se corresponde con el que habría resultado de aplicar la metodología considerando que la capacidad contratada para dicho punto fuera igual a 1 MWh/día.

Se observa que, con carácter general, los términos de capacidad del peaje de entrada a la red troncal por el oeste y por el sur son superiores a los aplicables a las entradas por el este o el norte de España y que los puntos de entrada localizados en el interior de la península, presentan los términos de capacidad más bajos (véase Gráfico 1).

**Gráfico 1. Términos de capacidad de los peajes de entrada a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad**



Fuente: CNMC



### **7.3.1.1. Ajustes en los términos de capacidad del peaje de entrada a la red troncal resultantes de la CWD**

Una vez se dispone de los términos de capacidad por punto de entrada físico, es necesario determinar el precio de los puntos de interconexión virtual, conforme al artículo 11 de la Circular 6/2020.

Adicionalmente, teniendo en cuenta que los AA.SS. y la regasificación se gestionan de forma conjunta por el GTS sin que los comercializadores tengan capacidad de decisión sobre la utilización de una instalación concreta, el artículo 12 de la Circular 6/2020 establece el mismo término de capacidad a las entradas de transporte desde las plantas de regasificación y desde los AA.SS.

En el Cuadro 47 se muestran los términos de capacidad de los peajes de entrada a la red de transporte resultantes de considerar los puntos de entrada desde las interconexiones virtuales, las plantas de GNL y los AA.SS.

**Cuadro 47. Términos de capacidad de los peajes de entrada a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad para cada agrupación de puntos de entrada a la red de transporte**

Punto de Entrada	Capacidad contratada equivalente Qd (MWh/día)	Término de capacidad de entrada €/ (MWh/día) y año	Tasa de variación respecto del peaje medio (%)	Ingresos resultantes (miles €)
CI Tarifa	-	126,84	22,5%	-
CI Almería	290.139	118,86	14,8%	34.485.860
VIP Pirineos	98.493	86,38	-16,6%	8.507.942
VIP Ibérico	34.248	144,00	39,0%	4.931.739
Plantas GNL	819.367	99,78	-3,7%	81.753.524
AA.SS	37.692	78,50	-24,2%	2.958.786
YAC Marismas	-	115,22	11,2%	-
YAC Aznalcázar	440	112,33	8,5%	49.431
YAC Poseidón	-	118,94	14,8%	-
YAC Viura	886	64,21	-38,0%	56.871
BIO Madrid	632	68,69	-33,7%	43.399
BIO La Galera/Godall	171	78,24	-24,5%	13.362
BIO San Javier	62	102,64	-0,9%	6.326
BIO Almendralejo	66	127,88	23,5%	8.466
BIO Amedo	53	63,77	-38,4%	3.401
BIO Oliva de Plasencia	18	106,72	3,0%	1.948
BIO Mérida	33	124,70	20,4%	4.063
BIO Arjona	73	89,40	-13,7%	6.527
BIO Peleas de Abajo	21	85,03	-17,9%	1.797
BIO Membrilla/Valdepeñas	101	78,19	-24,5%	7.865
BIO Socuéllamos/Campo de Criptana	101	74,49	-28,1%	7.493
BIO Ciudad Real/Caracuel de Calatrava	101	83,24	-19,6%	8.373
BIO Villanueva de Azoague	50	116,56	12,5%	5.879
BIO Villalar de los Comuneros/Bercero	65	75,83	-26,8%	4.911
BIO Briviesca	50	64,24	-38,0%	3.222
BIO Toro	14	79,23	-23,5%	1.135
BIO Almansa	106	82,75	-20,1%	8.743
<b>TOTAL</b>	<b>1.282.980</b>	<b>103,57</b>	<b>0,0%</b>	<b>132.881.063</b>

Fuente: CNMC

Conforme a los puntos 12.3 y 12.4 de la Circular, se aplica un descuento del 100% a los peajes de transporte basados en capacidad a las entradas y salidas desde o hacia los AA.SS. y un descuento del 13,9% al peaje de entrada a la red de transporte desde plantas de GNL. En consecuencia, se hace necesario ajustar los términos de capacidad de los peajes aplicables al resto de puntos de entrada, con objeto de asegurar la suficiencia (véase Cuadro 48).

**Cuadro 48. Términos de capacidad de los peajes de entrada a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por punto de entrada a la red de transporte tras los ajustes previstos en los artículos 6 y 9 del Reglamento 2017/460**

Punto de Entrada	Capacidad contratada equivalente Qd (MWh/día)	Términos tras ajustes sin reescalar		Términos reescalados	
		Término de capacidad de entrada €/ (MWh/día) y año	Ingresos resultantes (miles €)	Término de capacidad de entrada €/ (MWh/día) y año	Ingresos resultantes (miles €)
CI Tarifa	-	126,84	-	142,17	-
CI Almería	290.139	118,86	34.485.860	133,22	38.651.943
VIP Pirineos	98.493	86,38	8.507.942	96,82	9.535.748
VIP Ibérico	34.248	144,00	4.931.739	161,40	5.527.521
Plantas GNL	819.367	85,91	70.389.784	96,29	78.893.258
YAC Marismas	-	115,22	-	129,14	-
YAC Aznalcázar	440	112,33	49.431	125,90	55.402
YAC Poseidón	-	118,94	-	133,31	-
YAC Viura	886	64,21	56.871	71,96	63.741
BIO Madrid	632	68,69	43.399	76,98	48.641
BIO La Galera/Godall	171	78,24	13.362	87,69	14.976
BIO San Javier	62	102,64	6.326	115,04	7.091
BIO Almendralejo	66	127,88	8.466	143,33	9.489
BIO Arnedo	53	63,77	3.401	71,47	3.812
BIO Oliva de Plasencia	18	106,72	1.948	119,61	2.183
BIO Mérida	33	124,70	4.063	139,77	4.554
BIO Arjona	73	89,40	6.527	100,20	7.315
BIO Peleas de Abajo	21	85,03	1.797	95,30	2.014
BIO Membrilla/Valdepeñas	101	78,19	7.865	87,64	8.815
BIO Socuéllamos/Campo de Criptana	101	74,49	7.493	83,49	8.398
BIO Ciudad Real/Caracuel de Calatrava	101	83,24	8.373	93,29	9.384
BIO Villanueva de Azoague	50	116,56	5.879	130,64	6.589
BIO Villalar de los Comuneros/Bercero	65	75,83	4.911	84,99	5.504
BIO Briviesca	50	64,24	3.222	72,01	3.611
BIO Toro	14	79,23	1.135	88,80	1.272
BIO Almansa	106	82,75	8.743	92,74	9.799
<b>Total ingresos (A)</b>	<b>1.245.288</b>	<b>95,21</b>	<b>118.558.538</b>	<b>106,71</b>	<b>132.881.063</b>
<b>Total retribución (B)</b>			<b>132.881.063</b>		
<b>Factor de ajuste (B)/(A)</b>			<b>1,1208055</b>		

Fuente: CNMC

### 7.3.2. Términos de capacidad del peaje de salida de la red troncal

En el Cuadro 49 se muestran los términos de capacidad del peaje de salida a la red troncal por punto de salida físico calculados conforme a la metodología establecida en el artículo 10 y apartado 5 del Anexo I de la Circular 6/2020. Se indica que, a efectos de la presentación del resultado, se muestran los puntos de

salida nacionales agrupados. No obstante, en el libro Excel que acompaña a la Memoria de la Resolución se dispone del resultado por punto de salida físico.

**Cuadro 49. Términos de capacidad de los peajes de salida a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por punto físico.**

Punto de Salida	Capacidad contratada equivalente en cada punto de salida (CAP <sub>Ex</sub> )	Distancia ponderada (AD <sub>Ex</sub> )	Ponderación del coste (W <sub>C,Ex</sub> )	Retribución a recuperar (R <sub>Ex</sub> )	Término de capacidad de salida (TE <sub>Ex</sub> )
	Qd (MWh/día)	km	%	€	€/ (MWh/día) y año
CI Tarifa	54.608	1.019	4,29%	6.975.079	127,73
CI Biriattou	77.111	762	4,54%	7.366.648	95,53
CI Larrau	127.233	753	7,40%	12.021.603	94,49
CI Badajoz	29.031	879	1,97%	3.199.711	110,22
CI Tuy	2.167	1.176	0,20%	319.601	147,52
PR Barcelona	1.227	803	0,08%	123.610	100,76
PR Cartagena	1.446	743	0,08%	134.688	93,14
PR Huelva	1.899	1.043	0,15%	248.368	130,78
PR Bilbao	3.094	812	0,19%	315.113	101,83
PR Sagunto	1.328	667	0,07%	110.996	83,60
PR Mugardos	1.308	1.101	0,11%	180.488	138,04
PR El Musel	446	797	0,03%	44.626	100,00
AS Serrablo	8.374	747	0,48%	784.519	93,69
AS Gaviota	18.256	677	0,95%	1.549.103	84,86
AS Marismas	0	893	0,00%		
AS Yela	8.829	612	0,42%	677.988	76,79
Salida nacional	1.428.636		79,03%	128.358.047	89,85
<b>TOTAL</b>	<b>1.764.993</b>	<b>154</b>	<b>100%</b>	<b>162.410.189</b>	<b>92,02</b>

Fuente: CNMC

### 7.3.2.1. Ajustes en los términos de capacidad del peaje de salida a la red troncal resultantes de la CWD

Una vez se dispone de los términos de capacidad de los peajes de salida de cada uno de los puntos físicos considerados en el modelo de red, se procede al cálculo de los términos de capacidad de los puntos de interconexión virtual de Francia y Portugal, conforme al artículo 11 de la Circular 6/2020.

Adicionalmente, en coherencia con los términos de capacidad de los peajes de entrada, y en aplicación de lo establecido en el artículo 12 de la Circular 6/2020 se ha procedido a la nivelación de precios de las salidas hacia los AA.SS., las plantas de GNL y las salidas de transporte hacia las redes locales.

En el Cuadro 50 se muestran los términos de los peajes de salida de la red troncal que resultan para cada una de las agrupaciones de puntos considerada.

**Cuadro 50. Términos de capacidad de los peajes de salida a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por agrupación de puntos**

Punto de Salida	Capacidad contratada equivalente Qd (MWh/día)	Término de capacidad de salida €/ (MWh/día) y año	Tasa de variación respecto del peaje medio (%)	Ingresos resultantes (miles €)
Nacional	1.428.636	89,85	-2,36%	128.358.047
CI Tarifa	54.608	127,73	38,81%	6.975.079
VIP Pirineos	204.343	94,88	3,11%	19.388.251
VIP Ibérico	31.198	112,81	22,59%	3.519.312
AA.SS	35.459	84,93	-7,70%	3.011.610
Plantas GNL	10.748	107,73	17,08%	1.157.890
<b>TOTAL</b>	<b>1.764.993</b>	<b>92,02</b>	<b>0,00%</b>	<b>162.410.189</b>

Fuente: CNMC

Análogamente al peaje de entrada a la red de transporte, conforme al artículo 12.3 de la Circular 6/2020, se ha aplicado un descuento del 100% a las salidas hacia los AA.SS., por lo que se hace necesario ajustar los precios del resto de peajes de salida (véase Cuadro 51).

Se observa que el término de capacidad de salida hacia los consumidores nacionales es inferior al coste medio, mientras que los precios de salida del resto de puntos de interconexión están por encima del coste medio.

**Cuadro 51. Términos de capacidad de los peajes de salida de la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por punto de salida de la red de transporte una vez aplicados los ajustes previstos en el artículo 12 de la Circular 6/2020**

Punto de Salida	Capacidad contratada equivalente Qd (MWh/día)	Términos tras ajustes sin reescalar		Términos reescalados	
		Término de capacidad de salida €/MWh/día y año	Ingresos resultantes (miles €)	Término de capacidad de salida €/MWh/día y año	Ingresos resultantes (miles €)
Nacional	1.428.636	89,85	128.358.047	91,54	130.783.190
CI Tarifa	54.608	127,73	6.975.079	130,14	7.106.864
VIP Pirineos	204.343	94,88	19.388.251	96,67	19.754.564
VIP Ibérico	31.198	112,81	3.519.312	114,94	3.585.804
Plantas GNL	10.748	107,73	1.157.890	109,77	1.179.766
<b>Total ingresos (A)</b>	<b>1.729.534</b>	<b>92,16</b>	<b>159.398.579</b>	<b>93,90</b>	<b>162.410.189</b>
<b>Total retribución (B)</b>			<b>162.410.189</b>		
<b>Factor de ajuste (B)/(A)</b>			<b>1,0189</b>		

Fuente: CNMC

Los consumidores cuyo consumo anual no supera los 5 GWh no tienen la obligación de disponer de equipos con capacidad de medir el caudal máximo demandado en un periodo determinado, por lo que se sustituye el término fijo por caudal por un término fijo por cliente resultado del cociente de la retribución que se debe recuperar de cada grupo tarifario entre el número de consumidores que conforma dicho grupo tarifario (véase Cuadro 52).

**Cuadro 52. Obtención del término fijo por cliente del peaje de salida de la red de transporte troncal. Año de gas 2025**

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de clientes (A)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día) (B)	Término de capacidad de salida de la red troncal (€/MWh/día/año) (C)	Retribución de la red de transporte a recuperar por el grupo tarifario (€) (D) = (B) * (C)	Término de capacidad de salida de la red troncal (€/cliente y año) (D)/(A)
RL.1	C ≤ 5.000	5.204.864	67.187	91,54	6.150.612	1,18
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.326.816	137.015	91,54	12.542.893	5,39
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	222.457	35.338	91,54	3.234.940	14,54
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	51.935	37.998	91,54	3.478.537	66,98
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.352	80.411	91,54	7.361.178	344,75
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.003	45.879	91,54	4.199.913	1.398,44

Fuente: CNMC

## 7.4. Determinación de los peajes de transporte basados en volumen

En el Cuadro 53 se muestra el término variable del peaje de transporte, que, conforme al artículo 13 y al apartado 6 del Anexo I de la Circular, será único y se aplicará a todas las entradas y salidas de la red de transporte.

**Cuadro 53. Término variable de transporte.**

	Retribución a recuperar a través del término variable (€)
Retribución del gas de operación (A)	92.579.056

	Volumen (MWh)
Variable inductora del coste (B)	676.554.440
Volumen inyectado en la red troncal	338.926.021
Volumen extraído de la red troncal	337.628.420

	Término variable (€/MWh)
Término variable del peaje (A)/(B)	0,136839

Fuente: CNMC

## 7.5. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año

En los cuadros siguientes se muestran los multiplicadores para los contratos de duración inferior a un año que resultan de aplicar el artículo 14 de la Circular 6/2020.



**Cuadro 54. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año aplicables a las entradas de la red de transporte**

Producto	Año de Gas				Promedio
	2020	2021	2022	2023	
Trimestral	1,19	1,14	1,11	1,08	1,10
Mensual	1,33	1,26	1,21	1,19	1,20
Diario	1,57	1,50	1,56	1,59	1,60
Intradiario	-	-	-	-	5,60
Coefficiente contratos intradiarios	3,80	3,39	3,35	3,35	3,50

Fuente: CNMC

**Cuadro 55. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año aplicables a las salidas de la red de transporte excepto salidas a redes locales**

Producto	Año de Gas				Promedio
	2020	2021	2022	2023	
Trimestral	1,19	1,16	1,15	1,17	1,20
Mensual	1,32	1,31	1,26	1,24	1,30
Diario	1,55	1,55	1,64	1,60	1,60
Intradiario	-	-	-	-	3,40
Coefficiente contratos intradiarios	2,63	2,49	2,39	1,07	2,10

Fuente: CNMC

**Cuadro 56. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año en los puntos de salidas de la red de transporte hacia redes locales**

**1.- Demanda Nacional**

Mes	2020	2021	2022	2023	Promedio	
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	%
Enero	38.524	37.495	40.798	28.701	36.379	10,4%
Febrero	30.841	27.177	33.660	32.519	31.049	8,9%
Marzo	28.436	30.806	32.913	27.562	29.929	8,6%
Abril	22.609	29.791	26.061	22.816	25.319	7,2%
Mayo	21.564	25.845	24.864	23.587	23.965	6,8%
Junio	24.991	26.206	28.350	25.250	26.199	7,5%
Julio	30.335	26.642	30.430	25.285	28.173	8,1%
Agosto	27.698	26.098	27.640	24.160	26.399	7,5%
Septiembre	28.144	29.059	27.413	25.487	27.525	7,9%
Octubre	32.503	27.634	28.593	27.253	28.996	8,3%
Noviembre	34.685	31.375	38.752	27.075	32.972	9,4%
Diciembre	33.376	34.355	37.361	27.144	33.059	9,4%
<b>TOTAL</b>	<b>353.706</b>	<b>352.481</b>	<b>376.836</b>	<b>316.838</b>	<b>349.965</b>	<b>100,0%</b>

**2.- Factores Estacionales mensuales**

Mes	Peso del mes en el año	Factores estaciones iniciales	Factores estacionales finales	Multiplicadores finales	Multiplicadores finales redondeados
	$Q_{m,a}$	$F_{M,m} = (F_{m,a} \times 12)^{1,6}$	$F_{M,m} \times CA$		
Enero	10,4%	1,338	1,33	1,7339	1,73
Febrero	8,9%	1,086	1,08	1,4075	1,41
Marzo	8,6%	1,035	1,03	1,3411	1,34
Abril	7,2%	0,830	0,83	1,0761	1,08
Mayo	6,8%	0,772	0,77	1,0010	1,00
Junio	7,5%	0,868	0,87	1,1256	1,13
Julio	8,1%	0,956	0,95	1,2385	1,24
Agosto	7,5%	0,877	0,87	1,1369	1,14
Septiembre	7,9%	0,927	0,92	1,2012	1,20
Octubre	8,3%	0,992	0,99	1,2863	1,29
Noviembre	9,4%	1,175	1,17	1,5234	1,52
Diciembre	9,4%	1,179	1,18	1,5287	1,53
<b>Promedio factores estacionales (P)</b>		<b>1,003</b>	<b>1,00</b>	<b>1,3000</b>	<b>1,30</b>
<b>Coefficiente de ajuste</b>		<b>0,997</b>			
<b>Potencia considerada</b>		<b>1,316</b>			

**3.- Factores Estacionales Trimestrales**

Mes		Factores estacionales trimestrales iniciales	Factores estacionales trimestrales finales	Multiplicadores finales	Multiplicadores finales redondeados
		$C_{T0,t}$	$C_{M,m} \times CA$		
Q1		1,032	1,126	1,3509	1,35
Q2		0,770	0,840	1,0083	1,01
Q3		0,875	0,954	1,1452	1,15
Q4		0,989	1,080	1,2957	1,30
<b>Promedio factores estacionales (P)</b>		<b>0,916</b>	<b>1,000</b>	<b>1,2000</b>	<b>1,20</b>
<b>Coefficiente de ajuste (CA = <math>M_M / P</math>)</b>		<b>1,091</b>			

**4.- Factores Estacionales Diarios**

Mes	Factores estacionales diarios iniciales	Factores estacionales trimestrales finales	Multiplicadores finales	Multiplicadores finales redondeados
	$F_{M,m} = (F_{m,a} \times 12)^2$	$F_{M,m} \times CA$		
Enero	1,334	1,334	2,134	2,13
Febrero	1,083	1,083	1,733	1,73
Marzo	1,032	1,032	1,651	1,65
Abril	0,828	0,828	1,325	1,32
Mayo	0,770	0,770	1,232	1,23
Junio	0,866	0,866	1,386	1,39
Julio	0,953	0,953	1,525	1,52
Agosto	0,875	0,875	1,400	1,40
Septiembre	0,924	0,924	1,478	1,48
Octubre	0,989	0,989	1,582	1,58
Noviembre	1,172	1,172	1,875	1,88
Diciembre	1,176	1,176	1,882	1,88
<b>Promedio factores estacionales (P)</b>	<b>1,000</b>	<b>1,000</b>	<b>1,600</b>	<b>1,60</b>
<b>Coefficiente de ajuste</b>	<b>1,000</b>			

**5.- Factores Estacionales Intradarios**

Mes	Factores estacionales diarios iniciales	Factores estacionales trimestrales finales	Multiplicadores finales	Multiplicadores finales redondeados
	$F_{M,m} = (F_{m,a} \times 12)^2$	$F_{M,m} \times CA$		
Enero	1,334	1,334	4,5400	4,54
Febrero	1,083	1,083	3,6800	3,68
Marzo	1,032	1,032	3,5100	3,51
Abril	0,828	0,828	2,8200	2,82
Mayo	0,770	0,770	2,6200	2,62
Junio	0,866	0,866	2,9400	2,94
Julio	0,953	0,953	3,2400	3,24
Agosto	0,875	0,875	2,9800	2,98
Septiembre	0,924	0,924	3,1400	3,14
Octubre	0,989	0,989	3,3600	3,36
Noviembre	1,172	1,172	3,9800	3,98
Diciembre	1,176	1,176	4,0000	4,00
<b>Promedio factores estacionales (P)</b>	<b>1,000</b>	<b>1,000</b>	<b>3,4008</b>	<b>3,40</b>
<b>Coefficiente de ajuste</b>	<b>1,000</b>			

Fuente: CNMC

Cabe señalar que, como consecuencia de la actualización del periodo temporal considerado en el cálculo, los multiplicadores que resultan de la metodología de la Circular 6/2020 se incrementan respecto de los incluidos en la Resolución de peajes de 2024 en los productos diarios e intradarios en la entrada el 6,7% y el 3,7% respectivamente y en el producto diario en la salida el 6,7% mientras que en el producto intradiario de salida se reduce un 10,5%, El resto de productos mantiene los multiplicadores de la Resolución de peajes de 2024.

**Cuadro 57. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año aplicables a las entradas y salidas no nacionales de la red de transporte. Resolución de peajes de 2025 vs Resolución de peajes 2024**

Mes	Resolución año de gas 2024				Resolución año de gas 2025				Tasa de variación (%)			
	Trimestral	Mensual	Diario	Intradiario	Trimestral	Mensual	Diario	Intradiario	Trimestral	Mensual	Diario	Intradiario
Entradas	1,10	1,20	1,50	5,40	1,10	1,20	1,60	5,60	0,0%	0,0%	6,7%	3,7%
Salida	1,20	1,30	1,50	3,80	1,20	1,30	1,60	3,40	0,0%	0,0%	6,7%	-10,5%

Fuente: CNMC y Resolución de 30 de mayo de 2023

En el caso de los multiplicadores aplicables a los consumidores nacionales, se mantienen para los productos trimestrales y mensuales. Sin embargo, se incrementan los multiplicadores diarios aplicables todos los meses como consecuencia del incremento del multiplicador diario en el año de gas 2025 hasta 1,6 y se reducen los multiplicadores intradiarios aplicables todos los meses como consecuencia de la reducción del multiplicador intradiario hasta 3,4 en el año de gas 2025 (véase Cuadro 58)

**Cuadro 58. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año aplicables a las salidas de la red de transporte hacia salidas a redes locales. Resolución de peajes de 2025 vs Resolución de peajes 2024**

Mes	Resolución año de gas 2024				Resolución año de gas 2025				Tasa de variación (%)			
	Trimestral	Mensual	Diario	Intradiario	Trimestral	Mensual	Diario	Intradiario	Trimestral	Mensual	Diario	Intradiario
Enero	1,34	1,84	2,12	5,37	1,35	1,73	2,13	4,54	0,7%	-6,0%	0,5%	-15,5%
Febrero		1,32	1,52	3,85		1,41	1,73	3,68		6,8%	13,8%	-4,4%
Marzo		1,30	1,50	3,80		1,34	1,65	3,51		3,1%	10,0%	-7,6%
Abril	1,02	1,09	1,25	3,18	1,01	1,08	1,32	2,82	-1,0%	-0,9%	5,6%	-11,3%
Mayo		1,00	1,15	2,91		1,00	1,23	2,62		0,0%	7,0%	-10,0%
Junio	1,20	1,11	1,28	3,24	1,15	1,13	1,39	2,94	-4,2%	1,8%	8,6%	-9,3%
Julio		1,28	1,48	3,74		1,24	1,52	3,24		-3,1%	2,7%	-13,4%
Agosto		1,17	1,35	3,41		1,14	1,40	2,98		-2,6%	3,7%	-12,6%
Septiembre	1,24	1,19	1,37	3,47	1,30	1,20	1,48	3,14	4,8%	0,8%	8,0%	-9,5%
Octubre		1,20	1,39	3,52		1,29	1,58	3,36		7,5%	13,7%	-4,5%
Noviembre		1,55	1,79	4,52		1,52	1,88	3,98		-1,9%	5,0%	-11,9%
Diciembre		1,57	1,81	4,58		1,53	1,88	4,00		-2,5%	3,9%	-12,7%
<b>Total</b>	<b>1,20</b>	<b>1,30</b>	<b>1,50</b>	<b>3,80</b>	<b>1,20</b>	<b>1,30</b>	<b>1,60</b>	<b>3,40</b>	<b>0,2%</b>	<b>-0,1%</b>	<b>6,6%</b>	<b>-10,5%</b>

Fuente: CNMC y Resolución de 30 de mayo de 2023

## 7.6. Interrumpibilidad

El artículo 15 de la Circular 6/2020, establece que en las conexiones internacionales con Francia y Portugal, si en el periodo tarifario anterior al año de determinación de los peajes de transporte las interrupciones de capacidad se han producido por congestión física, según se define en el artículo 2.1.23 del Reglamento (CE) nº 715/2009, se aplicarán peajes interrumpibles, mientras que si en el periodo tarifario anterior al año de determinación de los peajes de transporte no se hubieran producido interrupciones de capacidad, o las producidas no hubieran sido motivadas por congestión física no se aplicarán peajes interrumpibles.

De acuerdo con la información remitida por el GTS, en las entradas desde Francia entre el 29 de enero de 2023 y el 1 de septiembre de 2023 se produjo congestión física de gas en cuatro días. También en las salidas hacia Francia se produjo congestión física en treinta y siete días (entre el 9 de octubre de 2022 y el 26 de junio de 2023)<sup>24</sup>. Por lo tanto, es necesario ofrecer para el año de gas 2025 peajes interrumpibles *ex ante* tanto en la entrada desde Francia como en la salida hacia Francia.

### 7.6.1. Peaje interrumpible de entrada a la red de transporte por Francia

En el Cuadro 59 se muestran las capacidades contratadas interrumpibles e interrumpidas en la entrada a la red de transporte desde Francia. Se observa que mientras en el año de gas 2023 se produjeron interrupciones 4 días, en los años de gas restantes se produjeron interrupciones en 2022 (5 días), 2021 (11 días) y 2019 (1 día).

---

<sup>24</sup> Entre el día 10 de febrero de 2023 y el 5 de mayo de 2023 se produjo un incidente en los transformadores eléctricos que alimentan los motocompresores de la estación de compresión de Euskadour, que redujo la capacidad de exportación por el VIP Pirineos desde los 265 GWh/día hasta los 195 GWh/día. Véanse notas de operación 3/23 ([https://www.enagas.es/content/dam/enagas/es/ficheros/gestion-tecnica-sistema/energy-data/publicaciones/operacion-mantenimiento/nota-de-operacion/Nota%20de%20Operacio%CC%81n%20n%C2%BA3\\_2023%20-%2009%20de%20febrero%202023.pdf](https://www.enagas.es/content/dam/enagas/es/ficheros/gestion-tecnica-sistema/energy-data/publicaciones/operacion-mantenimiento/nota-de-operacion/Nota%20de%20Operacio%CC%81n%20n%C2%BA3_2023%20-%2009%20de%20febrero%202023.pdf)) y [https://www.enagas.es/content/dam/enagas/es/ficheros/gestion-tecnica-sistema/energy-data/publicaciones/operacion-mantenimiento/nota-de-operacion/Nota%20de%20Operaci%C3%B3n%20N%C2%BA3%202023%2009%20de%20febrero%202023%20\(Final\\_5mayo2023\).pdf](https://www.enagas.es/content/dam/enagas/es/ficheros/gestion-tecnica-sistema/energy-data/publicaciones/operacion-mantenimiento/nota-de-operacion/Nota%20de%20Operaci%C3%B3n%20N%C2%BA3%202023%2009%20de%20febrero%202023%20(Final_5mayo2023).pdf))

**Cuadro 59. Capacidad contratada interrumpible e interrumpida en la entrada a la red de transporte desde Francia**

Año de gas	Interrumpible diario contratado		Interrumpible intradiario contratado		Total interrumpible		Interrumpido	
	kWh/d	Número de días	kWh/d	Número de días	kWh/d	Número de días	kWh/d	Número de días
2019	94.983.795	13	106.502.404	16	201.486.199	25	568.189	1
2020	113.406.428	7	55.382.754	14	168.789.182	14	-	-
2021	925.507.288	26	1.907.818.373	52	2.833.325.661	53	892.770.000	11
2022	2.066.966.177	64	891.141.381	90	2.958.107.558	106	64.383.776	5
2023	1.385.703.849	35	455.010.105	50	1.840.713.954	56	841.014	4
<b>Últimos 12 meses a 31/12/2023</b>	<b>150.767.136</b>	<b>12</b>	<b>214.712.109</b>	<b>25</b>	<b>365.479.245</b>	<b>27</b>	<b>841.014</b>	<b>4</b>

Fuente: Enagás Transporte y GTS

La probabilidad de interrupción se ha calculado considerando la información de los cinco últimos años de gas cerrados (esto es, del año de gas 2019 al año de gas 2023), lo que implica considerar una duración media de las interrupciones de 10,14 horas continuadas. Se indica que el GTS sólo ofrece capacidad interrumpible en los productos diarios e intradiarios, una vez que se ha contratado toda la capacidad firme (véase Cuadro 60).

**Cuadro 60. Parámetros considerados en el cálculo de la probabilidad de interrupción de entrada desde Francia**

Parámetro	Días que se interrumpe	Días que se oferta interrumpibilidad
<b>Número de días</b>		
Diaria	4,00	29,00
Intradiaria	4,00	44,40
<b>Duración media de la interrupciones (horas)</b>	<b>10,14</b>	
<b>Capacidad a interrumpir (kWh/día)</b>		
Diaria	8.776.966	
Intradiaria	10.186.255	
<b>Capacidad contratada Interrumpible (kWh/día)</b>		
Diaria	21.393.135	26.198.337
Intradiaria	24.828.161	13.260.580

Fuente: Enagás Transporte y GTS

La probabilidad de interrupción para los contratos de corto plazo (diarios e intradiarios) que resulta de aplicar la fórmula establecida en el artículo 15.b de la

Circular 6/2020 considerando los parámetros anteriores se estima en 0,77% para el producto diario y en 2,61% para el producto intradiario.

El Factor de ajuste “A” refleja el valor económico de la interrupción de forma que permite modular el descuento ofrecido en función de las probabilidades obtenidas. Ni en el Reglamento (UE) 2017/460 y ni en la Circular 6/2020 se establece la metodología para su cálculo. Se considera que el descuento interrumpible tiene que ser suficientemente elevado para representar las posibles consecuencias de las interrupciones sobre el agente medio, pero sin comprometer la suficiencia de los peajes. Teniendo en cuenta los valores de las interrumpibilidades ofertados en los países del entorno europeo con descuento ex ante para las conexiones internacionales en la Resolución de peajes de 2024 se fijó un valor de  $A=2,0$ , de forma que el descuento en el peaje interrumpible de entrada desde Francia se situará en el año de gas 2025 en el 1,5% para los productos diarios y en el 5,2% para los productos intradiarios.

Por tanto, los valores de los peajes resultarían los siguientes:

- Peaje de entrada a la red de transporte aplicable al VIP Pirineos en el caso de formalización contratos diarios de carácter interrumpible que incluye el término de capacidad basado en caudal, el multiplicador aplicable a dichos contratos, y el descuento aplicable a estos contratos: 0,152509 €/kWh/día y año
- Peaje de entrada a la red de transporte aplicable al VIP Pirineos en el caso de formalización contratos intradiarios de carácter interrumpible que incluye el término de capacidad basado en caudal, el multiplicador aplicable a dichos contratos, y el descuento aplicable a estos contratos: 0,513901 €/kWh/día y año

### **7.6.2. Peaje interrumpible de salida de la red de transporte**

En el Cuadro 61 se muestran las capacidades contratadas interrumpibles e interrumpidas en la salida de la red de transporte hacia Francia. Se observa que el año de gas 2023 es el segundo en los últimos cinco años en el que se producen interrupciones, en concreto 37 días, si bien el 54% de las mismas se produjeron durante el incidente en los transformadores eléctricos.



**Cuadro 61. Capacidad contratada interrumpible e interrumpida en la salida de la red de transporte hacia Francia**

Año de gas	Interrumpible diario contratado		Interrumpible intradiario contratado		Total interrumpible		Interrumpido	
	kWh/d	Número de días	kWh/d	Número de días	kWh/d	Número de días	kWh/d	Número de días
2019	-	-	-	-	-	-	-	-
2020	-	-	-	-	-	-	-	-
2021	-	-	-	-	-	-	-	-
2022	225.576.935	17	176.188.542	20	401.765.477	31	41.965.663	7
2023	906.072.184	60	205.763.938	44	1.107.023.642	87	298.336.246	37
<b>Últimos 12 meses a 31/12/2023</b>	<b>687.353.715</b>	<b>49</b>	<b>184.845.048</b>	<b>34</b>	<b>867.386.283</b>	<b>76</b>	<b>240.248.934</b>	<b>28</b>

*Fuente: Enagás Transporte y GTS*

La probabilidad de interrupción se ha calculado considerando la información de los cinco últimos años de gas cerrados (esto es, del año de gas 2019 al año de gas 2023) lo que implica considerar una duración media de las interrupciones de 9,75 horas continuadas. Se indica que el GTS sólo ofrece capacidad interrumpible en los productos diarios e intradiarios, una vez que se ha contratado toda la capacidad firme (véase Cuadro 62).

**Cuadro 62. Parámetros considerados en el cálculo de la probabilidad de interrupción de salida hacia Francia**

Parámetro	Días que se interrumpe	Días que se oferta interrumpibilidad
<b>Número de días</b>		
Diaria	9	15
Intradiaria	9	13
<b>Duración media de la interrupciones (horas)</b>	<b>9,75</b>	
<b>Capacidad a interrumpir (kWh/día)</b>		
Diaria	2.174.397	
Intradiaria	637.250	
<b>Capacidad contratada Interrumpible (kWh/día)</b>		
Diaria	7.238.028	5.674.087
Intradiaria	2.121.247	2.697.176

*Fuente: Enagás Transporte y GTS*

La probabilidad de interrupción para los contratos de corto plazo (diarios e intradiarios) que resulta de aplicar la fórmula establecida en el artículo 15.b de la

Circular 6/2020 considerando los parámetros anteriores se estima en 2,09% para el producto diario y en 4,28% para el producto intradiario.

Considerando el mismo valor para el Factor de ajuste “A” que el establecido para las entradas (A=2,0) resultan descuentos del 4,2% y del 8,6% para el peaje interrumpible de salida hacia Francia de los productos diarios e intradiarios, respectivamente.

Por tanto, los valores de los peajes serían los siguientes:

- Peaje de salida de la red de transporte aplicable al VIP Pirineos en el caso de formalización contratos diarios de carácter interrumpible que incluye el término de capacidad basado en caudal, el multiplicador aplicable a dichos contratos, y el descuento aplicable a estos contratos: 0,148209 €/kWh/día y año.
- Peaje de salida de la red de transporte aplicable al VIP Pirineos en el caso de formalización contratos intradiarios de carácter interrumpible que incluye el término de capacidad basado en caudal, el multiplicador aplicable a dichos contratos, y el descuento aplicable a estos contratos: 0,300530 €/kWh/día y año.

En el resto de los puntos de entrada y salida se aplicará compensación *ex post* en el caso de que efectivamente se produzcan interrupciones.

## **7.7. Valoración de la metodología de asignación**

De acuerdo con lo establecido en el artículo 30 del Reglamento, la Autoridad Reguladora debe publicar la información que a continuación se detalla.

### **7.7.1. Valoración de la asignación de costes asociados al servicio de transporte a un término por capacidad y a un término por volumen**

La Circular asigna la retribución asociada a la inversión y los costes operativos de la red troncal de transporte al término de capacidad y los costes asociados al gas de operación a un término por volumen. Como consecuencia, el 76,13% de los costes asociados al servicio de transporte se recuperan a través del término de capacidad y el 23,87% de los costes se recuperan a través de un término por volumen (véase Cuadro 63).

**Cuadro 63. Asignación de costes asociados al servicio de transporte a un término por capacidad y un término por volumen**

	Retribución de la red troncal (€)	% sobre el total
Capacidad	295.291.252	76,13%
Volumen	92.579.056	23,87%
<b>Total</b>	<b>387.870.308</b>	<b>100,00%</b>

Fuente: CNMC

### 7.7.2. Valoración de la asignación de costes asociados al servicio de transporte a la entrada y a la salida

La Circular 6/2020 establece en el artículo 9.2 que el 50% de la retribución asociada a la inversión y los costes operativos de la red troncal de transporte se asignará a la entrada y el 50% a la salida. No obstante, conforme al Real Decreto-ley 1/2019, se ha definido un periodo transitorio de convergencia progresiva del reparto entrada-salida vigente en el momento de implementar la metodología (30%) al previsto en la Circular (50%). En el año de gas 2025 el reparto entrada-salida es 45%-55%.

Por otra parte, la retribución asociada al gas de operación se imputa de manera que el término variable sea igual en todos los puntos de entrada y en todos los puntos de salida, conforme establece el artículo 4.3.a) del Reglamento (UE) 2017/460.

Como consecuencia de lo anterior, el 46,2% de la retribución del transporte troncal se recupera en los puntos de entrada y el 53,8% en los puntos de salida (véase Cuadro 64).

**Cuadro 64. Asignación de costes asociados al servicio de transporte a la entrada y a la salida**

		Retribución de la red troncal (€)	% sobre el total
Entrada	Capacidad	132.881.063	46,2%
	Volumen	46.378.309	
Salida	Capacidad	162.410.189	53,8%
	Volumen	46.200.747	
<b>Total</b>		<b>387.870.308</b>	<b>100,00%</b>

Fuente: CNMC

### 7.7.3. Valoración de la asignación de costes entre usuarios nacionales y no nacionales

El Reglamento (UE) 2017/460 establece en su artículo 5 la metodología para valorar el grado de subvenciones cruzadas que existen entre los usuarios nacionales y no nacionales. En particular, el grado de subvención se mide como una relación entre el coste medio pagado por los usuarios intrasistema (nacionales) e intersistema (no nacionales), de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$Comp = \frac{2 \times |Ratio_{Nacional} - Ratio_{No\ nacional}|}{Ratio_{Nacional} + Ratio_{No\ nacional}} \times 100\%$$

Dónde:

Comp: índice de comparación

Ratio Nacional: el ingreso medio obtenido por la aplicación de los términos fijos o variables de los peajes de entrada y salida a los consumidores nacionales.

Ratio No nacional: el ingreso medio obtenido por la aplicación de los términos fijos o variables de los peajes de entrada y salida a los consumidores No nacionales.

