



CNMC

COMISIÓN NACIONAL DE LOS  
MERCADOS Y LA COMPETENCIA

# MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA PROPUESTA DE 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 2023

RAP/DE/019/21

7 de abril de 2022

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

# MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA PROPUESTA DE 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 2023

## ÍNDICE DE CONTENIDO

<b>1. OBJETO .....</b>	<b>15</b>
<b>2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE .....</b>	<b>15</b>
<b>3. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN .....</b>	<b>17</b>
<b>4. PREVISIÓN DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN.....</b>	<b>17</b>
4.1.Previsión de las variables de facturación para el cierre del año de gas 2022.....	18
4.2.Previsión de las variables de facturación para el año de gas 2023.....	21
<b>5. RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE TRANSPORTE, DISTRIBUCIÓN Y REGASIFICACIÓN CONSIDERADA EN LA DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES .....</b>	<b>24</b>
<b>6. DESVÍOS DE RETRIBUCIÓN E INGRESOS DE EJERCICIOS ANTERIORES .....</b>	<b>25</b>
6.1.Previsión de cierre del año de gas 2021.....	25
6.2.Previsión de cierre del año de gas 2022.....	38
<b>7. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES DE TRANSPORTE.....</b>	<b>44</b>
<b>7.1.Parámetros de la metodología .....</b>	<b>45</b>
7.1.1. Modelo de red de transporte .....	45
7.1.2. Puntos de entrada a la red de transporte .....	45
7.1.3. Puntos de salida de la red de transporte.....	46
7.1.4. Distancia mínima entre cada punto de entrada y cada punto de salida .....	46
7.1.5. Capacidades contratadas equivalentes y volumen desagregados por punto de entrada y salida de la red de transporte .....	46
<b>7.2.Retribución que se debe recuperar mediante peajes de transporte .....</b>	<b>48</b>

<b>7.3. Determinación de los términos de capacidad de las tarifas de transporte basadas en capacidad.....</b>	<b>50</b>
7.3.1. Términos de capacidad del peaje de entrada a la red troncal .....	50
7.3.2. Términos de capacidad del peaje de salida de la red troncal .....	54
<b>7.4. Determinación de los peajes de transporte basados en volumen.....</b>	<b>58</b>
<b>7.5. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año .....</b>	<b>59</b>
<b>7.6. Interrumpibilidad.....</b>	<b>62</b>
<b>7.7. Valoración de la metodología de asignación .....</b>	<b>65</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 .....	65
7.7.2. Valoración de la asignación de costes asociados al servicio de transporte a la entrada y a la salida.....	66
7.7.3. Valoración de la asignación de costes entre usuarios nacionales y no nacionales.....	66
<b>7.8. Análisis de la variación de los peajes respecto del año anterior .....</b>	<b>69</b>
<b>7.9. Evolución prevista de los peajes hasta el final del periodo regulatorio .....</b>	<b>75</b>
<b>8. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES DE REDES LOCALES .....</b>	<b>83</b>
8.1. Retribución que se debe recuperar a través de los peajes de acceso a las redes locales .....	83
8.2. Variables de facturación consideradas en la asignación.....	84
8.3. Asignación de la retribución de la distribución por inductor de coste	85
8.4. Análisis de la variación de los peajes respecto del año anterior .....	109
8.5. Evolución prevista de los peajes hasta el final del periodo regulatorio .....	116
<b>9. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES DE REGASIFICACIÓN .....</b>	<b>124</b>
9.1. Retribución que se debe recuperar a través de los peajes de regasificación.....	124
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 .....	126
9.3. Asignación de la retribución fija de cada uno de los elementos a cada uno de los servicios prestados en la planta .....	131
9.3.1. Asignación de la retribución fija asignada por elemento retributivo .....	131

9.3.2. Asignación de la retribución de un elemento que interviene en la prestación de varios servicios.....	133
<b>9.4. Asignación por servicio de la retribución de regasificación asociada a los costes operativos de naturaleza variable.....</b>	<b>139</b>
<b>9.5. Determinación de los peajes y cánones asociados a cada uno de los servicios prestados en la planta .....</b>	<b>140</b>
9.5.1. Peajes estándar de capacidad firme anual .....	140
9.5.2. Peajes estándar de capacidad firme de duración inferior al año .....	152
9.5.3. Determinación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de la actividad de regasificación.....	154
<b>9.6. Análisis de la variación de los peajes respecto del año anterior .....</b>	<b>156</b>
<b>9.7. Evolución prevista de los peajes hasta el final del periodo regulatorio .....</b>	<b>159</b>
<b>10. IMPACTO CONJUNTO DE LA VARIACIÓN DE PEAJES SOBRE EL CONSUMIDOR FINAL.....</b>	<b>166</b>
<b>11. OTRAS DISPOSICIONES .....</b>	<b>170</b>
11.1. Peaje interrumpible de acceso a las redes locales.....	170
11.2. Procedimiento de reubicación y refacturación aplicables a los consumidores acogidos al peaje de salida de red local aplicable a los puntos de recarga de vehículos de gas natural de acceso público.....	171
11.3. Disposiciones incluidas en la Resolución de 27 de mayo de 2021	172

## 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 2022.....</b>	<b>19</b>
<b>Cuadro 2. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada equivalente para el cierre del año de gas 2022 desagregada por grupo tarifario.....</b>	<b>19</b>
<b>Cuadro 3. Variables de facturación de la actividad de regasificación previstas para el cierre de año de gas 2022 .....</b>	<b>19</b>

<b>Cuadro 4. Volumen y capacidad contratada equivalente de entrada al sistema previstos para el cierre del año de gas 2022 desagregada por punto de entrada .....</b>	<b>20</b>
<b>Cuadro 5. Volumen y capacidad contratada de salida de la red de transporte previstos para el cierre del año de gas 2022 desagregada por punto de salida.....</b>	<b>20</b>
<b>Cuadro 6. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada para el cierre del año de gas 2022 y para el año de gas 2023 .....</b>	<b>21</b>
<b>Cuadro 7. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada equivalente para el cierre del año de gas 2022 y para el año de gas 2023, desagregado por grupo tarifario.....</b>	<b>22</b>
<b>Cuadro 8. Previsión de las variables de facturación de la actividad de regasificación para el año de gas 2023.....</b>	<b>22</b>
<b>Cuadro 9. Volumen y capacidad contratada de entrada al sistema previstos para el año de gas 2023 desagregado por punto de entrada.....</b>	<b>23</b>
<b>Cuadro 10. Volumen y capacidad contratada de salida de la red de transporte previstos para el año de gas 2023 .....</b>	<b>23</b>
<b>Cuadro 11. Comparación de las variables de facturación previstas para el año de gas 2021 en la Resolución de peajes y las variables de facturación realmente registradas .....</b>	<b>30</b>
<b>Cuadro 12. Comparación entre las variables asociadas a las exportaciones en la Resolución de peajes y las realmente registradas prevista en el año de gas 2021 .....</b>	<b>31</b>
<b>Cuadro 13. Comparación entre el volumen y la capacidad prevista por punto de entrada a la red de transporte prevista para el año de gas 2021 en la Resolución de peajes y las realmente registradas .....</b>	<b>32</b>
<b>Cuadro 14. Comparación de las variables de facturación previstas para el año de gas 2021 en la Resolución de peajes y las variables de facturación realmente registradas .....</b>	<b>34</b>
<b>Cuadro 15. Comparación de los ingresos previstos en la Resolución de peajes de 2021 y los liquidados en el año de gas 2021 .....</b>	<b>35</b>
<b>Cuadro 16. Comparación de las retribuciones implícitas en la Resolución de peajes de 2021 y las liquidadas en el año de gas 2021 .....</b>	<b>36</b>
<b>Cuadro 17. Desvíos por actividad registrados en el año de gas 2021.....</b>	<b>37</b>