A los efectos de estimar los ingresos obtenidos por la aplicación de peajes de entrada a los usuarios no nacionales, se considera que la capacidad de entrada

destinada a los usuarios no nacionales es igual a la capacidad de salida de los usuarios no nacionales, conforme establece en el punto 5.a) del artículo 5 del Reglamento (UE) 2017/460.

Se indica que según se establece en el punto 6 del artículo 5, cuando los resultados de los índices comparativos de asignación de la capacidad o el volumen excedan el 10% la Autoridad Reguladora deberá proporcionar una justificación del resultado.

En coherencia con el inductor de coste considerado en la metodología de cálculo de los correspondientes peajes de entrada y de salida, y teniendo en cuenta las características de la red, se ha considerado como inductores de coste la capacidad contratada prevista por punto de entrada y de salida y la distancia.

En el Cuadro 65 y en el Cuadro 66 se presentan los resultados obtenidos para los términos de capacidad y volumen, respectivamente. Se observa que los índices obtenidos están por debajo del 10% establecido en el artículo 5.6 del Reglamento (UE) 2017/460.

**Cuadro 65. Valoración de la asignación de costes por el servicio de transporte recuperado a través del término de capacidad a usuarios nacionales y no nacionales antes de realizar los ajustes previstos en artículo 6.4 del Reglamento (UE) 2017/460**

Sistema	Término fijo por capacidad	Capacidad por distancia (MWh/día x km)	Ingresos por peajes de transporte (€)	Ingreso medio (€/MWh/día/año)
Nacionales (Intrasistema)	Entrada	761.641.613	108.485.522	0,142
	Salida	1.107.463.735	139.502.626	0,126
	<b>Total (A)</b>	<b>1.869.105.348</b>	<b>247.988.148</b>	<b>0,133</b>
No nacionales (Intersistema)	Entrada	180.834.697	24.395.541	0,135
	Salida	189.643.097	22.907.563	0,121
	<b>Total (B)</b>	<b>370.477.794</b>	<b>47.303.104</b>	<b>0,128</b>
<b>Comp = 2*  (A) - (B)  / [(A) + (B)]</b>				<b>3,84%</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 66. Valoración de la asignación de costes por el servicio de transporte recuperado a través del término de capacidad a usuarios nacionales y no nacionales después de realizar los ajustes previstos en artículo 6.4 del Reglamento (UE) 2017/460**

Sistema	Término fijo por capacidad	Capacidad por distancia (MWh/día x km)	Ingresos por peajes de transporte (€)	Ingreso medio (€/MWh/día/año)
Nacionales (Intrasistema)	Entrada	761.641.613	108.485.522	0,142
	Salida	1.107.463.735	139.069.820	0,126
	<b>Total (A)</b>	<b>1.869.105.348</b>	<b>247.555.342</b>	<b>0,132</b>
No nacionales (Intersistema)	Entrada	180.834.697	24.395.541	0,135
	Salida	189.643.097	23.340.369	0,123
	<b>Total (B)</b>	<b>370.477.794</b>	<b>47.735.910</b>	<b>0,129</b>
<b>Comp = 2*   (A) - (B)   / [(A) + (B)]</b>				<b>2,75%</b>

Fuente: CNMC

En el Cuadro 67 se presentan los resultados obtenidos para los términos de volumen. Análogamente al término de capacidad, el índice obtenido está por debajo del 10% establecido en el artículo 5.6 del Reglamento (UE) 2017/460.

**Cuadro 67. Valoración de la asignación de costes por el servicio de transporte recuperado a través del término por volumen a usuarios nacionales y no nacionales**

Sistema	Término por volumen	Volumen (MWh)	Ingresos por peajes de transporte (€/MWh/día)	Ingreso medio (€/MWh/día/año)
Nacionales (Intrasistema)	Entrada	301.625.123	41.274.091	0,1368
	Salida	300.327.522	41.096.528	0,1368
	<b>Total (A)</b>	<b>601.952.644</b>	<b>82.370.619</b>	<b>0,1368</b>
No nacionales (Intersistema)	Entrada	37.300.898	5.104.219	0,1368
	Salida	37.300.898	5.104.219	0,1368
	<b>Total (B)</b>	<b>74.601.796</b>	<b>10.208.438</b>	<b>0,1368</b>
<b>Comp = 2*   (A) - (B)   / [(A) + (B)]</b>				<b>0,00%</b>

Fuente: CNMC

Por último, en el Cuadro 68 se muestra los ingresos obtenidos de los consumidores nacionales y no nacionales.

**Cuadro 68. Ingresos por peajes de transporte a usuarios nacionales y no nacionales**

Sistema		Ingresos por término de capacidad (€)	Ingresos por término de volumen (€)	Ingresos totales (€)	Porcentaje
<b>Nacionales (Intrasistema)</b>	Entrada	108.485.522	41.274.091	149.759.612	38,6%
	Salida	139.502.626	41.096.528	180.599.154	46,6%
	<b>Total</b>	<b>247.988.148</b>	<b>82.370.619</b>	<b>330.358.766</b>	<b>85,2%</b>
<b>No nacionales (Intersistema)</b>	Entrada	24.395.541	5.104.219	29.499.760	7,6%
	Salida	22.907.563	5.104.219	28.011.782	7,2%
	<b>Total</b>	<b>47.303.104</b>	<b>10.208.438</b>	<b>57.511.542</b>	<b>14,8%</b>

Fuente: CNMC

## 7.8. Análisis de la variación de los peajes respecto del año anterior

El artículo 30.2.a) del código de tarifas establece en el epígrafe i) que la publicación de los peajes de transporte deberá ser acompañada por una explicación de la diferencia en el nivel entre los peajes aplicables en el período tarifario vigente y en el período respecto al que se publica la información.

La variación de los peajes de transporte que resultan para el año de gas 2025 respecto de los peajes de transporte del año de gas 2024 es función de siguientes factores:

- a) La variación de las variables de facturación
- b) La variación de la retribución considerada en el cálculo
- c) La variación de coeficiente de asignación de la retribución entre entradas y salidas.

Respecto de la variación de las **variables de facturación**, se estima que tanto la capacidad contratada equivalente como el volumen previstos para el año de gas 2025 de entrada y de salida de la red de transporte serán inferiores a los implícitos en la Resolución de peajes del año de gas 2024 (véanse Cuadro 69 y Cuadro 70), motivado, fundamentalmente, por la contracción prevista para la demanda nacional, parcialmente compensada por las mayores exportaciones.



**Cuadro 69. Volumen y capacidad contratada de entrada a la red de transporte implícitos en los precios de la Resolución de peajes para el año de gas 2024 y previsión para el año de gas 2025, desgregado por punto de entrada**

Puntos de entrada	Previsión Resolución peajes 2024 (A)			Previsión 2025 (B)			Tasa de Variación (B) sobre (A)		
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga
<b>Conexión Internacional</b>	<b>103.981.120</b>	<b>445.865.738</b>	<b>63,7%</b>	<b>111.008.930</b>	<b>422.879.778</b>	<b>71,9%</b>	<b>6,8%</b>	<b>-5,2%</b>	<b>12,9%</b>
CI Tarifa	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CI Almería	88.345.184	250.636.267	96,3%	90.010.291	290.139.481	85,0%	1,9%	15,8%	-11,7%
VIP Pirineos	12.098.171	176.147.382	18,8%	14.005.746	98.492.533	39,0%	15,8%	-44,1%	107,6%
VIP Ibérico	3.537.765	19.082.088	50,7%	6.992.893	34.247.764	55,9%	97,7%	79,5%	10,4%
<b>Desde planta de regasificación</b>	<b>259.378.398</b>	<b>893.417.755</b>	<b>79,3%</b>	<b>218.682.310</b>	<b>819.366.520</b>	<b>73,1%</b>	<b>-15,7%</b>	<b>-8,3%</b>	<b>-7,8%</b>
Barcelona	41.781.480	143.914.514	79,3%	24.960.225	93.521.843	73,1%	-40,3%	-35,0%	-7,8%
Cartagena	46.958.344	161.746.000	79,3%	29.422.113	110.239.802	73,1%	-37,3%	-31,8%	-7,8%
Huelva	49.301.730	169.817.692	79,3%	38.640.467	144.779.450	73,1%	-21,6%	-14,7%	-7,8%
Bilbao	54.003.672	186.013.331	79,3%	62.959.597	235.899.216	73,1%	16,6%	26,8%	-7,8%
Sagunto	42.094.587	144.992.999	79,3%	27.015.816	101.223.803	73,1%	-35,8%	-30,2%	-7,8%
Mugaridos	20.620.761	71.027.326	79,3%	26.603.913	99.680.470	73,1%	29,0%	40,3%	-7,8%
Musel	4.617.823	15.905.894	-	9.080.180	34.021.935	73,1%	-	-	-
<b>Desde A.A.S.S.</b>	<b>5.319.380</b>	<b>24.058.840</b>	<b>60,4%</b>	<b>8.538.693</b>	<b>37.692.061</b>	<b>62,1%</b>	<b>60,5%</b>	<b>56,7%</b>	<b>2,7%</b>
Serrablo	1.100.000	4.719.189	63,7%	2.372.023	10.424.836	62,3%	115,6%	120,9%	-2,1%
Gaviota	3.440.000	15.986.365	58,8%	4.005.102	17.718.598	61,9%	16,4%	10,8%	5,3%
Yela	600.000	2.504.987	65,4%	2.161.568	9.548.627	62,0%	260,3%	281,2%	-5,2%
Marismas	179.380	848.300	57,8%	-	-	-	-100,0%	-100,0%	-
<b>Otros</b>	<b>553.455</b>	<b>2.015.337</b>	<b>75,0%</b>	<b>696.088</b>	<b>3.041.649</b>	<b>62,7%</b>	<b>25,8%</b>	<b>50,9%</b>	<b>-16,4%</b>
Yac. Marismas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Yac Alnazzázar	25.333	120.551	57,4%	58.300	440.044	36,3%	130,1%	265,0%	-36,8%
Yac. Poseidon	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Yac. Viura	279.021	1.122.332	67,9%	159.332	885.722	49,3%	-42,9%	-21,1%	-27,4%
BIO Madrid	180.000	566.541	86,8%	189.164	631.831	82,0%	5,1%	11,5%	-5,5%
BIO La Galera / Godall	52.000	159.171	89,3%	30.000	170.784	48,1%	-42,3%	7,3%	-46,1%
BIO San Javier	-	-	-	17.500	61.638	77,8%	-	-	-
BIO Alمندralejo	-	-	-	18.796	66.202	77,8%	-	-	-
BIO Arnedo	-	-	-	15.143	53.336	77,8%	-	-	-
BIO Oliva de Plasencia	-	-	-	5.183	18.254	77,8%	-	-	-
BIO Mérida	-	-	-	9.251	32.583	77,8%	-	-	-
BIO Arjona	-	-	-	20.728	73.005	77,8%	-	-	-
BIO Peleas de Abajo	-	-	-	6.000	21.133	77,8%	-	-	-
BIO Membrilla / Valdepeñas	-	-	-	28.559	100.589	77,8%	-	-	-
BIO Socuéllamos / Campo de Criptana	-	-	-	28.559	100.589	77,8%	-	-	-
BIO Ciudad Real / Caracuel de Calatrava	-	-	-	28.559	100.589	77,8%	-	-	-
BIO Villanueva de Azoague	-	-	-	14.320	50.438	77,8%	-	-	-
BIO Villalar de los Comuneros / Bercero	-	-	-	18.388	64.767	77,8%	-	-	-
BIO Briviesca	-	-	-	14.239	50.151	77,8%	-	-	-
BIO Toro	-	-	-	4.068	14.329	77,8%	-	-	-
BIO Almansa	17.100	46.743	100,0%	30.000	105.665	77,8%	75,4%	126,1%	-22,2%
<b>TOTAL</b>	<b>369.232.353</b>	<b>1.365.357.670</b>	<b>73,9%</b>	<b>338.926.021</b>	<b>1.282.980.008</b>	<b>72,4%</b>	<b>-8,2%</b>	<b>-6,0%</b>	<b>-2,0%</b>

Fuente: Resolución de 30 de mayo de 2023 y CNMC

**Cuadro 70. Volumen y capacidad contratada de salida de la red de transporte implícitos en los precios de la Resolución de peajes para el año de gas 2024 y previsión para el año de gas 2025, desagregado por punto de salida**

Puntos de salida	Previsión Resolución peajes 2024 (A)			Previsión 2025 (B)			Tasa de Variación (B) sobre (A)		
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga
<b>Conexión Internacional</b>	<b>36.124.476</b>	<b>229.194.856</b>	<b>43,1%</b>	<b>37.300.898</b>	<b>290.149.884</b>	<b>35,2%</b>	<b>3,3%</b>	<b>26,6%</b>	<b>-18,2%</b>
CI Tarifa	3.187.303	17.386.388	50,1%	14.200.000	54.608.482	71,2%	3,46	2,14	0,42
VIP Pirineos	22.529.923	161.766.491	38,1%	17.400.048	204.343.438	23,3%	-22,8%	26,3%	-38,7%
VIP Ibérico	10.407.250	50.041.977	56,8%	5.700.850	31.197.965	50,1%	-45,2%	-37,7%	-11,9%
<b>Planta de regasificación</b>	<b>1.894.401</b>	<b>12.081.349</b>	<b>42,8%</b>	<b>1.246.406</b>	<b>10.747.885</b>	<b>31,8%</b>	<b>-34,2%</b>	<b>-11,0%</b>	<b>-25,8%</b>
Barcelona	305.156	1.946.101	42,8%	142.264	1.226.755	31,8%	-53,4%	-37,0%	-25,8%
Cartagena	342.966	2.187.230	42,8%	167.695	1.446.050	31,8%	-51,1%	-33,9%	-25,8%
Huelva	360.081	2.296.380	42,8%	220.236	1.899.117	31,8%	-38,8%	-17,3%	-25,8%
Bilbao	394.422	2.515.388	42,8%	358.846	3.094.363	31,8%	-9,0%	23,0%	-25,8%
Sagunto	307.443	1.960.685	42,8%	153.980	1.327.784	31,8%	-49,9%	-32,3%	-25,8%
Mugarodos	150.606	960.476	42,8%	151.632	1.307.540	31,8%	0,7%	36,1%	-25,8%
Musel	33.727	215.089	42,8%	51.754	446.276	31,8%	53,4%	107,5%	-25,8%
<b>Desde A.A.S.S.</b>	<b>7.421.378</b>	<b>31.900.677</b>	<b>63,6%</b>	<b>8.103.415</b>	<b>35.458.749</b>	<b>62,6%</b>	<b>9,2%</b>	<b>11,2%</b>	<b>-1,5%</b>
Serrablo	1.700.000	7.243.144	64,1%	1.921.333	8.373.983	62,9%	13,0%	15,6%	-2,0%
Gaviota	3.364.000	14.597.309	63,0%	4.160.839	18.255.723	62,4%	23,7%	25,1%	-0,8%
Yela	2.300.000	9.808.279	64,1%	2.021.243	8.829.043	62,7%	-12,1%	-10,0%	-2,1%
Marismas	57.378	251.946	62,2%	-	-	-	-100,0%	-100,0%	-
<b>Salida nacional</b>	<b>322.572.754</b>	<b>1.588.314.093</b>	<b>55,5%</b>	<b>290.977.700</b>	<b>1.428.636.140</b>	<b>55,8%</b>	<b>-9,8%</b>	<b>-10,1%</b>	<b>0,6%</b>
P > 60 bar	139.542.445	614.881.914	62,0%	118.720.716	530.419.752	61,3%	-14,9%	-13,7%	-1,1%
16 bar < P ≤ 60 bar	30.105.232	108.962.307	75,5%	31.851.107	120.798.465	72,2%	5,8%	10,9%	-4,3%
4 bar < P ≤ 16 bar	83.617.834	346.255.794	66,0%	84.660.280	362.513.081	64,0%	1,2%	4,7%	-3,0%
P ≤ 4 bar	69.307.242	518.214.078	36,5%	55.745.598	414.904.842	36,8%	-19,6%	-19,9%	0,7%
<b>TOTAL</b>	<b>368.013.010</b>	<b>1.861.490.975</b>	<b>54,0%</b>	<b>337.628.420</b>	<b>1.764.992.657</b>	<b>52,4%</b>	<b>-8,3%</b>	<b>-5,2%</b>	<b>-3,0%</b>

Fuente: Resolución de 30 de mayo de 2023 y CNMC

Respecto de la **retribución** considerada en la determinación de los peajes de transporte se indica que la retribución asignada a los peajes para el año de gas 2025 es un 21,6% inferior a la retribución considerada en la determinación de los peajes de transporte implícitos en la Resolución de peajes 2024, motivado por la reducción de todos los conceptos de costes, excepto de la partida correspondiente al gas de operación que se mantiene, así como por la incorporación del 50% de los desvíos de ingresos de los ejercicios 2022 y 2023, la incorporación de las primas de las subastas, parcialmente compensado por los desvíos de retribución de ejercicios anteriores (véase Cuadro 71).

**Cuadro 71. Retribución considerada en la determinación de los peajes de transporte implícitos en los precios de la Resolución de peajes para el año de gas 2024 y en la Resolución para el año de gas 2025**

Retribución del transporte troncal (€)	Resolución peajes 2024 (A)	Resolución peajes 2025 (B)	Variación (B) sobre (A) (%)
Retribución a la inversión	202.913.964	192.884.518	-4,9%
Retribución O&M	101.455.619	101.443.706	0,0%
Retribución por productividad y eficiencia	108.393.195	84.274.448	-22,3%
Gas de operación	100.066.715	20.924.860	-79,1%
Revisión retribución de ejercicios anteriores	n.a.	72.776.451	n.a.
Diferencias de ingresos de ejercicios anteriores	n.a.	- 60.750.398	n.a.
Compensaciones por interrumpibilidad	n.a.	n.a.	n.a.
<b>Total Retribución</b>	<b>512.829.493</b>	<b>411.553.585</b>	<b>-19,7%</b>
<b>Primas de las subastas</b>	<b>- 17.907.035</b>	<b>- 23.683.276</b>	<b>32,3%</b>
<b>Total</b>	<b>494.922.458</b>	<b>387.870.308</b>	<b>-21,6%</b>

Fuente: Resolución de 30 de mayo de 2023 y CNMC

Por último, en Cuadro 72 se compara el reparto entrada-salida de los peajes de transporte implícitos en la Resolución de precios para 2024 y el que resulta de la aplicación de la metodología de la Circular 6/2020 para el año de gas 2025. Como consecuencia de la aplicación del periodo transitorio, en el año de gas 2025 se asigna una mayor proporción de retribución del transporte a los peajes de entrada. Sin embargo, como consecuencia de la reducción del 21,6% en la retribución del transporte respecto a la Resolución de precios para 2024, la retribución asignada al término de capacidad de los peajes de entrada se reduce en un 15,9%, y la retribución asignada a los términos de capacidad del peaje de salida se reduce un 31,4%.

**Cuadro 72. Comparación del reparto entrada-salida de la retribución del transporte implícita en los peajes de transporte de la Resolución de peajes para el año de gas 2024 y en la Resolución para el año de gas 2025**

		Resolución peajes 2024		Resolución peajes 2025		% variación de 2025 respecto 2024
		Retribución de transporte (€)	% del total	Retribución de transporte (€)	% del total	
Entrada	Término de capacidad	157.942.297	42,0%	132.881.063	46,2%	-15,9%
	Término variable	50.116.786		46.378.309		-7,5%
Salida	Término de capacidad	236.913.446	58,0%	162.410.189	53,8%	-31,4%
	Término variable	49.949.929		46.200.747		-7,5%
<b>Total</b>		<b>494.922.458</b>	<b>100,00%</b>	<b>387.870.308</b>	<b>100,00%</b>	<b>-21,6%</b>

Fuente: Resolución de 30 de mayo de 2023 y CNMC

En el Cuadro 73 se comparan los peajes de entrada a la red de transporte establecidos en la Resolución de precios de 2024 con los peajes de entrada del año de gas 2025. El impacto conjunto de la variación de la demanda, la retribución, la aplicación de los desvíos de retribución e ingresos y del reparto entrada-salida en los peajes de entrada a la red de transporte se traduce en una reducción en el término de capacidad de los peajes de entrada de todos los puntos comprendido entre el 8,6% y el 14,5%, debido a la reducción de un 15,9% en la retribución asignada al término de capacidad, parcialmente compensado por la menor capacidad contratada equivalente prevista en los puntos de entrada y la variación del reparto entrada-salida.

**Cuadro 73. Comparación de los peajes de entrada a la red de transporte vigentes y los resultantes para el año de gas 2025**

Punto de Entrada	Término de capacidad del peaje de entrada (€/MWh/día/año)		
	Resolución peajes 2024 (A)	Resolución peajes 2025 (B)	Variación (B) sobre (A) (%)
	CI Tarifa	163,89	142,17
CI Almería	150,54	133,22	-11,5%
VIP Pirineos	109,43	96,82	-11,5%
VIP Ibérico	187,01	161,40	-13,7%
Plantas GNL	108,78	96,29	-11,5%
YAC Marismas	150,33	129,14	-14,1%
YAC Aznalcázar	146,59	125,90	-14,1%
YAC Poseidón	155,10	133,31	-14,0%
YAC Viura	82,12	71,96	-12,4%
BIO Madrid	90,10	76,98	-14,6%
BIO La Galera/Godall	95,95	87,69	-8,6%
BIO San Javier	n.a.	115,04	n.a.
BIO Almendralejo	n.a.	143,33	n.a.
BIO Arnedo	n.a.	71,47	n.a.
BIO Oliva de Plasencia	n.a.	119,61	n.a.
BIO Mérida	n.a.	139,77	n.a.
BIO Arjona	n.a.	100,20	n.a.
BIO Peleas de Abajo	n.a.	95,30	n.a.
BIO Membrilla/Valdepeñas	n.a.	87,64	n.a.
BIO Socuéllamos/Campo de Criptana	n.a.	83,49	n.a.
BIO Ciudad Real/Caracuel de Calatrava	n.a.	93,29	n.a.
BIO Villanueva de Azoague	n.a.	130,64	n.a.
BIO Villalar de los Comuneros/Bercero	n.a.	84,99	n.a.
BIO Briviesca	n.a.	72,01	n.a.
BIO Toro	n.a.	88,80	n.a.
BIO Almansa	103,39	92,74	-10,3%
<b>Facturación media</b>	<b>117,75</b>	<b>106,71</b>	<b>-9,4%</b>

Fuente: Resolución de 30 de mayo de 2023 y CNMC

Asimismo, el término fijo de los peajes de salida de la red de transporte que resultan para el ejercicio 2025 disminuyen respecto de los peajes de salida de la Resolución de peajes 2024, debido fundamentalmente a la reducción de la retribución asignada a los puntos de salida (-31,4%), parcialmente compensado

por la menor capacidad prevista en los puntos de salida respecto del ejercicio 2024 (véase Cuadro 74).

**Cuadro 74. Comparación de los peajes de salida de la red de transporte vigentes y los resultantes para el año de gas 2025**

Puntos de salida	Término de capacidad del peaje de salida (€/MWh/día/año)		
	Resolución peajes 2024 (A)	Resolución peajes 2025 (B)	Variación (B) sobre (A) (%)
Nacional	126,60	91,54	-27,7%
CI Tarifa	182,65	130,14	-28,7%
VIP Pirineos	139,24	96,67	-30,6%
VIP Ibérico	166,35	114,94	-30,9%
GNL	149,65	109,77	-26,7%
<b>Total</b>	<b>129,49</b>	<b>93,90</b>	<b>-27,5%</b>

Fuente: Resolución de 30 de mayo de 2023 y CNMC

Finalmente, en el Cuadro 75 se compara el término variable del peaje de transporte vigente y el que resulta de aplicar la metodología de la Circular 6/2020. Se observa que como consecuencia de la reducción del volumen de gas inyectado y extraído parcialmente compensado por la reducción de la retribución asignada al término variable el término variable del peaje de transporte aumenta un 0,8% respecto al de la Resolución de 2024.

**Cuadro 75. Comparación del término variable del peaje de transporte vigente y resultante para el año de gas 2025**

	Resolución peajes 2024 (A)	Resolución peajes 2025 (B)	Variación (B) sobre (A) (%)
<b>Término variable (€/MWh)</b>	<b>0,135729</b>	<b>0,136839</b>	<b>0,8%</b>

Fuente: Resolución de 30 de mayo de 2023 y CNMC

## 7.9. Evolución prevista de los peajes hasta el final del periodo regulatorio

El artículo 30.2.a) del código de tarifas establece en el epígrafe ii) que la publicación de los peajes de transporte deberá ser acompañada por una explicación de la diferencia en el nivel entre los peajes aplicables en el período tarifario respecto al que se publica la información y en cada uno de los períodos tarifarios del resto del período regulatorio.

En los cuadros siguientes se muestran las previsiones relativas a la evolución de la retribución del transporte, de la capacidad contratada por punto de entrada y punto de salida y el volumen demandado en las entradas y en las salidas, así como los términos de capacidad por punto de entrada y por punto de salida de la red de transporte y los correspondientes términos variables que resultan de aplicar la metodología de la Circular hasta el final del periodo regulatorio, teniendo en cuenta la laminación de ingresos considerada.

Cabe señalar que la evolución de los términos de capacidad de los puntos de entrada y salida es consecuencia de la propia evolución del reparto de retribución entre las entradas y salidas, matizados por la evolución de la retribución del transporte, por la evolución de la capacidad contratada a lo largo del periodo regulatorio. Cabe señalar que como resultado de la distribución del coste entre las entradas y las salidas, los peajes de entrada del ejercicio 2026 se incrementan, mientras que los peajes de salida se reducen respecto de los propuestos para el ejercicio 2025.

Por último, si bien se trata de una previsión, como resultado de la actualización del coste previsto para el gas de operación correspondiente al ejercicio 2024 (véase epígrafe 6.3), que se incorporaría en la determinación de los peajes del ejercicio 2026 el precio del término variable resulta nulo para el ejercicio 2026.



**Cuadro 76. Evolución de los términos de capacidad de los peajes de entrada a la red de transporte hasta el final del periodo regulatorio**

**1. Previsión de la retribución de la red de transporte**

Retribución del transporte (€)	Año de gas 2025	Año de gas 2026
Retribución a la inversión y O&M	295.291.252	285.049.155
Gas de Operación	92.579.056	-
<b>Total</b>	<b>387.870.308</b>	<b>285.049.155</b>
% variación respecto del año anterior	-21,6%	-26,5%

**2. Previsión de la capacidad contratada equivalente (MWh/día/año) por punto de entrada**

Punto de Entrada	Año de gas 2025	Año de gas 2026
CI Tarifa	-	-
CI Almería	290.139	290.101
VIP Pirineos	98.493	98.493
VIP Ibérico	34.248	34.248
Plantas GNL	819.367	752.182
YAC Marismas	-	-
YAC Aznalcázar	440	440
YAC Poseidón	-	-
YAC Viura	886	886
BIO Madrid	632	2.558
BIO La Galera	171	171
BIO San Javier	62	62
BIO Almendralejo	66	66
BIO Arnedo	53	53
BIO Oliva de Plasencia	18	18
BIO Mérida	33	33
BIO Arjona	73	73
BIO Peleas de Abajo	21	21
BIO Membrilla/Valdepeñas	101	101
BIO Socuéllamos/Campo de Criptana	101	101
BIO Ciudad Real/Caracuel de Calatrava	101	101
BIO Villanueva de Azoague	50	50
BIO Villalar de los Comuneros/Bercero	65	65
BIO Briviesca	50	50
BIO Toro	14	14
BIO Almansa	106	106
AASS		
<b>Total</b>	<b>1.245.288</b>	<b>1.179.991</b>

### 3. Retribución (€) asignada a cada punto de entrada

Punto de Entrada	Año de gas 2025	Año de gas 2026
CI Tarifa	-	-
CI Almería	38.651.943	43.460.450
VIP Pirineos	9.535.748	10.734.533
VIP Ibérico	5.527.521	6.229.314
Plantas GNL	78.893.258	81.628.271
YAC Marismas	-	-
YAC Aznalcázar	55.402	62.070
YAC Poseidón	-	-
YAC Viura	63.741	71.964
BIO Madrid	48.641	220.105
BIO La Galera	14.976	16.932
BIO San Javier	7.091	7.986
BIO Almendralejo	9.489	10.701
BIO Arnedo	3.812	4.307
BIO Oliva de Plasencia	2.183	2.460
BIO Mérida	4.554	5.135
BIO Arjona	7.315	8.189
BIO Peleas de Abajo	2.014	2.266
BIO Membrilla/Valdepeñas	8.815	9.870
BIO Socuéllamos/Campo de Criptana	8.398	9.411
BIO Ciudad Real/Caracuel de Calatrava	9.384	10.491
BIO Villanueva de Azoague	6.589	7.428
BIO Villalar de los Comuneros/Bercero	5.504	6.190
BIO Briviesca	3.611	4.067
BIO Toro	1.272	1.431
BIO Almansa	9.799	11.005
AASS	-	-
<b>Total</b>	<b>132.881.063</b>	<b>142.524.578</b>

**4. Término de capacidad del peaje de entrada a la red de transporte (€/MWh/día y año)**

Punto de Entrada	Año de gas 2025	Año de gas 2026
CI Tarifa	142,17	160,02
CI Almería	133,22	149,81
VIP Pirineos	96,82	108,99
VIP Ibérico	161,40	181,89
Plantas GNL	96,29	108,52
YAC Marismas	129,14	144,71
YAC Aznalcázar	125,90	141,06
YAC Poseidón	133,31	149,42
YAC Viura	71,96	81,25
BIO Madrid	76,98	86,06
BIO La Galera	87,69	99,14
BIO San Javier	115,04	129,56
BIO Almendralejo	143,33	161,64
BIO Arnedo	71,47	80,75
BIO Oliva de Plasencia	119,61	134,77
BIO Mérida	139,77	157,61
BIO Arjona	100,20	112,17
BIO Peleas de Abajo	95,30	107,24
BIO Membrilla/Valdepeñas	87,64	98,12
BIO Socuéllamos/Campo de Criptana	83,49	93,56
BIO Ciudad Real/Caracuel de Calatrava	93,29	104,29
BIO Villanueva de Azoague	130,64	147,27
BIO Villalar de los Comuneros/Bercero	84,99	95,58
BIO Briviesca	72,01	81,09
BIO Toro	88,80	99,87
BIO Almansa	92,74	104,15
AASS	-	-
<b>Peaje medio</b>	<b>103,57</b>	<b>117,26</b>

### 5. Evolución del peaje de entrada a la red de transporte

Punto de Entrada	Año de gas 2025	Año de gas 2026
CI Tarifa	-13,3%	12,6%
CI Almería	-11,5%	12,5%
VIP Pirineos	-11,5%	12,6%
VIP Ibérico	-13,7%	12,7%
Plantas GNL	-11,5%	12,7%
YAC Marismas	-14,1%	12,1%
YAC Aznalcázar	-14,1%	12,0%
YAC Poseidón	-14,0%	12,1%
YAC Viura	-12,4%	12,9%
BIO Madrid	-14,6%	11,8%
BIO La Galera		13,1%
BIO San Javier		12,6%
BIO Almendralejo		12,8%
BIO Arnedo		13,0%
BIO Oliva de Plasencia		12,7%
BIO Mérida		12,8%
BIO Arjona		11,9%
BIO Peleas de Abajo		12,5%
BIO Membrilla/Valdepeñas		12,0%
BIO Socuéllamos/Campo de Criptana		12,1%
BIO Ciudad Real/Caracuel de Calatrava		11,8%
BIO Villanueva de Azoague		12,7%
BIO Villalar de los Comuneros/Bercero		12,5%
BIO Briviesca		12,6%
BIO Toro		12,5%
BIO Almansa		12,3%
AASS		
<b>Peaje medio</b>	<b>-9,4%</b>	<b>13,2%</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 77. Evolución de los términos de capacidad de los peajes de salida a la red de transporte hasta el final del periodo regulatorio**

**1. Previsión de la retribución de la red de transporte**

<b>Retribución del transporte (€)</b>	<b>Año de gas 2025</b>	<b>Año de gas 2026</b>
Retribución a la inversión y O&M	295.291.252	285.049.155
Gas de Operación	92.579.056	-
<b>Total</b>	<b>387.870.308</b>	<b>285.049.155</b>
% variación respecto del año anterior	-21,6%	-26,5%

**2. Previsión de la capacidad contratada equivalente (MWh/día/año) por punto de salida de la red de transporte**

<b>Punto de Salida</b>	<b>Año de gas 2025</b>	<b>Año de gas 2026</b>
Nacional	1.428.636	1.346.293
Plantas GNL	10.748	10.801
CI Tarifa	54.608	61.531
VIP Francia	204.343	176.155
VIP Portugal	31.198	25.828
AA.SS	35.459	35.459
<b>Total</b>	<b>1.764.993</b>	<b>1.656.067</b>

**3. Retribución (€) asignada a cada punto de salida**

<b>Punto de Salida</b>	<b>Año de gas 2025</b>	<b>Año de gas 2026</b>
Nacional	130.783.190	115.084.037
Plantas GNL	1.179.766	1.109.288
CI Tarifa	7.106.864	7.499.509
VIP Francia	19.754.564	16.046.377
VIP Portugal	3.585.804	2.785.367
AA.SS	-	-
<b>Total</b>	<b>162.410.189</b>	<b>142.524.578</b>

**4. Término de capacidad del peaje de salida de la red de transporte (€/MWh/día y año)**

Punto de Salida	Año de gas 2025	Año de gas 2026
Nacional	91,54	85,48
Plantas GNL	109,77	102,70
CI Tarifa	130,14	121,88
VIP Francia	96,67	91,09
VIP Portugal	114,94	107,84
AA.SS	-	-
<b>Peaje medio</b>	<b>93,90</b>	<b>87,95</b>

**5. Evolución del peaje de salida de la red de transporte**

Punto de Salida	Año de gas 2025	Año de gas 2026
Nacional	-27,7%	-6,6%
Plantas GNL	-26,7%	-6,4%
CI Tarifa	-28,7%	-6,3%
VIP Francia	-30,6%	-5,8%
VIP Portugal	-30,9%	-6,2%
AA.SS		
<b>Peaje medio</b>	<b>-27,5%</b>	<b>-6,3%</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 78. Evolución de los términos de volumen hasta el final del periodo regulatorio**

**1. Previsión de la retribución de la red de transporte**

<b>Retribución del transporte (€)</b>	<b>Año de gas 2025</b>	<b>Año de gas 2026</b>
Retribución a la inversión y O&M	295.291.252	285.049.155
Gas de Operación	92.579.056	-
<b>Total</b>	<b>387.870.308</b>	<b>285.049.155</b>
% variación respecto del año anterior	-21,6%	-26,5%

**2. Previsión del volumen (MWh) por punto de entrada y salida de la red de transporte**

<b>Volumen demandado (MWh)</b>	<b>Año de gas 2025</b>	<b>Año de gas 2026</b>
Entrada	338.926.021	321.124.544
Salida	337.628.420	320.429.431
<b>Total</b>	<b>676.554.440</b>	<b>641.553.975</b>

**3. Estructura del volumen (%) por puntos de entrada y salida de la red de transporte**

<b>Entrada/Salida</b>	<b>Año de gas 2025</b>	<b>Año de gas 2026</b>
Entrada	50,1%	50,1%
Salida	49,9%	49,9%
<b>Total</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

**4. Retribución asignada a entradas y salidas (€)**

<b>Entrada/Salida</b>	<b>Año de gas 2025</b>	<b>Año de gas 2026</b>
Entrada	46.378.309	-
Salida	46.200.747	-
<b>Total</b>	<b>92.579.056</b>	<b>-</b>



### 5. Término de variable de los peajes de entrada y salida de la red de transporte (€/MWh)

Entrada/Salida	Año de gas 2025	Año de gas 2026
Entrada	0,136839	-
Salida	0,136839	-
<b>Peaje medio</b>	<b>0,136839</b>	<b>-</b>

### 6. Evolución de los términos variables de los peajes de entrada y salida de la red de transporte

Entrada/Salida	Año de gas 2025	Año de gas 2026
Entrada	0,8%	-100,0%
Salida	0,8%	-100,0%
<b>Peaje medio</b>	<b>0,8%</b>	<b>-100,0%</b>

Fuente: CNMC

## 8. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES DE REDES LOCALES

### 8.1. Retribución que se debe recuperar a través de los peajes de acceso a las redes locales

La retribución asignada a los peajes de acceso a las redes locales comprende la retribución de la red de transporte de influencia local, la retribución de la red de transporte secundaria y la retribución de distribución previstas para el ejercicio, así como las revisiones, en su caso, de las retribuciones de ejercicios anteriores y los desvíos de ingresos de ejercicios anteriores.

En el Cuadro 79 se detalla la retribución prevista para el año de gas 2025 de la actividad de transporte asociada a la red de influencia local, transporte secundario y distribución, incluida en la Resolución por la que se establece la retribución para el año de gas 2025 de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de regasificación de transporte y de distribución de gas natural, así como los desvíos de retribución e ingresos registrados en la liquidación definitiva de 2022 y la previsión de liquidación definitiva de 2023.

En el año de gas 2025 se imputa a los peajes de redes locales 1.356,8 M€, de los cuales el 9,5% corresponde a la red de influencia local, el 4,2% corresponde a la red de transporte secundario, el 81,8% corresponde a la red de distribución y el 4,5% a los desvíos de retribución e ingresos de ejercicios anteriores.

**Cuadro 79. Retribución que se debe recuperar mediante los peajes de acceso a las redes locales en el año de gas 2025**

<b>Retribución asignada a los peajes de redes locales (€)</b>	<b>Año de gas 2025</b>	<b>% sobre el total</b>
<b>Retribución de la red de influencia local</b>	<b>128.425.109</b>	<b>9,5%</b>
Retribución a la inversión	77.164.103	5,7%
Retribución O&M	49.881.126	3,7%
Gas de Operación	1.379.880	0,1%
<b>Retribución de la red de transporte secundario</b>	<b>56.500.221</b>	<b>4,2%</b>
Retribución a la inversión	35.766.137	2,6%
Retribución O&M	19.977.139	1,5%
Gas de Operación	756.944	0,1%
<b>Retribución de la red de distribución</b>	<b>1.110.277.266</b>	<b>81,8%</b>
<b>Desvíos de ejercicios anteriores</b>	<b>61.594.071</b>	<b>4,5%</b>
<b>Total</b>	<b>1.356.796.667</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: CNMC

A efectos de una mejor comprensión, en el Cuadro 80 se detallan los desvíos de retribución y de ingresos de la liquidación definitiva del año 2022 y de la mejor estimación de la previsión liquidación definitiva de 2023. La metodología para la determinación de los peajes de acceso a las redes locales se establece en el Anexo II de la Circular 6/2020.