<b>Cuadro 18. Previsión inicial y de cierre de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada para el año de gas 2022 .....</b>	<b>39</b>
<b>Cuadro 19. Previsión inicial y de cierre del volumen y de la capacidad contratada de entrada a la red de transporte para el año de gas 2022, desagregada por punto de entrada .....</b>	<b>40</b>
<b>Cuadro 20. Previsión inicial y de cierre del volumen y de la capacidad contratada de salida de la red de transporte para el año de gas 2022, desagregada por punto de salida .....</b>	<b>40</b>
<b>Cuadro 21. Previsión inicial y de cierre de las variables de facturación de la actividad de regasificación para el año de gas 2022 .....</b>	<b>41</b>
<b>Cuadro 22. Previsión inicial y de cierre de los ingresos de peajes de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2022 ...</b>	<b>42</b>
<b>Cuadro 23. Previsión inicial y de cierre de la retribución de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2022 ...</b>	<b>43</b>
<b>Cuadro 24. Estimación de los desvíos en la retribución e ingresos de los peajes de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2022.....</b>	<b>44</b>
<b>Cuadro 25. Capacidad contratada equivalente y volumen previstos para año de gas 2023 desagregado por punto de entrada a la red de transporte .....</b>	<b>47</b>
<b>Cuadro 26. Capacidad contratada equivalente y volumen previstos para año de gas 2023 desagregado por punto de salida de la red de transporte .....</b>	<b>48</b>
<b>Cuadro 27. Retribución de la red de transporte troncal prevista para el año de gas 2023 .....</b>	<b>49</b>
<b>Cuadro 28. Retribución asociada a la red de transporte troncal prevista para el año de gas 2023 que debe recuperarse mediante los términos fijos y variables de los puntos de entrada y salida de la red de transporte.....</b>	<b>50</b>
<b>Cuadro 29. 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>51</b>
<b>Cuadro 30. 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>53</b>

<b>Cuadro 31. 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>54</b>
<b>Cuadro 32. 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>55</b>
<b>Cuadro 33. 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>56</b>
<b>Cuadro 34. 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>57</b>
<b>Cuadro 35. Obtención del término fijo por cliente del peaje de salida de la red de transporte troncal. Año de gas 2023 .....</b>	<b>58</b>
<b>Cuadro 36. Término variable de transporte. ....</b>	<b>58</b>
<b>Cuadro 37. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año aplicables a las entradas de la red de transporte ....</b>	<b>59</b>
<b>Cuadro 38. 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>59</b>
<b>Cuadro 39. 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>60</b>
<b>Cuadro 40. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año aplicables a las entradas y salidas no nacionales de la red de transporte. Propuesta de Resolución vs Resolución de peajes 2022.....</b>	<b>62</b>
<b>Cuadro 41. 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. Propuesta de Resolución vs Resolución de peajes 2022 .....</b>	<b>62</b>
<b>Cuadro 42. Capacidad contratada interrumpible e interrumpida en la entrada a la red de transporte desde Francia.....</b>	<b>63</b>

<b>Cuadro 43. Parámetros considerados en el cálculo de la probabilidad de interrupción de entrada desde Francia.....</b>	<b>64</b>
<b>Cuadro 44. Asignación de costes asociados al servicio de transporte a un término por capacidad y un término por volumen .....</b>	<b>65</b>
<b>Cuadro 45. Asignación de costes asociados al servicio de transporte a la entrada y a la salida .....</b>	<b>66</b>
<b>Cuadro 46. 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>68</b>
<b>Cuadro 47. 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>68</b>
<b>Cuadro 48. 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>69</b>
<b>Cuadro 49. Ingresos por peajes de transporte a usuarios nacionales y no nacionales .....</b>	<b>69</b>
<b>Cuadro 50. 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 2022 y previsión para el año de gas 2023, desagregado por punto de entrada.....</b>	<b>71</b>
<b>Cuadro 51. 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 2022 y previsión para el año de gas 2023, desagregado por punto de salida.....</b>	<b>72</b>
<b>Cuadro 52. Retribución considerada en la determinación de los peajes de transporte implícitos en los precios de la Resolución de peajes para el año de gas 2022 y en la propuesta para el año de gas 2023 ...</b>	<b>72</b>
<b>Cuadro 53. 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 2022 y en la propuesta de Resolución para el año de gas 2023.....</b>	<b>73</b>
<b>Cuadro 54. Comparación de los peajes de entrada a la red de transporte vigentes y los resultantes para el año de gas 2023 .....</b>	<b>74</b>

<b>Cuadro 55. Comparación de los peajes de salida de la red de transporte vigentes y los resultantes para el año de gas 2023 .....</b>	<b>75</b>
<b>Cuadro 56. Evolución de los términos de capacidad de los peajes de entrada a la red de transporte hasta el final del periodo regulatorio .....</b>	<b>77</b>
<b>Cuadro 57. Evolución de los términos de capacidad de los peajes de salida a la red de transporte hasta el final del periodo regulatorio .....</b>	<b>81</b>
<b>Cuadro 58. Evolución de los términos de volumen hasta el final del periodo regulatorio .....</b>	<b>82</b>
<b>Cuadro 59. Retribución que se debe recuperar mediante los peajes de acceso a las redes locales en el año de gas 2023 .....</b>	<b>84</b>
<b>Cuadro 60. Previsión de demanda por grupo tarifario para el año de gas 2023.....</b>	<b>85</b>
<b>Cuadro 61. Asignación de la retribución reconocida a la actividad de distribución por inductor de coste. Año de gas 2023.....</b>	<b>86</b>
<b>Cuadro 62. Asignación de la retribución de la distribución cuyo inductor de coste es la capacidad por nivel de presión. Año de gas 2023.....</b>	<b>86</b>
<b>Cuadro 63. Asignación de la retribución asociada a las redes locales cuyo inductor de coste es la capacidad por nivel de presión. Año de gas 2023.....</b>	<b>87</b>
<b>Cuadro 64. 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>88</b>
<b>Cuadro 65. 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>89</b>
<b>Cuadro 66. Determinación de los costes unitarios fijos y variables correspondientes a cada nivel de presión. Año de gas 2023 .....</b>	<b>90</b>
<b>Cuadro 67. Facturación de los suministros al coste unitario fijo correspondiente al nivel de presión al que están conectados. Año de gas 2023.....</b>	<b>91</b>
<b>Cuadro 68. Facturación de los suministros al coste unitario variable correspondiente al nivel de presión al que están conectados. Año de gas 2023.....</b>	<b>92</b>

<b>Cuadro 69. Retribución fija y variable que se debe recuperar por los términos fijo y variable del peaje de cada grupo tarifario. Año de gas 2023.....</b>	<b>93</b>
<b>Cuadro 70. Asignación de la retribución fija cuyo inductor de coste es el punto de suministro por grupo tarifario. Año de gas 2023 .....</b>	<b>94</b>
<b>Cuadro 71. Asignación por grupo tarifario de la retribución asociada al gas de operación. Año de gas 2023 .....</b>	<b>95</b>
<b>Cuadro 72. Asignación de la retribución a los términos fijo y variable de cada grupo tarifario. Año de gas 2023 .....</b>	<b>96</b>
<b>Cuadro 73. Términos fijos y variables de los peajes de redes locales por grupo tarifario. Año de gas 2023.....</b>	<b>97</b>
<b>Cuadro 74. Término fijo por cliente inicial de peajes aplicables a consumidores sin obligación de disponer de teled medida. Año de gas 2023.....</b>	<b>98</b>
<b>Cuadro 75. 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 2023.....</b>	<b>98</b>
<b>Cuadro 76. Determinación del término variable final de peajes aplicables a consumidores sin obligación de disponer de teled medida. Año de gas 2023 .....</b>	<b>99</b>
<b>Cuadro 77. Determinación de los términos de facturación del peaje RL.1. Año gas 2023 .....</b>	<b>100</b>
<b>Cuadro 78. Términos de facturación de los peajes de redes locales. Año de gas 2023.....</b>	<b>101</b>
<b>Cuadro 79. Facturación a las variables previstas para el año de gas 2023 a los precios de la Resolución de 27 de mayo de 2021 y a los precios de los peajes del año de gas 2023 .....</b>	<b>102</b>
<b>Cuadro 80. Facturación a las variables previstas para el año de gas 2023 a los precios de la Resolución de 27 de mayo de 2021 y a los precios de los peajes del año de gas 2026 y facturación del periodo transitorio .....</b>	<b>103</b>
<b>Cuadro 81. Determinación de los peajes transitorios para el año de gas 2023 .....</b>	<b>105</b>
<b>Cuadro 82. Pérdida de ingresos derivada de la aplicación del periodo transitorio .....</b>	<b>106</b>

<b>Cuadro 83. Ingresos que se deben recuperar por el resto de los peajes como consecuencia de la aplicación del periodo transitorio .....</b>	<b>107</b>
<b>Cuadro 84. Asignación del déficit de ingresos por aplicación del periodo transitorio al resto de los peajes .....</b>	<b>108</b>
<b>Cuadro 85. Términos de facturación de los peajes de redes locales para el año de gas 2023, tras la aplicación del periodo transitorio ...</b>	<b>109</b>
<b>Cuadro 86. Variables de facturación de los peajes de redes locales implícitos en la Resolución de peajes 2022 y en los peajes de redes locales 2023 .....</b>	<b>110</b>
<b>Cuadro 87. Retribución asignada a los peajes de redes locales en la Resolución de peajes 2022 y en los peajes de redes locales 2023 ...</b>	<b>111</b>
<b>Cuadro 88. Comparación de los peajes de acceso a las redes locales y de la facturación media de la demanda prevista para 2023 de la Resolución de precios 2022 y los resultantes para el año de gas 2023 antes de la aplicación del periodo transitorio .....</b>	<b>112</b>
<b>Cuadro 89. Comparación de los peajes de acceso a las redes locales de la Resolución de precios 2022 y los resultantes para el año de gas 2023 tras la aplicación del periodo transitorio .....</b>	<b>113</b>
<b>Cuadro 90. Evolución de los peajes de redes locales hasta el final del periodo regulatorio, sin considerar periodo transitorio .....</b>	<b>117</b>
<b>Cuadro 91. Evolución de los peajes de redes locales hasta el final del periodo regulatorio, tras aplicar periodo transitorio .....</b>	<b>121</b>
<b>Cuadro 92. Retribución de la actividad de regasificación prevista para el año de gas 2023 .....</b>	<b>125</b>
<b>Cuadro 93. 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>127</b>
<b>Cuadro 94. Determinación de la anualidad correspondiente al valor de reposición .....</b>	<b>128</b>
<b>Cuadro 95. Asignación por elemento del valor de reposición de las unidades de inversión no estandarizadas .....</b>	<b>129</b>
<b>Cuadro 96. 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>130</b>
<b>Cuadro 97. Asignación de la retribución por inversión y por costes operativos fijados prevista para el año de gas 2023 por elemento .....</b>	<b>130</b>

<b>Cuadro 98. Retribución por inversión y por costes operativos fijos prevista para el año de gas 2023 por elemento.....</b>	<b>131</b>
<b>Cuadro 99. Asignación de la retribución reconocida a los tanques por servicio .....</b>	<b>134</b>
<b>Cuadro 100. 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>135</b>
<b>Cuadro 101. Asignación por servicio de la retribución reconocida a las interconexiones de gas natural licuado.....</b>	<b>135</b>
<b>Cuadro 102. Asignación por servicio de la retribución reconocida a las instalaciones de descarga .....</b>	<b>136</b>
<b>Cuadro 103. Asignación por servicio de la retribución asociada a la cimentación y obra civil del tanque de GNL.....</b>	<b>136</b>
<b>Cuadro 104. 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>137</b>
<b>Cuadro 105. 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>138</b>
<b>Cuadro 106. Asignación por servicio de la retribución fija y por O&amp;M fijos.....</b>	<b>139</b>
<b>Cuadro 107. Asignación de la retribución asociada a los costes de O&amp;M variables previstos para de gas 2023 por servicio prestado en la planta. ....</b>	<b>140</b>
<b>Cuadro 108. Asignación de la retribución prevista para el año de gas 2023 por servicio prestado en la planta.....</b>	<b>141</b>
<b>Cuadro 109. Asignación de la retribución prevista para el año de gas 2023 por servicio prestado en la planta, teniendo en cuenta el importe de las primas de las subastas .....</b>	<b>142</b>
<b>Cuadro 110. Determinación de los términos de facturación del peaje de descarga de GNL .....</b>	<b>143</b>
<b>Cuadro 111. Determinación de los términos de facturación del peaje de almacenamiento de GNL para el año de gas 2023.....</b>	<b>144</b>

<b>Cuadro 112. Determinación de los términos de facturación del peaje de regasificación para el año de gas 2023.....</b>	<b>145</b>
<b>Cuadro 113. Determinación de los términos de facturación del peaje de licuefacción virtual para el año de gas 2023 .....</b>	<b>146</b>
<b>Cuadro 114. Determinación de los términos de facturación del peaje de carga en cisterna para el año de gas 2023 .....</b>	<b>146</b>
<b>Cuadro 115. Determinación de los términos de facturación del peaje de trasvase de GNL de planta a buque para el año de gas 2023 .....</b>	<b>147</b>
<b>Cuadro 116. Determinación de los términos de facturación del peaje de trasvase de GNL de buque a buque .....</b>	<b>148</b>
<b>Cuadro 117. Determinación de los términos de facturación del peaje de puesta en frío para el año de gas 2023 .....</b>	<b>149</b>
<b>Cuadro 118. Determinación de los términos de facturación finales.....</b>	<b>150</b>
<b>Cuadro 119. Peaje de descarga de GNL, almacenamiento de GNL y regasificación para el año de gas 2023.....</b>	<b>151</b>
<b>Cuadro 120. Peaje de almacenamiento de GNL y regasificación para el año de gas 2023 .....</b>	<b>151</b>
<b>Cuadro 121. Peaje de descarga de buque, almacenamiento de GNL y carga de buque para el año de gas 2023 .....</b>	<b>151</b>
<b>Cuadro 122. Servicios ofertados en las plantas de duración inferior al año.....</b>	<b>152</b>
<b>Cuadro 123. Nivel de los multiplicadores de los productos de duración trimestral, mensual y diario para el año de gas 2023 .....</b>	<b>153</b>
<b>Cuadro 124. Multiplicadores de los productos de duración trimestral, mensual y diario.....</b>	<b>154</b>
<b>Cuadro 125. Término variable del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación para el año de gas 2023 .....</b>	<b>155</b>
<b>Cuadro 126. 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 2023 .....</b>	<b>155</b>
<b>Cuadro 127. Comparación de los peajes de acceso a las instalaciones de regasificación y del coste medio por servicio para el escenario de demanda de 2023 de la Resolución de precios del año de gas 2022 y los resultantes para el año de gas 2023.....</b>	<b>156</b>

<b>Cuadro 128. Comparación de las variables de facturación de la actividad de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2022 y los resultantes para el año de gas 2023.....</b>	<b>157</b>
<b>Cuadro 129. Retribución implícita en los peajes de la de la Resolución de precios del año de gas 2022 y los resultantes para el año de gas 2023.....</b>	<b>157</b>
<b>Cuadro 130. Comparación retribución de la actividad de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2022 y para el año de gas 2023.....</b>	<b>158</b>
<b>Cuadro 131. Comparación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2022 y los resultantes para el año de gas 2023 .....</b>	<b>159</b>
<b>Cuadro 132. Evolución durante el periodo regulatorio de los peajes de regasificación por el uso de instalaciones .....</b>	<b>160</b>
<b>Cuadro 133. Evolución durante el periodo regulatorio de peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación .....</b>	<b>163</b>
<b>Cuadro 134. Facturación de los consumidores suministrados desde la red de transporte-distribución a los peajes establecidos en la Resolución de 27 de mayo de 2021 y a los peajes que resultan para el año de gas 2023 .....</b>	<b>168</b>
<b>Cuadro 135. Facturación de los consumidores suministrados desde plantas satélite a los peajes establecidos en la Resolución de 27 de mayo de 2021 y a los peajes que resultan para el año de gas 2023.....</b>	<b>169</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>52</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 2022, 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 pasado 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 27 de mayo de 2021, 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 2022 se establece el mencionado periodo transitorio.

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 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, han sido publicadas en el Boletín Oficial del Estado la Resolución de 11 de febrero de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución para el año de gas 2021 (de 1 de enero a 30 de septiembre de 2021) de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución y 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.