**Cuadro 80. Desvíos de retribución de distribución y de ingresos de la liquidación definitiva del año 2022 y mejor previsión de la Liquidación definitiva del año de gas 2023**

Desvíos de la retribución asignada a los peajes de redes locales (€)	Liquidación definitiva 2022	Previsión Liquidación definitiva 2023	Desvíos totales
<b>Desvíos de Transporte primario no troncal</b>	<b>3.719.580</b>	<b>- 3.084.387</b>	<b>635.193</b>
Retribución fija (±DRLn)	- 348.277	- 274.648	- 622.925
Retribución variable (gas de operación)	4.067.857	- 2.809.739	1.258.118
<b>Desvíos de Transporte secundario</b>	<b>2.927.449</b>	<b>2.485.135</b>	<b>5.412.584</b>
Retribución fija (±DRSn)	478.434	4.026.439	4.504.873
Retribución variable (gas de operación)	2.449.016	- 1.541.304	907.711
<b>Desvíos de Distribución (±DRDn)</b>	<b>3.462.719</b>	<b>- 112.265.203</b>	<b>- 108.802.484</b>
<b>Desvíos de ingresos</b>	<b>35.966.490</b>	<b>- 200.315.268</b>	<b>- 164.348.778</b>
Ingresos totales (IC)	35.966.490	- 200.315.268	- 164.348.778
Ingresos variables gas operación (IV) (1)	302.533	- 1.449.117	- 1.146.584
Coste unitario (€/MWh)	0,00780	0,01962	
Volumen inicial (MWh)	337.295.440	391.078.722	
Volumen final (MWh)	376.099.306	317.211.147	
<b>Total</b>	<b>25.856.742</b>	<b>- 87.450.813</b>	<b>- 61.594.071</b>

(1) Los desvíos de ingresos variables de gas de operación están incluidos dentro de los desvíos de ingresos totales.

Fuente: CNMC

## 8.2. Variables de facturación consideradas en la asignación

En Cuadro 81 se muestran el número de suministros, las capacidades contratadas equivalentes y los volúmenes previstos para el año de gas 2025 desagregado por grupo tarifario (para mayor detalle véase el Anexo I). Se indica que en la previsión se incluye la información relativa a los consumidores suministrados desde plantas satélite de distribución.

**Cuadro 81. Previsión de demanda por grupo tarifario para el año de gas 2025**

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	factor de carga (%)
RL.1	$C \leq 5.000$	5.322.822	68.420.082	10.245.718	40,9%
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	2.370.790	139.422.191	15.375.851	30,1%
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	228.589	36.191.979	4.280.931	32,3%
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	53.014	38.677.079	5.595.442	39,5%
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	21.672	81.343.093	10.905.031	36,6%
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	3.071	46.893.701	7.681.791	44,8%
RL.7	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	1.238	56.062.698	10.361.354	50,5%
RL.8	$15.000.000 < C \leq 50.000.000$	706	88.003.918	18.568.167	57,6%
RL.9	$50.000.000 < C \leq 150.000.000$	317	107.465.233	25.219.474	64,1%
RL.10	$150.000.000 < C \leq 500.000.000$	182	174.251.486	45.829.242	71,9%
RL.11	$C > 500.000.000$	93	599.897.338	138.134.825	62,9%
<b>Total</b>		<b>8.002.494</b>	<b>1.436.628.798</b>	<b>292.197.828</b>	<b>55,6%</b>

Fuente: CNMC

### 8.3. Asignación de la retribución de la distribución por inductor de coste

En el Cuadro 82 se muestra la asignación de la retribución reconocida a la actividad de distribución por inductor de coste, cliente o capacidad, conforme a los parámetros establecidos en el Anexo IV.1 de la Circular 6/2020. En el Cuadro 83 se muestra la asignación de la retribución de la distribución cuyo inductor de coste es la capacidad por nivel de presión. Finalmente, en el Cuadro 84 se asigna la retribución de redes locales por nivel de presión. La retribución asignada a las redes de presión de diseño superior a 60 bar se corresponde con la retribución de la red de transporte de influencia local, mientras que la retribución asignada a las redes de presión de diseño comprendida entre 16 bar y 60 bar se corresponde con la retribución del transporte secundario, excluido en ambos casos el gas de operación.

**Cuadro 82. Asignación de la retribución reconocida a la actividad de distribución por inductor de coste. Año de gas 2025**

	<b>Año gas 2025</b>
<b>Retribución de la red de distribución (€) (A)</b>	<b>1.001.474.782</b>
<b>Inductor de coste (B)</b>	
	<b>% de la retribución de distribución por inductor de coste</b>
Puntos de suministro	14,46%
Capacidad	85,54%
<b>Total</b>	<b>100,00%</b>
<b>Retribución de la distribución por criterio de asignación (€) (A) * (B)</b>	
	<b>Año gas 2025</b>
Retribución de la distribución asignada por puntos de suministro	144.813.253
Retribución de la distribución asignada por capacidad	856.661.528
<b>Total</b>	<b>1.001.474.782</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 83. Asignación de la retribución de la distribución cuyo inductor de coste es la capacidad por nivel de presión. Año de gas 2025**

<b>Retribución de la actividad de distribución cuyo inductor de coste es la capacidad (€) (A)</b>	<b>856.661.528</b>
<b>% de retribución de cada nivel de presión sobre el total (B)</b>	
4 bar < P ≤ 16 bar	10,5%
P ≤ 4 bar	89,5%
<b>Retribución por nivel de presión (€) (A) * (B)</b>	
4 bar < P ≤ 16 bar	89.949.460
P ≤ 4 bar	766.712.068

Fuente: CNMC

**Cuadro 84. Asignación de la retribución asociada a las redes locales cuyo inductor de coste es la capacidad por nivel de presión. Año de gas 2025**

Retribución de redes locales (€)	Año de gas 2025	% sobre el total
Presión (P) > 60 bar	146.197.790	12,1%
16 bar < P ≤ 60 bar	69.672.408	5,8%
4 bar < P ≤ 16 bar	104.019.718	8,6%
P ≤ 4 bar	886.644.260	73,5%
<b>Total</b>	<b>1.206.534.175</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: CNMC

Conforme al Anexo IV de la Circular 6/2020, el modelo de red empleado en la asignación de los costes de redes al propio nivel de presión y a niveles de presión inferiores se corresponde con los flujos de energía registrados el 5 de diciembre de 2017<sup>25</sup>, día de mayor demanda registrada en los cuatro años anteriores al inicio del periodo regulatorio. En el Cuadro 85 se muestra la asignación de la retribución asociada a las redes locales cuyo inductor de coste es la capacidad. Los coeficientes  $\alpha_j^i$  resultan de aplicar al escenario de flujos lo establecido en el Anexo II.5 de la Circular 6/2020.

<sup>25</sup> El balance correspondiente el día 5 de diciembre de 2017 se encuentra disponible en el Anexo IV de la Memoria que acompaña la Circular 6/2020 (<https://www.cnm.es/node/382322>)

**Cuadro 85. Asignación de la retribución del nivel de presión tarifario i cuyo inductor de coste es la capacidad al propio nivel de presión y a niveles de presión inferiores j**

Nivel de presión tarifario	Retribución cuyo inductor de coste es el caudal asociada al nivel de presión, excluido el gas de operación (Cd <sub>i</sub> ) (€)	Nivel de presión a que se asigna la retribución del nivel de presión tarifario	$\alpha^i_j$	Retribución asignada a cada nivel de presión (€)
NP0 (P ≤ 4 bar)	886.644.260	NP0	$\alpha^0_{0,p}$ 1,0000	886.644.260
NP1 (4 bar < P ≤ 16 bar)	104.019.718	NP1	$\alpha^1_{1,p}$ 0,4073	42.371.224
		NP0	$\alpha^1_{0,p}$ 0,5927	61.648.494
NP2 (16 bar < P ≤ 60 bar)	69.672.408	NP2	$\alpha^2_{2,p}$ 0,4105	28.599.617
		NP1	$\alpha^2_{1,p}$ 0,2267	15.791.757
		NP0	$\alpha^2_{0,p}$ 0,3629	25.281.034
NP3 (P > 60 bar)	146.197.790	NP3	$\alpha^3_{3,p}$ 0,5046	73.776.199
		NP2	$\alpha^3_{2,p}$ 0,0524	7.664.539
		NP1	$\alpha^3_{1,p}$ 0,1780	26.030.469
		NP0	$\alpha^3_{0,p}$ 0,2649	38.726.583

Fuente: CNMC

Por último, en el Cuadro 86 se muestra la retribución asociada a las redes locales cuyo inductor de coste es la capacidad que se debe recuperar en cada nivel de presión, resultado de la agregación de los costes de redes de su propio nivel de presión y de los niveles de presión superiores, y se asigna a los términos fijo y variable, de acuerdo con los puntos 7 y 8 del Anexo II de la Circular 6/2020.



**Cuadro 86. Asignación de la retribución cuyo inductor de coste es la capacidad asignada a cada nivel de presión, excluida la retribución asociada al gas de operación, a un componente fijo y un componente variable**

Nivel de presión tarifario	Nivel de presión de la red asignada	Retribución cuyo inductor de coste es el caudal asignada al nivel de presión tarifario (€)	Retribución cuyo inductor de coste es el caudal, excluido el gas de operación, asignada al término fijo (€)	Retribución cuyo inductor de coste es el caudal, excluido el gas de operación, asignada al término variable (€)
NP0	NP0	886.644.260	886.644.260	61.648.494
	NP1	61.648.494		
	NP2	25.281.034		
	NP3	38.726.583		
	<b>Total retribución</b>	<b>1.012.300.370</b>		
NP1	NP1	42.371.224	42.371.224	15.791.757
	NP2	15.791.757		
	NP3	26.030.469		
	<b>Total retribución</b>	<b>84.193.449</b>		
NP2	NP2	28.599.617	28.599.617	7.664.539
	NP3	7.664.539		
	<b>Total retribución</b>	<b>36.264.156</b>		
NP3	NP3	73.776.199	73.776.199	-
	<b>Total retribución</b>	<b>73.776.199</b>		

Fuente: CNMC

A continuación, se determinan los costes unitarios fijos y variables correspondientes a cada nivel de presión (véase Cuadro 87) y se facturan los suministros al coste unitario fijo y variable correspondiente al nivel de presión al que están conectados (véanse Cuadro 88 y Cuadro 89), con lo que se obtiene la retribución a recuperar por cada grupo tarifario (véase Cuadro 90).

**Cuadro 87. Determinación de los costes unitarios fijos y variables correspondientes a cada nivel de presión. Año de gas 2025**

**I. Retribución a recuperar**

Nivel de presión	Retribución cuyo inductor de costes es el caudal a recuperar mediante un término fijo (€) (A)	Retribución a recuperar mediante un término variable (€) (B)
NP0 (P ≤ 4 bar)	886.644.260	125.656.110
NP1 (4 bar < P ≤ 16 bar)	42.371.224	41.822.225
NP2 (16 bar < P ≤ 60 bar)	28.599.617	7.664.539
NP3 (P > 60 bar)	73.776.199	-
<b>Total</b>	<b>1.031.391.300</b>	<b>175.142.875</b>

**II. Variables inductoras del coste**

Nivel de presión	Capacidad contratada equivalente (kWh/día) (C)	Volumen (MWh) (D)
NP0 (P ≤ 4 bar)	422.897.500	56.965.725
NP1 (4 bar < P ≤ 16 bar)	362.513.081	84.660.280
NP2 (16 bar < P ≤ 60 bar)	120.798.465	31.851.107
NP3 (P > 60 bar)	530.419.752	118.720.716
<b>Total</b>	<b>1.436.628.798</b>	<b>292.197.828</b>

**III. Coste unitarios fijos y variables**

Nivel de presión	Coste unitario fijo (€/kWh/día y año) (A) / (C)	Coste unitario variable (€/MWh) (B) / (D)
NP0 (P ≤ 4 bar)	2,097	2,206
NP1 (4 bar < P ≤ 16 bar)	0,117	0,494
NP2 (16 bar < P ≤ 60 bar)	0,237	0,241
NP3 (P > 60 bar)	0,139	-

Fuente: CNMC

**Cuadro 88. Facturación de los suministros al coste unitario fijo correspondiente al nivel de presión al que están conectados. Año de gas 2025**

Peaje	Tamaño (kWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día y año) (A)				
		P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar	
RL.1	C ≤ 5.000	68.412.040	8.029	1	11	
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	139.418.496	3.593	-	102	
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	36.157.912	32.111	882	1.075	
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	38.112.558	553.622	5.257	5.642	
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	77.380.925	3.828.422	130.620	3.126	
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	30.590.296	15.724.081	546.117	33.207	
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	19.298.099	34.926.064	1.696.237	142.299	
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	12.945.043	69.099.362	4.600.808	1.358.705	
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	582.132	97.333.916	6.241.773	3.307.411	
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	110.943.845	45.254.800	18.052.841	
RL.11	C > 500.000.000	-	30.060.035	62.321.971	507.515.332	
<b>Total</b>		<b>422.897.500</b>	<b>362.513.081</b>	<b>120.798.465</b>	<b>530.419.752</b>	
Coste unitario fijo (€/MWh/día y año) (B)		P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar	
		2,0966	0,1169	0,2368	0,1391	
Peaje	Tamaño (kWh)	Facturación (€) (C) = (A) * (B)				Retribución cuyo inductor de costes es el caudal a recuperar por el término fijo de cada grupo tarifario (€)
		P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar	
RL.1	C ≤ 5.000	143.432.256	938	0	2	143.433.196
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	292.303.950	420	-	14	292.304.384
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	75.808.452	3.753	209	149	75.812.564
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	79.906.550	64.708	1.245	785	79.973.288
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	162.236.364	447.473	30.925	435	162.715.197
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	64.135.424	1.837.861	129.296	4.619	66.107.199
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	40.460.273	4.082.225	401.592	19.792	44.963.883
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	27.140.496	8.076.466	1.089.263	188.983	36.495.208
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	1.220.495	11.376.575	1.477.770	460.029	14.534.868
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	12.967.329	10.714.291	2.510.974	26.192.594
RL.11	C > 500.000.000	-	3.513.475	14.755.026	70.590.418	88.858.919
<b>Total</b>		<b>886.644.260</b>	<b>42.371.224</b>	<b>28.599.617</b>	<b>73.776.199</b>	

Fuente: CNMC

**Cuadro 89. Facturación de los suministros al coste unitario variable correspondiente al nivel de presión al que están conectados. Año de gas 2025**

Peaje	Tamaño (kWh)	Volumen (MWh) (A)			
		P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar
RL.1	C ≤ 5.000	10.245.151	563	0	4
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	15.375.550	271	-	30
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	4.276.327	4.338	107	160
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	5.521.664	71.565	806	1.408
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	10.268.907	624.008	11.301	815
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	5.008.812	2.587.267	79.756	5.956
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	3.485.167	6.526.177	329.055	20.956
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	2.618.030	14.719.847	970.788	259.503
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	166.118	22.841.214	1.478.552	733.590
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	29.340.441	11.653.497	4.835.305
RL.11	C > 500.000.000	-	7.944.589	17.327.247	112.862.989
<b>Total</b>		<b>56.965.725</b>	<b>84.660.280</b>	<b>31.851.107</b>	<b>118.720.716</b>

	P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar
Coste unitario variable (€/MWh)	2,2058	0,4940006	0,2406	-

Peaje	Tamaño (kWh)	Facturación (€) (C) = (A) * (B)				Retribución a recuperar por el término variable de cada grupo tarifario (€)
		P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar	
RL.1	C ≤ 5.000	22.598.954	278	0	-	22.599.233
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	33.915.690	134	-	-	33.915.823
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	9.432.805	2.143	26	-	9.434.974
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	12.179.793	35.353	194	-	12.215.340
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	22.651.356	308.260	2.719	-	22.962.336
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	11.048.536	1.278.111	19.192	-	12.345.839
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	7.687.649	3.223.935	79.183	-	10.990.767
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	5.774.901	7.271.613	233.607	-	13.280.120
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	366.426	11.283.572	355.794	-	12.005.792
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	14.494.194	2.804.257	-	17.298.451
RL.11	C > 500.000.000	-	3.924.631	4.169.568	-	8.094.200
<b>Total</b>		<b>125.656.110</b>	<b>41.822.225</b>	<b>7.664.539</b>	<b>-</b>	

Fuente: CNMC

**Cuadro 90. Retribución fija y variable que se debe recuperar por los términos fijo y variable del peaje de cada grupo tarifario. Año de gas 2025**

Peaje	Tamaño (kWh)	Retribución a recuperar por el término fijo de cada grupo tarifario (€)	Retribución a recuperar por el término variable de cada grupo tarifario (€)
RL.1	$C \leq 5.000$	143.433.196	22.599.233
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	292.304.384	33.915.823
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	75.812.564	9.434.974
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	79.973.288	12.215.340
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	162.715.197	22.962.336
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	66.107.199	12.345.839
RL.7	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	44.963.883	10.990.767
RL.8	$15.000.000 < C \leq 50.000.000$	36.495.208	13.280.120
RL.9	$50.000.000 < C \leq 150.000.000$	14.534.868	12.005.792
RL.10	$150.000.000 < C \leq 500.000.000$	26.192.594	17.298.451
RL.11	$C > 500.000.000$	88.858.919	8.094.200
<b>Total</b>		<b>1.031.391.300</b>	<b>175.142.875</b>

Fuente: CNMC

En el Cuadro 91 se muestra la asignación de la retribución fija cuyo inductor de coste es el punto de suministro conforme el apartado 9 del Anexo II de la Circular 6/2020 y en el Cuadro 92 se presenta la asignación de la retribución asociada al gas de operación.

**Cuadro 91. Asignación de la retribución fija cuyo inductor de coste es el punto de suministro por grupo tarifario. Año de gas 2025**

<b>Retribución de distribución cuyo inductor de coste es el cliente (€) (A)</b>		<b>144.813.253</b>	
<b>Número de clientes suministrados desde la red de distribución (B)</b>		<b>8.002.196</b>	
<b>Coste unitario (€/cliente y mes) (C) = (A)/(B)</b>		<b>1,5081</b>	
<b>Peaje</b>	<b>Tamaño (kWh)</b>	<b>Numero de clientes (D)</b>	<b>Retribución de distribución cuyo inductor del coste es el cliente que se debe recuperar por grupo tarifario (€) (C) * (D)</b>
RL.1	C ≤ 5.000	5.322.819	96.325.410
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.370.789	42.903.428
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	228.585	4.136.632
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	53.000	959.128
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.659	391.957
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.043	55.061
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	1.195	21.630
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	671	12.147
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	293	5.299
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	130	2.355
RL.11	C > 500.000.000	11	206
<b>Total</b>		<b>8.002.196</b>	<b>144.813.253</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 92. Asignación por grupo tarifario de la retribución asociada al gas de operación.  
Año de gas 2025**

<b>Retribución del gas de operación (€) (A)</b>	<b>5.449.238</b>
<b>Demanda suministrada desde redes locales (kWh) (B)</b>	<b>292.197.828</b>
<b>Coste unitario (€/kWh) (C) = (A)/(B)</b>	<b>0,0016</b>

Peaje	Tamaño (kWh)	Volumen (kWh) (D)	Retribución del gas de operación que se debe recuperar por grupo tarifario (€) (C) * (D)
RL.1	C ≤ 5.000	10.245.718	191.074
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	15.375.851	286.746
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	4.280.931	79.836
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	5.595.442	104.350
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	10.905.031	203.369
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	7.681.791	143.259
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	10.361.354	193.230
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	18.568.167	346.280
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	25.219.474	470.321
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	45.829.242	854.676
RL.11	C > 500.000.000	138.134.825	2.576.096
<b>Total</b>		<b>292.197.828</b>	<b>5.449.238</b>

Fuente: CNMC

Finalmente, en el Cuadro 93 se muestra el resumen de la asignación de la retribución a los términos fijos y variable de cada grupo tarifario.

**Cuadro 93. Asignación de la retribución a los términos fijo y variable de cada grupo tarifario. Año de gas 2025**

Peaje	Tamaño (kWh)	Retribución a recuperar por el término fijo de cada grupo tarifario (€)			Retribución a recuperar por el término variable de cada grupo tarifario (€)		
		Inductor de coste caudal	Inductor de coste cliente	Total	Retribución fija a recuperar por el término variable de cada grupo tarifario	Retribución asociada al gas de operación	Total
RL.1	C ≤ 5.000	143.433.196	96.325.410	239.758.606	22.599.233	191.074	22.790.306
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	292.304.384	42.903.428	335.207.812	33.915.823	286.746	34.202.570
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	75.812.564	4.136.632	79.949.196	9.434.974	79.836	9.514.809
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	79.973.288	959.128	80.932.417	12.215.340	104.350	12.319.690
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	162.715.197	391.957	163.107.153	22.962.336	203.369	23.165.706
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	66.107.199	55.061	66.162.260	12.345.839	143.259	12.489.098
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	44.963.883	21.630	44.985.513	10.990.767	193.230	11.183.997
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	36.495.208	12.147	36.507.355	13.280.120	346.280	13.626.401
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	14.534.868	5.299	14.540.167	12.005.792	470.321	12.476.114
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	26.192.594	2.355	26.194.949	17.298.451	854.676	18.153.127
RL.11	C > 500.000.000	88.858.919	206	88.859.125	8.094.200	2.576.096	10.670.295
<b>Total</b>		<b>1.031.391.300</b>	<b>144.813.253</b>	<b>1.176.204.554</b>	<b>175.142.875</b>	<b>5.449.238</b>	<b>180.592.113</b>

Fuente: CNMC

En el Cuadro 94 se muestra el cálculo de los términos fijos y variables del peaje de redes locales por grupo tarifario conforme a los apartados 11 y 12 del anexo II de la Circular 6/2020, y en el Cuadro 95, el Cuadro 96, el Cuadro 97 y el Cuadro 98 se detalla el procedimiento de cálculo del término fijo por cliente aplicable a los consumidores sin obligación de disponer de equipos con capacidad de medir el caudal máximo demandado conforme el apartado 13 del Anexo II de la Circular 6/2020.



**Cuadro 94. Términos fijos y variables de los peajes de redes locales por grupo tarifario.  
Año de gas 2025**

**I. Retribución a recuperar**

Peaje	Tamaño (kWh)	Retribución a recuperar por el término fijo de cada grupo tarifario (€) (A)	Retribución a recuperar por el término variable de cada grupo tarifario (€) (B)
RL.1	C ≤ 5.000	239.758.606	22.790.306
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	335.207.812	34.202.570
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	79.949.196	9.514.809
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	80.932.417	12.319.690
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	163.107.153	23.165.706
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	66.162.260	12.489.098
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	44.985.513	11.183.997
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	36.507.355	13.626.401
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	14.540.167	12.476.114
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	26.194.949	18.153.127
RL.11	C > 500.000.000	88.859.125	10.670.295
<b>Total</b>		<b>1.176.204.554</b>	<b>180.592.113</b>

**II. Variables inductoras del coste**

Peaje	Tamaño (kWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día) (C)	Volumen (kWh) (D)
RL.1	C ≤ 5.000	68.420.082	10.245.718.260
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	139.422.191	15.375.851.438
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	36.191.979	4.280.931.429
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	38.677.079	5.595.442.179
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	81.343.093	10.905.031.020
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	46.893.701	7.681.790.983
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	56.062.698	10.361.354.284
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	88.003.918	18.568.167.437
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	107.465.233	25.219.473.987
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	174.251.486	45.829.242.031
RL.11	C > 500.000.000	599.897.338	138.134.824.744
<b>Total</b>		<b>1.436.628.798</b>	<b>292.197.827.792</b>

**III. Términos fijos y variables del peaje**

Peaje	Tamaño (kWh)	Coste unitario fijo (€/kWh/día y año) (C) / (A)	Coste unitario variable (€/kWh) (D) / (B)
RL.1	C ≤ 5.000	3,504214	0,002224
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2,404264	0,002224
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	2,209031	0,002223
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	2,092516	0,002202
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2,005175	0,002124
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	1,410899	0,001626
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,802414	0,001079
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,414838	0,000734
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,135301	0,000495
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,150328	0,000396
RL.11	C > 500.000.000	0,148124	0,000077

Fuente: CNMC

**Cuadro 95. Término fijo por cliente inicial de peajes aplicables a consumidores sin obligación de disponer de teled medida. Año de gas 2025**

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de suministros (A)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día) (1)	Volumen de consumo (kWh)	Retribución a recuperar por el término fijo de cada grupo tarifario (€) (B)	Término fijo por cliente (€/cliente y año) (B) / (A)
RL.1	C ≤ 5.000	5.322.822	68.420.082	10.245.718	239.758.606	45,043512
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.370.790	139.422.191	15.375.851	335.207.812	141,390760
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	228.589	36.191.979	4.280.931	79.949.196	349,750781
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	53.014	38.677.079	5.595.442	80.932.417	1.526,625701
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.672	81.343.093	10.905.031	163.107.153	7.526,328243
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.071	46.893.701	7.681.791	66.162.260	21.545,176914

Fuente: CNMC

**Cuadro 96. Determinación del término fijo por cliente final de peajes aplicables a consumidores sin obligación de disponer de equipo de medida con capacidad de medir el caudal máximo diario. Año de gas 2025**

Peaje	Tamaño (kWh)	Consumo (kWh) a efectos de diseño del peaje (A)	Términos de facturación iniciales		Facturación por acceso a redes locales			Término de fijo final
			Término fijo por cliente (€/cliente y año) (B)	Término variable (€/kWh) (C)	Término fijo (€) (D) = (B)	Término variable (€) (E) = (A)*(C)	Facturación total (€) (F) = ((D) + (E))	Término fijo por cliente (€/cliente y año) (F) del grupo anterior
RL.1	C ≤ 5.000	5.000	45,043512	0,002224	45,043512	11,121869	56,165380	n.a.
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	15.000	141,390760	0,002224	141,390760	33,366513	174,757273	56,165380
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	50.000	349,750781	0,002223	349,750781	111,130129	460,880910	174,757273
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	300.000	1.526,625701	0,002202	1.526,625701	660,521013	2.187,146715	460,880910
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	1.500.000	7.526,328243	0,002124	7.526,328243	3.186,470379	10.712,798622	2.187,146715
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	5.000.000	21.545,176914	0,001626	21.545,176914	8.129,027486	29.674,204400	10.712,798622

Fuente: CNMC

**Cuadro 97. Determinación del término variable final de peajes aplicables a consumidores sin obligación de disponer de telemedida. Año de gas 2025**

**I. Retribución recuperada a través del término fijo**

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de suministros (A)	Volumen de consumo (MWh) (B)	Término fijo por cliente (€/cliente y año) (C)	Facturación por el término fijo (€) (D) = (A) * (C) *12
RL.1	C ≤ 5.000	5.322.822	10.245.718	n.a.	n.a.
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.370.790	15.375.851	56,165380	133.156.327
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	228.589	4.280.931	174,757273	39.947.598
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	53.014	5.595.442	460,880910	24.433.105
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.672	10.905.031	2.187,146715	47.398.846
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.071	7.681.791	10.712,798622	32.897.524

**II. Determinación del término variable**

Peaje	Tamaño (kWh)	Retribución asignada al grupo tarifario (E)	Facturación por el término fijo (€) (D)	Retribución a recuperar por el término variable (€) (F) = (E) - (D)	Término variable (€/kWh) (F)/(B)
RL.1	C ≤ 5.000	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	369.410.382	133.156.327	236.254.055	0,015365
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	89.464.005	39.947.598	49.516.408	0,011567
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	93.252.107	24.433.105	68.819.002	0,012299
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	186.272.859	47.398.846	138.874.013	0,012735
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	78.651.358	32.897.524	45.753.835	0,005956

Fuente: CNMC

**Cuadro 98. Determinación de los términos de facturación del peaje RL.1. Año gas 2025**

**I. Estructura fijo/variable del peaje RL.2**

	Facturación peaje RL.2 (€)	% sobre total facturación (A)
Término fijo	133.156.327	36,0%
Término variable	236.254.055	64,0%
<b>Total</b>	<b>369.410.382</b>	<b>100,0%</b>

**II. Determinación de los términos del peaje RL.1**

Retribución asignada al peaje RL.1 (€) (B)	<b>262.548.912</b>
--	--------------------

	Término fijo	Término variable
Retribución a recuperar (€) (C) = (A) * (B)	<b>94.637.429</b>	<b>167.911.484</b>

	Nº de suministros	Volumen (MWh)
Variables de facturación (D)	<b>5.322.822</b>	<b>10.245.718</b>

	Término fijo por cliente (€/cliente y año) (C) / (D)	Término variable (€/kWh) (C) / (D)
Términos del peaje RL.1	<b>17,779558</b>	<b>0,016388</b>

Fuente: CNMC

En el Cuadro 99 se resumen los peajes de redes locales que resultan de aplicar la metodología establecida en el artículo 22 y en el Anexo II de la Circular 6/2020 para el año de gas 2025.

**Cuadro 99. Términos de facturación de los peajes de redes locales. Año de gas 2025**

Peaje	Tamaño (kWh)	Consumidores que no dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Consumidores que dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Facturación media (€/kWh)	% de término fijo
		Término fijo por cliente (€/cliente y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)		
RL.1	C ≤ 5.000	17,779558	0,016388	3,504214	0,002224	0,02563	36,0%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	56,165380	0,015365	2,404264	0,002224	0,02403	29,5%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	174,757273	0,011567	2,209031	0,002223	0,02090	33,0%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	460,880910	0,012299	2,092516	0,002202	0,01667	25,1%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2.187,146715	0,012735	2,005175	0,002124	0,01708	24,4%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	10.712,798622	0,005956	1,410899	0,001626	0,01024	45,2%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000			0,802414	0,001079	0,00542	103,9%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000			0,414838	0,000734	0,00270	81,9%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000			0,135301	0,000495	0,00107	52,1%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000			0,150328	0,000396	0,00097	64,8%
RL.11	C > 500.000.000			0,148124	0,000077	0,00072	92,8%

Fuente: CNMC

Una vez determinados los peajes que resultan de la metodología establecida en la Circular 6/2020, se aplica el procedimiento previsto en el resuelve segundo de la Resolución de 30 de mayo de 2023 para la determinación de los peajes de redes locales durante el periodo transitorio.

Conforme a dicho procedimiento, las variaciones de precios de los peajes a los que aplica el periodo transitorio se determinarán de forma que la diferencia de la facturación de los términos fijo y variable que anualmente resulten de la aplicación de los precios del ejercicio anterior, en este caso de la Resolución de peajes de 2024 y los que resulten de la aplicación de la Circular 6/2020 para el año de gas 2026 se distribuye entre el número de años que restan para la finalización del periodo transitorio. En concreto se distribuye en dos años dado que el periodo regulatorio finaliza en el año de gas 2026.

En el Cuadro 100 se compara la facturación del escenario de demanda previsto para el ejercicio 2025 a los precios de la Resolución de peajes de 2024 y a los precios que resultan de aplicar la metodología para el año de gas 2025, a efectos de comprobar que sigue siendo de aplicación la limitación de variaciones prevista para el periodo transitorio. Se observa que, con carácter general, para los colectivos a los que es de aplicación el periodo transitorio se registran incrementos del término fijo y/o del término variable.

**Cuadro 100. Facturación a las variables previstas para el año de gas 2025 a los precios de la Resolución de 30 de mayo de 2023 y a los precios de los peajes del año de gas 2025**

Facturación por caudal		Previsión variables facturación. Año de gas 2025			Facturación a precios de la Resolución de 30 de mayo de 2023			Facturación a los precios del año de gas 2025			% variación 2025 sobre 2024		
Peaje transitorio	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total
<b>Sumistrados desde la red T&amp;D</b>		<b>23.010</b>	<b>133.479.289</b>	<b>20.264.159</b>	<b>117.358.703</b>	<b>69.258.210</b>	<b>186.616.913</b>	<b>213.741.609</b>	<b>34.529.874</b>	<b>248.271.482</b>	<b>82,1%</b>	<b>-50,1%</b>	<b>33,0%</b>
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	20.570	76.449.116	10.078.869	79.235.228	58.890.833	138.126.061	153.293.874	21.410.679	174.704.552	93,5%	-63,6%	26,5%
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	782	3.962.168	636.124	5.240.938	941.463	6.182.401	7.944.841	1.351.326	9.296.167	51,6%	43,5%	50,4%
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	872	16.303.405	2.672.979	15.022.773	3.271.726	18.294.499	23.002.452	4.345.744	27.348.196	53,1%	32,8%	49,5%
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	786	36.764.600	6.876.187	17.859.765	6.154.188	24.013.952	29.500.442	7.422.124	36.922.566	65,2%	20,6%	53,8%
<b>Suministrados desde plantas satélite</b>		<b>169.550</b>	<b>7.992.658</b>	<b>1.218.870</b>	<b>10.063.114</b>	<b>6.444.192</b>	<b>16.507.307</b>	<b>17.326.011</b>	<b>2.378.973</b>	<b>19.704.984</b>	<b>72,2%</b>	<b>-63,1%</b>	<b>19,4%</b>
RLPS.1	C ≤ 5.000	117.958	1.232.653	199.221	2.548.163	1.547.546	4.095.709	4.319.481	443.141	4.762.622	69,5%	-71,4%	16,3%
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	43.975	2.407.407	285.004	3.445.941	1.873.898	5.319.839	5.788.044	633.972	6.422.015	68,0%	-66,2%	20,7%
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	6.132	854.472	95.495	1.037.240	584.907	1.622.147	1.887.555	212.247	2.099.803	82,0%	-63,7%	29,4%
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	1.079	678.588	124.119	933.249	682.654	1.615.904	1.419.955	273.277	1.693.233	52,2%	-60,0%	4,8%
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	319	931.808	189.365	1.014.016	843.999	1.858.016	1.868.439	402.270	2.270.710	84,3%	-52,3%	22,2%
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	68	1.015.123	154.953	747.844	698.218	1.446.062	1.432.235	251.923	1.684.159	91,5%	-63,9%	16,5%
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	16	640.675	106.680	269.066	176.661	445.728	514.087	115.149	629.236	91,1%	-34,8%	41,2%
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	3	231.932	64.034	67.594	36.308	103.902	96.214	46.992	143.206	42,3%	29,4%	37,8%

Facturación por cliente		Previsión variables facturación. Año de gas 2025			Facturación a precios de la Resolución de 30 de mayo de 2023			Facturación a los precios del año de gas 2025			% variación 2025 sobre 2024		
Peaje transitorio	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total
<b>Sumistrados desde la red T&amp;D</b>		<b>22.224</b>	<b>96.714.689</b>	<b>13.387.972</b>	<b>35.684.506</b>	<b>122.990.204</b>	<b>158.674.712</b>	<b>56.043.207</b>	<b>152.374.547</b>	<b>208.417.754</b>	<b>56,2%</b>	<b>23,9%</b>	<b>31,2%</b>
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	20.570	76.449.116	10.078.869	26.541.520	110.696.221	137.237.740	44.990.179	128.352.960	173.343.139	69,5%	16,0%	26,3%
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	782	3.962.168	636.124	1.886.110	4.189.511	6.075.621	1.710.620	8.100.946	9.811.566	-9,3%	93,4%	61,5%
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	872	16.303.405	2.672.979	7.456.878	8.104.472	15.561.350	9.342.408	15.920.641	25.263.049	25,3%	96,4%	62,3%
<b>Suministrados desde plantas satélite</b>		<b>169.530</b>	<b>7.120.052</b>	<b>1.048.156</b>	<b>5.702.321</b>	<b>11.370.831</b>	<b>17.073.152</b>	<b>7.557.953</b>	<b>13.609.650</b>	<b>21.167.603</b>	<b>32,5%</b>	<b>19,7%</b>	<b>24,0%</b>
RLPS.1	C ≤ 5.000	117.958	1.232.653	199.221	1.869.683	2.953.645	4.823.328	2.097.245	3.264.918	5.362.163	12,2%	10,5%	11,2%
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	43.975	2.407.407	285.004	1.879.543	3.456.808	5.336.351	2.469.846	4.379.155	6.849.001	31,4%	26,7%	28,3%
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	6.132	854.472	95.495	624.041	974.527	1.598.567	1.071.636	1.104.566	2.176.201	71,7%	13,3%	36,1%
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	1.079	678.588	124.119	447.025	1.247.148	1.694.172	497.136	1.526.554	2.023.690	11,2%	22,4%	19,5%
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	319	931.808	189.365	473.346	1.808.056	2.281.402	698.047	2.411.535	3.109.582	47,5%	33,4%	36,3%
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	68	1.015.123	154.953	408.683	930.648	1.339.331	724.043	922.922	1.646.965	77,2%	-0,8%	23,0%

Fuente: CNMC

En el Cuadro 101 se compara la facturación del escenario de demanda previsto para el ejercicio 2025 a los precios de la Resolución de peajes de 2024 y a los precios que resultan de aplicar la metodología para el año de gas 2026, así como la diferencia de facturación que procedería aplicar en el año de gas 2025, teniendo en cuenta que el incremento se debe laminar en los dos años que restan para concluir el periodo transitorio.

A partir de la facturación, se procede a la determinación de los términos fijos y variables para el año de gas 2025 para este colectivo (véase Cuadro 102).

Es necesario destacar que, con posterioridad, habrá que analizar si esta diferencia de facturación que procede aplicar en 2025 puede ser absorbida por aquellos peajes que experimentan una reducción de peajes.