Asimismo, se encuentra en trámite de audiencia pública la propuesta de Resolución por la que se establece la retribución de las actividades reguladas 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.

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 8 de abril de 2022 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.

En este epígrafe se recogerá un resumen de las principales aportaciones y alegaciones recibidas en el trámite de consulta pública, así como cualquier otra cuestión relevante que pudiera surgir en la misma.

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

A continuación, se presenta las variables de facturación registradas para el año de gas 2021 (octubre 2020-septiembre de 2021) y las previstas por la CNMC para el cierre del año de gas 2022 (octubre 2021- septiembre de 2022) y 2023 (octubre 2022- septiembre 2023) 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 2021 tienen en cuenta la información registrada en la Liquidación definitiva de 2020 y

la Liquidación provisional 11/2021, 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 información disponible tanto en la base de datos de liquidaciones gasista 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 2022 y 2023, 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 2022**

En el Cuadro 1 se muestran el consumo, el número de clientes y la capacidad contratada equivalente registrados en el año de gas 2021, según la última información disponible y la previsión de la CNMC para el cierre del año de gas 2022. Se estima que la demanda prevista para el cierre del ejercicio aumentará un 2,8% respecto de la demanda registrada en el año de gas 2021, motivado fundamentalmente por el aumento de la demanda destinada a generación eléctrica (17,6%), compensado por la contracción de la demanda convencional (-1,4%) (véase Cuadro 1).

Por el contrario, se espera una reducción de la capacidad contratada equivalente del 2,1%, motivada por la reducción de la capacidad de todos los consumidores. Se indica que la contracción prevista de la capacidad contratada equivalente respecto de la registrada en el año de gas 2021 se explica por el ajuste esperado en la capacidad contratada, como consecuencia de la eliminación de la flexibilidad del 85%-105%, por la reducción de los multiplicadores de corto plazo y por las medidas de flexibilidad de la capacidad introducida por la disposición adicional quinta del Real Decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre<sup>1</sup>.

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

---

<sup>1</sup> Real Decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito energético para el fomento de la movilidad eléctrica, el autoconsumo y el despliegue de energías renovables, disponible en [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-21096](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-21096)

**Cuadro 1. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada equivalente para el cierre del año de gas 2022**

Tipo de consumo	Año de gas 2021			Año de gas 2022			% variación 2022 sobre 2021		
	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>465.820.168</b>	<b>78.516.577</b>	<b>39</b>	<b>461.996.129</b>	<b>92.300.142</b>	<b>-2,5%</b>	<b>-0,8%</b>	<b>17,6%</b>
Península	37	399.878.568	70.363.158	36	396.054.529	84.292.552	-2,7%	-1,0%	19,8%
Baleares	3	65.941.600	8.153.419	3	65.941.600	8.007.590	0,0%	0,0%	-1,8%
<b>Convencional</b>	<b>7.978.047</b>	<b>1.252.850.404</b>	<b>273.658.388</b>	<b>8.040.386</b>	<b>1.219.908.194</b>	<b>269.715.286</b>	<b>0,8%</b>	<b>-2,6%</b>	<b>-1,4%</b>
P > 60 bar	84	238.319.768	70.000.736	84	233.776.754	69.075.035	0,0%	-1,9%	-1,3%
16 bar < P ≤ 60 bar	159	123.063.594	34.964.329	158	119.270.118	34.026.423	-0,7%	-3,1%	-2,7%
4 bar < P ≤ 16 bar	3.672	378.012.032	97.747.800	3.685	376.771.878	96.753.923	0,3%	-0,3%	-1,0%
P ≤ 4 bar (T&D)	7.811.610	504.531.030	69.645.166	7.869.295	481.651.576	68.528.597	0,7%	-4,5%	-1,6%
P ≤ 4 bar (PS)	162.522	8.923.981	1.300.356	167.165	8.437.867	1.331.308	2,9%	-5,4%	2,4%
<b>Plantas unicitente</b>			<b>11.830.291</b>			<b>12.321.932</b>			<b>4,2%</b>
<b>Total</b>	<b>7.978.087</b>	<b>1.718.670.572</b>	<b>364.005.257</b>	<b>8.040.425</b>	<b>1.681.904.323</b>	<b>374.337.360</b>	<b>0,8%</b>	<b>-2,1%</b>	<b>2,8%</b>

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 2022 desagregada por grupo tarifario**

Peaje	Volumen anual (kWh)	Año de gas 2021			Año de gas 2022			% variación 2022 sobre 2021		
		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	4.699.111	86.579.784	11.833.405	4.667.500	83.441.101	11.405.099	-0,7%	-3,6%	-3,6%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.811.732	175.406.219	21.387.620	2.896.189	175.306.438	21.375.487	3,0%	-0,1%	-0,1%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	386.312	60.317.938	7.351.760	394.098	59.717.577	7.278.833	2,0%	-1,0%	-1,0%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	55.542	49.053.331	7.449.338	57.142	48.853.531	7.439.889	2,9%	-0,4%	-0,1%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	20.689	92.963.478	13.454.946	20.832	81.133.330	13.530.963	0,7%	-12,7%	0,6%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	2.263	32.049.788	5.802.764	2.270	27.891.245	5.819.946	0,3%	-13,0%	0,3%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	1.161	49.144.156	9.696.299	1.128	45.443.687	9.010.946	-2,9%	-7,5%	-7,1%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	685	86.625.253	18.868.776	678	89.803.283	18.615.182	-0,9%	3,7%	-1,3%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	303	105.348.925	27.154.822	303	103.144.263	26.850.336	-0,1%	-2,1%	-1,1%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	186	175.642.720	48.925.284	184	170.593.181	48.412.660	-1,2%	-2,9%	-1,0%
RL.11	C > 500.000.000	102	805.538.980	180.249.950	102	796.576.686	192.276.085	0,1%	-1,1%	6,7%
<b>Total</b>		<b>7.978.087</b>	<b>1.718.670.572</b>	<b>352.174.965</b>	<b>8.040.425</b>	<b>1.681.904.323</b>	<b>362.015.428</b>	<b>0,8%</b>	<b>-2,1%</b>	<b>2,8%</b>

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 2022.

**Cuadro 3. Variables de facturación de la actividad de regasificación previstas para el cierre de año de gas 2022**

Servicio prestado por la instalación	Año de gas 2021			Año de gas 2022			% variación 2022 sobre 2021		
	Volumen (MWh)	Caudal facturado equivalente (MWh/día)/mes	Nº de barcos	Volumen (MWh)	Caudal facturado equivalente (MWh/día)/mes	Nº de barcos	Volumen	Caudal facturado equivalente	Nº de barcos
<b>Descarga de GNL</b>	<b>209.076.330</b>		<b>324</b>	<b>281.542.271</b>		<b>296</b>	<b>34,7%</b>		<b>-8,6%</b>
S (T < 40.000 m3 de GNL)	1.429.147		5	-		-	-100,0%		-100,0%
M (40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	10.121.145		22	3.900.000		8	-61,5%		-63,6%
L (75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	120.138.391		218	176.831.000		185	47,2%		-15,1%
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	77.387.647		79	100.811.271		103	30,3%		30,4%
XXL (T > 216.000 m3 de GNL)	-		-	-		-			
<b>Almacenamiento de GNL</b>	<b>2.971.725.630</b>	<b>13.414.768</b>		<b>4.026.469.921</b>	<b>17.339.689</b>		<b>35,5%</b>	<b>29,3%</b>	
Vaporización	167.046.173	554.231		231.436.039	828.174		38,5%	49,4%	
Carga en Cisternas	68.059	14.429.220		67.324	14.837.381		-1,1%	2,8%	
Trasvase de GNL planta a buque	14.247.975		47	16.476.843		54	15,6%		14,9%
Puesta en frío	188.288		9	176.898		9	-6,0%		0,0%
Trasvase de buque a buque	-		-	-		-			
Liquefacción Virtual			85			52			-38,2%

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

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 2022.