**Cuadro 101. Facturación a las variables previstas para el año de gas 2025 a los precios de la Resolución de 30 de mayo de 2023 y a los precios de los peajes del año de gas 2026 y facturación del periodo transitorio**

Facturación por caudal		Previsión variables facturación. Año de gas 2025			Facturación a precios de la Resolución de 30 de mayo de 2023(A)			Facturación a precios del año de gas 2026 (B)			Diferencia (C) = [(B) - (A)] / 2			Facturación a precios periodo transitorio (D) = (A) + (C)			% variación (D) sobre (A)		
Peaje transitorio	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total
<b>Suministrados desde la red T&amp;D</b>		<b>23.010</b>	<b>133.479.289</b>	<b>20.264.159</b>	<b>117.358.703</b>	<b>69.258.210</b>	<b>186.616.913</b>	<b>217.881.546</b>	<b>33.319.753</b>	<b>251.201.299</b>	<b>50.261.421</b>	<b>-17.969.229</b>	<b>32.292.193</b>	<b>167.620.124</b>	<b>51.288.981</b>	<b>218.909.106</b>	<b>42,8%</b>	<b>-25,9%</b>	<b>17,3%</b>
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	20.570	76.449.116	10.078.869	79.235.228	58.890.833	138.126.061	155.784.833	20.769.055	176.553.888	38.274.803	-19.060.889	19.213.914	117.510.031	39.829.944	157.339.974	48,3%	-32,4%	13,9%
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	782	3.962.168	636.124	5.240.938	941.463	6.182.401	8.073.941	1.310.831	9.384.772	1.416.502	184.684	1.601.185	6.657.439	1.126.147	7.783.586	27,0%	19,6%	25,9%
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	872	16.303.405	2.672.979	15.022.773	3.271.726	18.294.499	23.629.235	4.192.192	27.821.427	4.303.231	460.233	4.763.464	19.326.004	3.731.959	23.057.963	28,6%	14,1%	26,0%
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	786	36.764.600	6.876.187	17.859.765	6.154.188	24.013.952	30.393.537	7.047.676	37.441.212	6.266.886	446.744	6.713.630	24.126.651	6.600.932	30.727.582	35,1%	7,3%	28,0%
<b>Suministrados desde plantas satélite</b>		<b>169.550</b>	<b>7.992.658</b>	<b>1.218.870</b>	<b>10.063.114</b>	<b>6.444.192</b>	<b>16.507.307</b>	<b>17.524.323</b>	<b>2.303.801</b>	<b>19.828.123</b>	<b>3.730.604</b>	<b>-2.070.196</b>	<b>1.660.408</b>	<b>13.793.719</b>	<b>4.373.996</b>	<b>18.167.715</b>	<b>37,1%</b>	<b>-32,1%</b>	<b>10,1%</b>
RLPS.1	C ≤ 5.000	117.958	1.232.653	199.221	2.548.163	1.547.546	4.095.709	4.321.757	430.418	4.752.175	886.797	-558.564	328.233	3.434.960	988.982	4.423.942	34,8%	-36,1%	8,0%
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	43.975	2.407.407	285.004	3.445.941	1.873.998	5.319.839	5.848.963	615.770	6.464.733	1.201.511	-629.064	572.447	4.647.452	1.244.834	5.892.286	34,9%	-33,6%	10,8%
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	6.132	854.472	95.495	1.037.240	584.907	1.622.147	1.912.733	206.148	2.118.881	437.747	-189.380	248.367	1.474.987	395.527	1.870.514	42,2%	-32,4%	15,3%
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	1.079	678.588	124.119	933.249	682.654	1.615.904	1.441.558	265.352	1.706.911	254.155	-208.651	45.503	1.187.404	474.003	1.661.407	27,2%	-30,6%	2,8%
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	319	931.808	189.365	1.014.016	843.999	1.858.016	1.898.800	390.215	2.289.016	442.392	-226.892	215.500	1.456.408	617.107	2.073.516	43,6%	-26,9%	11,6%
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	68	1.015.123	154.953	747.844	698.218	1.446.062	1.471.262	243.022	1.714.284	361.709	-227.598	134.111	1.109.553	470.620	1.580.173	48,4%	-32,6%	9,3%
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	16	640.675	106.680	269.066	176.661	445.728	529.650	109.340	638.990	130.292	-33.661	96.631	399.358	143.001	542.359	48,4%	-19,1%	21,7%
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	3	231.932	64.034	67.594	36.308	103.902	99.599	43.535	143.134	16.002	3.614	19.616	83.596	39.921	123.518	23,7%	10,0%	18,9%

Facturación por cliente		Previsión variables facturación. Año de gas 2025			Facturación a precios de la Resolución de 30 de mayo de 2023(A)			Facturación a precios del año de gas 2026 (B)			Diferencia (C) = [(B) - (A)] / 2			Facturación a precios periodo transitorio (D) = (A) + (C)			% variación (D) sobre (A)		
Peaje transitorio	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total
<b>Suministrados desde la red T&amp;D</b>		<b>22.224</b>	<b>96.714.689</b>	<b>13.387.972</b>	<b>35.884.508</b>	<b>122.990.204</b>	<b>158.874.712</b>	<b>55.783.500</b>	<b>153.904.201</b>	<b>209.687.701</b>	<b>9.949.496</b>	<b>15.456.999</b>	<b>25.406.495</b>	<b>45.834.004</b>	<b>138.447.203</b>	<b>184.281.207</b>	<b>27,7%</b>	<b>12,6%</b>	<b>16,0%</b>
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	20.570	76.449.116	10.078.869	26.541.520	110.696.221	137.237.740	44.789.320	129.724.149	174.513.469	9.123.900	9.513.964	18.637.864	35.665.420	120.210.185	155.875.605	34,4%	8,6%	13,6%
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	782	3.962.168	636.124	1.886.110	4.189.511	6.075.621	1.702.983	8.187.488	9.890.471	-91.564	1.998.988	1.907.425	1.794.546	6.188.500	7.983.046	-4,9%	47,7%	31,4%
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	872	16.303.405	2.672.979	7.456.878	8.104.472	15.561.350	9.291.198	15.992.564	25.283.762	917.160	3.944.046	4.861.206	8.374.038	12.048.518	20.422.556	12,3%	48,7%	31,2%
<b>Suministrados desde plantas satélite</b>		<b>169.530</b>	<b>7.120.052</b>	<b>1.048.156</b>	<b>5.702.321</b>	<b>11.370.831</b>	<b>17.073.152</b>	<b>7.505.899</b>	<b>13.808.671</b>	<b>21.314.570</b>	<b>901.789</b>	<b>1.218.920</b>	<b>2.120.709</b>	<b>6.604.110</b>	<b>12.589.751</b>	<b>19.193.861</b>	<b>15,8%</b>	<b>10,7%</b>	<b>12,4%</b>
RLPS.1	C ≤ 5.000	117.958	1.232.653	199.221	1.869.683	2.953.645	4.823.328	2.065.315	3.304.411	5.369.726	97.816	175.383	273.199	1.967.499	3.129.028	5.096.527	5,2%	5,9%	5,7%
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	43.975	2.407.407	285.004	1.879.543	3.456.808	5.336.351	2.453.867	4.471.504	6.925.371	287.162	507.348	794.510	2.166.705	3.964.156	6.130.861	15,3%	14,7%	14,9%
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	6.132	854.472	95.495	624.041	974.527	1.598.567	1.073.579	1.127.059	2.200.638	224.769	76.266	301.035	848.810	1.050.793	1.899.603	36,0%	7,8%	18,8%
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	1.079	678.588	124.119	447.025	1.247.148	1.694.172	498.132	1.541.308	2.039.440	25.554	147.080	172.634	472.578	1.394.228	1.866.806	5,7%	11,8%	10,2%
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	319	931.808	189.365	473.346	1.808.056	2.281.402	694.931	2.437.297	3.132.228	110.792	314.621	425.413	584.139	2.122.677	2.706.815	23,4%	17,4%	18,6%
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	68	1.015.123	154.953	408.683	930.648	1.339.331	720.074	927.091	1.647.166	155.696	-1.778	153.918	564.379	928.870	1.493.248	38,1%	-0,2%	11,5%

Fuente: CNMC



**Cuadro 102. Determinación de los peajes transitorios para el año de gas 2025 en caso de ingresos suficientes**

Facturación por caudal		Previsión variables facturación. Año de gas 2025			Facturación del período transitorio (B)			Términos de los peajes (B)/(A)	
Peaje transitorio	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Término fijo (€/kWh/día/año)	Término variable (€/kWh)
<b>Sumistrados desde la red T&amp;D</b>		<b>23.010</b>	<b>133.479.289</b>	<b>20.264.159</b>	<b>167.620.124</b>	<b>51.288.981</b>	<b>218.909.106</b>		
RLTB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	20.570	76.449.116	10.078.869	117.510.031	39.829.944	157.339.974	1,537101	0,003952
RLTA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	782	3.962.168	636.124	6.657.439	1.126.147	7.783.586	1,680252	0,001770
RLTA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	872	16.303.405	2.672.979	19.326.004	3.731.959	23.057.963	1,185397	0,001396
RLTA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	786	36.764.600	6.876.187	24.126.651	6.600.932	30.727.582	0,656247	0,000960
<b>Sumistrados desde plantas satélite</b>		<b>169.550</b>	<b>7.992.658</b>	<b>1.218.870</b>	<b>13.793.719</b>	<b>4.373.996</b>	<b>18.167.715</b>		
RLPS.1	C ≤ 5.000	117.958	1.232.653	199.221	3.434.960	988.982	4.423.942	2,786639	0,004964
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	43.975	2.407.407	285.004	4.647.452	1.244.834	5.892.286	1,930480	0,004368
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	6.132	854.472	95.495	1.474.987	395.527	1.870.514	1,726196	0,004142
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	1.079	678.588	124.119	1.187.404	474.003	1.661.407	1,749817	0,003819
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	319	931.808	189.365	1.456.408	617.107	2.073.516	1,562991	0,003259
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	68	1.015.123	154.953	1.109.553	470.620	1.580.173	1,093023	0,003037
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	16	640.675	106.680	399.358	143.001	542.359	0,623340	0,001340
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	3	231.932	64.034	83.596	39.921	123.518	0,360435	0,000623

Facturación por cliente		Previsión variables facturación. Año de gas 2025			Facturación del período transitorio (B)			Términos de los peajes (B)/(A)	
Peaje transitorio	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Término fijo (€/cliente/año)	Término variable (€/kWh)
<b>Sumistrados desde la red T&amp;D</b>		<b>22.224</b>	<b>96.714.689</b>	<b>13.387.972</b>	<b>45.834.004</b>	<b>138.447.203</b>	<b>184.281.207</b>		
RLTB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	20.570	76.449.116	10.078.869	35.665.420	120.210.185	155.875.605	1.733,83	0,011927
RLTA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	782	3.962.168	636.124	1.794.546	6.188.500	7.983.046	2.294,45	0,009728
RLTA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	872	16.303.405	2.672.979	8.374.038	12.048.518	20.422.556	9.602,38	0,004508
<b>Sumistrados desde plantas satélite</b>		<b>169.530</b>	<b>7.120.052</b>	<b>1.048.156</b>	<b>6.604.110</b>	<b>12.589.751</b>	<b>19.193.861</b>		
RLPS.1	C ≤ 5.000	117.958	1.232.653	199.221	1.967.499	3.129.028	5.096.527	16,68	0,015706
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	43.975	2.407.407	285.004	2.166.705	3.964.156	6.130.861	49,27	0,013909
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	6.132	854.472	95.495	848.810	1.050.793	1.899.603	138,42	0,011004
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	1.079	678.588	124.119	472.578	1.394.228	1.866.806	438,11	0,011233
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	319	931.808	189.365	584.139	2.122.677	2.706.815	1.830,24	0,011209
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	68	1.015.123	154.953	564.379	928.870	1.493.248	8.350,43	0,005995

Fuente: CNMC

Teniendo en cuenta que el diferencial de facturación que se debe recuperar es diferente en el caso de que la facturación del término fijo sea por cliente o por caudal, con objeto de asegurar la suficiencia, se toma para cada uno de los peajes el máximo de la diferencia entre la facturación a los precios del ejercicio 2024 y la facturación a los precios del transitorio (véanse Cuadro 103 y Cuadro 104).

**Cuadro 103. Pérdida de ingresos derivada de la aplicación del periodo transitorio**

Facturación por caudal		Previsión variables facturación. Año de gas 2025			Facturación a precios del año de gas 2025 (A)			Facturación a precios del periodo transitorio (B)			Diferencia [(B) - (A)]		
Peaje transitorio	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	Facturación término fijo (€)	Facturación término variable (€)	Total (€)	Facturación término fijo (€)	Facturación término variable (€)	Total (€)	Facturación término fijo (€)	Facturación término variable (€)	Total (€)
<b>Suministrados desde la red T&amp;D</b>		<b>23.010</b>	<b>133.479.289</b>	<b>20.264.159</b>	<b>213.741.609</b>	<b>34.529.874</b>	<b>248.271.482</b>	<b>167.620.124</b>	<b>51.288.981</b>	<b>218.909.106</b>	<b>-46.121.485</b>	<b>16.759.108</b>	<b>-29.362.377</b>
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	20.570	76.449.116	10.078.869	153.293.874	21.410.679	174.704.552	117.510.031	39.829.944	157.339.974	-35.783.843	18.419.265	-17.364.578
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	782	3.962.168	636.124	7.944.841	1.351.326	9.296.167	6.657.439	1.126.147	7.783.586	-1.287.401	-225.180	-1.512.581
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	872	16.303.405	2.672.979	23.002.452	4.345.744	27.348.196	19.326.004	3.731.959	23.057.963	-3.676.449	-613.785	-4.290.233
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	786	36.764.600	6.876.187	29.500.442	7.422.124	36.922.566	24.126.651	6.600.932	30.727.582	-5.373.791	-821.193	-6.194.984
<b>Suministrados desde plantas satélite</b>		<b>169.550</b>	<b>7.992.658</b>	<b>1.218.870</b>	<b>17.326.011</b>	<b>2.378.973</b>	<b>19.704.984</b>	<b>13.793.719</b>	<b>4.373.996</b>	<b>18.167.715</b>	<b>-3.532.292</b>	<b>1.995.023</b>	<b>-1.537.269</b>
RLPS.1	C ≤ 5.000	117.958	1.232.653	199.221	4.319.481	443.141	4.762.622	3.434.960	988.982	4.423.942	-884.521	545.841	-338.680
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	43.975	2.407.407	285.004	5.788.044	633.972	6.422.015	4.647.452	1.244.834	5.892.286	-1.140.592	610.862	-529.729
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	6.132	854.472	95.495	1.887.555	212.247	2.099.803	1.474.987	395.527	1.870.514	-412.569	183.280	-229.289
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	1.079	678.588	124.119	1.419.955	273.277	1.693.233	1.187.404	474.003	1.661.407	-232.552	200.726	-31.826
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	319	931.808	189.365	1.868.439	402.270	2.270.710	1.456.408	617.107	2.073.516	-412.031	214.837	-197.194
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	68	1.015.123	154.953	1.432.235	251.923	1.684.159	1.109.553	470.620	1.580.173	-322.683	218.697	-103.986
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	16	640.675	106.680	514.087	115.149	629.236	399.358	143.001	542.359	-114.729	27.851	-86.877
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	3	231.932	64.034	96.214	46.992	143.206	83.596	39.921	123.518	-12.618	-7.071	-19.688

**Impacto del transitorio** -30.899.645

Facturación por cliente		Previsión variables facturación. Año de gas 2025			Facturación a precios del año de gas 2025 (A)			Facturación a precios del periodo transitorio (B)			Diferencia [(B) - (A)]		
Peaje transitorio	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	Facturación término fijo (€)	Facturación término variable (€)	Total (€)	Facturación término fijo (€)	Facturación término variable (€)	Total (€)	Facturación término fijo (€)	Facturación término variable (€)	Total (€)
<b>Suministrados desde la red T&amp;D</b>		<b>22.224</b>	<b>96.714.689</b>	<b>13.387.972</b>	<b>56.043.207</b>	<b>152.374.547</b>	<b>208.417.754</b>	<b>45.834.004</b>	<b>138.447.203</b>	<b>184.281.207</b>	<b>-10.209.203</b>	<b>-13.927.344</b>	<b>-24.136.547</b>
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	20.570	76.449.116	10.078.869	44.990.179	128.352.960	173.343.139	36.665.420	120.210.185	156.875.605	-9.324.759	-8.142.775	-17.467.535
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	782	3.962.168	636.124	1.710.620	8.100.946	9.811.566	1.794.546	6.188.500	7.983.046	83.926	-1.912.446	-1.828.520
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	872	16.303.405	2.672.979	9.342.408	15.920.641	25.263.049	8.374.038	12.048.518	20.422.556	-968.370	-3.872.123	-4.840.493
<b>Suministrados desde plantas satélite</b>		<b>169.530</b>	<b>7.120.052</b>	<b>1.048.156</b>	<b>7.557.953</b>	<b>13.609.650</b>	<b>21.167.603</b>	<b>6.604.110</b>	<b>12.589.751</b>	<b>19.193.861</b>	<b>-953.843</b>	<b>-1.019.899</b>	<b>-1.973.742</b>
RLPS.1	C ≤ 5.000	117.958	1.232.653	199.221	2.087.245	3.264.918	5.362.163	1.967.499	3.129.028	5.096.527	-129.746	-135.890	-265.636
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	43.975	2.407.407	285.004	2.469.846	4.379.155	6.849.001	2.166.705	3.964.156	6.130.861	-303.140	-414.999	-718.140
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	6.132	854.472	95.495	1.071.636	1.104.566	2.176.201	848.810	1.050.793	1.899.603	-222.826	-53.773	-276.599
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	1.079	678.588	124.119	497.136	1.526.554	2.023.690	472.578	1.394.228	1.866.806	-24.557	-132.326	-156.884
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	319	931.808	189.365	698.047	2.411.535	3.109.582	584.139	2.122.677	2.706.815	-113.909	-288.858	-402.767
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	68	1.015.123	154.953	724.043	922.922	1.646.965	564.379	928.870	1.493.248	-159.665	5.948	-153.717

**Impacto del transitorio** -26.110.290

Fuente: CNMC

**Cuadro 104. Ingresos que se deben recuperar por el resto de los peajes como consecuencia de la aplicación del periodo transitorio**

Peaje transitorio	Tamaño (kWh)	Impacto del transitorio en facturación por caudal (€) (A)	Impacto del transitorio en la facturación por cliente (€) (B)	Coste que se debe imputar al resto de los peajes durante el periodo transitorio MAX (A,B)
<b>Sumistrados desde la red T&amp;D</b>		<b>29.362.377</b>	<b>24.136.547</b>	<b>30.331.532</b>
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	17.364.578	17.467.535	17.467.535
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	1.512.581	1.828.520	1.828.520
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	4.290.233	4.840.493	4.840.493
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	6.194.984	n.a.	6.194.984
<b>Suministrados desde plantas satélite</b>		<b>1.537.269</b>	<b>1.973.742</b>	<b>2.153.352</b>
RLPS.1	C ≤ 5.000	338.680	265.636	338.680
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	529.729	718.140	718.140
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	229.289	276.599	276.599
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	31.826	156.884	156.884
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	197.194	402.767	402.767
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	103.986	153.717	153.717
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	86.877	n.a.	86.877
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	19.688	n.a.	19.688
<b>Total</b>				<b>32.484.884</b>

Fuente: CNMC

La diferencia de ingresos que resulta de la aplicación del periodo transitorio se asignará a los peajes para los que, de acuerdo con la metodología de la Circular 6/2020, resulten reducciones en la facturación de los peajes de acceso a las redes locales respecto del ejercicio anterior, proporcionalmente a la reducción experimentada de los términos fijos y/o variables hasta el límite de la reducción total.

Como se muestra en el Cuadro 105, para el ejercicio 2025 únicamente se registra una reducción de la facturación de peajes de redes locales en los peajes RL.1 y RL.9, en un importe insuficiente (30,6 M€) para financiar la totalidad del periodo transitorio (32,5 M€).

**Cuadro 105. Asignación del déficit de ingresos por aplicación del periodo transitorio al resto de los peajes**

Peaje transitorio	Tamaño (kWh)	Previsión variables facturación. Año de gas 2025 (A)			Facturación a precios de la Resolución de 30 de mayo de 2023 (B)			Facturación a precios del año de gas 2025 (C)			Diferencia (D) = [(C) - (B)]			Importe disponible para financiar el transitorio (€)
		Nº suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	Facturación término fijo por cliente o caudal (€)	Facturación término variable (€)	Total facturación (€)	Facturación término fijo por cliente o caudal (€)	Facturación término variable (€)	Total facturación (€)	Facturación término fijo (€)	Facturación término variable (€)	Total facturación (*) (€)	
<b>Sumistrados desde la red T&amp;D</b>		<b>7.832.944</b>	<b>1.428.636.140</b>	<b>290.977.700</b>	<b>369.893.877</b>	<b>463.118.523</b>	<b>833.012.399</b>	<b>489.846.035</b>	<b>599.695.390</b>	<b>1.089.541.425</b>			<b>-30.586.977</b>	<b>-30.586.977</b>
RL.1	C ≤ 5.000	5.204.864	67.187.428	10.047.630	134.834.740	151.337.409	286.172.149	92.540.184	164.665.130	257.205.314	-42.294.556	13.327.721	-28.966.836	-28.966.836
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.326.816	137.014.784	15.092.468	153.353.873	183.328.214	336.682.087	130.686.481	231.899.800	362.586.281	-22.667.392	48.571.586	25.904.194	0
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	222.457	35.337.507	4.185.979	37.665.845	39.683.085	77.348.930	38.875.962	48.418.123	87.294.084	1.210.117	8.735.038	9.945.155	0
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	51.935	37.998.492	5.470.914	21.224.404	65.114.818	86.339.221	23.935.969	67.287.415	91.223.384	2.711.565	2.172.597	4.884.162	0
RLTB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	20.570	76.449.116	10.078.869										
RLTA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	782	3.962.168	636.124										
RLTB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	2.131	29.575.173	4.852.307	22.815.015	23.654.997	46.470.012	22.831.073	28.901.028	51.732.101	16.058	5.246.031	5.262.089	0
RLTA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	872	16.303.405	2.672.979										
RLTB.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	436	18.657.424	3.377.436	12.783.656	3.026.182	15.809.839	14.970.984	3.645.588	18.616.573	2.187.328	619.406	2.806.734	0
RLTA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	786	36.764.600	6.876.187										
RL.8	15.000.000 kWh < C ≤ 50.000.000	703	87.771.986	18.503.265	35.573.020	12.452.697	48.025.718	36.411.141	13.578.772	49.989.912	838.120	1.126.074	1.964.194	0
RL.9	50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000	317	107.465.233	25.219.474	16.934.586	11.701.836	28.636.422	14.540.167	12.476.114	27.016.281	-2.394.419	774.278	-1.620.142	-1.620.142
RL.10	150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000	182	174.251.486	45.829.242	26.273.639	17.369.283	43.642.922	26.194.949	18.153.127	44.348.076	-78.690	783.844	705.154	0
RL.11	C > 500.000.000	93	599.897.338	138.134.825	72.337.421	11.603.325	83.940.746	88.859.125	10.670.295	99.529.420	16.521.704	-933.030	15.588.674	0

Fuente: CNMC

En consecuencia, los consumidores en régimen de periodo transitorio deberán asumir el importe no financiado por el resto de los consumidores (esto es, 1,9 M€) (véase Cuadro 106). El importe no financiado se asigna por término de facturación imponiendo la estructura que resulta para el periodo transitorio antes del ajuste (véase Cuadro 107).

**Cuadro 106. Asignación de los ingresos disponibles por aplicación del periodo transitorio por grupo tarifario**

<b>Coste asociado al periodo transitorio (A)</b>	<b>32.484.884</b>
<b>Importe disponible para financiar el periodo transitorio (B)</b>	<b>30.586.977</b>
<b>Coste del periodo transitorio no financiado</b>	<b>1.897.907</b>

*Fuente: CNMC*

**Cuadro 107. Determinación de los peajes a los que es de aplicación el periodo transitorio**

Facturación por caudal		Previsión variables facturación. Año de gas 2025 (A)			Facturación a precios de la Resolución de 30 de mayo de 2023 (B)			Diferencia (C) = [(B) - (A)] / 2			Transitorio no financiado (D)			Facturación a precios periodo transitorio del año 2025 (E) = (B) + (C) + (D)			Términos de los peajes (E)/(A)	
Peaje transitorio	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Término fijo (€/kWh/día/año)	Término variable (€/kWh)
<b>Suministrados desde la red T&amp;D</b>		<b>23.010</b>	<b>133.479.289</b>	<b>20.264.159</b>	<b>117.358.703</b>	<b>69.258.210</b>	<b>186.616.913</b>	<b>50.261.421</b>	<b>-19.969.229</b>	<b>32.292.193</b>	<b>1.374.776</b>	<b>397.323</b>	<b>1.772.099</b>	<b>168.994.900</b>	<b>51.686.304</b>	<b>220.681.204</b>		
RLTB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	20.570	76.449.116	10.078.869	79.235.228	58.890.833	138.126.061	38.274.803	-19.060.889	19.213.914	762.186	258.342	1.020.529	118.272.217	40.088.286	158.360.503	1,547071	0,003977
RLTA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	782	3.962.168	636.124	5.240.938	941.463	6.182.401	1.416.502	184.684	1.601.185	91.374	15.456	106.830	6.748.813	1.141.603	7.890.416	1,703313	0,001795
RLTA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	872	16.303.405	2.672.979	15.022.773	3.271.726	18.294.499	4.303.231	460.233	4.763.464	237.031	45.772	282.802	19.563.034	3.777.731	23.340.765	1,199935	0,001413
RLTA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	786	36.764.600	6.876.187	17.859.765	6.154.188	24.013.952	6.266.886	446.744	6.713.630	284.186	77.752	361.938	24.410.836	6.678.683	31.089.520	0,663977	0,000971
<b>Suministrados desde plantas satélite</b>		<b>169.550</b>	<b>7.992.658</b>	<b>1.218.870</b>	<b>10.063.114</b>	<b>6.444.192</b>	<b>16.507.307</b>	<b>3.730.604</b>	<b>-2.070.196</b>	<b>1.660.408</b>	<b>95.100</b>	<b>30.708</b>	<b>125.808</b>	<b>13.888.819</b>	<b>4.404.704</b>	<b>18.293.523</b>		
RLPS.1	C ≤ 5.000	117.958	1.232.653	199.221	2.548.163	1.547.546	4.095.709	886.797	-558.564	328.233	15.364	4.423	19.787	3.450.324	993.405	4.443.729	2,799103	0,004986
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	43.975	2.407.407	285.004	3.445.941	1.873.898	5.319.839	1.201.511	-629.064	572.447	33.903	8.864	41.957	4.680.545	1.253.698	5.934.243	1,944226	0,004399
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	6.132	854.472	95.495	1.037.240	584.907	1.622.147	437.747	-189.380	248.367	12.743	3.417	16.160	1.487.730	398.944	1.886.674	1,741110	0,004178
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	1.079	678.588	124.119	933.249	682.654	1.615.904	254.155	-208.651	45.503	6.551	2.615	9.166	1.193.955	476.618	1.670.573	1,759470	0,003840
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	319	931.808	189.365	1.014.016	843.999	1.858.016	442.392	-226.892	215.500	16.528	7.003	23.531	1.472.936	624.111	2.097.047	1,580729	0,003296
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	68	1.015.123	154.953	747.844	698.218	1.446.062	361.709	-227.598	134.111	6.306	2.675	8.981	1.115.859	473.295	1.589.154	1,099235	0,003054
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	16	640.675	106.680	269.066	176.661	445.728	130.292	-33.661	96.631	3.737	1.338	5.076	403.095	144.339	547.435	0,629173	0,001353
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	3	231.932	64.034	67.594	36.308	103.902	16.002	3.614	19.616	779	372	1.150	84.375	40.293	124.668	0,363792	0,000629

Facturación por cliente		Previsión variables facturación. Año de gas 2025 (A)			Facturación a precios de la Resolución de 30 de mayo de 2023 (B)			Diferencia (C) = [(B) - (A)] / 2			Transitorio no financiado (D)			Facturación a precios periodo transitorio del año 2025 (E) = (B) + (C) + (D)			Términos de los peajes (E)/(A)	
Peaje transitorio	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Término fijo (€/cliente/año)	Término variable (€/kWh)
<b>Suministrados desde la red T&amp;D</b>		<b>22.224</b>	<b>96.714.689</b>	<b>13.387.972</b>	<b>35.884.508</b>	<b>122.990.204</b>	<b>158.874.712</b>	<b>9.949.496</b>	<b>15.456.999</b>	<b>25.406.495</b>	<b>373.479</b>	<b>1.036.682</b>	<b>1.410.161</b>	<b>46.207.483</b>	<b>139.483.885</b>	<b>185.691.368</b>		
RLTB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	20.570	76.449.116	10.078.869	26.541.520	110.696.221	137.237.740	9.123.900	9.513.964	18.637.864	233.504	787.025	1.020.529	35.898.924	120.997.209	156.896.133	1,745,19	0,012005
RLTA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	782	3.962.168	636.124	1.886.110	4.189.511	6.075.621	-91.564	1.998.988	1.907.425	24.015	82.815	106.830	1.818.561	6.271.315	8.089.876	2,325,16	0,009859
RLTA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	872	16.303.405	2.672.979	7.456.878	8.104.472	15.561.350	917.160	3.944.046	4.861.206	115.960	166.842	282.802	8.489.998	12.215.361	20.705.359	9,735,35	0,004570
<b>Suministrados desde plantas satélite</b>		<b>169.530</b>	<b>7.120.052</b>	<b>1.048.156</b>	<b>5.702.321</b>	<b>11.370.831</b>	<b>17.073.152</b>	<b>901.789</b>	<b>1.218.920</b>	<b>2.120.709</b>	<b>40.480</b>	<b>79.102</b>	<b>119.582</b>	<b>6.644.591</b>	<b>12.668.852</b>	<b>19.313.443</b>		
RLPS.1	C ≤ 5.000	117.958	1.232.653	199.221	1.869.683	2.953.645	4.823.328	97.816	175.383	273.199	7.639	12.148	19.787	1.975.138	3.141.176	5.116.314	16,74	0,015767
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	43.975	2.407.407	285.004	1.879.543	3.456.808	5.336.351	287.162	507.348	794.510	14.828	27.129	41.957	2.181.533	3.991.285	6.172.818	49,61	0,014004
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	6.132	854.472	95.495	624.041	974.527	1.598.567	224.769	76.266	301.035	7.221	8.939	16.160	856.031	1.059.732	1.915.763	139,60	0,011097
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	1.079	678.588	124.119	447.025	1.247.148	1.694.172	25.554	147.080	172.634	2.320	6.846	9.166	474.899	1.401.073	1.875.972	440,27	0,011288
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	319	931.808	189.365	473.346	1.808.056	2.281.402	110.792	314.621	425.413	5.078	18.453	23.531	589.217	2.141.130	2.730.347	1.846,15	0,011307
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	68	1.015.123	154.953	408.683	930.648	1.339.331	155.696	-1.778	153.918	3.394	5.586	8.981	567.773	934.456	1.502.229	8,400,65	0,006031

Fuente: CNMC

Adicionalmente, se hace necesario ajustar los peajes de los grupos tarifarios que financian el periodo transitorio (véase Cuadro 108).

**Cuadro 108. Términos de facturación de los peajes de redes locales de los grupos tarifarios que financian el periodo transitorio**

		Previsión variables facturación. Año de gas 2025 (A)		
Peaje transitorio	Tamaño (kWh)	Nº suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)
RL.1	C ≤ 5.000	5.204.864	67.187.428	10.047.630
RL.9	50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000	317	107.465.233	25.219.474

		Facturación a precios del año de gas 2025 después de aplicar transitorio (B)		
Peaje transitorio	Tamaño (kWh)	Facturación término fijo por cliente o caudal (€)	Facturación término variable (€)	Total facturación (€)
RL.1	C ≤ 5.000	121.507.020	164.665.130	286.172.149
RL.9	50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000	16.160.309	12.476.114	28.636.422

		Términos de los peajes (B)/(A)		
Peaje transitorio	Tamaño (kWh)	Término fijo (€/cliente y año)	Término fijo (€/kWh/día/año)	Término variable (€/kWh)
RL.1	C ≤ 5.000	23,3449		0,01638845
RL.9	50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000		0,150377	0,00049470

Fuente: CNMC

En el Cuadro 109 se recogen los peajes de redes locales que resultan para el año de gas 2025 tras la aplicación del periodo transitorio.



**Cuadro 109. Términos de facturación de los peajes de redes locales para el año de gas 2025, tras la aplicación del periodo transitorio**

Peaje	Tamaño (kWh)	Consumidores que no dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Consumidores que dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Facturación media (€/kWh)
		Término fijo por cliente (€/cliente y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	
<b>Suministrados desde la red T&amp;D</b>						
RL.1	C ≤ 5.000	23,345	0,016388	3,50421	0,002224	0,02848
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	56,165	0,015365	2,40426	0,002224	0,02402
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	174,757	0,011567	2,20903	0,002223	0,02085
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	460,881	0,012299	2,09252	0,002202	0,01667
RLTB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	1.745,186	0,012005	1,54707	0,003977	0,01557
RLTA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2.325,157	0,009859	1,70331	0,001795	0,01272
RLTB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	10.712,799	0,005956	1,41090	0,001626	0,01066
RLTA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	9.735,353	0,004570	1,19994	0,001413	0,00775
RLTB.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000			0,80241	0,001079	0,00551
RLTA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000			0,66398	0,000971	0,00452
RL.8	15.000.000 kWh < C ≤ 50.000.000 kWh			0,41484	0,000734	0,00270
RL.9	50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000 kWh			0,15038	0,000495	0,00114
RL.10	150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000 kWh			0,15033	0,000396	0,00097
RL.11	C > 500.000.000 kWh			0,14812	0,000077	0,00072
<b>Suministrados desde planta satélite</b>						
RLPS.1	C ≤ 5.000	16,744	0,015767	2,79910	0,004986	0,02568
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	49,609	0,014004	1,94423	0,004399	0,02166
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	139,597	0,011097	1,74111	0,004178	0,02006
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	440,266	0,011288	1,75947	0,003840	0,01511
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	1.846,154	0,011307	1,58073	0,003296	0,01442
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	8.400,655	0,006031	1,09924	0,003054	0,00969
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000			0,62917	0,001353	0,00513
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000			0,36379	0,000629	0,00195
RL.9	50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000 kWh			0,15038	0,000495	n.a.
RL.10	150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000 kWh			0,15033	0,000396	n.a.
RL.11	C > 500.000.000 kWh			0,14812	0,000077	n.a.

Fuente: CNMC

## 8.4. Análisis de la variación de los peajes respecto del año anterior

Como se ha indicado la variación de peajes de un ejercicio respecto del ejercicio anterior depende de la evolución de las variables de facturación y de la retribución asignada. Teniendo en cuenta lo anterior, en el Cuadro 110 se comparan las variables de asignación empleada en la determinación de los peajes de redes locales implícitos en la Resolución de peajes 2024 y los previstos para el año de gas 2025. Se observa que, con carácter general, tanto el número de clientes como la capacidad contratada equivalente y el volumen resultan inferiores a los utilizados en la determinación de los peajes de redes

locales del año de gas 2024, excepto para los peajes RL.7 a RL.10 que experimentan incrementos tanto de capacidad contratada equivalente como de consumo. Los grupos tarifarios RL.2 y RL.3 son los que experimentan reducciones más significativas, motivado por el traspaso de clientes a escalones de peajes inferiores resultado de las reubicaciones.

Por otra parte, la retribución considerada en el cálculo de los peajes de redes locales para el año de gas 2025 resulta inferior en un 6,8% a la considerada en la determinación de los peajes de redes locales implícitos en la Resolución de precios 2024 (véase Cuadro 111). Al respecto cabe señalar que, la reducción de la retribución asignada tanto en la red de influencia local, como en la red de transporte secundario y en la red de distribución se ve parcialmente compensada por el incremento derivado de la incorporación de los desvíos de retribución e ingresos de años anteriores.

**Cuadro 110. Variables de facturación de los peajes de redes locales implícitos en la Resolución de peajes 2024 y en los peajes de redes locales 2025**

		Resolución de peajes 2025 (A)			
Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	factor de carga (%)
RL.1	C ≤ 5.000	5.322.822	68.420.082	10.245.718	41,0%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.370.790	139.422.191	15.375.851	30,2%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	228.589	36.191.979	4.280.931	32,4%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	53.014	38.677.079	5.595.442	39,6%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.672	81.343.093	10.905.031	36,7%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.071	46.893.701	7.681.791	44,9%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	1.238	56.062.698	10.361.354	50,6%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	706	88.003.918	18.568.167	57,8%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	317	107.465.233	25.219.474	64,3%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	182	174.251.486	45.829.242	72,1%
RL.11	C > 500.000.000	93	599.897.338	138.134.825	63,1%
<b>Total</b>		<b>8.002.494</b>	<b>1.436.628.798</b>	<b>292.197.828</b>	<b>55,7%</b>

		Resolución de peajes 2024 (B)			
Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	factor de carga (%)
RL.1	C ≤ 5.000	4.594.552	79.212.715	10.628.701	36,8%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.984.366	189.188.292	22.700.570	32,9%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	380.606	55.143.860	6.986.519	34,7%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	50.571	46.771.512	6.643.796	38,9%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.246	99.182.795	12.711.562	35,1%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.241	48.905.612	7.827.088	43,8%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	1.109	51.599.550	9.820.999	52,1%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	687	80.878.351	17.548.417	59,4%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	310	103.552.470	25.029.386	66,2%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	190	161.038.634	42.683.905	72,6%
RL.11	C > 500.000.000	101	681.947.901	161.337.357	64,8%
<b>Total</b>		<b>8.036.978</b>	<b>1.597.421.690</b>	<b>323.918.299</b>	<b>55,6%</b>

		% variación (A) sobre (B)			
Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente	Volumen de consumo	factor de carga
RL.1	C ≤ 5.000	15,9%	-13,6%	-3,6%	11,6%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-20,6%	-26,3%	-32,3%	-8,1%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	-39,9%	-34,4%	-38,7%	-6,6%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	4,8%	-17,3%	-15,8%	1,8%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2,0%	-18,0%	-14,2%	4,6%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-5,3%	-4,1%	-1,9%	2,4%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	11,6%	8,6%	5,5%	-2,9%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	2,9%	8,8%	5,8%	-2,8%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	2,2%	3,8%	0,8%	-2,9%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-4,3%	8,2%	7,4%	-0,8%
RL.11	C > 500.000.000	-7,5%	-12,0%	-14,4%	-2,7%
<b>Total</b>		<b>-0,4%</b>	<b>-10,1%</b>	<b>-9,8%</b>	<b>0,3%</b>

Fuente: Resolución de 30 de mayo 2023 y CNMC

**Cuadro 111. Retribución asignada a los peajes de redes locales en la Resolución de peajes 2024 y en los peajes de redes locales 2025**

Retribución asignada a los peajes de distribución (€)	Resolución de peajes 2024 (A)	Resolución de peajes 2025 (B)	Variación (B) sobre (A) (%)
<b>Retribución de la red de influencia local</b>	<b>140.133.348</b>	<b>128.425.109</b>	<b>-8,4%</b>
Retribución a la inversión	83.913.661	77.164.103	-8,0%
Retribución O&M	49.780.122	49.881.126	0,2%
Gas de Operación	6.439.565	1.379.880	-78,6%
<b>Retribución de la red de transporte secundario</b>	<b>63.113.734</b>	<b>56.500.221</b>	<b>-10,5%</b>
Retribución a la inversión	39.577.653	35.766.137	-9,6%
Retribución O&M	20.003.608	19.977.139	-0,1%
Gas de Operación	3.532.474	756.944	-78,6%
<b>Retribución de la red de distribución</b>	<b>1.252.627.509</b>	<b>1.110.277.266</b>	<b>-11,4%</b>
Retribución de las redes	1.252.627.509	1.110.277.266	-11,4%
<b>Desvíos de retribución e ingresos de ejercicios anteriores</b>	<b>n.a.</b>	<b>61.594.071</b>	<b>n.a.</b>
<b>Total</b>	<b>1.455.874.592</b>	<b>1.356.796.667</b>	<b>-6,8%</b>

Fuente: Resolución de 30 de mayo de 2023 y CNMC

Por último, en el Cuadro 112 se comparan los términos que resultan para ambos ejercicios antes de la aplicación del periodo transitorio. Se observa que, antes de aplicar el periodo transitorio, el impacto conjunto de la variación de las variables de facturación y de la retribución se traduce en un incremento generalizado de los términos fijos y variables de todos los peajes, con la excepción de la reducción del término fijo por cliente de los peajes RL.1, RL.2, RL.6, el término fijo por caudal de los peajes RL.9 y RL.10 y el término variable del peaje RL.11. Ello es debido a que la reducción del coste asignado a los términos fijos y variables de los peajes aplicables no ha sido suficiente para compensar el impacto de la reducción de la contracción de la capacidad y el volumen.