**Cuadro 4. Volumen y capacidad contratada equivalente de entrada al sistema previstos para el cierre del año de gas 2022 desagregada por punto de entrada**

Puntos de entrada	Año de gas 2021			Año de gas 2022			% variación 2022 sobre 2021		
	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>191.672.202</b>	<b>800.049</b>	<b>65,6%</b>	<b>152.010.601</b>	<b>601.520</b>	<b>69,2%</b>	<b>-21%</b>	<b>-25%</b>	<b>5%</b>
Ci Tarifa	74.842.341	244.981	83,7%	4.345.626	31.350	38,0%	-94%	-87%	-55%
Ci Almería	86.451.057	281.046	84,3%	100.475.558	330.257	83,4%	16%	18%	-1%
VIP Pirineos	27.046.415	249.392	29,7%	42.108.669	215.694	53,5%	56%	-14%	80%
VIP Ibérico	3.332.390	24.630	37,1%	5.080.749	24.218	57,5%	52%	-2%	55%
<b>Desde planta de regasificación</b>	<b>167.046.173</b>	<b>619.798</b>	<b>73,8%</b>	<b>231.436.039</b>	<b>824.126</b>	<b>76,9%</b>	<b>39%</b>	<b>33%</b>	<b>4%</b>
Barcelona	27.040.418	100.329	73,8%	34.735.809	123.692	76,9%	28%	23%	4%
Cartagena	24.105.701	89.440	73,8%	36.509.678	130.008	76,9%	51%	45%	4%
Huelva	34.684.830	128.692	73,8%	48.380.528	172.279	76,9%	39%	34%	4%
Bilbao	38.106.863	141.389	73,8%	55.516.244	197.689	76,9%	46%	40%	4%
Sagunto	17.985.326	66.732	73,8%	29.518.688	105.114	76,9%	64%	58%	4%
Mugardos	25.123.036	93.215	73,8%	26.775.093	95.344	76,9%	7%	2%	4%
<b>Desde AA.SS.</b>	<b>12.270.700</b>	<b>112.766</b>	<b>29,8%</b>	<b>8.785.848</b>	<b>41.655</b>	<b>57,8%</b>	<b>-28%</b>	<b>-63%</b>	<b>94%</b>
Serrablo	3.707.260	37.914	26,8%	2.506.948	12.123	56,7%	-32%	-68%	111%
Gaviota	5.128.711	43.884	32,0%	3.519.287	16.431	58,7%	-31%	-63%	83%
Yela	3.434.717	30.968	30,4%	2.729.013	12.967	57,7%	-21%	-58%	90%
Marismas	13	1	3,4%	30.600	133	63,2%	244641%	12968%	1773%
<b>Desde yacimientos</b>	<b>442.237</b>	<b>2.443</b>	<b>49,6%</b>	<b>45.347</b>	<b>309</b>	<b>40,2%</b>	<b>-90%</b>	<b>-87%</b>	<b>-19%</b>
Yac. Marismas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Yac. Aznalcázar	17.080	123	38,2%	750	140	1,5%	-100%	-100%	-
Yac. Poseidon	66.775	678	27,0%	-	-	-	-	-	-
Yac. Viura	358.383	1.642	59,8%	44.597	168	72,6%	-88%	-90%	21%
<b>Desde plantas de Biogás</b>	<b>106.274</b>	<b>391</b>	<b>74,5%</b>	<b>147.565</b>	<b>509</b>	<b>79,5%</b>			
BIO Madrid	106.274	391	74,5%	147.565	509	79,5%	39%	30%	7%
BIO La Galera (15.03A)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Medina Sidonia (K07)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Tudela (28A)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Mascarague (F25)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Sagunto (15.11)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Sevilla (F07)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>371.537.586</b>	<b>1.535.446</b>	<b>66,3%</b>	<b>392.425.400</b>	<b>1.468.118</b>	<b>73,2%</b>	<b>6%</b>	<b>-4%</b>	<b>10%</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 2022 desagregada por punto de salida**

Puntos de Salida	Año de gas 2021			Año de gas 2022			% variación 2022 sobre 2021		
	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>19.956.577</b>	<b>170.664</b>	<b>32,0%</b>	<b>17.281.821</b>	<b>154.193</b>	<b>30,7%</b>	<b>-13%</b>	<b>-10%</b>	<b>-4%</b>
Ci Tarifa	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VIP Pirineos	14.272.317	126.989	30,8%	14.272.317	139.791	28,0%	0%	10%	-9%
VIP Ibérico	5.684.260	43.675	35,7%	3.009.504	14.402	57,3%	-47%	-67%	61%
<b>Planta de regasificación</b>	<b>7.850</b>	<b>69</b>	<b>31,1%</b>	<b>8.870</b>	<b>69</b>	<b>35,1%</b>	<b>13%</b>	<b>0%</b>	<b>13%</b>
Barcelona	1.271	11	31,1%	1.436	11	35,1%	13%	0%	13%
Cartagena	1.133	10	31,1%	1.280	10	35,1%	13%	0%	13%
Huelva	1.630	14	31,1%	1.842	14	35,1%	13%	0%	13%
Bilbao	1.791	16	31,1%	2.023	16	35,1%	13%	0%	13%
Sagunto	845	7	31,1%	955	7	35,1%	13%	0%	13%
Mugardos	1.181	10	31,1%	1.334	10	35,1%	13%	0%	13%
<b>Almacenamiento Subterráneo</b>	<b>4.914.976</b>	<b>47.705</b>	<b>28,2%</b>	<b>12.235.523</b>	<b>58.714</b>	<b>57,1%</b>	<b>149%</b>	<b>23%</b>	<b>102%</b>
Serrablo	1.662.278	11.704	38,9%	4.256.665	22.143	52,7%	156%	89%	35%
Gaviota	738.800	16.208	12,5%	3.814.733	17.214	60,7%	416%	6%	386%
Yela	2.356.335	18.516	34,9%	4.164.125	19.357	58,9%	77%	5%	69%
Marismas	157.563	1.278	33,8%	-	-	-	-100%	-100%	-
<b>Salida nacional (2)</b>	<b>350.874.609</b>	<b>1.709.747</b>	<b>56,2%</b>	<b>360.684.120</b>	<b>1.673.466</b>	<b>59,0%</b>	<b>3%</b>	<b>-2%</b>	<b>5%</b>
P > 60 bar	148.299.985	703.278	57,8%	161.114.825	694.732	63,5%	9%	-1%	10%
16 bar < P ≤ 60 bar	34.964.329	123.064	77,8%	34.026.423	119.270	78,2%	-3%	-3%	0%
4 bar < P ≤ 16 bar	97.965.129	378.874	70,8%	97.014.275	377.813	70,4%	-1%	0%	-1%
P ≤ 4 bar	69.645.166	504.531	37,8%	68.528.597	481.652	39,0%	-2%	-5%	3%
<b>TOTAL</b>	<b>375.754.012</b>	<b>1.928.185</b>	<b>53,4%</b>	<b>390.210.335</b>	<b>1.886.442</b>	<b>56,7%</b>	<b>4%</b>	<b>-2%</b>	<b>6%</b>

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

## 4.2. Previsión de las variables de facturación para el año de gas 2023

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 2023 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 2023 alcanzará los 368,1 TWh, un 1,7% inferior a la demanda prevista para el cierre del año de gas 2022, justificado, fundamentalmente, por la contracción de la demanda destinada a la generación eléctrica justificado por la penetración de las centrales de producción de energía renovable, parcialmente compensado por el aumento de la demanda convencional.

En línea con la previsión de demanda, se estima que en 2023 la capacidad contratada destinada a la generación eléctrica se reducirá un 13,5% respecto de la prevista para el cierre del año de gas 2022, mientras que la capacidad contratada de la demanda convencional aumentará el 2,2%. Como resultado la capacidad contratada prevista para el ejercicio 2023 se reducirá un 2,1% respecto de la prevista para el cierre de 2022.

Por grupo tarifario, se prevén incrementos tanto de la demanda como de la capacidad contratada en todos los peajes, con la excepción del RL.11 grupo tarifario en el que se integran las centrales de generación eléctrica.