**Cuadro 112. Comparación de los peajes de acceso a las redes locales y de la facturación media de la demanda prevista para 2025 de la Resolución de precios 2024 y los resultantes para el año de gas 2025 antes de la aplicación del periodo transitorio**

**Resolución peajes 2024 (A)**

Peaje	Tamaño (kWh)	Consumidores que no dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Consumidores que dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Facturación media (€/kWh) (1)
		Término fijo por cliente (€/cliente y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	
RL.1	C ≤ 5.000	24,025797	0,014670	3,123030	0,001780	0,027151
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	62,744840	0,011651	2,174016	0,001782	0,021326
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	164,542789	0,008384	1,972381	0,001780	0,017170
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	374,787538	0,011773	1,826173	0,001770	0,015324
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2.219,863583	0,011597	1,742051	0,001715	0,016009
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	10.705,263930	0,004875	1,270270	0,001371	0,009154
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000			0,668570	0,000896	0,004514
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000			0,405289	0,000673	0,002594
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000			0,157582	0,000464	0,001135
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000			0,150780	0,000379	0,000952
RL.11	C > 500.000.000			0,120583	0,000084	0,000607

**Resolución de peajes 2025 (B)**

Peaje	Tamaño (kWh)	Consumidores que no dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Consumidores que dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Facturación media (€/kWh)
		Término fijo por cliente (€/cliente y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	
RL.1	C ≤ 5.000	17,779558	0,016388	3,504	0,002224	0,025625
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	56,165380	0,015365	2,404	0,002224	0,024025
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	174,757273	0,011567	2,209	0,002223	0,020898
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	460,880910	0,012299	2,093	0,002202	0,016666
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2.187,146715	0,012735	2,005	0,002124	0,017081
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	10.712,798622	0,005956	1,411	0,001626	0,010239
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000			0,802	0,001079	0,005421
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000			0,415	0,000734	0,002700
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000			0,135	0,000495	0,001071
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000			0,150	0,000396	0,000968
RL.11	C > 500.000.000			0,148	0,000077	0,000721

**% variación (B) sobre (A)**

Peaje	Tamaño (kWh)	Consumidores que no dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Consumidores que dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Facturación media
		Término fijo por cliente	Término variable por volumen	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	
RL.1	C ≤ 5.000	-26,0%	11,7%	12,2%	24,9%	-5,6%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-10,5%	31,9%	10,6%	24,9%	12,7%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	6,2%	38,0%	12,0%	24,8%	21,7%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	23,0%	4,5%	14,6%	24,4%	8,8%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-1,5%	9,8%	15,1%	23,9%	6,7%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,1%	22,2%	11,1%	18,6%	11,8%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000			20,0%	20,5%	20,1%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000			2,4%	9,0%	4,1%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000			-14,1%	6,7%	-5,6%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000			-0,3%	4,6%	1,7%
RL.11	C > 500.000.000			22,8%	-7,8%	18,6%

(1) Facturación de la demanda de 2025 a los precios de la Resolución de 2024

Fuente: Resolución de 30 de mayo de 2023 y CNMC

**Cuadro 113. Comparación de los peajes de acceso a las redes locales de la Resolución de precios 2024 y los resultantes para el año de gas 2025 tras la aplicación del periodo transitorio**

**1. Consumidores suministrados desde redes de transporte y distribución**

**Resolución peajes 2024 (A)**

Peaje	Tamaño (kWh)	Consumidores que no dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Consumidores que dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Facturación media (€/kWh) (1)
		Término fijo por cliente (€/cliente y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	
RL.1	C ≤ 5.000	25,905526	0,015062	3,231703	0,001898	0,028482
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	65,907189	0,012147	2,289502	0,001852	0,022308
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	169,317492	0,009480	2,072011	0,001825	0,018478
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	408,670419	0,011902	1,924041	0,001826	0,015781
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	1.290,285994	0,010983	1,036444	0,005843	0,013616
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2.411,522807	0,006586	1,322745	0,001480	0,009551
RLB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	10.705,263930	0,004875	1,312752	0,001371	0,009577
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	8.550,690016	0,003032	0,921450	0,001224	0,005822
RLB.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-	-	0,685178	0,000896	0,004681
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-	-	0,485787	0,000895	0,003492
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-	-	0,405289	0,000673	0,002596
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-	-	0,157582	0,000464	0,001135
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	-	0,150780	0,000379	0,000952
RL.11	C > 500.000.000	-	-	0,120583	0,000084	0,000608

**Resolución de peajes 2025 (B)**

Peaje	Tamaño (kWh)	Consumidores que no dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Consumidores que dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Facturación media (€/kWh)
		Término fijo por cliente (€/cliente y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	
RL.1	C ≤ 5.000	23,344898	0,016388	3,504214	0,002224	0,028482
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	56,165380	0,015365	2,404264	0,002224	0,024024
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	174,757273	0,011567	2,209031	0,002223	0,020854
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	460,880910	0,012299	2,092516	0,002202	0,016674
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	1.745,185618	0,012005	1,547071	0,003977	0,015567
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2.325,157106	0,009859	1,703313	0,001795	0,012717
RLB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	10.712,798622	0,005956	1,410899	0,001626	0,010661
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	9.735,352612	0,004570	1,199935	0,001413	0,007746
RLB.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-	-	0,802414	0,001079	0,005512
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-	-	0,663977	0,000971	0,004521
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-	-	0,414838	0,000734	0,002702
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-	-	0,150377	0,000495	0,001135
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	-	0,150328	0,000396	0,000968
RL.11	C > 500.000.000	-	-	0,148124	0,000077	0,000721

**% variación (B) sobre (A)**

Peaje	Tamaño (kWh)	Consumidores que no dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Consumidores que dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Facturación media
		Término fijo por cliente	Término variable por volumen	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	
RL.1	C ≤ 5.000	-9,9%	8,8%	8,4%	17,2%	0,00%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-14,8%	26,5%	5,0%	20,1%	7,69%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	3,2%	22,0%	6,6%	21,8%	12,86%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	12,8%	3,3%	8,8%	20,6%	5,66%
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	35,3%	9,3%	49,3%	-31,9%	14,32%
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-3,6%	49,7%	28,8%	21,3%	33,15%
RLB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,1%	22,2%	7,5%	18,6%	11,32%
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	13,9%	50,7%	30,2%	15,5%	33,06%
RLB.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-	-	17,1%	20,5%	17,75%
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-	-	36,7%	8,5%	29,46%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-	-	2,4%	9,0%	4,09%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-	-	-4,6%	6,6%	0,00%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	-	-0,3%	4,5%	1,62%
RL.11	C > 500.000.000	-	-	22,8%	-8,0%	18,57%

**2. Consumidores suministrados desde redes abastecidas por plantas satélite**

**Resolución peajes 2024 (A)**

Peaje	Tamaño (kWh)	Consumidores que no dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Consumidores que dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Facturación media (€/kWh) (1)
		Término fijo por cliente (€/cliente y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	
RLPS.1	C ≤ 5.000	15,850385	0,014826	2,067	0,007768	0,024211
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	42,741643	0,012129	1,431	0,006575	0,018724
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	101,765596	0,010205	1,214	0,006125	0,016740
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	414,424289	0,010048	1,375	0,005500	0,013650
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	1.483,104771	0,009548	1,088	0,004457	0,012048
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	6.046,789502	0,006006	0,737	0,004506	0,008643
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000			0,420	0,001656	0,004178
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000			0,291	0,000567	0,001623
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000			0,158	0,000464	n.a.
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000			0,151	0,000379	n.a.
RL.11	C > 500.000.000			0,121	0,000084	n.a.

**Resolución de peajes 2025 (B)**

Peaje	Tamaño (kWh)	Consumidores que no dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Consumidores que dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Facturación media (€/kWh)
		Término fijo por cliente (€/cliente y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	
RLPS.1	C ≤ 5.000	16,744387	0,015767	2,799103	0,004986	0,025682
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	49,609028	0,014004	1,944226	0,004399	0,021659
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	139,597446	0,011097	1,741110	0,004178	0,020061
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	440,265562	0,011288	1,759470	0,003840	0,015114
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	1.846,154486	0,011307	1,580729	0,003296	0,014418
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	8.400,654677	0,006031	1,099235	0,003054	0,009695
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000			0,629173	0,001353	0,005132
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000			0,363792	0,000629	0,001947
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000			0,150377	0,000495	n.a.
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000			0,150328	0,000396	n.a.
RL.11	C > 500.000.000			0,148124	0,000077	n.a.

**% variación (B) sobre (A)**

Peaje	Tamaño (kWh)	Consumidores que no dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Consumidores que dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Facturación media
		Término fijo por cliente	Término variable por volumen	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	
RLPS.1	C ≤ 5.000	5,6%	6,3%	35,4%	-35,8%	6,1%
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	16,1%	15,5%	35,8%	-33,1%	15,7%
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	37,2%	8,7%	43,4%	-31,8%	19,8%
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	6,2%	12,3%	27,9%	-30,2%	10,7%
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	24,5%	18,4%	45,3%	-26,1%	19,7%
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	38,9%	0,4%	49,2%	-32,2%	12,2%
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000			49,8%	-18,3%	22,8%
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000			24,8%	11,0%	20,0%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000			-4,6%	6,6%	
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000			-0,3%	4,5%	
RL.11	C > 500.000.000			22,8%	-8,0%	

(1) Facturación de la demanda de 2025 a los precios de la Resolución de 2024

Fuente: Resolución de 19 de mayo de 2022 y CNMC

## **8.5. Evolución prevista de los peajes hasta el final del periodo regulatorio**

En el Cuadro 114 se muestran la evolución de la retribución asociada a las redes locales, las variables de facturación previstas y los términos de facturación que resultan de aplicar la metodología de la Circular para los ejercicios 2025 y 2026. Se estima que durante el periodo regulatorio los peajes de acceso a las redes locales evolucionarán de forma similar a la retribución de la distribución, ya que no se prevén incrementos relevantes de las variables de facturación.



**Cuadro 114. Evolución de los peajes de redes locales hasta el final del periodo regulatorio, sin considerar periodo transitorio**

**1. Previsión de la retribución de redes locales**

Retribución del transporte (€)	Año de gas 2025	Año de gas 2026	Tasa de variación 2026 s/ 2025
Retribución de la red de influencia local	127.045.229	120.517.829	-5,1%
Retribución de la red de transporte secundario	57.909.106	44.219.899	-23,6%
Retribución de la red de distribución	1.110.277.266	1.074.421.364	-3,2%
Desvíos de retribución e ingresos	61.594.071	100.335.834	62,9%
<b>Total</b>	<b>1.356.825.673</b>	<b>1.339.494.926</b>	<b>-1,3%</b>

**2. Previsión de las variables de facturación**

Peaje	Tamaño (MWh)	Año de gas 2025				Año de gas 2026				Tasa de variación 2026 s/ 2025		
		Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	Factor de carga (%)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	Factor de carga (%)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)
<b>Desde redes T &amp; D</b>		<b>7.832.944</b>	<b>1.428.636.140</b>	<b>290.977.700</b>	<b>55,8%</b>	<b>7.842.462</b>	<b>1.346.293.025</b>	<b>275.354.002</b>	<b>56,0%</b>	<b>0,1%</b>	<b>-5,8%</b>	<b>-5,4%</b>
RL.1	C ≤ 5	5.204.864	67.187.428	10.047.630	41,0%	5.210.864	67.187.900	9.958.624	40,6%	0,1%	0,0%	-0,9%
RL.2	5 < C ≤ 15	2.326.816	137.014.784	15.092.468	30,2%	2.329.498	136.975.285	14.958.767	29,9%	0,1%	0,0%	-0,9%
RL.3	15 < C ≤ 50	222.457	35.337.507	4.185.979	32,5%	222.714	35.326.383	4.148.941	32,2%	0,1%	0,0%	-0,9%
RL.4	50 < C ≤ 300	51.935	37.998.492	5.470.914	39,4%	52.291	37.920.716	5.453.441	39,4%	0,7%	-0,2%	-0,3%
RLB.5	300 < C ≤ 1.500	20.570	76.449.116	10.078.869	36,1%	20.736	76.296.868	10.058.366	36,1%	0,8%	-0,2%	-0,2%
RLA.5	300 < C ≤ 1.500	782	3.962.168	636.124	44,0%	790	3.865.476	636.643	45,1%	1,1%	-2,4%	0,1%
RLB.6	1.500 < C ≤ 5.000	2.131	29.575.173	4.852.307	44,9%	2.148	29.572.897	4.900.580	45,4%	0,8%	0,0%	1,0%
RLA.6	1.500 < C ≤ 5.000	872	16.303.405	2.672.979	44,9%	881	15.738.525	2.675.480	46,6%	1,0%	-3,5%	0,1%
RLB.7	5.000 < C ≤ 15.000	436	18.657.424	3.377.436	49,6%	441	18.597.684	6.879.933	101,4%	1,0%	-0,3%	103,7%
RLA.7	5.000 < C ≤ 15.000	786	36.764.600	6.876.187	51,2%	793	35.828.974	3.411.036	26,1%	1,0%	-2,5%	-50,4%
RL.8	15.000 < C ≤ 50.000	703	87.771.986	18.503.265	57,8%	712	85.021.355	18.541.372	59,7%	1,0%	-3,1%	0,2%
RL.9	50.000 < C ≤ 150.000	317	107.465.233	25.219.474	64,3%	320	103.748.559	25.223.218	66,6%	1,0%	-3,5%	0,0%
RL.10	150.000 < C ≤ 500.000	182	174.251.486	45.829.242	72,1%	183	169.004.186	45.812.356	74,3%	0,9%	-3,0%	0,0%
RL.11	C > 500	93	599.897.338	138.134.825	63,1%	91	531.228.218	122.695.242	63,3%	-3,0%	-11,4%	-11,2%
<b>Desde Plantas Satélite</b>		<b>169.550</b>	<b>7.992.658</b>	<b>1.220.128</b>	<b>41,8%</b>	<b>170.151</b>	<b>7.992.434</b>	<b>1.222.019</b>	<b>41,9%</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,2%</b>
RLPS.1	C ≤ 5	117.958	1.232.653	198.088	44,0%	118.369	1.231.584	196.791	43,8%	0,3%	-0,1%	-0,7%
RLPS.2	5 < C ≤ 15	43.975	2.407.407	283.383	32,3%	44.128	2.405.318	281.527	32,1%	0,3%	-0,1%	-0,7%
RLPS.3	15 < C ≤ 50	6.132	854.472	94.952	30,4%	6.154	853.731	94.330	30,3%	0,3%	-0,1%	-0,7%
RLPS.4	50 < C ≤ 300	1.079	678.588	124.528	50,3%	1.090	676.789	124.608	50,4%	1,1%	-0,3%	0,1%
RLPS.5	300 < C ≤ 1.500	319	931.808	190.038	55,9%	323	929.291	190.198	56,1%	1,1%	-0,3%	0,1%
RLPS.6	1.500 < C ≤ 5.000	68	1.015.123	156.505	42,2%	68	1.019.690	159.085	42,7%	0,8%	0,4%	1,6%
RLPS.7	5.000 < C ≤ 15.000	16	640.675	107.731	46,1%	16	643.627	109.508	46,6%	0,3%	0,5%	1,6%
RLPS.8	15.000 < C ≤ 50.000	3	231.932	64.902	76,7%	3	232.404	65.972	77,8%	1,1%	0,2%	1,6%
RL.9	50.000 < C ≤ 150.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RL.10	150.000 < C ≤ 500.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RL.11	C > 500.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>		<b>8.002.494</b>	<b>1.436.628.798</b>	<b>292.197.828</b>	<b>55,7%</b>	<b>8.012.613</b>	<b>1.354.285.459</b>	<b>276.576.021</b>	<b>56,0%</b>	<b>0,1%</b>	<b>-5,7%</b>	<b>-5,3%</b>

**3. Términos de facturación de los peajes de acceso a las redes locales**

Peaje	Tamaño (kWh)	Año de gas 2025				Año de gas 2026				Tasa de variación 2026 s/ 2025			
		Consumidores que no dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Consumidores que dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Consumidores que no dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Consumidores que dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Consumidores que no dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Consumidores que dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado	
		Término fijo por cliente (€/cliente y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	Término fijo por cliente (€/cliente y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	Término fijo por cliente (€/cliente y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)
<b>Suministrados desde redes T &amp; D</b>													
RL.1	C ≤ 5	23,344898	0,016388	3,504214	0,002224	17,508872	0,016587	3,506061	0,002161	-25,0%	1,2%	0,1%	-2,9%
RL.2	5 < C ≤ 15	56,165380	0,015365	2,404264	0,002224	55,802025	0,015689	2,429569	0,002161	-0,6%	2,1%	1,1%	-2,9%
RL.3	15 < C ≤ 50	174,757273	0,011567	2,209031	0,002223	175,074195	0,011802	2,238497	0,002159	0,2%	2,0%	1,3%	-2,9%
RL.4	50 < C ≤ 300	460,860910	0,012299	2,092516	0,002202	461,804645	0,012418	2,124352	0,002138	0,2%	1,0%	1,5%	-2,9%
RLB.5	300 < C ≤ 1.500	1.745,185618	0,012005	1,547071	0,003977	2.177,382175	0,012871	2,037758	0,002061	24,8%	7,2%	31,7%	-48,2%
RLA.5	300 < C ≤ 1.500	2.325,157106	0,009859	1,703313	0,001795	2.177,382175	0,012871	2,037758	0,002061	-6,4%	30,6%	19,6%	14,8%
RLB.6	1.500 < C ≤ 5.000	10.712,798622	0,005856	1,410899	0,001626	10.654,076188	0,005983	1,449344	0,001568	-0,5%	0,5%	2,7%	-3,5%
RLA.6	1.500 < C ≤ 5.000	9.735,352612	0,004570	1,199935	0,001413	10.654,076188	0,005983	1,449344	0,001568	9,4%	30,9%	20,8%	11,0%
RLB.7	5.000 < C ≤ 15.000	-	-	0,802414	0,001079	-	-	0,826707	0,001025	-	-	3,0%	-5,0%
RLA.7	5.000 < C ≤ 15.000	-	-	0,663977	0,000971	-	-	0,826707	0,001025	-	-	24,5%	5,5%
RL.8	15.000 < C ≤ 50.000	-	-	0,414838	0,000734	-	-	0,429430	0,000680	-	-	3,5%	-7,4%
RL.9	50.000 < C ≤ 150.000	-	-	0,150377	0,000495	-	-	0,140568	0,000441	-	-	-6,5%	-10,9%
RL.10	150.000 < C ≤ 500.000	-	-	0,150328	0,000396	-	-	0,150747	0,000348	-	-	0,3%	-12,2%
RL.11	C > 500	-	-	0,148124	0,000077	-	-	0,162758	0,000049	-	-	9,9%	-36,3%
<b>Abastecidos desde Plantas Satélite</b>													
RLPS.1	C ≤ 5	16,744387	0,015767	2,799103	0,004986	17,508872	0,016587	3,506061	0,002161	4,6%	5,2%	25,3%	-56,7%
RLPS.2	5 < C ≤ 15	49,609028	0,014004	1,944226	0,004399	55,802025	0,015689	2,429569	0,002161	12,5%	12,0%	25,0%	-50,9%
RLPS.3	15 < C ≤ 50	139,597446	0,011097	1,741110	0,004178	175,074195	0,011802	2,238497	0,002159	25,4%	6,4%	28,6%	-48,3%
RLPS.4	50 < C ≤ 300	440,265562	0,011288	1,759470	0,003840	461,804645	0,012418	2,124352	0,002138	4,9%	10,0%	20,7%	-44,3%
RLPS.5	300 < C ≤ 1.500	1.846,154486	0,011307	1,580729	0,003296	2.177,382175	0,012871	2,037758	0,002061	17,9%	13,8%	28,9%	-37,5%
RLPS.6	1.500 < C ≤ 5.000	8.400,654677	0,006031	1,099235	0,003054	10.654,076188	0,005983	1,449344	0,001568	26,8%	-0,8%	31,9%	-48,7%
RLPS.7	5.000 < C ≤ 15.000	-	-	0,629173	0,001353	-	-	0,826707	0,001025	-	-	31,4%	-24,2%
RLPS.8	15.000 < C ≤ 50.000	-	-	0,367392	0,000629	-	-	0,429430	0,000680	-	-	18,0%	8,0%
RL.9	50.000 < C ≤ 150.000	-	-	0,150377	0,000495	-	-	0,140568	0,000441	-	-	-6,5%	-10,9%
RL.10	150.000 < C ≤ 500.000	-	-	0,150328	0,000396	-	-	0,150747	0,000348	-	-	0,3%	-12,2%
RL.11	C > 500.000	-	-	0,148124	0,000077	-	-	0,162758	0,000049	-	-	9,9%	-36,3%

Fuente: CNMC

## **9. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES DE REGASIFICACIÓN**

### **9.1. Retribución que se debe recuperar a través de los peajes de regasificación**

Conforme al artículo 28 y el punto I del Anexo III de la Circular 6/2020, en el cálculo de los peajes de la actividad de los peajes de la actividad de regasificación se incluirá la retribución establecida en la correspondiente Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, asociada a los costes de inversión y los costes operativos de la actividad de regasificación prevista para el ejercicio, así como las revisiones, en su caso, de la retribución de ejercicios anteriores no contempladas en el cálculo de los peajes del ejercicio correspondiente, otros costes asociados a la actividad no incluidos en los ejercicios anteriores y los desvíos de ingresos de ejercicios anteriores. Adicionalmente, se tendrá en cuenta, en su caso, las primas resultantes de los procedimientos de asignación de capacidad imputables a la actividad de regasificación.

Respecto de los desvíos de retribución, ingresos y primas de ejercicios anteriores, como se ha anticipado en el epígrafe 6.4, se incorporan los establecidos en la Liquidación definitiva del 2022 y la mejor previsión de la Liquidación definitiva del 2023, así como los desvíos registrados en las primas de los ejercicios 2022 y 2023 y el 80% del desvío registrado en las primas del ejercicio 2024. El 20% restante se prevé aplicarlo en el siguiente año de gas. Para mejor comprensión en el Cuadro 115 se detallan los desvíos de retribución e ingresos de ejercicios anteriores.

**Cuadro 115. Desvíos de retribución e ingresos a incluir en la actividad de regasificación**

DESVÍOS ACTIVIDAD REGASIFICACIÓN	Liquidación definitiva 2022	Previsión Liquidación definitiva 2023	Desvíos totales
<b>Desvíos de retribución</b>	<b>52.410.898</b>	<b>78.576.204</b>	<b>130.987.102</b>
<b>Retribución fija</b>	<b>- 0</b>	<b>1.009.259</b>	<b>1.009.259</b>
Retribución por inversión	-	1.009.259	1.009.259
Retribución O&M	<b>0</b>	-	<b>0</b>
Retribución por productividad y eficiencia	<b>- 0</b>	- 0	- 0
Desvíos ejercicios anteriores	-	-	-
<b>Retribución variable</b>	<b>52.410.898</b>	<b>77.566.946</b>	<b>129.977.843</b>
Retribución O&M	40.397.180	48.192.512	88.589.692
Retribución por productividad y eficiencia	221.942	8.946.867	9.168.809
Desvíos de ejercicios anteriores	11.791.776	20.427.567	32.219.342
<b>Retribución por continuidad de suministro</b>	-	-	-
<b>Retribución El Musel</b>	-	-	-
<b>Desvíos de ingresos</b>	<b>132.718.333</b>	<b>16.334.374</b>	<b>149.052.707</b>
<b>Peajes de regasificación</b>	<b>134.814.759</b>	<b>17.762.429</b>	<b>152.577.187</b>
Término fijo	123.723.572	16.733.652	140.457.224
Término variable	11.091.186	1.028.777	12.119.963
<b>Peaje de OCR</b>	<b>- 2.096.425</b>	<b>- 1.428.055</b>	<b>- 3.524.480</b>
Término fijo	- 1.140.053	- 1.246.310	- 2.386.364
Término variable	- 956.372	- 181.745	- 1.138.117

Fuente: CNMC

Respecto de la asignación de las primas por capacidad, se propone incorporar en la determinación de los peajes de regasificación la totalidad de las primas del ejercicio 2025, la totalidad del desvío de las primas pendientes de incorporación del ejercicio 2022 y el 45% del desvío de las primas pendientes de asignación del ejercicio 2023, mientras que el 55% del desvío registrado en las primas de regasificación correspondientes al ejercicio 2023 y el 80% del desvío registrado en las primas de regasificación correspondientes al ejercicio 2024 se asignan a la salida nacional proporcionalmente a la suma de facturación por peajes de salida de la red de transporte, peaje de redes locales y peaje para la recuperación de otros costes de regasificación.

Teniendo en cuenta lo anterior, en el Cuadro 116 se muestra la retribución de la actividad de regasificación prevista para el año de gas 2025 considerada en la determinación de los peajes. La retribución prevista para la actividad de regasificación asciende a 370,7 M€, de los cuales el 29,5% se corresponde con la retribución por costes de inversión, el 52,2% con la retribución por costes de operación y mantenimiento (de los cuales el 33,2% tienen naturaleza fija y el 19,0% naturaleza variable), el 16,4% se corresponde con la retribución por productividad y eficiencia (de los cuales el 8,3% se corresponde con la retribución por continuidad de suministro) y el 6,7% se corresponde con la

retribución transitoria de El Musel. La asignación de los desvíos de retribución e ingresos de ejercicios anteriores supone finalmente una reducción del 4,9% del total de retribución imputado en los peajes de regasificación de 2025.

No se han considerado otros ingresos o costes liquidables imputables a la actividad de regasificación tales como, los ingresos de desbalances en plantas, por no haberse realizado una previsión de los mismos. No obstante, a efectos informativos, se indica que los ingresos por desbalances registrados en la Liquidación 14/2022 han ascendido a 93,7 miles de €.

El importe de las primas resultantes de las subastas correspondiente a la actividad de regasificación asciende a 210,1 M€, de los cuales 148,1 M€ corresponden a subastas del ejercicio 2025 y 62 M€ corresponden a desvíos respecto de las primas consideradas en la determinación de los peajes de los ejercicios 2022 y 2023. En consecuencia, los peajes de la actividad de regasificación deberán ser suficientes para cubrir 160.569.899 €.

**Cuadro 116. Retribución de la actividad de regasificación y primas de las subastas previstas para el año de gas 2025**

<b>Retribución reconocida a la actividad de regasificación (€)</b>	<b>Previsión 2025</b>	<b>% sobre total</b>
<b>Retribución por inversión</b>	<b>109.303.432</b>	<b>29,5%</b>
Amortización y retribución financiera	107.263.062	28,9%
Retribución gas talón	2.040.370	0,6%
<b>Retribución por O&amp;M</b>	<b>193.613.733</b>	<b>52,2%</b>
O&M a valores unitarios y singulares	107.470.956	29,0%
COPEX	15.600.677	4,2%
Otros costes auditados	70.542.101	19,0%
<b>Retribución ARPE</b>	<b>60.925.130</b>	<b>16,4%</b>
Extensión vida útil (REVU)	15.908.521	4,3%
Mejora de la productividad (RMP)	13.373.291	3,6%
Incentivo mermas (IM)	-	0,0%
Incentivo desarrollo sostenible (IDS)	701.563	0,2%
Continuidad de suministro (RCS)	30.941.754	8,3%
<b>Retribución Musel</b>	<b>24.942.331</b>	<b>6,7%</b>
<b>Ingresos por desbalances</b>	<b>n.a.</b>	
<b>Retribución Regasificación</b>	<b>388.784.626</b>	
<b>Desvíos de retribución e ingresos de ejercicios anteriores</b>	<b>- 18.065.605</b>	<b>-4,9%</b>
<b>Total Retribución</b>	<b>370.719.021</b>	<b>100,0%</b>
<b>Primas Subastas</b>	<b>- 210.149.122</b>	
<b>Primas del ejercicio</b>	<b>- 148.100.558</b>	
<b>Desvíos de primas ejercicios anteriores</b>	<b>- 62.048.565</b>	
Desvíos primas 2022	- 6.832.910	
Desvíos primas 2023	- 55.215.655	
Desvíos primas 2024	-	
<b>Total Retribución a recuperar</b>	<b>160.569.899</b>	

Fuente: CNMC

## **9.2. Asignación de la retribución fija de regasificación asociada a la retribución por la inversión, la retribución fija asociada a los costes operativos, la retribución por extensión de vida útil y la retribución asociada a incentivos por elemento**

Como la retribución reconocida por elemento conforme a la Orden ITC/3994/2006 no recoge el detalle necesario para aplicar la metodología establecida en la Circular 6/2020, se hace necesario, en primer lugar, convertir la retribución bajo el esquema de la Orden ITC/3994/2006 al esquema de la Orden ITC/3128/2011, aplicando el procedimiento descrito en el punto II del Anexo III de la Circular 6/2020, que incluye los siguientes pasos:

1. Se valorarán las instalaciones existentes en cada una de las plantas a los valores unitarios vigentes en el ejercicio tarifario (véase Cuadro 117).
2. Se calcula la anualidad por amortización que correspondería aplicar dado el valor de reposición calculado en el apartado anterior, teniendo en cuenta la vida útil regulatoria establecida, para cada activo, en la regulación vigente (véase Cuadro 118).
3. La anualidad de las unidades no estandarizadas se desagregará, en su caso, por elemento retributivo teniendo en cuenta la información de las auditorías de inversión (véase Cuadro 119).
4. La anualidad por amortización correspondiente al tanque se desagregará, en su caso, entre la asociada al propio tanque y la asociada a las bombas primarias teniendo en cuenta la información de las auditorías de inversión (véase Cuadro 119).
5. Teniendo en cuenta ambos esquemas retributivos se establece los porcentajes aplicables para transformar la retribución según el esquema de la Orden ITC/3994/2006 al esquema de Orden ITC/3128/2011 (véase Cuadro 120).
6. Por último, se impone la relación a la retribución prevista para el ejercicio del año de gas 2024 (véase Cuadro 121).

**Cuadro 117. Determinación de valor de reposición de las plantas de regasificación, resultado de aplicar los valores de inversión de la Orden ITC/2446/2013 a las características técnicas de las plantas**

	Planta						TOTAL
	Barcelona	Bilbao	Cartagena	Huelva	Mugardos	Sagunto	
<b>Características técnicas</b>							
Tanques de GNL							
Número	6	3	5	5	2	4	25
Capacidad (m <sup>3</sup> )	760.000	450.000	587.000	610.000	300.000	600.000	3.307.000
Bombas secundarias							
Número	24	9	12	11	4	8	68
Capacidad (m <sup>3</sup> /h)	6.000	2.949	3.480	3.300	1.600	2.320	19.649
Vaporización							
Agua de mar							
Número	13	4	9	10	2	5	43
Capacidad (m <sup>3</sup> /h)	1.950.000	800.000	1.350.000	1.500.000	412.800	1.000.000	7.012.800
Combustión sumergida							
Número	2	1	2	4	1	1	11
Capacidad (m <sup>3</sup> /h)	300.000	200.000	300.000	480.000	206.400	150.000	1.636.400
Cargaderos de cisternas							
Número	3	1	3	3	2	2	14
Capacidad (m <sup>3</sup> /h)	51	15	48	51	35	40	240
Tiempo medio de carga (h)	1,41	1,60	1,50	1,41	1,37	1,20	1,42
Compresor de boil-off procesado interno en planta							
Número	2	3	4	4	3	3	19
Capacidad (m <sup>3</sup> )	31.323	18.396	30.000	35.000	27.096	34.617	176.432
Compresor de boil-off emisión directa a la red							
Número	2	-	2	2	-	1	7
Capacidad (m <sup>3</sup> )	3.784	-	2.300	2.300	-	2.550	10.934
Relicuaador de boil-off (kg/h)							
Número	1	1	1	1	1	1	6
Capacidad (kg/h)	20.830	10.000	19.000	32.230	13.000	25.376	120.436
Antorcha/combustor							
Número	1	1	1	2	1	1	7
Capacidad (kg/h)	172.000	185.000	80.000	190.000	15.000	241.500	883.500
Equipos de medida							
	EM G-1.000 EM G-4.000 EM G-6.500 EMU G-6.500	ERM G-2.500 EMU G-6.500	EM G-400 EM G-650 EM G-1.600 EM G-1.600 EM G-2.500 EMU G-2.500	EM G-650 EM G-650 EM G-1.000 EM G-1.600 EM G-2.500	EMU G-4.000	EM G-6.500	
<b>Valor de reposición (€)</b>	<b>675.336.671</b>	<b>442.298.671</b>	<b>558.100.024</b>	<b>581.181.878</b>	<b>354.544.064</b>	<b>541.051.555</b>	<b>3.152.512.862</b>
<b>Unidades estandarizables</b>	<b>502.521.977</b>	<b>269.483.977</b>	<b>385.285.330</b>	<b>408.367.184</b>	<b>181.729.370</b>	<b>368.236.861</b>	<b>2.115.624.698</b>
Tanques de GNL	348.140.800	206.136.000	268.892.960	279.428.800	137.424.000	274.848.000	1.514.870.560
Cargadero de cisternas	5.355.554	1.785.185	5.355.554	5.355.554	3.570.369	3.570.369	24.992.585
Vaporizador agua de mar	83.733.000	34.352.000	57.969.000	64.410.000	17.725.632	42.940.000	301.129.632
Vaporizador de combustión sumergida	7.368.000	4.912.000	7.368.000	11.788.800	5.069.184	3.684.000	40.189.984
Bombas secundarias	21.634.260	10.633.239	12.547.871	11.898.843	5.769.136	8.365.247	70.848.596
Compresor de boil-off procesado interno de la planta	12.412.992	7.290.151	11.888.700	13.870.150	10.737.874	13.718.371	69.918.237
Compresor de boil-off emisión directa a la red	17.870.803	-	16.744.061	16.744.061	-	16.933.876	68.292.802
Relicuaador boil off	28.329	13.600	25.840	43.833	17.680	34.511	163.793
Sistema de antorcha	1.874.800	2.016.500	872.000	2.071.000	163.500	2.632.350	9.630.150
ERM	-	835.167	-	-	-	-	835.167
EM	2.593.304	-	2.627.496	1.920.976	-	-	7.141.776
EMU	1.510.136	1.510.136	993.848	835.167	1.251.995	1.510.136	7.611.418
<b>Unidades no estandarizables</b>	<b>172.814.694</b>	<b>172.814.694</b>	<b>172.814.694</b>	<b>172.814.694</b>	<b>172.814.694</b>	<b>172.814.694</b>	<b>1.036.888.164</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 118. Determinación de la anualidad correspondiente al valor de reposición**

	Valor de reposición	Vida útil regulatoria	Amortización	% sobre total
<b>Unidades estandarizables</b>	<b>2.115.624.698</b>		<b>122.587.410</b>	<b>85,5%</b>
Tanques de GNL	1.514.870.560	20	75.743.528	52,8%
Cargadero de cisternas	24.992.585	20	1.249.629	0,9%
Vaporizador agua de mar	301.129.632	10	30.112.963	21,0%
Vaporizador de combustión sumergida	40.189.984	10	4.018.998	2,8%
Bombas secundarias	70.848.596	20	3.542.430	2,5%
Compresor de boil-off procesado interno de la planta	69.918.237	20	3.495.912	2,4%
Compresor de boil-off emisión directa a la red	68.292.802	20	3.414.640	2,4%
Relicador boil off	163.793	20	8.190	0,0%
Sistema de antorcha	9.630.150	20	481.508	0,3%
ERM	835.167	30	27.839	0,0%
EM	7.141.776	30	238.059	0,2%
EMU	7.611.418	30	253.714	0,2%
<b>Unidades no estandarizables</b>	<b>1.036.888.164</b>	<b>50</b>	<b>20.737.763</b>	<b>14,5%</b>
<b>Valor de reposición (€)</b>	<b>3.152.512.862</b>		<b>143.325.173</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: CNMC



**Cuadro 119. Asignación por elemento del valor de reposición de las unidades de inversión no estandarizadas**

Valor de reposición de unidades no estandarizadas (€) (A)		20.737.763
Elemento retributivo	% sobre total no estandarizado según auditorías de inversión (B)	Asignación del valor de reposición por elemento retributivo (A) * (B)
Interconexiones de gas natural	8,9%	1.847.190
Interconexiones de gas natural licuado	1,0%	207.261
Instalaciones de obra civil terrestre	27,0%	5.597.415
<i>Infraestructura terrestre</i>	19,0%	3.948.960
<i>Edificios</i>	2,2%	461.585
<i>Adecuación de Terrenos</i>	5,7%	1.186.870
Instalaciones de descarga	26,0%	5.394.760
Sistemas de gestión y control	6,0%	1.238.830
Servicios auxiliares	12,3%	2.549.445
Sistema de suministro eléctrico	4,6%	946.666
Sistema de captación de agua	12,8%	2.655.482
Cimentaciones y obra civil asociada a los tanques de Almacenamiento de GNL	1,5%	300.714
Valor de reposición del tanque (€) (C)		75.743.528
Elemento retributivo	% sobre total no estandarizado según auditorías de inversión (D)	Asignación del valor de reposición por elemento retributivo (C) * (D)
Bombas primarias	3,1%	2.378.499
Tanque GNL	96,9%	73.365.029

Fuente: CNMC y Auditorías de inversión

**Cuadro 120. Determinación de los porcentajes para transformar la retribución según el esquema de la Orden ITC/3994/2006 al esquema de Orden ITC/3128/2011**

Valor de reposición según el esquema retributivo de la Orden ITC/3128/2011 (€)	Valor de reposición según el esquema retributivo de la Orden ITC/3994/2006 (€)					% para la conversión del esquema retributivo de la Orden ITC/3994/2006 al esquema retributivo de la Orden ITC/3128/2011			
	Obra civil portuaria y terrestre	Cargadero en Cisternas	Vaporizadores	Tanque	TOTAL	Obra civil portuaria y terrestre	Cargadero en Cisternas	Vaporizadores	Tanque
<b>Unidades estandarizables</b>	-	<b>1.249.629</b>	<b>34.623.735</b>	<b>86.686.207</b>	<b>122.559.571</b>	<b>0,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>94,1%</b>
Tanques de GNL				75.743.528	75.743.528				82,3%
Tanque de GNL				73.365.029	73.365.029				79,7%
Bombas primarias				2.378.499	2.378.499				2,6%
Cargadero de cisternas		1.249.629			1.249.629		100,0%		
Vaporizador agua de mar			30.112.963		30.112.963			87,0%	
Vaporizador de combustión sumergida			4.018.998		4.018.998			11,6%	
Bombas secundarias				3.542.430	3.542.430				3,8%
Sistema de antorcha				481.508	481.508				0,5%
Compresor de boil-off procesado interno de la planta				3.495.912	3.495.912				3,8%
Compresor de boil-off emisión directa a la red				3.414.640	3.414.640				3,7%
Relicador boil off				8.190	8.190				0,0%
Sistemas de medida (1)			491.773		491.773			1,4%	
<b>Unidades no estandarizables</b>	<b>15.343.003</b>	-	-	<b>5.394.760</b>	<b>20.737.763</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>5,9%</b>
Interconexiones de gas natural	1.847.190				1.847.190	12,0%			
Interconexiones de gas natural licuado	207.261				207.261	1,4%			
Instalaciones de obra civil terrestre	5.597.415				5.597.415	36,5%			
Infraestructura terrestre	3.948.960				3.948.960	25,7%			
Edificios	461.585				461.585	3,0%			
Adecuación de Terrenos	1.186.870				1.186.870	7,7%			
Instalaciones de descarga				5.394.760	5.394.760				5,9%
Sistemas de gestión y control	1.238.830				1.238.830	8,1%			
Servicios auxiliares	2.549.445				2.549.445	16,6%			
Sistema de suministro eléctrico	946.666				946.666	6,2%			
Sistema de captación de agua	2.655.482				2.655.482	17,3%			
Cimentaciones y obra civil asociada a los tanques de GNL	300.714				300.714	2,0%			
<b>Total</b>	<b>15.343.003</b>	<b>1.249.629</b>	<b>34.623.735</b>	<b>92.080.967</b>	<b>143.297.334</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: CNMC, Orden ITC/3994/2006 y Orden ITC/3128/2011

**Cuadro 121. Asignación de la retribución por inversión y por costes operativos fijos prevista para el año de gas 2025 por elemento**

	Obra civil portuaria y terrestre	Cargadero en Cisternas	Vaporizadores	Tanque	TOTAL
<b>Retribución reconocida según el esquema retributivo de la Orden ITC/3994/2006 (€) (A)</b>	<b>24.221.906</b>	<b>2.331.893</b>	<b>10.067.419</b>	<b>208.946.485</b>	<b>245.567.703</b>

Valor de reposición según el esquema retributivo de la Orden ITC/3128/2011 (€)	% para la conversión del esquema retributivo de la Orden ITC/3994/2006 al esquema retributivo de la Orden ITC/3128/2011 (B)			
	Obra civil portuaria y terrestre	Cargadero en Cisternas	Vaporizadores	Tanque
<b>Unidades estandarizables</b>	<b>0,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>94,1%</b>
Tanques de GNL				82,3%
Tanque de GNL	0,0%	0,0%	0,0%	79,7%
Bombas primarias	0,0%	0,0%	0,0%	2,6%
Cargadero de cisternas		100,0%		
Vaporizador agua de mar			87,0%	
Vaporizador de combustión sumergida			11,6%	
Bombas secundarias				3,8%
Sistema de antorcha				0,5%
Compresor boil off procesado interno de la planta				3,8%
Compresor boil off emisión directa a la red				3,7%
Relicador boil off				0,0%
Sistemas de medida (1)			1,4%	
<b>Unidades no estandarizables</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>5,9%</b>
Interconexiones de gas natural	12,0%			
Interconexiones de gas natural licuado	1,4%			
Instalaciones de obra civil terrestre	36,5%			
Infraestructura terrestre	25,7%			
Edificios	3,0%			
Adecuación de Terrenos	7,7%			
Instalaciones de descarga				5,9%
Sistemas de gestión y control	8,1%			
Servicios auxiliares	16,6%			
Sistema de suministro eléctrico	6,2%			
Sistema de captación de agua	17,3%			
Cimentaciones y obra civil asociada a los tanques de Almacenamiento de GNL	2,0%			
<b>Total</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Asignación por elemento de la retribución reconocida según el esquema retributivo de la Orden ITC/3994/2006 (€) (A) * (B)				
Obra civil portuaria y terrestre	Cargadero en Cisternas	Vaporizadores	Tanque	TOTAL
-	<b>2.331.893</b>	<b>10.067.419</b>	<b>196.704.908</b>	<b>209.104.221</b>
-	-	-	171.874.215	171.874.215
-	-	-	166.477.019	166.477.019
-	-	-	5.397.196	5.397.196
	2.331.893			2.331.893
		8.755.839		8.755.839
		1.168.590		1.168.590
			8.038.341	8.038.341
			1.092.618	1.092.618
			7.932.785	7.932.785
			7.748.366	7.748.366
			18.584	18.584
		142.991		142.991
<b>24.221.906</b>	-	-	<b>12.241.576</b>	<b>36.463.482</b>
2.916.148				2.916.148
327.202				327.202
8.836.605				8.836.605
6.234.199				6.234.199
728.701				728.701
1.873.705				1.873.705
			12.241.576	12.241.576
1.955.733				1.955.733
4.024.793				4.024.793
1.494.496				1.494.496
4.192.193				4.192.193
474.735				474.735
<b>24.221.906</b>	<b>2.331.893</b>	<b>10.067.419</b>	<b>208.946.485</b>	<b>245.567.703</b>

Fuente: CNMC

En el Cuadro 122 se recoge la retribución por inversión y por costes operativos fijos prevista para el año de gas 2025 desagregada por elemento.