**Cuadro 6. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada para el cierre del año de gas 2022 y para el año de gas 2023**

Tipo de consumo	Año de gas 2022			Año de gas 2023			% variación 2023 sobre 2022		
	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>39</b>	<b>461.996.129</b>	<b>92.300.142</b>	<b>39</b>	<b>399.487.594</b>	<b>78.987.254</b>	<b>0,0%</b>	<b>-13,5%</b>	<b>-14,4%</b>
Península	36	396.054.529	84.292.552	36	333.545.994	70.979.664	0,0%	-15,8%	-15,8%
Baleares	3	65.941.600	8.007.590	3	65.941.600	8.007.590	0,0%	0,0%	0,0%
<b>Convencional</b>	<b>8.040.386</b>	<b>1.219.908.194</b>	<b>269.715.286</b>	<b>8.103.568</b>	<b>1.247.124.086</b>	<b>276.528.722</b>	<b>0,8%</b>	<b>2,2%</b>	<b>2,5%</b>
P > 60 bar	84	233.776.754	69.075.035	84	239.900.933	70.884.573	0,0%	2,6%	2,6%
16 bar < P ≤ 60 bar	158	119.270.118	34.026.423	161	123.339.289	35.186.703	2,0%	3,4%	3,4%
4 bar < P ≤ 16 bar	3.685	376.771.878	96.753.923	3.834	388.609.107	99.792.347	4,0%	3,1%	3,1%
P ≤ 4 bar (T&D)	7.869.295	481.651.576	68.528.597	7.928.339	486.636.509	69.301.120	0,8%	1,0%	1,1%
P ≤ 4 bar (PS)	167.165	8.437.867	1.331.308	171.150	8.638.248	1.363.978	2,4%	2,4%	2,5%
<b>Plantas unicliente</b>			<b>12.321.932</b>			<b>12.605.802</b>			<b>2,3%</b>
<b>Total</b>	<b>8.040.425</b>	<b>1.681.904.323</b>	<b>374.337.360</b>	<b>8.103.607</b>	<b>1.646.611.679</b>	<b>368.121.778</b>	<b>0,8%</b>	<b>-2,1%</b>	<b>-1,7%</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 7. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada equivalente para el cierre del año de gas 2022 y para el año de gas 2023, desagregado por grupo tarifario**

Peaje	Año de gas 2022			Año de gas 2023			% variación 2023 sobre 2022			
	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	4.667.500	83.441.101	11.405.099	4.701.485	84.037.154	11.485.911	0,7%	0,7%	0,7%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.896.189	175.306.438	21.375.487	2.921.366	176.836.578	21.561.958	0,9%	0,9%	0,9%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	394.098	59.717.577	7.278.833	396.986	60.167.875	7.333.054	0,7%	0,8%	0,7%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	57.142	48.853.531	7.439.889	57.944	49.622.640	7.550.222	1,4%	1,6%	1,5%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	20.832	81.133.330	13.530.963	21.011	81.935.198	13.679.540	0,9%	1,0%	1,1%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	2.270	27.891.245	5.819.946	2.325	28.860.106	6.018.890	2,4%	3,5%	3,4%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	1.128	45.443.687	9.010.946	1.175	46.704.850	9.260.773	4,2%	2,8%	2,8%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	678	89.803.283	18.615.182	709	92.177.550	19.106.911	4,6%	2,6%	2,6%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	303	103.144.263	26.850.336	311	107.464.257	27.972.682	2,8%	4,2%	4,2%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	184	170.593.181	48.412.660	190	174.395.754	49.521.820	3,6%	2,2%	2,3%
RL.11	C > 500.000.000	102	796.576.686	192.276.085	103	744.409.717	182.024.215	1,1%	-6,5%	-5,3%
<b>Total</b>		<b>8.040.425</b>	<b>1.681.904.323</b>	<b>362.015.428</b>	<b>8.103.607</b>	<b>1.646.611.679</b>	<b>355.515.977</b>	<b>0,8%</b>	<b>-2,1%</b>	<b>-1,8%</b>

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 2023.

**Cuadro 8. Previsión de las variables de facturación de la actividad de regasificación para el año de gas 2023**

Servicio prestado por la instalación	Año de gas 2022			Año de gas 2023			% variación 2022 sobre 2023		
	Volumen (MWh)	Caudal facturado equivalente (MWh/día)/mes	Nº de barcos	Volumen (MWh)	Caudal facturado equivalente (MWh/día)/mes	Nº de barcos	Volumen	Caudal facturado equivalente	Nº de barcos
<b>Descarga de GNL</b>	<b>281.542.271</b>		<b>296</b>	<b>235.157.855</b>		<b>270</b>	<b>-16,5%</b>		<b>-8,8%</b>
S (T < 40.000 m3 de GNL)	-		-	-		-			
M (40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	3.900.000		8	7.500.734		16	92,3%		100,0%
L (75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	176.831.000		185	164.051.278		188	-7,2%		1,6%
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	100.811.271		103	63.605.843		66	-36,9%		-35,9%
XXL (T > 216.000 m3 de GNL)	-		-	-		-			
<b>Almacenamiento de GNL</b>	<b>4.026.469.921</b>	<b>17.339.689</b>		<b>3.774.014.689</b>	<b>16.075.544</b>		<b>-6,3%</b>	<b>-7,3%</b>	
Vaporización	231.436.039	828.174		216.925.254	777.923		-6,3%	-6,1%	
Carga en Cisternas	14.818.665	67.239		15.514.473	72.584		4,7%	7,9%	
Trasvase de GNL planta a buque	16.476.843		54	16.476.843		54	0,0%		0,0%
Trasvase de buque a buque	-		-	-		-			
Puesta en frío	176.898		9	176.898		9	0,0%		0,0%
Liquefacción Virtual	-		52	-		52		-0,7%	

Fuente: CNMC

Finalmente, en el Cuadro 9 y en el Cuadro 10 se muestran el volumen y la capacidad contratada de entrada a la red de transporte previstos para el año de gas 2023.

**Cuadro 9. Volumen y capacidad contratada de entrada al sistema previstos para el año de gas 2023 desagregado por punto de entrada**

Puntos de entrada	Año de gas 2022			Año de gas 2023			% variación 2023 sobre 2022		
	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>152.010.601</b>	<b>601.520</b>	<b>69,2%</b>	<b>156.614.721</b>	<b>585.134</b>	<b>73,3%</b>	<b>3,0%</b>	<b>-2,7%</b>	<b>5,9%</b>
CI Tarifa	4.345.626	31.350	38,0%	-	-	-	-100,0%	-100,0%	-
CI Almería	100.475.558	330.257	83,4%	106.452.196	349.736	83,4%	5,9%	5,9%	0,0%
VIP Pirineos	42.108.669	215.694	53,5%	44.613.440	214.772	56,9%	5,9%	-0,4%	6,4%
VIP Ibérico	5.080.749	24.218	57,5%	5.549.086	20.626	73,7%	9,2%	-14,8%	28,2%
<b>Desde planta de regasificación</b>	<b>231.436.039</b>	<b>824.126</b>	<b>76,9%</b>	<b>216.925.254</b>	<b>763.226</b>	<b>77,9%</b>	<b>-6,3%</b>	<b>-7,4%</b>	<b>1,2%</b>
Barcelona	34.735.809	123.692	76,9%	32.557.912	114.551	77,9%	-6,3%	-7,4%	1,2%
Cartagena	36.509.678	130.008	76,9%	34.220.561	120.401	77,9%	-6,3%	-7,4%	1,2%
Huelva	48.380.528	172.279	76,9%	45.347.122	159.549	77,9%	-6,3%	-7,4%	1,2%
Bilbao	55.516.244	197.689	76,9%	52.035.436	183.081	77,9%	-6,3%	-7,4%	1,2%
Sagunto	29.518.688	105.114	76,9%	27.667.899	97.346	77,9%	-6,3%	-7,4%	1,2%
Mugaridos	26.775.093	95.344	76,9%	25.096.324	88.298	77,9%	-6,3%	-7,4%	1,2%
<b>Desde AA.SS.</b>	<b>8.785.848</b>	<b>41.655</b>	<b>57,8%</b>	<b>9.207.881</b>	<b>40.539</b>	<b>62,2%</b>	<b>4,8%</b>	<b>-2,7%</b>	<b>7,7%</b>
Serrablo	2.506.948	12.123	56,7%	2.587.950	11.446	61,9%	3,2%	-5,6%	9,3%
Gaviota	3.519.287	16.431	58,7%	3.252.534	14.270	62,4%	-7,6%	-13,2%	6,4%
Yela	2.729.013	12.967	57,7%	3.327.670	14.661	62,2%	21,9%	13,1%	7,9%
Marismas	30.600	133	63,2%	39.728	161	67,4%	29,8%	21,7%	6,7%
<b>Desde yacimientos</b>	<b>45.347</b>	<b>309</b>	<b>40,2%</b>	<b>50.469</b>	<b>327</b>	<b>42,3%</b>	<b>11,3%</b>	<b>5,8%</b>	<b>5,1%</b>
Yac. Marismas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Yac. Aznalcázar	750	140	1,5%	750	140	1,5%	-	-	-
Yac. Poseidon	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Yac. Viura	44.597	168	72,6%	49.719	187	72,8%	11,5%	11,1%	0,4%
<b>Desde plantas de Biogás</b>	<b>147.565</b>	<b>509</b>	<b>79,5%</b>	<b>247.002</b>	<b>844</b>	<b>80,2%</b>	<b>67,1%</b>	<b>58,1%</b>	<b>26,7%</b>
BIO Madrid	147.565	509	79,5%	147.565	504	80,2%	0,0%	-0,9%	0,9%
BIO La Galera (15.03A)	-	-	-	99.438	340	80,2%	-	-	-
BIO Medina Sidonia (K07)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Tudela (28A)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Mascaraque (F25)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Sagunto (15.11)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Sevilla (F07)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>392.425.400</b>	<b>1.468.118</b>	<b>73,2%</b>	<b>383.045.328</b>	<b>1.390.070</b>	<b>75,5%</b>	<b>-2,4%</b>	<b>-5,3%</b>	<b>3,1%</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 10. Volumen y capacidad contratada de salida de la red de transporte previstos para el año de gas 2023**