**Cuadro 122. Retribución por inversión y por costes operativos fijos prevista para el año de gas 2025 por elemento**

Retribución por inversión y O&M fijo desagregada por elemento (€)	Orden ITC/3994/2006	Orden ITC/3128/2011	Total	% sobre total retribución
<b>Unidades estandarizables</b>	<b>209.104.221</b>	<b>10.396.286</b>	<b>219.500.506</b>	<b>83,9%</b>
Tanque almacenamiento GNL.	166.477.019	9.802.835	176.279.854	67,4%
Bombas primarias	5.397.196	317.809	5.715.004	2,2%
Sistema de bombas secundarias.	8.038.341	37.120	8.075.461	3,1%
Vaporizadores de agua de mar.	8.755.839	-	8.755.839	3,3%
Vaporizadores de combustión sumergida.	1.168.590	-	1.168.590	0,4%
Sistema de medida u odorización (1)	142.991	-	142.991	0,1%
Sistema de antorcha y combustor.	1.092.618	-	1.092.618	0,4%
Instalaciones de compresión de boil-off para procesado interno en planta	7.932.785	238.522	8.171.307	3,1%
Compresor de boil-off para emisión directa a red	7.748.366	-	7.748.366	3,0%
Relicador de boil-off.	18.584	-	18.584	0,0%
Cargaderos de cisternas.	2.331.893	-	2.331.893	0,9%
<b>Unidades no estandarizables</b>	<b>36.463.482</b>	<b>3.554.601</b>	<b>40.018.083</b>	<b>15,3%</b>
Interconexiones de gas natural	2.916.148	-	2.916.148	1,1%
Interconexiones de gas natural licuado	327.202	155.003	482.205	0,2%
Instalaciones de obra civil terrestre	8.836.605	-	8.836.605	3,4%
Instalaciones de descarga	12.241.576	1.417.868	13.659.445	5,2%
Sistemas de gestión y control	1.955.733	549.763	2.505.496	1,0%
Servicios auxiliares	4.024.793	300.564	4.325.357	1,7%
Sistema de suministro eléctrico	1.494.496	806.708	2.301.204	0,9%
Sistema de captación de agua	4.192.193	-	4.192.193	1,6%
Cimentaciones y obra civil asociada a los tanques de GNL	474.735	324.694	799.430	0,3%
<b>Retribución Financiera Gas Talón /NMLL</b>	<b>2.040.370</b>	<b>-</b>	<b>2.040.370</b>	<b>0,8%</b>
<b>ERM</b>	<b>97.917</b>	<b>-</b>	<b>97.917</b>	<b>0,0%</b>
<b>Total</b>	<b>247.705.990</b>	<b>13.950.887</b>	<b>261.656.877</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: CNMC

### 9.3. Asignación de la retribución fija de cada uno de los elementos a cada uno de los servicios prestados en la planta

#### 9.3.1. Asignación de la retribución fija asignada por elemento retributivo

La retribución por inversión y la retribución fija por los costes operativos reconocida a cada elemento retributivo, como coste fijo, se asignará a los términos fijos de los peajes correspondientes a cada uno de los servicios conforme a lo establecido en el punto III.1 del Anexo III de la Circular 6/2020. En consecuencia:

- a) **Servicio de descarga de buques:** la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye el acondicionamiento de puertos y

atraques, parte de las instalaciones de descarga, parte de las instalaciones de conducción de GNL hasta el tanque, parte del tanque de GNL, parte del sistema de antorcha y combustor, parte de las instalaciones de tratamiento y recuperación de Boil-off, parte del acondicionamiento de terrenos y edificios, parte de los sistemas de gestión y control, parte de servicios auxiliares y parte del suministro eléctrico.

- b) Servicio de almacenamiento de GNL:** la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye parte de los tanques de GNL, excluidas las bombas primarias y secundarias y las tuberías de los tanques a los vaporizadores, parte del sistema de antorcha y combustor, parte de las instalaciones de tratamiento y recuperación de Boil-off, parte del acondicionamiento de terrenos y edificios, parte de la cimentación y obra civil asociada a los tanques, parte de los sistemas de gestión y control, parte de servicios auxiliares y parte del suministro eléctrico.
- c) Servicio de regasificación:** la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye los vaporizadores, las instalaciones de medida y odorización, el sistema de bombas secundarias, las instalaciones de conexión de los tanques a los vaporizadores, la emisión y captación de agua de mar, parte del tanque de GNL, parte de las bombas primarias, parte del sistema de antorcha y combustor, parte de las instalaciones de conducción de GNL hasta el tanque, parte de las instalaciones de tratamiento y recuperación de Boil-off, parte del acondicionamiento de terrenos y edificios, parte de la cimentación y obra civil asociada a los tanques, parte de los sistemas de gestión y control, parte de servicios auxiliares, parte del suministro eléctrico y parte del gas talón.
- d) Servicio de carga en cisterna:** la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye los cargaderos de cisterna, parte del tanque de GNL, parte de las bombas primarias, parte del sistema de antorcha y combustor, parte de las instalaciones de tratamiento y recuperación de Boil-off, parte de las instalaciones de conducción de GNL hasta el tanque, parte del acondicionamiento de terrenos y edificios, parte de la cimentación y obra civil asociada a los tanques, parte los sistemas de gestión y control, parte del servicios auxiliares, parte del suministro eléctrico y parte del gas talón.
- e) Servicio de carga de GNL de planta en buque:** la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye parte de las instalaciones de descarga, parte de las bombas primarias, parte del sistema de antorcha y combustor, parte de las instalaciones de

tratamiento y recuperación de Boil-off, parte de las instalaciones de conducción de GNL hasta el tanque, parte del acondicionamiento de terrenos y edificios, parte de la cimentación y obra civil asociada a los tanques, parte los sistemas de gestión y control, parte del servicios auxiliares, parte del suministro eléctrico y parte del gas talón.

- f) Servicio de trasvase de GNL de buque a buque:** la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye parte de las instalaciones de descarga, parte del sistema de antorcha y combustor, parte de las instalaciones de tratamiento y recuperación de Boil-off, parte de las instalaciones de conducción de GNL hasta el tanque, parte del acondicionamiento de terrenos y edificios, parte los sistemas de gestión y control, parte del servicios auxiliares, parte del suministro eléctrico y parte del gas talón.
- g) Servicio de puesta en frío:** la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye parte de las instalaciones de descarga, parte de las bombas primarias, parte del sistema de antorcha y combustor, parte de las instalaciones de tratamiento y recuperación de Boil-off, parte de las instalaciones de conducción de GNL hasta el tanque, parte del acondicionamiento de terrenos y edificios, parte de la cimentación y obra civil asociada a los tanques, parte los sistemas de gestión y control, parte del servicios auxiliares, parte del suministro eléctrico y parte del gas talón.

### **9.3.2. Asignación de la retribución de un elemento que interviene en la prestación de varios servicios**

De acuerdo con el punto III.2.a) del Anexo III de la Circular 6/2020, la asignación de la retribución de un elemento que interviene en la prestación de varios servicios se realizará conforme a los siguientes criterios:

#### **a) En función del criterio de diseño del tanque de almacenamiento de GNL**

De acuerdo con el punto III.2 del Anexo III de dicha Circular:

- i. La retribución de los tanques de GNL asociada al gas talón, se calculará multiplicando el porcentaje establecido en el Anexo IV.2 (8,00%) por la retribución de los tanques de GNL y se asignará a los servicios de regasificación y carga en cisternas proporcionalmente al volumen del gas previsto para cada servicio.
- ii. La retribución de los tanques asociado al stock de seguridad se calculará multiplicando la retribución de los tanques de GNL por el porcentaje establecido en el Anexo IV.2 (39,78%) y se asignará al servicio de almacenamiento de GNL.

- iii. La retribución de los tanques asociado al stock de flexibilidad logística se calculará multiplicando el porcentaje establecido en el Anexo IV.2 (52,22%) por la retribución de los tanques de GNL y se asignará a los servicios regasificación y carga en cisternas, proporcionalmente al volumen de gas implicado en la prestación de los mismos.

En el Cuadro 123 se muestra asignación de la retribución reconocida a los tanques por servicio.

**Cuadro 123. Asignación de la retribución reconocida a los tanques por servicio**

Retribución reconocida a los tanques de GNL (€)	176.279.854	
	<b>% sobre Retribución de los tanques de GNL</b>	<b>Retribución asignada (€)</b>
Proporción de la retribución del tanque asignada al gas talón (€)	8,00%	14.102.388
Proporción de la retribución del tanque asignada al stock de seguridad (€)	39,78%	70.124.126
Proporción de la retribución del tanque asignada al stock logístico (€)	52,22%	92.053.340

Fuente: CNMC

## b) Proporcional al volumen de gas implicado en el servicio

De acuerdo con el punto III.2.b) del Anexo III de la Circular 6/2020:

- i. La retribución financiera del gas talón y las bombas primarias se asignará a los servicios de regasificación y carga en cisternas proporcionalmente al volumen previsto del gas implicado en la prestación de los mismos (véase Cuadro 124).
- ii. La retribución reconocida por las tuberías de GNL se asignará a los servicios de descarga de buques, regasificación, carga en cisterna, carga de GNL de planta a buque, trasvase de GNL de buque a buque y puesta en frío, proporcionalmente al volumen previsto del gas implicado en la prestación de los mismos (véase Cuadro 125).
- iii. La retribución reconocida a las instalaciones de descarga se asignará a los servicios de descarga de GNL, trasvase de GNL de planta a buque, trasvase de GNL de buque a buque y puesta en frío proporcionalmente al volumen previsto del gas implicado en la prestación de los mismos (véase Cuadro 126).

Al respecto, se indica que para las operaciones de trasvase de GNL de buque a buque la previsión es nula por lo que se ha considerado un volumen de 219 GWh.

**Cuadro 124. Asignación por servicio de la retribución asociada a la parte del tanque dedicada al almacenamiento del gas talón del tanque de GNL, la retribución del tanque asociada al stock logístico, la retribución financiera del gas talón y las bombas primarias**

Retribución del tanque de GNL asignada proporcionalmente al volumen (€) (A)	113.911.102
Stock de flexibilidad logística	92.053.340
Gas talón	14.102.388
Bombas primarias	5.715.004
Retribución Financiera Gas Talón /NMLL	2.040.370

Servicio	Volumen previsto para el año de gas (MWh)	% sobre volumen total previsto	Volumen a efectos de la asignación por servicio (MWh)	Volumen a efectos de la asignación por servicio (B)	Retribución asignada (€) (A) * (B)
Vaporización	218.682.310	94,6%	218.682.310	94,6%	107.755.927
Carga en Cisternas	12.491.451	5,4%	12.491.451	5,4%	6.155.175
<b>Total</b>	<b>231.173.762</b>	<b>100,0%</b>	<b>231.173.762</b>	<b>100,0%</b>	<b>113.911.102</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 125. Asignación por servicio de la retribución reconocida a las interconexiones de gas natural licuado**

Retribución reconocida a las interconexiones de GNL (€) (A)	482.205
Descarga de GNL	241.164
Vaporización	191.038
Carga en Cisternas	10.912
Trasvase de GNL de planta a buque	38.745
Trasvase de GNL de buque a buque	191
Puesta en frío	155
<b>Total</b>	<b>482.205</b>

Fuente: CNMC



**Cuadro 126. Asignación por servicio de la retribución reconocida a las instalaciones de descarga**

Retribución reconocida a las instalaciones de descarga (€) (A)					13.659.445
Servicio	Volumen previsto para el año de gas (MWh)	% sobre volumen total previsto	Volumen a efectos de la asignación por servicio (MWh)	Volumen a efectos de la asignación por servicio (B)	Retribución asignada (€) (A) * (B)
Descarga de GNL	276.061.793	86,1%	276.061.793	86,1%	11.754.157
Trasvase de GNL de planta a buque	44.352.057	13,8%	44.352.057	13,8%	1.888.422
Trasvase de GNL de buque a buque	-	0,0%	219.000	0,1%	9.325
Puesta en frío	177.129	0,1%	177.129	0,1%	7.542
<b>Total</b>	<b>320.590.979</b>	<b>100,0%</b>	<b>320.809.979</b>	<b>100,0%</b>	<b>13.659.445</b>

Fuente: CNMC

**c) Proporcional a la retribución del tanque asignada por servicio**

Conforme al punto III.2.c) del Anexo III de la Circular 6/2020, la retribución reconocida por cimentaciones y obra civil asociada a los tanques de almacenamiento de GNL se distribuye proporcionalmente a la retribución del tanque de GNL asignada a los servicios de almacenamiento de GNL, regasificación y carga en cisternas (véase Cuadro 127).

**Cuadro 127. Asignación por servicio de la retribución asociada a la cimentación y obra civil del tanque de GNL**

Cimentación y obra civil asociada al tanque de GNL (€) (A)		799.430	
Retribución del tanque por servicio	Retribución del tanque por servicio (€)	% sobre retribución total (B)	Retribución asignada por servicio (€) (A) * (B)
Almacenamiento de GNL	70.124.126	38,10%	304.612
Vaporización	107.755.927	58,55%	468.080
Carga en Cisternas	6.155.175	3,34%	26.737
<b>Total</b>	<b>184.035.228</b>	<b>100,00%</b>	<b>799.430</b>

Fuente: CNMC

#### d) Proporcional al volumen de boil-off generado en la prestación del servicio

De acuerdo con el punto III.2.d) del Anexo III de la Circular 6/2020, la retribución de los sistemas de antorcha y combustor, de las instalaciones de compresión de boil off para procesado interno en planta, del relicuador de boil-off y del compresor de boil-off para emisión directa a red se deben asignar a cada uno de los servicios proporcionalmente al volumen de boil-off generado en la prestación de cada uno de los servicios de la planta.

A los efectos anteriores, el volumen de boil-off generado en la prestación de cada uno de los servicios se debe estimar teniendo en cuenta la capacidad de generación teórica y la utilización de las instalaciones prevista para el periodo tarifario.

Teniendo en cuenta lo anterior, la información aportada por las empresas sobre dichas variables y el escenario de demanda previsto se ha procedido a asignar la retribución de las citadas instalaciones.

**Cuadro 128. Asignación de la retribución de los sistemas de antorcha y combustor, las instalaciones de compresión de boil off para procesado interno en planta, el relicuador de boil-off y el compresor de boil-off para emisión directa a red**

Retribución asignada en función del boil-off generado (€) (A)	17.030.875
Sistema de antorcha y combustor.	1.092.618
Compresor de boil-off para procesado interno en planta	8.171.307
Compresor de boil-off para emisión directa a red.	7.748.366
Relicuador de boil-off.	18.584

Servicio	Generación de BOG por servicio (GWh/h) (B)	Horas de funcionamiento previstas	Horas de funcionamiento previstas a efectos de la asignación (C)	Previsión boil-off para el año de gas (GWh) (D) = (B) * (C)	% sobre total (E)	Retribución asignada (€) (A) * (E)
Descarga de GNL	0,113	6.339	6.339	719	5,25%	893.769
Almacenamiento de GNL	0,163	52.560	52.560	8.550	62,42%	10.631.365
Carga de GNL en cisternas	0,035	64.101	64.101	2.229	16,28%	2.771.995
Vaporización	0,013	52.560	52.560	693	5,06%	861.109
Trasvase de GNL de planta a buque	0,218	6.776	6.776	1.479	10,80%	1.839.647
Trasvase de buque a buque	0,218	-	50	11	0,08%	13.575
Puesta en frío de buques	0,218	72	72	16	0,11%	19.414
<b>Total</b>				<b>13.696</b>	<b>100,00%</b>	<b>17.030.875</b>

Fuente: CNMC

**e) Proporcional a la retribución asignada por la prestación del resto de los servicios**

De acuerdo con el punto III.2.e) del Anexo III de la Circular 6/2020, la retribución asociada a la infraestructura terrestre, la adecuación de terrenos, los edificios, los sistemas de gestión y control, los servicios auxiliares y el sistema de suministro eléctrico se debe asignar proporcionalmente a la retribución asignada por servicio del resto de los elementos.

**Cuadro 129. Asignación de la retribución de la infraestructura terrestre, los edificios, los sistemas de gestión y control, los servicios auxiliares y el sistema de suministro eléctrico**

Retribución asignada proporcionalmente a la retribución asignada por servicio del resto de elementos (A)		17.968.662
Obra civil		8.836.605
Sistemas de gestión y control		2.505.496
Servicios auxiliares.		4.325.357
Sistema de suministro eléctrico		2.301.204

Elemento retributivo	Asignación de la retribución de cada elemento por servicio							
	Descarga de GNL	Almac. GNL	Vaporiz.	Carga en cisterna	Trasvase de GNL de planta a buque	Trasvase de GNL de buque a buque	Puesta en frío	Total
Tanque de GNL		70.124.126	100.419.614	5.736.114				176.279.854
Bombas primarias			5.406.194	308.810				5.715.004
Retribución financiera del gas talón			1.930.119	110.251				2.040.370
Cimentación y obra civil asociada al tanque GNL		304.612	468.080	26.737				799.430
Sistema de bombas secundarias.			8.075.461					8.075.461
Vaporizadores de agua de mar.			8.755.839					8.755.839
Vaporizadores de combustión sumergida.			1.168.590					1.168.590
Sistema de medida u odorización.			240.908					240.908
Sistema de captación de agua			4.192.193					4.192.193
Sistema de antorcha y combustor.	57.340	682.056	55.245	177.838	118.023	871	1.246	1.092.618
Compresor de boil-off para procesado interno en planta	428.825	5.100.862	413.155	1.329.986	882.651	6.513	9.315	8.171.307
Compresor de boil-off para emisión directa a red.	406.629	4.836.845	391.770	1.261.147	836.966	6.176	8.833	7.748.366
Relicador de boil-off.	975	11.601	940	3.025	2.007	15	21	18.584
Cargaderos de cisternas.				2.331.893				2.331.893
Tuberías de gas natural			2.916.148					2.916.148
Tuberías de gas natural licuado	241.164		191.038	10.912	38.745	191	155	482.205
Instalaciones de descarga	11.754.157				1.888.422	9.325	7.542	13.659.445
<b>Total</b>	<b>12.889.090</b>	<b>81.060.103</b>	<b>134.625.294</b>	<b>11.296.713</b>	<b>3.766.814</b>	<b>23.091</b>	<b>27.111</b>	<b>243.688.215</b>
<b>% de retribución asignado por servicio (B)</b>	<b>5,29%</b>	<b>33,26%</b>	<b>55,24%</b>	<b>4,64%</b>	<b>1,55%</b>	<b>0,01%</b>	<b>0,01%</b>	<b>100,0%</b>
<b>Asignación resto elementos por servicio (A) * (B)</b>	<b>950.394</b>	<b>5.977.070</b>	<b>9.926.768</b>	<b>832.978</b>	<b>277.751</b>	<b>1.703</b>	<b>1.999</b>	<b>17.968.662</b>
Obra civil	467.383	2.939.396	4.881.773	409.641	136.592	837	983	8.836.605
Sistemas de gestión y control	132.520	833.425	1.384.159	116.148	38.729	237	279	2.505.496
Servicios auxiliares.	228.776	1.438.780	2.389.539	200.512	66.859	410	481	4.325.357
Sistema de suministro eléctrico	121.715	765.469	1.271.298	106.677	35.571	218	256	2.301.204
<b>Total</b>	<b>13.839.483</b>	<b>87.037.173</b>	<b>144.552.062</b>	<b>12.129.690</b>	<b>4.044.565</b>	<b>24.793</b>	<b>29.110</b>	<b>261.656.877</b>

Fuente: CNMC

En el Cuadro 130 se resume, el resultado de la asignación por servicio.

**Cuadro 130. Asignación por servicio de la retribución fija y por O&M fijos.**

Servicio prestado en la planta	Retribución asignada por servicio (€)
Descarga de GNL	13.839.483
Almacenamiento de GNL	87.037.173
Vaporización	144.552.062
Carga de GNL en cisternas	12.129.690
Trasvase de GNL de planta a buque	4.044.565
Trasvase de GNL de buque a buque	24.793
Puesta en frío de buques	29.110
<b>Total</b>	<b>261.656.877</b>

Fuente: CNMC

#### **9.4. Asignación por servicio de la retribución de regasificación asociada a los costes operativos de naturaleza variable**

El punto IV del Anexo III de la Circular 6/2020 establece que la retribución variable asociada a los costes operativos se asignará por servicio conforme a los porcentajes establecidos en el punto 2.b del Anexo IV de la Circular. En el Cuadro 131 se muestra el resultado de aplicar los porcentajes de asignación a la retribución asociada a los costes de operación y mantenimiento variables previstos para el año de gas 2025.

Se señala que dentro de la retribución variable se ha incluido la Retribución por incentivo por desarrollo sostenible para la promoción del uso de gas natural en transporte marítimo, calculada de acuerdo con lo establecido en el artículo 18 de la Circular 9/2019<sup>26</sup>, al conformarse dicha retribución como una retribución unitaria por la cantidad de gas natural destinada al combustible marítimo, esto es, al tener naturaleza variable.

<sup>26</sup> Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado, disponible en <https://www.cnmc.es/expedientes/cirde00619>

**Cuadro 131. Asignación de la retribución asociada a los costes de O&M variables previstos para de gas 2025 por servicio prestado en la planta.**

Retribución variable O&M (€) (A)		71.243.664
Asignación de la retribución por servicio	% de asignación de retribución variable por servicio (B)	Retribución asignada por servicio (€) (A) * (B)
Descarga de GNL	10,00%	7.124.366
Almacenamiento de GNL	16,79%	11.961.811
Carga de GNL en cisternas	67,09%	47.797.374
Vaporización	5,80%	4.132.133
Trasvase de GNL a buque	0,17%	121.114
Trasvase de GNL de buque a buque	0,14%	99.741
Puesta en frío de buques	0,01%	7.124
<b>Total</b>	<b>100,0%</b>	<b>71.243.664</b>

Fuente: CNMC

## 9.5. Determinación de los peajes y cánones asociados a cada uno de los servicios prestados en la planta

### 9.5.1. Peajes estándar de capacidad firme anual

En el Cuadro 132 se resume la retribución de la actividad de regasificación que se debe recuperar mediante los peajes por el uso de los servicios prestados en la planta, sin considerar las primas resultantes de las subastas.

**Cuadro 132. Asignación de la retribución prevista para el año de gas 2025 por servicio prestado en la planta**

Servicio prestado en la planta	Retribución por inversión y O&M fijo asignada por servicio (€)	Retribución por O&M variable asignada por servicio (€)	Retribución asignada por servicio (€)
Descarga de GNL	13.839.483	7.124.366	20.963.850
Almacenamiento de GNL	87.037.173	11.961.811	98.998.984
Vaporización	144.552.062	47.797.374	192.349.437
Carga de GNL en cisternas	12.129.690	4.132.133	16.261.823
Trasvase de GNL de planta a buque	4.044.565	121.114	4.165.679
Trasvase de GNL de buque a buque	24.793	99.741	124.534
Puesta en frío de buques	29.110	7.124	36.234
<b>Total</b>	<b>261.656.877</b>	<b>71.243.664</b>	<b>332.900.541</b>
Otros Costes de regasificación	55.884.085	-	55.884.085
<b>Total</b>	<b>317.540.962</b>	<b>71.243.664</b>	<b>388.784.626</b>

Fuente: CNMC

El anexo III de la Circular 6/2020, establece en su punto primero que en la retribución que se tiene que recuperar a través de los peajes de regasificación se tendrán en cuenta, las primas obtenidas, en su caso, de procedimientos de asignación de capacidad imputables a la actividad de regasificación. El importe de las primas de las subastas que se tiene en cuenta en la determinación de los peajes del año de gas 2025 asciende a 210,1 M€ (véase Cuadro 133).

**Cuadro 133. Primas de ejercicios anteriores imputables a regasificación**

	Primas registradas (€)	% asignado a peajes regasificación	Asignado a peajes regasificación (€)	% asignado a consumidor final	Asignado a consumidor final (€)
Primas del ejercicio	148.100.558	100%	148.100.558	0%	-
Desvíos de primas ejercicios anteriores	415.877.948		62.048.565		296.560.667
Desvíos primas 2022	6.832.910	100%	6.832.910	0%	-
Desvíos primas 2023	122.701.455	45%	55.215.655	55%	67.485.800
Desvíos primas 2024	286.343.583	0%	-	80%	229.074.866
<b>TOTAL (€)</b>	<b>563.978.506</b>		<b>210.149.122</b>		<b>296.560.667</b>

Fuente: CNMC

Asimismo, el anexo III de la Circular establece en su punto primero que en la retribución que se tiene que recuperar a través de los peajes de regasificación se tendrán en cuenta las revisiones, en su caso, de la retribución de la actividad de regasificación correspondiente a ejercicios anteriores y la diferencia entre los ingresos inicialmente previstos y los ingresos reales que resulten de la aplicación de los peajes de regasificación correspondiente a ejercicios anteriores. El importe de los desvíos de retribución de ejercicios anteriores asciende a -130,9 M€ y el importe de los desvíos de ingresos de ejercicios anteriores asciende a +152,6 M€. En total, el importe de los desvíos que se tiene en cuenta en la determinación de los peajes del año de gas 2025 asciende a 21,6 M€, reduciendo el valor de dicha retribución a asignar en ese importe.

**Cuadro 134. Desvíos de ejercicios anteriores imputables a regasificación**

<b>Desvíos de ejercicios anteriores asignados a regasificación (€)</b>	<b>Importe (€)</b>
<b>Desvíos de Ingresos (€)</b>	<b>152.577.187</b>
Desvíos de Ingresos 2022 (€)	134.814.759
Desvíos de Ingresos 2023 (€)	17.762.429
<b>Desvíos de Retribución Fija y Variable</b>	<b>- 130.987.102</b>
Desvíos de retribución Fija	- 1.009.259
Desvíos de retribución Variable	- 129.977.843
<b>Total</b>	<b>21.590.085</b>

Fuente: CNMC

Conforme al anexo III de la Circular 6/2020, el importe de las primas se deduce de la retribución de la actividad de regasificación. También los importes de los desvíos de retribución e ingresos se asignan, pudiendo resultar positivos o negativos. Ambos importes se distribuirán de forma proporcional a todos los peajes de la actividad de regasificación (véase Cuadro 135).

**Cuadro 135. Asignación de la retribución prevista para el año de gas 2025 por servicio prestado en la planta, teniendo en cuenta el importe de las primas de las subastas**

Primas de las subastas de capacidad (€) ± desvíos de ejercicios anteriores (C)		- 231.739.208
Primas de las subastas asignadas al peaje de Regasificación		- 210.149.122
Desvíos de ejercicios anteriores		- 21.590.085

Servicio prestado en la planta	Retribución por inversión y O&M fijo asignada por servicio sin prima (€) (A)	% sobre retribución total de regasificación (B)	Retribución por inversión y O&M fijo asignada por servicio con prima (€) (D) = (A) + (B) * (C)	Retribución por O&M variable asignada por servicio (€) (E)	Retribución asignada por servicio (€) (D) + (E)
Descarga de GNL	13.839.483	5,29%	1.582.397	7.124.366	8.706.764
Almacenamiento de GNL	87.037.173	33,26%	9.951.771	11.961.811	21.913.582
Vaporización	144.552.062	55,24%	16.527.985	47.797.374	64.325.359
Carga de GNL en cisternas	12.129.690	4,64%	1.386.901	4.132.133	5.519.033
Trasvase de GNL de planta a buque	4.044.565	1,55%	462.453	121.114	583.567
Trasvase de GNL de buque a buque	24.793	0,01%	2.835	99.741	102.576
Puesta en frío de buques	29.110	0,01%	3.328	7.124	10.453
<b>Total</b>	<b>261.656.877</b>	<b>100,00%</b>	<b>29.917.669</b>	<b>71.243.664</b>	<b>101.161.334</b>

Fuente: CNMC

### 9.5.1.1. Peaje de descarga de buques

En el Cuadro 136 se calculan los peajes de descarga de buques aplicables al año de gas 2025, determinados de acuerdo con lo establecido en el punto V del Anexo III de la Circular 6/2020.



**Cuadro 136. Determinación de los términos de facturación del peaje de descarga de GNL**

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	TOTAL
<b>Retribución a recuperar (A)</b>	1.582.397	7.124.366	8.706.764
<b>%</b>	18%	82%	100%

**Variables de facturación**

Tamaño del barco (T) (m3)	Nº de Barcos (B)	Tiempos medios de operación (horas) (C)	Volumen (MWh) (D)
S (T < 40.000 m3 de GNL)	4	17,43	600.571
M ( 40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	10	17,43	4.841.304
L ( 75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	236	20,67	208.903.552
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	57	21,34	61.716.367
XXL ( T > 216.000 m3 de GNL)	0	22,50	-
<b>TOTAL</b>	<b>307</b>	<b>20,65</b>	<b>276.061.793</b>

**Determinación del coste horario fijo por operación**

	Retribución por inversión y O&M fijos
Retribución fija a recuperar (A)	1.582.397
Nº de barcos (B)	307
Tiempo medio ponderado (C)	21
Nº horas de operación (B) * (C)	6.339
Coste por hora (E) = (A) / [(B) * (C)]	249,6

**Términos de facturación**

Tamaño del barco (T) (m3)	Término fijo (€/buque) (E)* (C)	Término variable (€/kWh descargado) (A)/(D)
S (T < 40.000 m3 de GNL)	4.351	0,000026
M ( 40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	4.351	0,000026
L ( 75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	5.160	0,000026
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	5.328	0,000026
XXL ( T > 216.000 m3 de GNL)	5.617	0,000026

Fuente: CNMC

Se mantiene el factor de conversión de m<sup>3</sup> a kWh definido considerando los valores de referencia recogidos en PD-10 “Cálculo de la capacidad de las instalaciones” para el poder calorífico superior de 11,63 kWh/m<sup>3</sup>(n) y la relación entre m<sup>3</sup> de GNL y m<sup>3</sup> de GN equivalente de 585 m<sup>3</sup>(n) de GN, dando como resultado un valor de 6.804 kWh/m<sup>3</sup>(n).

### 9.5.1.2. Peaje de almacenamiento de GNL

En el Cuadro 137 se muestra la determinación del peaje de almacenamiento de GNL, de acuerdo con la metodología establecida en el punto V.2 del Anexo III de la Circular 6/2020.

**Cuadro 137. Determinación de los términos de facturación del peaje de almacenamiento de GNL para el año de gas 2025**

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
<b>Retribución a recuperar (A)</b>	9.951.771	11.961.811	21.913.582
<b>%</b>	45,4%	54,6%	100,0%

	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen almacenado (kWh)
<b>Variables de facturación previstas (B)</b>	17.792.672.215	4.073.602.424.503

	Término fijo por capacidad contratada (€/kWh/día y año)	Término variable (€/kWh almacenado)
<b>Términos de facturación (A)/(B)</b>	0,000559	0,000003

Fuente: CNMC

### 9.5.1.3. Peaje de regasificación

En el Cuadro 138 se determinan los términos de facturación del peaje de regasificación que resultan de aplicar las fórmulas establecidas en el punto V.3 del Anexo III de la Circular 6/2020.

**Cuadro 138. Determinación de los términos de facturación del peaje de regasificación para el año de gas 2025**

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
<b>Retribución a recuperar (A)</b>	16.527.985	47.797.374	64.325.359
<b>%</b>	25,7%	74,3%	100,0%

	Caudal a facturar (kWh/día)/mes	Volumen regasificados (kWh)
<b>Variables de facturación previstas (B)</b>	832.246.202	218.682.310.200

	Término fijo (€/kWh/día/año)	Término variable (€/kWh regasificado)
<b>Términos de facturación (A)/(B)</b>	0,019859	0,000219

Fuente: CNMC

#### 9.5.1.4. Peaje de licuefacción virtual

En el Cuadro 139 se determina el peaje de licuefacción virtual para el año de gas 2025 que resulta de aplicar la metodología establecida en el punto V.4 del Anexo III de la Circular 6/2020. El cálculo de la proporción de la retribución de regasificación correspondiente a los elementos comunes se ha calculado sin considerar las primas de las subastas ni los desvíos de ejercicios anteriores, si bien el porcentaje se ha aplicado sobre el término fijo del peaje de regasificación, que sí incorpora dicho impacto.

**Cuadro 139. Determinación de los términos de facturación del peaje de licuefacción virtual para el año de gas 2025**

Retribución asignada total al servicio de regasificación (€) (A)	<b>144.552.062</b>
Retribución por elementos comunes al servicio de regasificación (€) (B)	<b>9.926.768</b>
Proporción de retribución de elementos comunes sobre total (%) (C) = (B)/(A)	<b>6,9%</b>
Término fijo del peaje de regasificación (€/kWh/día/año) (D)	<b>0,019859</b>
Término fijo del peaje de licuefacción virtual (€/kWh/día/año) (D) * (C)	<b>0,001364</b>

*Fuente: CNMC*

#### 9.5.1.5. Peaje de carga en cisternas

En el Cuadro 140 se recoge el cálculo de los términos de facturación de peaje de carga en cisternas, de acuerdo con las fórmulas establecidas en el punto V.5 del Anexo III de la Circular 6/2020.

**Cuadro 140. Determinación de los términos de facturación del peaje de carga en cisterna para el año de gas 2025**

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
<b>Retribución a recuperar (A)</b>	1.386.901	4.132.133	5.519.033
<b>%</b>	25,1%	74,9%	100,0%

	Caudal a facturar (kWh/día/mes)	Volumen cargado (kWh)
<b>Variables de facturación previstas (B)</b>	60.864.733	12.491.451.494

	Término fijo (€/kWh/día/año)	Término variable (€/kWh cargado en cisterna)
<b>Términos de facturación (A)/(B)</b>	0,022787	0,000331

Fuente: CNMC

#### 9.5.1.6. Peaje de carga de GNL de planta a buque

En el Cuadro 141 se determina el término de facturación del peaje de trasvase de GNL a buque para el año de gas 2025, conforme con el punto V.6 del Anexo III de la Circular 6/2020.

**Cuadro 141. Determinación de los términos de facturación del peaje de trasvase de GNL de planta a buque para el año de gas 2025**

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
Retribución a recuperar (A)	462.453	121.114	583.567
%	79,2%	20,8%	100,0%

	Nº de buques	Volumen trasvasado (kWh)
Variables de facturación previstas (B)	199	44.352.057.028

	Término variable (€/kWh trasvasado)
Términos de facturación (A)/(B)	0,000013

Fuente: CNMC

### 9.5.1.7. Peaje de carga de GNL de buque a buque

De acuerdo a lo establecido en el punto V.7 del Anexo III de la Circular 6/2020, en el Cuadro 142 se determina el término de facturación del peaje de trasvase de GNL de buque a buque. Se señala que al no existir previsión de volumen para dicho ejercicio se ha considerado un volumen de 219 GWh.

**Cuadro 142. Determinación de los términos de facturación del peaje de trasvase de GNL de buque a buque**

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
<b>Retribución a recuperar (A)</b>	2.835	99.741	102.576
<b>%</b>	2,8%	97,2%	100,0%

	Nº de buques	Volumen trasvasado (kWh)
<b>Variables de facturación previstas (B)</b>	1	219.000.000

	Término variable (€/kWh trasvasado)
<b>Términos de facturación (A)/(B)</b>	0,000468

Fuente: CNMC

#### 9.5.1.8. Peaje de puesta en frío

En el Cuadro 143 se determina el término de facturación del peaje de puesta en frío, conforme a la metodología de cálculo establecida en el punto V.8 del Anexo III de la Circular 6/2020.

**Cuadro 143. Determinación de los términos de facturación del peaje de puesta en frío para el año de gas 2025**

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
<b>Retribución a recuperar (A)</b>	3.328	7.124	10.453
<b>%</b>	31,8%	68,2%	100,0%

	Nº de buques	Volumen empleado en la puesta en frío (kWh)
<b>Variables de facturación previstas (B)</b>	1	177.128.821

	Término variable (€/kWh)
<b>Términos de facturación (A)/(B)</b>	0,000059

Fuente: CNMC

#### 9.5.1.9. Factor de ajuste a aplicar

El punto III.2.b del Anexo III de la Circular 6/2020 establece que, si para un periodo tarifario no hubiera previsión de volumen para las operaciones de carga de GNL de planta a buque, trasvase de GNL de buque a buque o puesta en frío se supondrá un volumen de 900 GWh, 219 GWh y 19 GWh, respectivamente, procediéndose, en su caso, a ajustar los precios resultantes de la asignación a efectos de asegurar la suficiencia de ingresos.

Al haberse considerado un volumen de 219 GWh para calcular el peaje de las operaciones de trasvase de GNL de buque a buque se hace necesario aplicar un factor de ajuste a los peajes de la actividad de regasificación, al objeto de asegurar la suficiencia de los mismos (véase Cuadro 144).



**Cuadro 144. Determinación de los términos de facturación finales**

Servicio prestado en la planta	Retribución a recuperar			Ingresos
	Retribución por inversión y O&M fijo asignada por servicio (€)	Retribución por O&M variable asignada por servicio (€)	Retribución asignada por servicio (€)	€
Descarga de GNL	1.582.397	7.124.366	8.706.764	8.706.764
Almacenamiento de GNL	9.951.771	11.961.811	21.913.582	21.913.582
Regasificación	16.527.985	47.797.374	64.325.359	64.325.359
Carga de GNL en cisternas	1.386.901	4.132.133	5.519.033	5.519.033
Trasvase de GNL de planta a buque	462.453	121.114	583.567	583.567
Trasvase de GNL de buque a buque	2.835	99.741	102.576	-
Puesta en frío de buques	3.328	7.124	10.453	10.453
Liquefacción Virtual	-	-	-	14.658
<b>Total</b>	<b>29.917.669</b>	<b>71.243.664</b>	<b>101.161.334</b>	<b>101.073.416</b>
<b>Factor de Ajuste</b>			<b>1,000870</b>	

**Peajes Resultantes**

Servicio	Sin reescalar			Reescalados		
	€/Buque	Término Fijo €/kWh/día/año	Término Variable €/kWh	€/Buque	Término Fijo €/kWh/día/año	Término Variable €/kWh
Descarga de GNL						
S (< 40.000 m3 de GNL)	4.351		0,000026	4.355		0,000026
M (40.000 - 75.000 m3 GNL)	4.351		0,000026	4.355		0,000026
L (75.000 - 150.000 m3 GNL)	5.160		0,000026	5.165		0,000026
XL (150.000 - 216.000 m3 GNL)	5.328		0,000026	5.333		0,000026
XXL ( T > 216.000 m3 GNL)	5.617		0,000026	5.622		0,000026
Almacenamiento de GNL		0,000559	0,000003		0,000560	0,000003
Regasificación		0,019859	0,000219		0,019877	0,000219
Carga de GNL en cisternas		0,022787	0,000331		0,022806	0,000331
Trasvase de GNL de planta a buque			0,000013			0,000013
Trasvase de GNL de buque a buque			0,000468			0,000469
Puesta en frío de buques			0,000059			0,000059
Liquefacción Virtual		0,001364			0,001365	0,000000

Fuente: CNMC

**9.5.1.10. Peaje de aplicable a los servicios agregados**

Los peajes aplicables a los servicios agregados resultan de la agregación de los peajes incluidos en la prestación del correspondiente servicio (véanse Cuadro 145, Cuadro 146 y Cuadro 147).

**Cuadro 145. Peaje de descarga de GNL, almacenamiento de GNL y regasificación para el año de gas 2025**

Servicio individual	€/Buque	Término fijo (€/kWh/día y año)	Término variable (€/kWh)
Descarga de GNL			
S (< 40.000 m3 de GNL)	4.355		0,000026
M ( 40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	4.355		0,000026
L ( 75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	5.165		0,000026
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	5.333		0,000026
XXL ( T > 216.000 m3 de GNL)	5.622		0,000026
Almacenamiento de GNL		0,000560	0,000003
Vaporización		0,019877	0,000219

Fuente: CNMC

**Cuadro 146. Peaje de almacenamiento de GNL y regasificación para el año de gas 2025**

Servicio individual	Término fijo (€/kWh/día y año)	Término variable (€/kWh)
Almacenamiento de GNL	0,000560	0,000003
Vaporización	0,019877	0,000219

Fuente: CNMC

**Cuadro 147. Peaje de descarga de buque, almacenamiento de GNL y carga de buque para el año de gas 2025**

Servicio individual	€/Buque	Término fijo (€/kWh/día y año)	Término variable (€/kWh)
Descarga de GNL			
S (< 40.000 m3 de GNL)	4.355		0,000026
M ( 40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	4.355		0,000026
L ( 75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	5.165		0,000026
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	5.333		0,000026
XXL ( T > 216.000 m3 de GNL)	5.622		0,000026
Almacenamiento de GNL		0,000560	0,000003
Peaje de trasvase de GNL de planta a buque			0,000013

Fuente: CNMC

### 9.5.2. Peajes estándar de capacidad firme de duración inferior al año

Conforme a la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural, en el Cuadro 148 se resumen los servicios ofertados en la planta de duración inferior al año.

**Cuadro 148. Servicios ofertados en las plantas de duración inferior al año**

Servicios de duración inferior al año	Anual	Trimestral	Mensual	Diario	Intradiario	Interrumpible diario	Interrumpible intradiario
<b>I. Servicios no vinculados</b>							
Descarga de GNL	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗
Almacenamiento de GNL	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✗
Regasificación	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Carga en cisterna	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Trasvase de GNL de planta a buque	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗
Trasvase de GNL de buque a buque	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗
Puesta en frío	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗
Licuefacción virtual	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
<b>II. Servicios vinculados</b>							
Descarga/almacenamiento/regasificación	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗
Descarga/almacenamiento/carga	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗
Almacenamiento/regasificación	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗

Fuente: CNMC

De acuerdo con lo establecido en el artículo 32.1 de la Circular 6/2020, los multiplicadores aplicables a los contratos trimestrales, mensuales y diarios se calcularán de forma que, dado el perfil de consumo diario previsto para el servicio, la facturación de cada uno de dichos contratos sea equivalente a la que resultaría del contrato anual.

Por otra parte, en el artículo 32.2 se establece que el multiplicador intradiario será el resultado del producto del multiplicador diario determinado en el punto anterior por el coeficiente que resulta para una duración del contrato intradiario de 12 horas. El coeficiente anterior resultará del promedio de los coeficientes de los cuatro años anteriores. El coeficiente correspondiente al año n y un contrato intradiario de 12 horas, se calculará de forma que, dado el perfil de consumo horario registrado en el año n para el servicio s, la facturación que obtendría el consumidor medio en caso de formalizar un contrato diario y la facturación que

obtendría de combinar contratos diarios e intradiarios de h horas fuera equivalente.

Adicionalmente, se establece que los multiplicadores serán el resultado de promediar los que resulten para los últimos cuatros años con información completa.

En Cuadro 149 se muestran los multiplicadores obtenidos para cada uno de los servicios para el año de gas 2025. Se indica que los multiplicadores establecidos se corresponden con el promedio del periodo 2019-2022. En el caso del servicio de licuefacción virtual se han considerado los multiplicadores correspondientes al servicio de regasificación al no disponerse de la información necesaria para su cálculo.

**Cuadro 149. Nivel de los multiplicadores de los productos de duración trimestral, mensual y diario para el año de gas 2025**

Multiplicador	Multiplicadores regasificación			
	Almacenamiento	Regasificación	Carga en cisternas	Licuefacción virtual
<b>Trimestral</b>	<b>1,10</b>	<b>1,20</b>	<b>1,10</b>	<b>1,20</b>
2020	1,30	1,09	1,17	
2021	1,10	1,22	1,06	
2022	1,08	1,12	1,22	
2023	1,08	1,21	1,06	
<b>Mensual</b>	<b>1,30</b>	<b>1,30</b>	<b>1,20</b>	<b>1,30</b>
2020	1,44	1,23	1,22	
2021	1,20	1,43	1,11	
2022	1,21	1,25	1,30	
2023	1,17	1,29	1,11	
<b>Diario</b>	<b>1,50</b>	<b>1,70</b>	<b>1,70</b>	<b>1,70</b>
2020	1,69	1,49	1,83	
2021	1,45	1,94	1,54	
2022	1,38	1,69	1,89	
2023	1,37	1,77	1,65	
<b>Intradiario</b>	<b>5,00</b>	<b>6,00</b>	<b>6,70</b>	<b>6,00</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 150. Multiplicadores de los productos de duración trimestral, mensual y diario**

Multiplicador	Multiplicadores regasificación			
	Almacenamiento de GNL	Regasificación	Carga en cisternas	Licuefacción virtual
Trimestral	1,10	1,20	1,10	1,20
Mensual	1,30	1,30	1,20	1,30
Diario	1,50	1,70	1,70	1,70
Intradiario	5,00	6,00	6,70	6,00

Fuente: CNMC

### 9.5.3. Determinación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de la actividad de regasificación

La Disposición transitoria primera de la Circular 6/2020, establece que el peaje de otros costes de regasificación será aplicable a partir del 1 de octubre de 2021.

En consecuencia, conforme al epígrafe VI del Anexo III de la Circular 6/2020<sup>27</sup> se determinan los peajes de otros costes de regasificación de aplicación a la demanda nacional suministrada desde plantas satélite unicliente, a través de un término variable, y a la demanda nacional suministrada desde redes locales, a través de un término fijo determinado considerando el número de clientes en cada grupo tarifario.

En el Cuadro 151 se detalla el procedimiento de cálculo del peaje de otros costes de regasificación aplicable a la demanda nacional suministrada desde plantas satélite unicliente y en el Cuadro 152 el procedimiento de cálculo del peaje de otros costes de regasificación aplicable a la demanda nacional suministrada desde redes locales determinando el término fijo por cliente o por caudal aplicable en función de si el consumidor dispone o no equipo de medida que permita el registro diario del caudal máximo demandado.

<sup>27</sup> En este punto se asigna la retribución a recuperar por el peaje asociado a otros costes de regasificación entre los consumidores suministrados desde una planta unicliente y el resto de los consumidores.

**Cuadro 151. Término variable del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación para el año de gas 2025**

<b>Retribución a recuperar (€) (A)</b>	<b>59.408.565</b>
Retribución por continuidad de suministro	30.941.754
Retribución EI MUSEL	24.942.331
Desvíos de ejercicios anteriores	3.524.480
<b>Variables de facturación previstas (MWh) (B)</b>	<b>302.851.324</b>
Demanda consumidores nacionales conectados a las redes locales	292.197.828
GNL directo	10.653.496
<b>Término variable (€/kWh)</b>	
<b>Términos de facturación (A)/(B)</b>	<b>0,000196</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 152. Determinación del término por cliente y caudal asociado a la recuperación de otros costes de regasificación de aplicación a los clientes suministrados desde la red de transporte y distribución para el año de gas 2025**

Demanda consumidores nacionales conectados a la red locales (kWh) (A)	302.851.324
Demanda consumidores nacionales conectados a las redes locales	292.197.828
Demanda consumidores conectados PS único y otros destinos (kWh)	10.653.496
<b>Término variable asociado a otros costes de regasificación (B)</b>	<b>0,000196</b>
<b>Retribución a recuperar a través de consumidores conectados de redes locales (€) (C) = (A)*(B)</b>	<b>57.318.732</b>

Grupo Tarifario	Número de suministros (N)	% número de suministros sobre total (D)	Retribución a recuperar por grupo tarifario (€) (RV <sub>OC,RL,GTk</sub> ) (E) = (D) * (C)	Capacidad contratada (kWh/día) (F)	Término por cliente (€/año) (E) / (N)	Término por capacidad contratada equivalente (€/kWh/día)/año (E) / (F)
RL.1	5.322.822	66,515%	38.125.292	68.420.082	7,162608	0,557224
RL.2	2.370.790	29,626%	16.981.041	139.422.191	7,162608	0,121796
RL.3	228.589	2,856%	1.637.294	36.191.979	7,162608	0,045239
RL.4	53.014	0,662%	379.718	38.677.079	7,162608	0,009818
RL.5	21.672	0,271%	155.225	81.343.093	7,162608	0,001908
RL.6	3.071	0,038%	21.995	46.893.701	7,162608	0,000469
RL.7	1.238	0,015%	8.865	56.062.698		0,000158
RL.8	706	0,009%	5.060	88.003.918		0,000057
RL.9	317	0,004%	2.270	107.465.233		0,000021
RL.10	182	0,002%	1.302	174.251.486		0,000007
RL.11	93	0,001%	669	599.897.338		0,000001
<b>Total</b>	<b>8.002.494</b>	<b>100%</b>	<b>57.318.732</b>	<b>1.436.628.798</b>		

Fuente: CNMC

Una vez se dispone del peaje de otros costes de regasificación, se procede a la asignación del desvío de las primas de las subastas de capacidad que se han asignado al consumidor final (55% de las primas correspondientes al ejercicio 2023 y 80% de las primas correspondientes al ejercicio 2024)<sup>28</sup> (296,5 M€) proporcionalmente a la suma de la facturación del término fijo de los peajes de salida de la red de transporte, peaje de redes locales y peaje para la recuperación de otros costes de regasificación (véase Cuadro 153).

**Cuadro 153. Asignación del desvío de las primas de capacidad asignado al consumidor de los ejercicios 2023 y 2024 por grupo tarifario**

Primas subastas de capacidad ejercicios anteriores (A)							- 296.560.667
Peaje	Tamaño (kWh)	Facturación término fijo peaje de salida de transporte (€) (B)	Facturación término fijo de peajes de redes locales (€) (C)	Facturación peajes otros costes de regasificación (€) (D)	Total facturación término fijo de los peajes de salida nacional (€) (E) = (B) + (C) + (D)	% sobre total facturación (G) = (E) / (F)	Asignación primas por grupo tarifario (€) (P) = (A) * (G)
<b>Suministrados desde la red T&amp;D</b>		<b>130.783.223</b>	<b>598.215.626</b>	<b>57.318.732</b>	<b>786.317.580</b>	<b>99,73%</b>	<b>- 295.774.572</b>
RL.1	C ≤ 5.000	6.150.611	123.482.153	38.125.292	167.758.055	21,28%	- 63.102.452
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	12.542.895	132.868.184	16.981.041	162.392.120	20,60%	- 61.084.047
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	3.234.995	39.733.843	1.637.294	44.606.131	5,66%	- 16.778.665
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	3.478.473	24.418.680	379.718	28.276.871	3,59%	- 10.636.389
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	7.360.975	38.308.733	155.225	45.824.933	5,81%	- 17.237.119
RL.6	300.000 < C ≤ 1.500.000	4.200.156	31.909.219	21.995	36.131.370	4,58%	- 13.590.871
RL.7	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	5.073.559	39.784.916	8.865	44.867.340	5,69%	- 16.876.919
RL.8	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	8.035.006	36.495.516	5.060	44.535.582	5,65%	- 16.752.128
RL.9	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	9.837.807	16.160.309	2.270	26.000.386	3,30%	- 9.780.085
RL.10	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	15.951.693	26.194.949	1.302	42.147.944	5,35%	- 15.854.014
RL.11	15.000.000 kWh < C ≤ 50.000.000 kWh	54.917.054	88.859.125	669	143.776.848	18,24%	- 54.081.884
<b>Plantas unicitente</b>				<b>2.089.834</b>	<b>2.089.834</b>	<b>0,27%</b>	<b>- 786.094</b>
<b>Total facturación (F)</b>		<b>130.783.223</b>	<b>598.215.626</b>	<b>59.408.565</b>	<b>788.407.414</b>	<b>100,00%</b>	<b>- 296.560.667</b>

Fuente: CNMC

Como se ha indicado, el desvío de las primas de las subastas de capacidad correspondiente al ejercicio 2023 se traslada al consumidor a través del término de facturación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación. En el Cuadro 154 se muestra el detalle del cálculo del término de facturación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación tras la asignación del desvío de las primas de capacidad correspondiente a 2023 de aplicación a demanda nacional suministrada desde plantas satélite unicitente y a la demanda nacional suministrada desde redes locales.

<sup>28</sup> El detalle se muestra en el Cuadro 133.

**Cuadro 154. Determinación del término de facturación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación tras la asignación del desvío de las primas de capacidad correspondiente al ejercicio 2023 y 2024**

GNL directo a cliente final

Grupo Tarifario	Retribución de otros costes de regasificación que se debe recuperar por grupo tarifario (€) (A)	Primas de subastas asignadas por grupo tarifario (€) (B)	Retribución asignada al término fijo del peaje de otros costes de regasificación (€) (C) = (A) + (B)	Volumen (MWh) (D)	Término variable (€/kWh)
Consumidores conectados PS único y otros destinos	2.089.834	- 786.094	1.303.740	10.653.496	0,000122

Consumidores suministrados desde redes

Grupo Tarifario	Retribución de otros costes de regasificación que se debe recuperar por grupo tarifario (€) (A)	Primas de subastas asignadas por grupo tarifario (€) (B)	Retribución asignada al término fijo del peaje de otros costes de regasificación (€) (C) = (A) + (B)	Número de suministros (N)	Capacidad contratada (kWh/día) (D)	Término por cliente (€/año) (C) / (N)	Término por capacidad contratada equivalente (€/kWh/día)/año (C) / (D)
RL.1	38.125.292	- 63.102.452	- 24.977.160	5.322.822	68.420.082	- 4.692466	- 0,365056
RL.2	16.981.041	- 61.084.047	- 44.103.006	2.370.790	139.422.191	- 18,602662	- 0,316327
RL.3	1.637.294	- 16.778.665	- 15.141.371	228.589	36.191.979	- 66,238395	- 0,418363
RL.4	379.718	- 10.636.389	- 10.256.671	53.014	38.677.079	- 193,471269	- 0,265187
RL.5	155.225	- 17.237.119	- 17.081.894	21.672	81.343.093	- 788,217696	- 0,209998
RL.6	21.995	- 13.590.871	- 13.568.875	3.071	46.893.701	- 4.418,588765	- 0,289354
RL.7	8.865	- 16.876.919	- 16.868.054	1.238	56.062.698		- 0,300878
RL.8	5.060	- 16.752.128	- 16.747.068	706	88.003.918		- 0,190299
RL.9	2.270	- 9.780.085	- 9.777.815	317	107.465.233		- 0,090986
RL.10	1.302	- 15.854.014	- 15.852.712	182	174.251.486		- 0,090976
RL.11	669	- 54.081.884	- 54.081.214	93	599.897.338		- 0,090151
<b>Total</b>	<b>57.318.732</b>	<b>- 295.774.572</b>	<b>- 238.455.841</b>	<b>8.002.494</b>	<b>1.436.628.798</b>		

Fuente: CNMC

## 9.6. Análisis de la variación de los peajes respecto del año anterior

### 9.6.1. Peajes de regasificación

En el Cuadro 155 se comparan los peajes por los servicios prestados en la planta que resultan para el año de gas 2025 con los peajes de la Resolución del año de gas 2024, así como el coste medio que resulta de facturar la demanda prevista para el ejercicio 2025.

Se observa que se registra un incremento generalizado de los términos fijos y variables de los peajes del ejercicio 2025 respecto de los peajes del ejercicio 2024, con la única excepción de los términos variables de los peajes de carga en cisternas y puesta en frío.



**Cuadro 155. Comparación de los peajes de acceso a las instalaciones de regasificación y del coste medio por servicio para el escenario de demanda de 2025 de la Resolución de precios del año de gas 2024 y los resultantes para el año de gas 2025**

Servicio	Resolución peajes 2024 (A)				Resolución peajes 2025 (B)				% variación (B) sobre (A)			
	€/Buque	Término Fijo €/kWh/día/año	Término Variable €/kWh	Coste medio (€/MWh)	€/Buque	Término Fijo €/kWh/día/año	Término Variable €/kWh	Coste medio (€/MWh)	Término fijo por buque	Término fijo por caudal	Término variable	Coste medio
<b>Descarga de GNL</b>				<b>0,029</b>				<b>0,032</b>				<b>10,5%</b>
S (< 40.000 m3 de GNL)	3.534		0,000024	0,048	4.355		0,000026	0,055	23,2%		8,3%	15,7%
M (40.000 - 75.000 m3 GNL)	3.534		0,000024	0,031	4.355		0,000026	0,035	23,2%		8,3%	11,8%
L (75.000 - 150.000 m3 GNL)	4.175		0,000024	0,029	5.165		0,000026	0,032	23,7%		8,3%	10,9%
XL (150.000 - 216.000 m3 GNL)	4.766		0,000024	0,028	5.333		0,000026	0,031	11,9%		8,3%	8,9%
XXL ( T > 216.000 m3 GNL)	4.766		0,000024		5.622		0,000026		18,0%		8,3%	
<b>Almacenamiento de GNL</b>		<b>0,000454</b>	<b>0,000002</b>	<b>0,004</b>		<b>0,000560</b>	<b>0,000003</b>	<b>0,005</b>		<b>23,3%</b>	<b>50,0%</b>	<b>36,7%</b>
<b>Regasificación</b>		<b>0,015932</b>	<b>0,000183</b>	<b>0,244</b>		<b>0,019877</b>	<b>0,000219</b>	<b>0,295</b>		<b>24,8%</b>	<b>19,7%</b>	<b>20,9%</b>
<b>Carga de GNL en cisternas</b>		<b>0,018548</b>	<b>0,000345</b>	<b>0,435</b>		<b>0,022806</b>	<b>0,000331</b>	<b>0,442</b>		<b>23,0%</b>	<b>-4,1%</b>	<b>1,5%</b>
<b>Trasvase de GNL de planta a buque</b>			<b>0,000012</b>	<b>0,012</b>			<b>0,000013</b>	<b>0,013</b>			<b>8,3%</b>	<b>8,3%</b>
<b>Trasvase de GNL de buque a buque</b>			<b>0,000465</b>				<b>0,000469</b>				<b>0,9%</b>	
<b>Puesta en frío de buques</b>			<b>0,000448</b>	<b>0,448</b>			<b>0,000059</b>	<b>0,059</b>			<b>-86,8%</b>	<b>-86,8%</b>
<b>Liquefacción Virtual</b>		<b>0,001067</b>		<b>0,009</b>		<b>0,001365</b>		<b>0,012</b>		<b>27,9%</b>		<b>27,9%</b>

Fuente: Resolución de 30 de mayo de 2023 y CNMC

Este incremento de precios se explica, por una parte, por la contracción de la capacidad contratada y el volumen previstos para el ejercicio 2025, respecto del ejercicio 2024, con las únicas excepciones del volumen asociado al peaje de carga en cisternas y trasvase de GNL de planta a buque (véase Cuadro 156).

Y, por otra parte, por la mayor retribución asignada a los peajes de regasificación respecto del ejercicio 2024, motivada por una menor imputación de las primas de las subastas de capacidad. En particular, como se muestra en el Cuadro 157, la retribución asignada a los peajes por la prestación de servicios de regasificación se reduce un 8,0% respecto de la implícita en los peajes del ejercicio 2024, debido a la reducción de la retribución por inversión y a la incorporación de los desvíos de retribución e ingresos de los ejercicios 2022 y 2023. No obstante, como resultado de un a menor imputación de primas de las subastas de capacidad, la retribución considerada en la determinación de los peajes aumenta un 3,2% respecto del ejercicio 2024.

**Cuadro 156. Comparación de las variables de facturación de la actividad de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2024 y los resultantes para el año de gas 2025**

Servicio	Resolución de peajes 2024 (A)			Resolución de peajes 2025 (B)			Variación (B) sobre (A) (%)		
	Número de operaciones	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Volumen (MWh)	Número de operaciones	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Volumen (MWh)	Número de operaciones	Capacidad contratada equivalente	Volumen
<b>Descarga de GNL</b>	<b>324</b>		<b>301.179.040</b>	<b>307</b>		<b>276.061.793</b>	<b>-5,2%</b>		<b>-8,3%</b>
S (< 40.000 m <sup>3</sup> de GNL)	1		199.732	4		600.571	300,0%		200,7%
M (40.000 - 75.000 m <sup>3</sup> GNL)	7		3.223.736	10		4.841.304	42,9%		50,2%
L (75.000 - 150.000 m <sup>3</sup> GNL)	145		114.305.886	236		208.903.552	62,8%		82,8%
XL (150.000 - 216.000 m <sup>3</sup> GNL)	171		183.449.687	57		61.716.367	-66,7%		-66,4%
XXL ( T > 216.000 m <sup>3</sup> GNL)	-		-	-		-			
<b>Almacenamiento de GNL</b>		<b>20.322.057</b>	<b>5.032.084.230</b>		<b>17.792.672</b>	<b>4.073.602.425</b>		<b>-12,4%</b>	<b>-19,0%</b>
<b>Vaporización</b>		<b>956.648</b>	<b>259.384.398</b>		<b>832.246</b>	<b>218.682.310</b>		<b>-13,0%</b>	<b>-15,7%</b>
<b>Carga de GNL en cisternas</b>		<b>58.031</b>	<b>11.925.187</b>		<b>60.865</b>	<b>12.491.451</b>		<b>4,9%</b>	<b>4,7%</b>
<b>Trasvase de GNL de planta a buque</b>	<b>153</b>		<b>31.730.130</b>	<b>199</b>		<b>44.352.057</b>	<b>30,2%</b>		<b>39,8%</b>
<b>Trasvase de GNL de buque a buque</b>	-		-	-		-			
<b>Puesta en frío de buques</b>	-		-	<b>13</b>		<b>177.129</b>			
<b>Liquefacción Virtual</b>		<b>11.868</b>	<b>1.860.674</b>		<b>10.748</b>	<b>1.246.406</b>		<b>-9,4%</b>	<b>-33,0%</b>

Fuente: Resolución de 30 de mayo de 2023 y CNMC

**Cuadro 157. Retribución implícita en los peajes asociados a los servicios de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2024 y la considerada para el año de gas 2025**

Retribución asignada a los peajes de regasificación (€)	Resolución de peajes 2024 (A)	Resolución de peajes 2025 (B)	Diferencia (B) - (A)	Variación (B) sobre (A) (%)
<b>Retribución por inversión</b>	<b>117.290.573</b>	<b>109.303.432</b>	<b>- 7.987.140</b>	<b>-6,8%</b>
Amortización y retribución financiera	115.250.202	107.263.062	- 7.987.140	-6,9%
Retribución gas talón	2.040.370	2.040.370	0	0,0%
<b>Retribución por O&amp;M</b>	<b>193.633.994</b>	<b>193.613.733</b>	<b>- 20.261</b>	<b>0,0%</b>
Costes O&M auditados y singulares	107.470.956	107.470.956	- 0	0,0%
COPEX	15.600.677	15.600.677	- 0	0,0%
Otros costes auditados	70.562.362	70.542.101	- 20.261	0,0%
<b>Retribución ARPE</b>	<b>27.381.361</b>	<b>29.983.376</b>	<b>2.602.014</b>	<b>9,5%</b>
Extensión vida útil (REVU)	13.786.128	15.908.521	2.122.393	15,4%
Mejora de la productividad (RMP)	13.373.291	13.373.291	0	0,0%
Incentivo mermas (IM)	-	-	-	
Incentivo desarrollo sostenible (IDS)	221.942	701.563	479.621	216,1%
<b>Desvíos de ejercicios anteriores de ingresos y retribución</b>	<b>n.a.</b>	<b>- 21.590.085</b>		
<b>Total Retribución</b>	<b>338.305.928</b>	<b>311.310.456</b>	<b>- 26.995.472</b>	<b>-8,0%</b>
<b>Primas Subastas</b>	<b>- 240.294.621</b>	<b>- 210.149.122</b>	<b>30.145.499</b>	<b>-12,5%</b>
Primas del ejercicio	- 162.304.105	- 148.100.558	14.203.547	-8,8%
Desvíos de primas ejercicios anteriores	- 77.990.516	- 62.048.565	15.941.951	-20,4%
<b>Total</b>	<b>98.011.307</b>	<b>101.161.334</b>	<b>3.150.027</b>	<b>3,2%</b>

Fuente: Resolución de 30 de mayo de 2023 y CNMC

Por otra parte, la variación de cada uno de los peajes concretos de la actividad de regasificación se explica por la variación de la retribución asignada a cada uno de los servicios.

En el Cuadro 158 se muestra la retribución asignada a cada uno de los servicios implícita en la Resolución de peajes del año 2024 y la que resulta de aplicar la metodología de la Circular 6/2020 para el ejercicio 2025, sin considerar ni desvíos de ejercicios anteriores ni las primas de las subastas de capacidad. Se observa que la retribución fija asignada por servicio se reduce respecto de la implícita en la resolución de peajes de 2024, con la excepción de los servicios de carga de GNL en cisternas, trasvase de GNL de planta a buque y puesta en

frío, motivado por el incremento de volumen de negocio previsto para este servicio, mientras que la retribución variable asignada aumenta un 0,6%.

**Cuadro 158. Comparación retribución implícita en los peajes de la actividad de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2024 y para el año de gas 2025 sin descontar las primas y desvíos de ejercicios anteriores**

Retribución de regasificación asignada por servicio (€)	Resolución de peajes 2024 (€) (A)			Resolución de peajes 2025 (€) (B)			Variación (B) sobre (A) (%)		
	Retribución por inversión y O&M fijo	Retribución por O&M variable	Retribución asignada por servicio	Retribución por inversión y O&M fijo	Retribución por O&M variable	Retribución asignada por servicio	Retribución por inversión y O&M fijo	Retribución por O&M variable	Retribución asignada por servicio
Descarga de GNL	14.218.481	7.078.430	21.296.911	13.839.483	7.124.366	20.963.850	-2,7%	0,6%	-1,6%
Almacenamiento de GNL	90.632.988	11.884.685	102.517.673	87.037.173	11.961.811	98.998.984	-4,0%	0,6%	-3,4%
Vaporización	149.604.797	47.489.190	197.093.986	144.552.062	47.797.374	192.349.437	-3,4%	0,6%	-2,4%
Carga de GNL en cisternas	10.565.308	4.105.490	14.670.797	12.129.690	4.132.133	16.261.823	14,8%	0,6%	10,8%
Trasvase de GNL de planta a buque	2.460.026	120.333	2.580.360	4.044.565	121.114	4.165.679	64,4%	0,6%	61,4%
Trasvase de GNL de buque a buque	25.984	99.098	125.082	24.793	99.741	124.534	-4,6%	0,6%	-0,4%
Puesta en frío de buques	14.040	7.078	21.118	29.110	7.124	36.234	107,3%	0,6%	71,6%
Liquefacción Virtual	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>267.521.624</b>	<b>70.784.304</b>	<b>338.305.928</b>	<b>261.656.877</b>	<b>71.243.664</b>	<b>332.900.541</b>	<b>-2,2%</b>	<b>0,6%</b>	<b>-1,6%</b>

Fuente: Resolución de 30 de mayo de 2023 y CNMC

En el Cuadro 159 se muestra la retribución asignada a cada uno de los servicios implícita en la Resolución de peajes del año 2024 y la que resulta de aplicar la metodología de la Circular 6/2020 para el ejercicio 2025, considerando los desvíos de ejercicios anteriores y las primas de las subastas. Cabe señalar que, cuando se incluyen las primas la retribución asignada a todos los servicios aumenta respecto del ejercicio anterior.

**Cuadro 159. Comparación retribución de la actividad de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2024 y para el año de gas 2025 descontando las primas**

Retribución de regasificación asignada por servicio (€)	Resolución de peajes 2024 (€) (A)			Resolución de peajes 2025 (€) (B)			Variación (B) sobre (A) (%)		
	Retribución por inversión y O&M fijo	Retribución por O&M variable	Retribución asignada por servicio	Retribución por inversión y O&M fijo	Retribución por O&M variable	Retribución asignada por servicio	Retribución por inversión y O&M fijo	Retribución por O&M variable	Retribución asignada por servicio
Descarga de GNL	1.447.085	7.078.430	8.525.516	1.582.397	7.124.366	8.706.764	9,4%	0,6%	2,1%
Almacenamiento de GNL	9.224.169	11.884.685	21.108.854	9.951.771	11.961.811	21.913.582	7,9%	0,6%	3,8%
Vaporización	15.226.022	47.489.190	62.715.212	16.527.985	47.797.374	64.325.359	8,6%	0,6%	2,6%
Carga de GNL en cisternas	1.075.284	4.105.490	5.180.773	1.386.901	4.132.133	5.519.033	29,0%	0,6%	6,5%
Trasvase de GNL de planta a buque	250.369	120.333	370.702	462.453	121.114	583.567	84,7%	0,6%	57,4%
Trasvase de GNL de buque a buque	2.645	99.098	101.743	2.835	99.741	102.576	7,2%	0,6%	0,8%
Puesta en frío de buques	1.429	7.078	8.507	3.328	7.124	10.453	132,9%	0,6%	22,9%
Liquefacción Virtual	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>27.227.003</b>	<b>70.784.304</b>	<b>98.011.307</b>	<b>29.917.669</b>	<b>71.243.664</b>	<b>101.161.334</b>	<b>9,9%</b>	<b>0,6%</b>	<b>3,2%</b>

Fuente: Resolución de 30 de mayo de 2023 y CNMC

## 9.6.2. Peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación

En el Cuadro 160 se compara el peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación de la Resolución de peajes de 2024 y el que resulta para el

ejercicio 2025. Se observa que, por una parte, se produce una reducción de la retribución asignada del 14,1%, consecuencia de una reducción del 30% de la retribución por continuidad del suministro, parcialmente compensado con la imputación de los desvíos de ejercicios anteriores.

Por otra parte, se estima que en 2025 el número de suministros y la capacidad demandada serán inferiores en un 0,4% y un 10,1%, respectivamente, a los implícitos en la Resolución de peajes de 2024. En consecuencia, los peajes para cubrir otros costes de regasificación con carácter general resultan inferiores a los del ejercicio 2024.

**Cuadro 160. Comparación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2024 y los resultantes para el año de gas 2025, sin considerar la asignación del desvío de las primas de capacidad**

Peaje otros costes de regasificación	Resolución de peajes 2024 (A)	Resolución de peajes 2025 (B)	% variación (B) sobre (A)
<b>Retribución asignada (€)</b>	<b>69.144.837</b>	<b>59.408.565</b>	<b>-14,1%</b>
Retribución por continuidad de suministro	44.202.506	30.941.754	-30,0%
Retribución EI MUSEL	24.942.331	24.942.331	0,0%
Desvíos de ejercicios anteriores		3.524.480	
<b>Demanda nacional (MWh)</b>	<b>333.813.178</b>	<b>302.851.324</b>	<b>-9,3%</b>
Demanda consumidores conectados a las redes locales	323.918.299	292.197.828	-9,8%
Demanda conectados PS únicliente y otros destinos	9.894.879	10.653.496	7,7%
<b>Nº suministros</b>	<b>8.036.978</b>	<b>8.002.494</b>	<b>-0,4%</b>
<b>Capacidad contratada (kWh/día)</b>	<b>1.597.421.690</b>	<b>1.436.628.798</b>	<b>-10,1%</b>
<b>Peaje otros costes de regasificación</b>			
Término variable (€/kWh)	0,000207	0,000196	-5,3%
Término por cliente (€/año)	8,348318	7,162608	-14,2%
Término por capacidad (€/kWh/día)/año			
RL.1	0,484225	0,557224	15,1%
RL.2	0,131691	0,121796	-7,5%
RL.3	0,057621	0,045239	-21,5%
RL.4	0,009026	0,009818	8,8%
RL.5	0,001788	0,001908	6,7%
RL.6	0,000553	0,000469	-15,2%
RL.7	0,000179	0,000158	-11,8%
RL.8	0,000071	0,000057	-18,9%
RL.9	0,000025	0,000021	-15,5%
RL.10	0,000010	0,000007	-24,1%
RL.11	0,000012	0,000011	-9,8%

Fuente: Resolución de 30 de mayo de 2023 y CNMC

En el Cuadro 161, se comparan las primas imputadas a la salida nacional en la Resolución de peajes de 2024 y las consideradas para el ejercicio 2025. Cabe señalar que, a pesar de que las primas aumentan un 20,5% respecto de las primas imputadas en 2024, la asignación a los grupos tarifarios R.2 y RL.3 se reduce motivado por el traspaso de clientes de los peajes RL.2 y RL.3 a los peajes RL.2 y RL.1.