Puntos de Salida	Año de gas 2022			Año de gas 2023			% variación 2023 sobre 2022		
	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>17.281.821</b>	<b>154.193</b>	<b>30,7%</b>	<b>17.373.304</b>	<b>154.193</b>	<b>30,9%</b>	<b>0,5%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,5%</b>
CI Tarifa	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VIP Pirineos	14.272.317	139.791	28,0%	14.272.317	139.791	28,0%	0,0%	0,0%	0,0%
VIP Ibérico	3.009.504	14.402	57,3%	3.100.987	14.402	59,0%	3,0%	0,0%	3,0%
<b>Planta de regasificación</b>	<b>8.870</b>	<b>69</b>	<b>35,1%</b>	<b>8.870</b>	<b>69</b>	<b>35,1%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>
Barcelona	1.436	11	35,1%	1.436	11	35,1%	0,0%	0,0%	0,0%
Cartagena	1.280	10	35,1%	1.280	10	35,1%	0,0%	0,0%	0,0%
Huelva	1.842	14	35,1%	1.842	14	35,1%	0,0%	0,0%	0,0%
Bilbao	2.023	16	35,1%	2.023	16	35,1%	0,0%	0,0%	0,0%
Sagunto	955	7	35,1%	955	7	35,1%	0,0%	0,0%	0,0%
Mugaridos	1.334	10	35,1%	1.334	10	35,1%	0,0%	0,0%	0,0%
<b>Almacenamiento Subterráneo</b>	<b>12.235.523</b>	<b>58.714</b>	<b>57,1%</b>	<b>9.865.532</b>	<b>46.312</b>	<b>58,4%</b>	<b>-19,4%</b>	<b>-21,1%</b>	<b>2,2%</b>
Serrablo	4.256.665	22.143	52,7%	3.591.156	16.932	58,1%	-15,6%	-23,5%	10,3%
Gaviota	3.814.733	17.214	60,7%	2.492.944	11.446	59,7%	-34,6%	-33,5%	-1,7%
Yela	4.164.125	19.357	58,9%	3.781.431	17.934	57,8%	-9,2%	-7,4%	-2,0%
Marismas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Salida nacional (1)</b>	<b>360.684.120</b>	<b>1.673.466</b>	<b>59,0%</b>	<b>354.151.998</b>	<b>1.637.973</b>	<b>59,2%</b>	<b>-1,8%</b>	<b>-2,1%</b>	<b>0,3%</b>
P > 60 bar	161.114.825	694.732	63,5%	149.652.595	638.512	64,2%	-7,1%	-8,1%	1,1%
16 bar < P ≤ 60 bar	34.026.423	119.270	78,2%	35.186.703	123.339	78,2%	3,4%	3,4%	0,0%
4 bar < P ≤ 16 bar	97.014.275	377.813	70,4%	100.011.580	389.486	70,4%	3,1%	3,1%	0,0%
P ≤ 4 bar	68.528.597	481.652	39,0%	69.301.120	486.637	39,0%	1,1%	1,0%	0,1%
<b>TOTAL</b>	<b>390.210.335</b>	<b>1.886.442</b>	<b>56,7%</b>	<b>381.399.704</b>	<b>1.838.548</b>	<b>56,8%</b>	<b>-2,3%</b>	<b>-2,5%</b>	<b>0,3%</b>

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 23 de febrero se publicó la Resolución de 11 de febrero de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución para el año de gas 2021 (de 1 de enero a 30 de septiembre de 2021) de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución<sup>2</sup> (en adelante, Resolución de retribución 2021).

Asimismo, 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>3</sup> (en adelante, Resolución de retribución 2022).

Por último, se encuentra en trámite de audiencia la Propuesta de Resolución por la que se establece la retribución para el año de gas 2023 de las empresas que realizan las actividades de plantas de gas natural licuado, transporte y distribución de gas natural (en adelante Resolución de retribución 2023).

En la determinación de los peajes de transporte, redes locales y regasificación para el año de gas 2023 se han tenido en cuenta las retribuciones de las actividades de transporte, distribución y regasificación de la Resolución de

---

<sup>2</sup> Disponible en [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-2815](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-2815)

<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)

retribución 2022, a efectos de la valoración de la incorporación en su caso de los desvíos del ejercicio y la Resolución de retribución de 2023.

Se indica que los valores de los peajes serán actualizados en coherencia con la Resolución de retribución de 2023 que finalmente se apruebe.

## **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.

En los epígrafes siguientes se comparan las previsiones implícitas en la determinación de los peajes de los ejercicios 2021 y 2022 con objeto de incorporar, en su caso, los desvíos que correspondan en la determinación de los peajes del ejercicio 2023.

### **6.1. Previsión de cierre del año de gas 2021**

Respecto de los desvíos de retribución e ingresos de ejercicios anteriores, cabe señalar que tras el traspaso de las competencias en materia de retribución y peajes introducidas en el Real Decreto-ley 1/2019, y tras la aprobación de las correspondientes circulares por la que se determina la metodología de cálculo de la retribución de las actividades de transporte, distribución y regasificación, se pasa de año natural a año de gas, siendo el año de gas 2021 el primer año de aplicación desde el punto de vista de los peajes y el año de gas 2022 el primer año de aplicación desde el punto de vista de la retribución.

Esta diferente implementación del año de gas entre retribución y peajes viene condicionada por la entrada en vigor de 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<sup>4</sup>, que determina la aplicación de un nuevo mecanismo de contratación de capacidad en las entradas a partir del 1 de octubre de 2020.

En coherencia con la Circular 8/2019, la disposición transitoria primera de la Circular 6/2020, de 22 de julio, prevé la implementación de la nueva estructura

---

<sup>4</sup> Disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2019-18397>

de peajes de regasificación a partir del 1 de octubre de 2020, retrasando hasta el 1 de octubre de 2022 la aplicación de la nueva estructura de peajes de aplicación a los consumidores finales, una vez se dispusiera de la metodología de cálculo de los cargos.

Teniendo en cuenta lo anterior, la Resolución de 22 de septiembre de 2020, 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 de octubre 2020 a septiembre 2021<sup>5</sup> (en adelante, Resolución de peajes 2021) establece los peajes de acceso de la actividad de regasificación de aplicación a partir del 1 de octubre de 2020, conforme a la metodología y estructura establecidas en la Circular 6/2020 y la variación de los peajes de transporte y distribución conforme a la metodología de la Circular 6/2020 manteniendo la estructura de precios establecida en el Real Decreto 949/2002.