**Cuadro 161. Comparación de las primas imputadas a los peajes de otros costes de regasificación en la Resolución de precios del año de gas 2024 y los resultantes para el año de gas 2025**

Primas imputadas a los peajes de otros costes de regasificación	Resolución de peajes 2024 (A)			Resolución de peajes 2025 (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Total facturación término fijo de los peajes de salida nacional	% sobre total facturación	Asignación primas por grupo tarifario	Total facturación término fijo de los peajes de salida nacional	% sobre total facturación	Asignación primas por grupo tarifario	Total facturación término fijo de los peajes de salida nacional	% sobre total facturación	Asignación primas por grupo tarifario
<b>Primas imputadas (€)</b>			<b>- 246.209.985</b>			<b>- 296.560.667</b>			<b>20,5%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>955.553.216</b>	<b>100,00%</b>	<b>- 246.209.985</b>	<b>792.924.115</b>	<b>100,00%</b>	<b>- 296.560.667</b>	<b>-17,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>20,5%</b>
RL.1	166.105.530	18,19%	- 44.797.298	164.896.264	20,80%	- 61.672.668	-0,7%	14,3%	37,7%
RL.2	244.081.754	26,74%	- 65.826.846	164.555.131	20,75%	- 61.545.081	-32,6%	-22,4%	-6,5%
RL.3	73.844.287	8,09%	- 19.915.198	45.246.517	5,71%	- 16.922.599	-38,7%	-29,5%	-15,0%
RL.4	26.908.440	2,95%	- 7.256.986	28.646.535	3,61%	- 10.714.059	6,5%	22,6%	47,6%
RL.5	40.929.625	4,48%	- 11.038.384	47.091.557	5,94%	- 17.612.661	15,1%	32,5%	59,6%
RL.6	38.722.142	4,24%	- 10.443.044	36.953.617	4,66%	- 13.820.981	-4,6%	9,9%	32,3%
RL.7	34.661.235	3,80%	- 9.347.851	46.393.601	5,85%	- 17.351.619	33,8%	54,1%	85,6%
RL.8	42.962.243	4,71%	- 11.586.564	45.147.357	5,69%	- 16.885.513	5,1%	21,0%	45,7%
RL.9	29.430.337	3,22%	- 7.937.120	26.036.146	3,28%	- 9.737.750	-11,5%	1,9%	22,7%
RL.10	44.670.507	4,89%	- 12.047.269	42.341.043	5,34%	- 15.835.926	-5,2%	9,1%	31,4%
RL.11	44.670.507	18,46%	- 45.461.031	143.526.513	18,10%	- 53.680.192	221,3%	-2,0%	18,1%
Plantas unilicente	168.566.610	0,22%	- 552.394	2.089.834	0,26%	- 781.616	-98,8%	17,5%	41,5%

Fuente: Resolución de 30 de mayo de 2023 y CNMC

Finalmente, en el Cuadro 162, se comparan la retribución asignada, las variables de facturación y el peaje de otros costes de regasificación, incluyendo la asignación del desvío de primas, de la Resolución de peajes de 2024 y las que resultan para el ejercicio 2025. Se observa que, el impacto conjunto de la reducción de la retribución asignada al peaje de otros costes de regasificación y el aumento de primas, unido a la variación de las variables de facturación, ya analizada, tiene como consecuencia, con carácter general, un incremento de los peajes de otros de regasificación a incluir en la resolución (que implican peajes “más negativos” dado que la retribución asignada es negativa). Únicamente los términos por capacidad de los peajes RL.1 y RL.2 son menores (lo que implica peajes “menos” negativos), si bien es importante señalar que a la mayoría de los consumidores ubicados en estos peajes se les aplica el término fijo por cliente.

**Cuadro 162. Comparación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2024 y los resultantes para el año de gas 2025, considerando la asignación del desvío de las primas de capacidad**

Peaje otros costes de regasificación, incluyendo imputación de primas	Resolución de peajes 2024 (A)	Resolución de peajes 2025 (B)	% variación (B) sobre (A)
<b>Retribución asignada (€)</b>	<b>- 177.065.148</b>	<b>- 237.152.101</b>	<b>33,9%</b>
Otros Costes de Regasificación	69.144.837	59.408.565	-14,1%
Primas Imputadas	- 246.209.985	- 296.560.667	20,5%
<b>Demanda nacional (MWh)</b>	<b>333.813.178</b>	<b>302.851.324</b>	<b>-9,3%</b>
Demanda consumidores conectados a las redes locales	323.918.299	292.197.828	-9,8%
Demanda conectados PS únicliente y otros destinos	9.894.879	10.653.496	7,7%
<b>Nº suministros</b>	<b>8.036.978</b>	<b>8.002.494</b>	<b>-0,4%</b>
<b>Capacidad contratada (kWh/día)</b>	<b>1.597.421.690</b>	<b>1.436.628.798</b>	<b>-10,1%</b>
<b>Peaje otros costes de regasificación</b>			
<b>Término variable (€/kWh)</b>	<b>0,000151</b>	<b>0,000122</b>	<b>-19,0%</b>
<b>Término por cliente (€/año)</b>			
RL.1	- 1,401774	- 4,692466	234,8%
RL.2	- 13,708910	- 18,602662	35,7%
RL.3	- 43,976629	- 66,238395	50,6%
RL.4	- 135,153465	- 193,471269	43,1%
RL.5	- 511,202505	- 788,217696	54,2%
RL.6	- 3.213,645192	- 4.418,588765	37,5%
<b>Término por capacidad (€/kWh/día)/año</b>			
RL.1	- 0,565532	- 0,365056	-35,4%
RL.2	- 0,347944	- 0,316327	-9,1%
RL.3	- 0,361150	- 0,418363	15,8%
RL.4	- 0,155158	- 0,265187	70,9%
RL.5	- 0,111293	- 0,209998	88,7%
RL.6	- 0,213535	- 0,289354	35,5%
RL.7	- 0,181161	- 0,300878	66,1%
RL.8	- 0,143259	- 0,190299	32,8%
RL.9	- 0,076648	- 0,090986	18,7%
RL.10	- 0,074810	- 0,090976	21,6%
RL.11	- 0,066663	- 0,090151	35,2%

Fuente: Resolución de 30 de mayo de 2023 y CNMC

## 9.7. Evolución prevista de los peajes hasta el final del periodo regulatorio

En el Cuadro 163 se muestra la evolución de la retribución de la actividad de regasificación, de las variables de previsión y de los peajes por el uso de las infraestructuras de regasificación hasta el final del periodo regulatorio,



considerando las mismas primas de las subastas de capacidad para el ejercicio 2026 que las imputadas en el año 2025.

**Cuadro 163. Evolución durante el periodo regulatorio de los peajes de regasificación por el uso de instalaciones**

**1. Previsión de la retribución regasificación**

Retribución regasificación (€)	Año de gas 2025	Año de gas 2026
Retribución Inversión	109.303.432	93.575.847
Retribución O & M Fijo	152.353.445	156.386.876
Retribución O & M Variable	71.243.664	72.542.101
Desvíos de ejercicios anteriores de ingresos y retribución	- 21.590.085	7.190.266
<b>Total Retribución</b>	<b>311.310.456</b>	<b>329.695.090</b>
Primas Subastas	- 210.149.122	- 210.149.122
<b>TOTAL</b>	<b>101.161.334</b>	<b>119.545.967</b>

**2. Retribución por Servicio**

Retribución regasificación año de gas 2025 (€)	Retribución Fija	Retribución Variable	Retribución Total
Descarga de GNL	1.582.397	7.124.366	8.706.764
Almacenamiento de GNL	9.951.771	11.961.811	21.913.582
Vaporización	16.527.985	47.797.374	64.325.359
Carga de GNL en cisternas	1.386.901	4.132.133	5.519.033
Trasvase de GNL de planta a buque	462.453	121.114	583.567
Trasvase de GNL de buque a buque	2.835	99.741	102.576
Puesta en frío de buques	3.328	7.124	10.453
<b>Total</b>	<b>29.917.669</b>	<b>71.243.664</b>	<b>101.161.334</b>

Retribución regasificación año de gas 2026 (€)	Retribución Fija	Retribución Variable	Retribución Total
Descarga de GNL	2.447.089	7.254.210	9.701.299
Almacenamiento de GNL	15.572.612	12.179.819	27.752.431
Vaporización	25.943.792	48.668.496	74.612.287
Carga de GNL en cisternas	2.284.123	4.207.442	6.491.565
Trasvase de GNL de planta a buque	746.401	123.322	869.722
Trasvase de GNL de buque a buque	4.549	101.559	106.108
Puesta en frío de buques	5.301	7.254	12.555
<b>Total variables</b>	<b>47.003.866</b>	<b>72.542.101</b>	<b>119.545.967</b>

**3. Previsión de las variables de facturación**

Servicio	Variable	Unidad	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de Buques	Nº de Buques	S	4	3
		M	10	10
		L	236	221
		XL	57	54
		XXL	-	-
	Volumen	S	600.571	561.636
		M	4.841.304	4.527.446
		L	208.903.552	195.360.498
		XL	61.716.367	57.715.343
		XXL	-	-
Almacenamiento de GNL	Capacidad contratada	MWh/día/mes	17.792.672	17.080.965
	Volumen	MWh	4.073.602.425	3.910.658.328
Regasificación	Capacidad contratada	MWh/día/mes	832.246	764.006
	Volumen	MWh	218.682.310	200.751.376
Carga en Cisternas	Capacidad contratada	MWh/día/mes	60.865	61.022
	Volumen	MWh	12.491.451	12.523.731
Trasvase de planta a buque	Nº de Buques	Buques	199	199
	Volumen	MWh	44.352.057	44.352.057
Trasvase de buque a buque	Nº de Buques	Buques	-	-
	Volumen	MWh	-	-
Puesta en frío	Nº de Buques	Buques	13	13
	Volumen	MWh	177.129	177.129
Licuefacción virtual	Capacidad contratada	MWh/día/mes	10.748	10.801
	Volumen	MWh	1.246.406	1.252.606

**4. Términos de facturación de los peajes de acceso a las plantas de regasificación**

Servicio	Variable	Unidad	Peajes Aplicables		Tasa de variación s/ año anterior	
			Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de Buques	S	€/Buque	4.355	7.177	23,2%	64,8%
	M	€/Buque	4.355	7.177	23,2%	64,8%
	L	€/Buque	5.165	8.511	23,7%	64,8%
	XL	€/Buque	5.333	8.788	11,9%	64,8%
	XXL	€/Buque	5.622	9.264	18,0%	64,8%
	TV	€/MWh	0,026	0,028	8,3%	7,7%
Almacenamiento de GNL	TF	€/(MWh/día) y año	0,560	0,912	23,2%	63,0%
	TV	€/MWh	0,003	0,003	50,0%	0,0%
Regasificación	TF	€/(MWh/día) y año	19,88	33,98	24,8%	71,0%
	TV	€/MWh	0,219	0,243	19,7%	11,0%
Carga en Cisternas	TF	€/(MWh/día) y año	22,806	37,456	23,0%	64,2%
	TV	€/MWh	0,331	0,336	-4,1%	1,5%
Trasvase de planta a buque	TV	€/MWh	0,013	0,020	8,3%	53,8%
Trasvase de buque a buque	TV	€/MWh	0,469	0,485	0,9%	3,4%
Puesta en frío	TV	€/MWh	0,059	0,071	-86,8%	20,3%
Licuefacción Virtual	TF	€/(MWh/día) y año	1,365	2,413	27,9%	76,8%

**5. Facturación media de los peajes de regasificación**

Servicio	Variable	Facturación media (€/MWh)		Tasa de variación s/ año anterior	
		Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de GNL	S	0,055	0,066	31,9%	20,6%
	M	0,035	0,044	10,5%	25,3%
	L	0,032	0,038	8,7%	18,2%
	XL	0,031	0,036	8,7%	17,1%
	XXL			n.a.	n.a.
Almacenamiento de GNL		0,005	0,009	172,0%	61,0%
Vaporización		0,294	0,559	361,6%	89,9%
Carga de GNL en sistemas		0,442	0,771	279,9%	74,4%
Trasvase de GNL de planta a buque		0,013	0,016	-9,7%	20,8%
Trasvase de GNL de buque a buque		-	-	n.a.	n.a.
Puesta en frío de buques		0,059	0,099	n.a.	68,2%
Licuefacción virtual					
<b>Total (1)</b>		<b>0,438</b>	<b>0,808</b>	<b>296,8%</b>	<b>84,7%</b>

Fuente: CNMC

Por otro lado, en el Cuadro 164 se muestra la evolución de la retribución a recuperar por el peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación, sin incluir las primas resultantes de los procedimientos de asignación de capacidad, la previsión de las variables de facturación y evolución de los términos de facturación de dicho peaje hasta el final del periodo regulatorio. Se indica así mismo la facturación media correspondiente a cada grupo tarifario, así como su variación porcentual.

**Cuadro 164. Evolución durante el periodo regulatorio del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación**

**1. Previsión de la retribución a recuperar por el peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación**

Retribución a recuperar por el peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación (€)	Año de gas 2025	Año de gas 2026
	Retribución por Continuidad del suministro	30.941.754
Hibernación MUSEL	24.942.331	24.942.331
Sentencia Firme 2278/2016 del TS	3.524.480	- 16.387.783
<b>Total</b>	<b>59.408.565</b>	<b>26.235.550</b>

**2. Previsión de las variables de facturación**

Demanda	Año de Gas 2025		
	Número de suministros	Caudal contratado (kWh/día)	Consumo (MWh)
<b>Conectados a la redes locales</b>	<b>8.002.494</b>	<b>1.436.628.798</b>	<b>292.197.828</b>
RL.1	5.322.822	68.420.082	10.245.718
RL.2	2.370.790	139.422.191	15.375.851
RL.3	228.589	36.191.979	4.280.931
RL.4	53.014	38.677.079	5.595.442
RL.5	21.672	81.343.093	10.905.031
RL.6	3.071	46.893.701	7.681.791
RL.7	1.238	56.062.698	10.361.354
RL.8	706	88.003.918	18.568.167
RL.9	317	107.465.233	25.219.474
RL.10	182	174.251.486	45.829.242
RL.11	93	599.897.338	138.134.825
<b>Consumidores conectados PS univalente</b>	-	-	<b>10.653.496</b>
<b>Total Demanda</b>	<b>8.002.494</b>	<b>1.436.628.798</b>	<b>302.851.324</b>

Demanda	Año de Gas 2026		
	Número de suministros	Caudal contratado (kWh/día)	Consumo (MWh)
<b>Conectados a la redes locales</b>	<b>8.012.613</b>	<b>1.354.285.459</b>	<b>276.576.021</b>
RL.1	5.329.233	68.399.483	10.155.415
RL.2	2.373.626	139.380.603	15.240.295
RL.3	228.868	36.180.114	4.243.272
RL.4	53.381	38.597.505	5.578.049
RL.5	21.849	81.091.635	10.885.207
RL.6	3.098	46.331.112	7.735.146
RL.7	1.250	55.070.285	10.400.477
RL.8	715	85.253.759	18.607.345
RL.9	320	103.748.559	25.223.218
RL.10	183	169.004.186	45.812.356
RL.11	91	531.228.218	122.695.242
<b>Consumidores conectados PS univalente</b>	-	-	<b>10.691.198</b>
<b>Total Demanda</b>	<b>8.012.613</b>	<b>1.354.285.459</b>	<b>287.267.219</b>

**3. Términos de facturación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación**

Servicio	Año de Gas 2025		
	Término por cliente (€/año)	Término por capacidad contratada equivalente (€/kWh/día)/año	Término variable (€/kWh)
<b>Conectados a la redes locales</b>			
RL.1	7,162608	0,557224	
RL.2	7,162608	0,121796	
RL.3	7,162608	0,045239	
RL.4	7,162608	0,009818	
RL.5	7,162608	0,001908	
RL.6	7,162608	0,000469	
RL.7		0,000158	
RL.8		0,000057	
RL.9		0,000021	
RL.10		0,000007	
RL.11		0,000001	
<b>Consumidores conectados PS uncliente</b>			<b>0,000196</b>

Servicio	Año de Gas 2026		
	Término por cliente (€/año)	Término por capacidad contratada equivalente (€/kWh/día)/año	Término variable (€/kWh)
<b>Conectados a la redes locales</b>			
RL.1	3,152423	0,245616	
RL.2	3,152423	0,053685	
RL.3	3,152423	0,019942	
RL.4	3,152423	0,004360	
RL.5	3,152423	0,000849	
RL.6	3,152423	0,000211	
RL.7		0,000072	
RL.8		0,000026	
RL.9		0,000010	
RL.10		0,000003	
RL.11		0,000001	
<b>Consumidores conectados PS uncliente</b>			<b>0,000091</b>

Servicio	Tasa de variación (%)		
	Término por cliente (€/año)	Término por capacidad contratada equivalente (€/kWh/día)/año	Término variable (€/kWh)
<b>Conectados a la redes locales</b>			
RL.1	-56,0%	-55,9%	
RL.2	-56,0%	-55,9%	
RL.3	-56,0%	-55,9%	
RL.4	-56,0%	-55,6%	
RL.5	-56,0%	-55,5%	
RL.6	-56,0%	-55,1%	
RL.7		-54,8%	
RL.8		-54,0%	
RL.9		-53,9%	
RL.10		-54,2%	
RL.11		-51,8%	
<b>Consumidores conectados PS uncliente</b>			<b>-53,4%</b>

**4. Facturación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación (€)**

Servicio	Facturación media (€/MWh)		Tasa de variación s/ año anterior	
	Año de gas 2025	Año de gas 2026	Año de gas 2025	Año de gas 2026
<b>Conectados a la redes locales</b>				
RL.1	3,758705	1,654289	4,2%	-56,0%
RL.2	1,115553	0,490979	1,6%	-56,0%
RL.3	0,386327	0,170031	-15,1%	-56,0%
RL.4	0,068545	0,030168	7,9%	-56,0%
RL.5	0,014377	0,006328	3,0%	-56,0%
RL.6	0,002868	0,001262	-17,0%	-56,0%
RL.7	0,000837	0,000379	-11,1%	-54,8%
RL.8	0,000263	0,000121	-19,3%	-54,0%
RL.9	0,000087	0,000040	-16,0%	-53,9%
RL.10	0,000028	0,000013	-25,8%	-54,2%
RL.11	0,000005	0,000002	-7,6%	-51,8%
<b>Consumidores conectados PS uncliente</b>	<b>0,196164</b>	<b>0,091328</b>	<b>-5,3%</b>	<b>-53,4%</b>

Fuente: CNMC

## 10. IMPACTO CONJUNTO DE LA VARIACIÓN DE PEAJES SOBRE EL CONSUMIDOR FINAL

En el presente epígrafe se muestra el impacto sobre el consumidor final de la variación de peajes que resulta para el ejercicio 2025. A los efectos se hace necesario imputar la facturación de aquellos peajes no vinculados al punto de suministro, esto es, los peajes asociados a los servicios de regasificación y el peaje de entrada a la red de transporte, para lo que se han considerado las siguientes hipótesis:

- a) La facturación por los peajes de descarga y de almacenamiento de GNL resulta de aplicar el coste medio a todos los consumidores independientemente de su perfil de consumo.
- b) La facturación del peaje de regasificación resulta de aplicar los correspondientes términos de facturación a la capacidad contratada equivalente y al consumo previsto de cada grupo tarifario de consumidores suministrados desde las redes de transporte y distribución, teniendo en cuenta el efecto cartera<sup>29</sup>.
- c) La facturación del peaje de carga en cisternas resulta de aplicar los correspondientes términos de facturación a la capacidad contratada equivalente y al consumo previsto de cada grupo tarifario de consumidores suministrados desde redes abastecidas por plantas satélite de distribución, teniendo en cuenta el efecto cartera.
- d) La facturación del peaje de entrada a la red de transporte resulta de aplicar el coste medio de entrada a la capacidad contratada equivalente y el término variable del peaje de entrada al consumo previsto de cada grupo tarifario de consumidores suministrados desde las redes de transporte y distribución, teniendo en cuenta el efecto cartera.

En el Cuadro 165 se muestra el resultado de facturar las variables de previsión del ejercicio 2025 para los consumidores suministrados desde la red de transporte-distribución a los peajes de la Resolución de precios del año de gas 2024 y los que resultan para 2025 (en adelante, facturación de peajes). Esto es,

---

<sup>29</sup> El efecto cartera resulta de la comparación de las capacidades contratadas equivalentes y los volúmenes de regasificación o de entrada en la red de transporte con las capacidades contratadas equivalentes y los volúmenes asociados a las salidas de la red de transporte.

no se considera la facturación por el canon de almacenamiento subterráneo, cargos, tasa de hidrocarburos gaseosos y cuota del GTS.

Se observa que, en términos medios, se incrementan los peajes de regasificación (12,4%), redes locales (8,2%) y otros costes de regasificación (46,9%), y se reducen los peajes de la actividad de transporte (-11,3% la entrada y -25,2% la salida).

Por grupo tarifario, aumenta la facturación media de los consumidores en régimen transitorio (peajes RLTA.5, RLTA.6 RLTB.6 y RLTA.7) y, en menor medida, la de los peajes RL.2, RL.3, RLTB.5 motivado fundamentalmente por la menor la capacidad y volumen previsto para el ejercicio 2025. Por el contrario, la facturación media de los consumidores acogidos al peaje RL.1 se reduce un 7,6%, motivado como se ha explicado por el traspaso de clientes desde los peajes RL2 y RL.3 a dicho peaje, y también para los peajes RL.8 a RL.11 (entre un 8,9% y un 10,3%), motivado por el mayor peso que tienen los peajes de transporte para este colectivo<sup>30</sup>, cuya facturación se reducen un 17,7%, y suponen más del 46% de la facturación total. Asimismo, se indica que el peaje RLRB.7 se mantiene en los niveles del año 2024 (-0,9%).

Respecto de los consumidores suministrados desde redes abastecidas por plantas satélite, consumidores todos en régimen transitorio, se registra un aumento de la facturación de peajes de entre el 7,2% y el 13%, con la excepción del peaje RL.1 que se reduce un 2%, consecuencia del traspaso de clientes ya comentado (véase Cuadro 166).

---

<sup>30</sup> Para este colectivo los peajes de transporte representan más del 46% de la facturación total.

**Cuadro 165. Facturación de los consumidores suministrados desde redes locales a los peajes establecidos en la Resolución de 30 de mayo de 2023 y a los peajes que resultan para el año de gas 2025**

**1. Variables de facturación**

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº clientes	% sobre total clientes	Volumen (MWh)	% sobre volumen total	Capacidad (MWh/día)	% sobre total capacidad
RL.1	C ≤ 5.000	5.204.864	66,4%	10.047.630	3,5%	67.187	4,7%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.326.816	29,7%	15.092.468	5,2%	137.015	9,6%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	222.457	2,8%	4.185.979	1,4%	35.338	2,5%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	51.935	0,7%	5.470.914	1,9%	37.998	2,7%
RLTA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	782	0,0%	636.124	0,2%	3.962	0,3%
RLTB.5		20.570	0,3%	10.078.869	3,5%	76.449	5,4%
RLTA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	872	0,0%	2.672.979	0,9%	16.303	1,1%
RLTB.6		2.131	0,0%	4.852.307	1,7%	29.575	2,1%
RLTA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	786	0,0%	6.876.187	2,4%	36.765	2,6%
RLTB.7		436	0,0%	3.377.436	1,2%	18.657	1,3%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	703	0,0%	18.503.265	6,4%	87.772	6,1%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	317	0,0%	25.219.474	8,7%	107.465	7,5%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	182	0,0%	45.829.242	15,8%	174.251	12,2%
RL.11	C > 500.000.000	93	0,0%	138.134.825	47,5%	599.897	42,0%
<b>Total</b>		<b>7.832.944</b>	<b>100,0%</b>	<b>290.977.700</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.428.636</b>	<b>100,0%</b>

**2. Facturación a peajes vigentes año de gas 2024 (€/MWh)**

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	Entrada Transporte	Salida Transporte	Redes Locales	Otros Costes de Regasificación	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,292	0,612	1,274	28,482	- 0,726	29,934
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,315	0,788	1,374	22,308	- 2,114	22,672
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,309	0,741	1,112	18,478	- 2,337	18,304
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,295	0,631	1,247	15,780	- 1,283	16,671
RLTA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,288	0,578	0,862	9,546	- 0,628	10,646
RLTB.5		0,301	0,678	1,343	13,616	- 1,043	14,895
RLTA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,287	0,569	0,759	5,823	- 1,049	6,389
RLTB.6		0,287	0,569	0,975	9,577	- 1,411	9,996
RLTA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,280	0,513	0,813	3,492	- 0,969	4,130
RLTB.7		0,281	0,526	0,835	4,681	- 1,001	5,323
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,274	0,469	0,737	2,596	- 0,680	3,395
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,269	0,433	0,675	1,135	- 0,327	2,187
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,265	0,400	0,617	0,952	- 0,284	1,949
RL.11	C > 500.000.000	0,270	0,439	0,686	0,608	- 0,290	1,713
<b>Total</b>		<b>0,275</b>	<b>0,481</b>	<b>0,783</b>	<b>4,248</b>	<b>- 0,551</b>	<b>5,236</b>

**3. Facturación a peajes resultantes para el año de gas 2025 (€/MWh)**

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	Entrada Transporte	Salida Transporte	Redes Locales	Otros Costes de Regasificación	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,330	0,538	0,749	28,482	- 2,431	27,668
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,358	0,688	0,968	24,024	- 2,868	23,170
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,350	0,648	0,910	20,854	- 3,520	19,242
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,333	0,554	0,773	16,673	- 1,837	16,496
RLTA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,325	0,509	0,560	12,710	- 0,968	13,136
RLTB.5		0,340	0,595	0,840	15,567	- 1,609	15,733
RLTA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,323	0,501	0,593	7,747	- 1,442	7,722
RLTB.6		0,323	0,501	0,751	10,661	- 1,941	10,296
RLTA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,314	0,454	0,626	4,521	- 1,609	4,307
RLTB.7		0,316	0,465	0,643	5,512	- 1,662	5,274
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,307	0,416	0,571	2,702	- 0,903	3,094
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,302	0,386	0,527	1,135	- 0,388	1,962
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,297	0,357	0,485	0,968	- 0,346	1,760
RL.11	C > 500.000.000	0,303	0,391	0,534	0,721	- 0,392	1,557
<b>Total</b>		<b>0,309</b>	<b>0,427</b>	<b>0,586</b>	<b>4,595</b>	<b>- 0,810</b>	<b>5,107</b>

**4. % variación facturación a peajes año de gas 2025 sobre los del año de gas 2024**

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	Entrada Transporte	Salida Transporte	Redes Locales	Otros Costes de Regasificación	Total
RL.1	$C \leq 5.000$	12,8%	-12,1%	-41,2%	0,0%	234,8%	-7,6%
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	13,4%	-12,7%	-29,5%	7,7%	35,7%	2,2%
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	13,3%	-12,6%	-18,2%	12,9%	50,6%	5,1%
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	12,9%	-12,2%	-38,0%	5,7%	43,2%	-1,0%
RLTA.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	12,7%	-11,9%	-35,0%	33,2%	54,2%	23,4%
RLTB.5		13,1%	-12,3%	-37,4%	14,3%	54,2%	5,6%
RLTA.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	12,7%	-11,9%	-21,9%	33,0%	37,5%	20,9%
RLTB.6		12,7%	-11,9%	-23,0%	11,3%	37,5%	3,0%
RLTA.7	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	12,5%	-11,6%	-23,0%	29,5%	66,1%	4,3%
RLTB.7		12,5%	-11,6%	-23,1%	17,8%	66,1%	-0,9%
RL.8	$15.000.000 < C \leq 50.000.000$	12,3%	-11,2%	-22,5%	4,1%	32,8%	-8,9%
RL.9	$50.000.000 < C \leq 150.000.000$	12,2%	-11,0%	-22,0%	0,0%	18,7%	-10,3%
RL.10	$150.000.000 < C \leq 500.000.000$	12,0%	-10,6%	-21,5%	1,6%	21,6%	-9,7%
RL.11	$C > 500.000.000$	12,2%	-11,0%	-22,1%	18,6%	35,2%	-9,1%
<b>Total</b>		<b>12,4%</b>	<b>-11,3%</b>	<b>-25,2%</b>	<b>8,2%</b>	<b>46,9%</b>	<b>-2,5%</b>

Fuente: Resolución de 30 de mayo de 2023 y CNMC



**Cuadro 166. Facturación de los consumidores suministrados desde plantas satélite a los peajes establecidos en la Resolución de 30 de mayo de 2023 y a los peajes que resultan para el año de gas 2025**

**1. Variables de facturación**

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº clientes	% sobre total clientes	Volumen (MWh)	% sobre volumen total	Capacidad (MWh/día)	% sobre total capacidad
RLPS.1	C ≤ 5.000	117.958	69,6%	198.088	16,2%	1.233	15,4%
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	43.975	25,9%	283.383	23,2%	2.407	30,1%
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	6.132	3,6%	94.952	7,8%	854	10,7%
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	1.079	0,6%	124.528	10,2%	679	8,5%
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	319	0,2%	190.038	15,6%	932	11,7%
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	68	0,0%	156.505	12,8%	1.015	12,7%
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	16	0,0%	107.731	8,8%	641	8,0%
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	3	0,0%	64.902	5,3%	232	2,9%
RLPS.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
RLPS.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
RLPS.11	C > 500.000.000	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
<b>Total</b>		<b>169.550</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.220.128</b>	<b>100,0%</b>	<b>7.993</b>	<b>100,0%</b>

**2. Facturación a peajes vigentes año de gas 2024 (€/MWh)**

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	Entrada Transporte	Salida Transporte	Redes Locales	Otros Costes de Regasificación	Total
RLPS.1	C ≤ 5.000	0,119	-	-	24,265	- 0,835	23,549
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,120	-	-	18,762	- 2,127	16,754
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,120	-	-	16,777	- 2,840	14,057
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,118	-	-	13,638	- 1,171	12,586
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,118	-	-	12,039	- 0,859	11,299
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,119	-	-	8,617	- 1,388	7,348
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,119	-	-	4,154	- 1,077	3,195
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,118	-	-	1,608	- 0,512	1,214
RLPS.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000						
RLPS.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000						
RLPS.11	C > 500.000.000						
<b>Total</b>		<b>0,119</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>14,427</b>	<b>- 1,404</b>	<b>13,142</b>

**3. Facturación a peajes resultantes para el año de gas 2025 (€/MWh)**

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	Entrada Transporte	Salida Transporte	Redes Locales	Otros Costes de Regasificación	Total
RLPS.1	C ≤ 5.000	0,124	-	-	25,738	- 2,794	23,068
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,125	-	-	21,703	- 2,887	18,941
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,125	-	-	20,113	- 4,278	15,960
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,123	-	-	15,102	- 1,676	13,549
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,123	-	-	14,407	- 1,324	13,207
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,124	-	-	9,658	- 1,908	7,874
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,124	-	-	5,095	- 1,789	3,429
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,122	-	-	1,929	- 0,680	1,372
RLPS.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000						
RLPS.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000						
RLPS.11	C > 500.000.000						
<b>Total</b>		<b>0,124</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>16,361</b>	<b>- 2,273</b>	<b>14,212</b>

**4. % variación facturación a peajes año de gas 2025 sobre los del año de gas 2024**

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	Entrada Transporte	Salida Transporte	Redes Locales	Otros Costes de Regasificación	Total
RLPS.1	C ≤ 5.000	4,1%			6,1%	234,8%	-2,0%
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	4,2%			15,7%	35,7%	13,1%
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	4,2%			19,9%	50,6%	13,5%
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	4,0%			10,7%	43,1%	7,7%
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	4,0%			19,7%	54,2%	16,9%
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	4,1%			12,1%	37,5%	7,2%
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	4,1%			22,7%	66,1%	7,3%
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	3,9%			19,9%	32,8%	13,0%
RLPS.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000						
RLPS.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000						
RLPS.11	C > 500.000.000						
<b>Total</b>		<b>4,1%</b>			<b>13,4%</b>	<b>61,9%</b>	<b>8,1%</b>

Fuente: Resolución de 30 de mayo de 2023 y CNMC

## 11. OTRAS DISPOSICIONES

### 11.1. Peaje interrumpible de acceso a las redes locales

El artículo 24 de la Circular 6/2020 establece en su apartado 3 que mientras existan problemas de congestión zonal en el sistema gasista, el Gestor Técnico del Sistema propondrá anualmente a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las zonas con posibilidad de congestión y la capacidad susceptible de ser contratada bajo el régimen de interrumpibilidad.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará por Resolución las zonas y los valores concretos de capacidad a contratar, previa comunicación a la Dirección General de Política Energética y Minas.

En cumplimiento de lo anterior, el pasado 1 de marzo se recibió en la CNMC, propuesta del GTS de zonas con posibilidad de congestión para el periodo comprendido entre el 1 de octubre de 2024 y el 30 de septiembre de 2025. En particular, el GTS propone que se oferte 16 GWh/día de interrumpibilidad tipo A (5 días) en las siguientes zonas y capacidades:

- a) 2 GWh/día en la Red prelitoral 45 bar (Montmeló), por la saturación del gasoducto Serinyá-Figueres, hasta la construcción del Ramal Norte del Gasoducto Martorell-Figueres y el gasoducto Figueres-Figueres.

- b) 3 GWh/día en la Red de Pamplona, dicha situación quedará parcialmente resuelta en 1 GWh/día, con la incorporación del gasoducto Puente la Reina-Muruarte de Reta y la cantidad restante, 2 GWh/día, con la incorporación de la duplicación Sansoáin-Lumbier.
- c) 11 GWh/día en el Ramal de Algeciras, tras el cese de flujos importadores y comienzo de flujos exportadores –con caudales superiores a los esperados inicialmente- a través de la conexión internacional de Tarifa, y ante la imposibilidad para satisfacer el 100% de los ciclos y la demanda punta industrial conectados al ramal de Algeciras.

Respecto a la propuesta del GTS se señala la necesidad de que venga acompañada de información suficiente sobre el grado de saturación de los gasoductos a efectos de permitir su adecuada valoración. En particular, debería incluir, al menos, información relativa a (i) la probabilidad de ocurrencia de la interrupción, (ii) los posibles consumidores afectados por la misma y (iii) los consumidores susceptibles de acogerse al peaje interrumpible. Asimismo, sería deseable que, si existen ciclos combinados en las zonas propuestas, se acompañara de informe del OS indicado la posible afectación al suministro eléctrico.

En relación con las solicitudes para las zonas de Red prelitoral 45 bar (Montmeló) y Red de Pamplona se indica que la demanda del último año con información disponible (año de gas 2023) es un 21,4% inferior y un 15,4% inferior a la demanda máxima registrada (años 2018 y 2019 respectivamente), sin que se hayan producido interrupciones, por lo que no se considera necesario ofertar capacidad interrumpible.

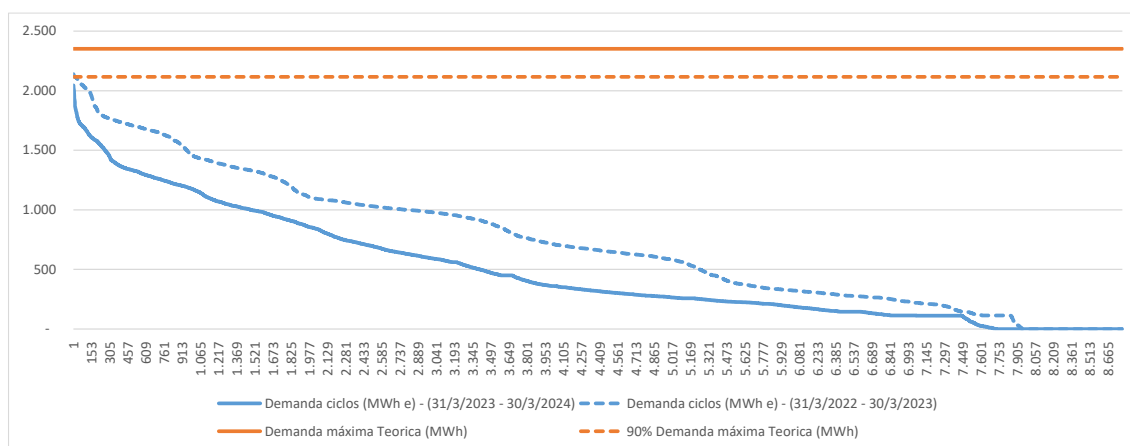
En relación con la solicitud de peaje interrumpible para el Ramal de Algeciras el GTS señala que “[...]Según el análisis de evolución de las presiones de garantía a final del ramal de Algeciras, con exportación a Marruecos a través de Tarifa de 32 GWh/día, solo se podría garantizar, a la presión requerida por ciclos, el 90% de los mismos a la vez que la demanda punta industrial asociada a dicho ramal [...]”. Dicho valor es superior al señalado el año anterior (80%).

Al objeto de valorar la solicitud, en el Gráfico 2 se muestra la monótona de la demanda de los ciclos combinados situados en dicho ramal en los últimos 12 meses (31/3/2023 – 30/3/2024) y en los 12 meses anteriores (31/3/2022 – 30/3/2023).

Se observa que únicamente en 13 horas de los días 1 de septiembre de 2022, 2 de septiembre de 2022 y 6 de septiembre de 2022 se superó el 90% de la

demanda máxima teórica conjunta de todos los ciclos. Cabe destacar que en los últimos 12 meses con información disponible (31/3/2023 – 30/3/2024) la demanda de los ciclos combinados conectados en dicho ramal fue únicamente del 86,9%, inferior, por tanto, al 90%.

**Gráfico 2. Monótona de la demanda de los ciclos combinados situados en el Ramal de Algeciras y demanda máxima teóricas (MWh) en los últimos 12 meses (31/3/2023 – 30/3/2024) y en los 12 meses anteriores (31/3/2022 – 30/3/2023)**



Fuente: REE

Adicionalmente, se indica que, por una parte, la demanda de gas destinada a generación eléctrica para el sistema peninsular en 2025 (74 TWh) es un 41,4% inferior a la registrada en el año 2022 (126,3 TWh) y, por otra parte, que, conforme a la información facilitada por el GTS, ningún consumidor mostró su interés en acogerse a dicho peaje interrumpible en el año de gas 2024.

Por lo tanto, teniendo en cuenta lo anterior y que la probabilidad de ocurrencia de dichas congestiones se ha reducido respecto a la prevista para año anterior, consecuencia del incremento del 80% al 90% de la capacidad garantizada a los ciclos, no se considera necesario ofertar capacidad interrumpible para dicho ramal.

## 11.2. Disposiciones incluidas en la Resolución de 30 de mayo de 2022

Con objeto de dotar de mayor seguridad jurídica a los agentes y por razones de técnica normativa, en la presente Resolución se ha optado por reproducir el contenido de las siguientes disposiciones de la Resolución de 30 mayo de 2023:

- Resuelve segundo relativo a la implementación del periodo transitorio
- Resuelve cuarto relativo al procedimiento para refacturar a los suministros que sin obligación de disponer de teled medida que tras la reubicación pasan a tener obligación de disponer de teled medida
- Resuelve quinto relativo al procedimiento de facturación del término de capacidad demandada durante el periodo del que disponen los consumidores para instalar la teled medida
- Resuelve sexto relativo al procedimiento de refacturación y facturación de suministros con obligación de disponer de teled medida cuando tras la reubicación no tienen obligación de disponer de teled medida.
- Resuelve séptimo relativo a la acreditación del punto de recarga de acceso público y exclusivo para recarga de vehículo de gas natural.
- Resuelve octavo relativo al caudal máximo a considerar a la hora de aplicar los procedimientos de reubicación y refacturación a un punto de suministro inicialmente acogido al peaje de salida de la red local aplicable a los puntos de recarga de vehículos gasistas.

Cabe señalar, que el contenido de dichos resuelve se ha incorporado al texto de la propuesta de Circular por la que se modifica la Circular 6/2020<sup>31</sup>, por lo que una vez que entre en vigor la misma, dejará de ser aplicable el contenido de la Resolución de peajes en lo relativo a dichos puntos.

No obstante, lo anterior no supone una modificación de las condiciones de facturación aplicables a dichas situaciones, dado que las redacciones de la propuesta de Circular y de la propuesta de Resolución son coincidentes.

---

<sup>31</sup> Disponible en <https://www.cnmc.es/consultas-publicas/energia/modificacion-circular-6-2020>