En la determinación de los peajes del año de gas 2021 se tuvo en cuenta la cuarta parte de la retribución del año 2020, establecida en la Resolución de 18 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución para el año 2020 de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución y la retribución que resulta para el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de aplicar 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>6</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 de retribución de la distribución de gas natural<sup>7</sup>.

Tal y como se recogió en la memoria justificativa que acompañó a la Resolución de peajes 2021, la publicación de los valores de los peajes de acceso a las instalaciones de regasificación, transporte y distribución antes de la publicación de las correspondientes resoluciones por las que se establece la retribución de la actividad para el año 2021 se debió a (i) la urgente necesidad de disponer de los precios de los peajes de regasificación con antelación respecto de su entrada en vigor (el 1 de octubre de 2020), (ii) la provisionalidad de la retribución por continuidad de suministro y (iii) que la Circular de la Comisión Nacional de los

---

<sup>5</sup> Disponible en [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-11272](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-11272)

<sup>6</sup> Disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2019-18398>

<sup>7</sup> Disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-4266>

Mercados y la Competencia por la que se establecen los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento para el periodo regulatorio 2021-2026 y los requisitos mínimos para las auditorías sobre inversiones y costes en instalaciones de transporte de gas natural y plantas de gas natural licuado se encontraba en fase de tramitación.

Teniendo en cuenta la provisionalidad de la retribución implícita en los peajes, la Resolución de peajes 2021 preveía la posibilidad de actualizar los precios una vez iniciado el año de gas, al objeto de garantizar la sostenibilidad del sistema, y a su vez de conformidad con el artículo 37 de la Circular 6/2020.

El 16 de diciembre de 2020 fue publicada en el BOE la Circular 8/2020, de 2 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento para el periodo regulatorio 2021-2026, y los requisitos mínimos para las auditorías sobre inversiones y costes en instalaciones de transporte de gas natural y plantas de gas natural licuado<sup>8</sup>.

Una vez aprobada la citada Circular 8/2020, fue publicada la Resolución de 11 de febrero de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución para el año de gas 2021 (de 1 de enero a 30 de septiembre de 2021) de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución<sup>9</sup>.

Con ocasión del establecimiento de peajes para el año de gas 2022, en mayo de 2021 se valoró la posibilidad de actualizar los precios de los peajes del ejercicio 2021, concluyéndose que, por un principio de prudencia, no se consideraba oportuna su actualización<sup>10</sup>.

Con posterioridad, la Orden TED/1022/2021, de 27 de septiembre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de las retribuciones de actividades reguladas, cargos y cuotas con destinos específicos del sector gasista<sup>11</sup>

---

<sup>8</sup> Disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-16260>

<sup>9</sup> Disponible en [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-2815](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-2815)

<sup>10</sup> Para mayor detalle véase memoria que acompaña a 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, disponible en <https://www.cnmc.es/expedientes/rapde00720>

<sup>11</sup> Disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-15776>

establece en su disposición transitoria primera que la liquidación definitiva de ingresos y costes correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de enero de 2021 y el 30 de septiembre de 2021 se aprobará con anterioridad al 1 de septiembre de 2022 y que en el caso de que en esta liquidación se generara un superávit, este se destinará a la a la amortización del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014.

El 25 de noviembre de 2021 fue aprobada la Liquidación definitiva de las Actividades Reguladas del Sector Gas Natural correspondiente al ejercicio 2020<sup>12</sup>, en la que se registró un superávit de 186.691.201,04 €. El superávit de la liquidación definitiva del ejercicio 2020 ha sido destinado a la amortización anticipada del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014. El importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2021 del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 tras la amortización parcial anticipada asciende a 151.398.943,36 €.

El pasado 13 de enero de 2022 fue aprobada por la Sala de Supervisión regulatoria la Liquidación Provisional nº 11 de las Actividades Reguladas del Sector Gas<sup>13</sup>. En esta liquidación provisional 11/2021 se ha registrado un superávit de 143.433.065,46 €, que se espera se mantenga en la Liquidación definitiva del 2021. Este superávit se destinará a la amortización del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014, conforme establece la citada disposición transitoria primera de la Orden TED/1022/2021.

Teniendo en cuenta lo anterior, no procede la incorporación de desvíos de ingresos y costes del año de gas 2021.

No obstante lo anterior, a efectos ilustrativos a continuación se muestra el desvío de demanda, ingresos y costes registrados en el año de gas 2021. Se indica que, como se ha comentado, dado que los peajes se establecieron para el año de gas, mientras que la retribución y la liquidación de actividades reguladas se mantuvieron por año natural, se ha desagregado la comparación en dos periodos: el comprendido entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2020 y el comprendido entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2021.

En relación con lo anterior, cabe señalar que las variables de facturación previstas para el año de gas 2021 implícitas en la Resolución de peajes resultan de ponderar la previsión anual para el cierre del ejercicio 2020 y 2021 por el número de días que de cada uno de los años incluye en el año de gas, por lo

---

<sup>12</sup> Disponible en [https://www.cnmc.es/sites/default/files/3851193\\_19.pdf](https://www.cnmc.es/sites/default/files/3851193_19.pdf)

<sup>13</sup> Disponible en <https://www.cnmc.es/expedientes/liqde00321>

que no tiene en cuenta la distinta ponderación de cada uno de los trimestres en el año de gas.

En el Cuadro 11 se comparan las **variables de facturación** previstas para la demanda nacional en la Resolución de peajes de 2021 y la realmente registradas según la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas (SIFCO) y en la plataforma de contratación SL-ATR el año de gas 2021. Se observa que en todos los grupos tarifarios tanto la capacidad contratada como el volumen realmente registrado han sido superiores a los inicialmente previstos para el ejercicio. Las mayores diferencias se registran en las previsiones de la demanda destinada a la generación eléctrica, motivado por la menor penetración de centrales de producción renovable respecto de las inicialmente previstas para el ejercicio, y en la de consumidores suministrados desde plantas satélite, debido a una mayor conversión de suministros de GLP a gas natural respecto a la prevista para el ejercicio 2021.

**Cuadro 11. Comparación de las variables de facturación previstas para el año de gas 2021 en la Resolución de peajes y las variables de facturación realmente registradas**

Previsión inicial. Resolución 22 de septiembre de 2020 (A)									
Grupo tarifario	Previsión octubre-diciembre 2020			Previsión enero-septiembre 2021			Previsión inicial año de gas 2021		
	Nº Clientes promedio	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Nº Clientes promedio	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Nº Clientes promedio	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)
<b>Generación eléctrica</b>	<b>41</b>	<b>406.594.509</b>	<b>17.834.690</b>	<b>41</b>	<b>399.530.773</b>	<b>52.839.595</b>	<b>41</b>	<b>401.296.707</b>	<b>70.674.285</b>
Península	38	340.652.909	16.362.257	38	333.589.173	48.068.913	38	335.355.107	64.431.169
Baleares	3	65.941.600	1.472.433	3	65.941.600	4.770.683	3	65.941.600	6.243.116
<b>Convencional</b>	<b>7.928.212</b>	<b>689.534.367</b>	<b>59.681.128</b>	<b>7.953.143</b>	<b>725.202.526</b>	<b>188.923.558</b>	<b>7.946.911</b>	<b>716.285.487</b>	<b>248.604.686</b>
P > 60 bar	86	219.276.749	16.317.497	86	227.916.887	51.816.969	86	225.756.852	68.134.465
16 bar < P ≤ 60 bar	152	108.422.856	7.566.995	153	112.994.515	24.105.037	153	111.851.600	31.672.032
4 bar < P ≤ 16 bar	3.641	340.884.865	20.012.579	3.677	362.285.374	65.019.738	3.668	356.935.246	85.032.318
P ≤ 4 bar (T&D)	7.777.452	20.530.052	15.509.508	7.800.803	21.562.582	47.140.287	7.794.965	21.304.449	62.649.795
P ≤ 4 bar (PS)	146.882	419.845	274.549	148.423	443.169	841.528	148.038	437.338	1.116.077
<b>Total</b>	<b>7.928.253</b>	<b>1.096.128.876</b>	<b>77.515.818</b>	<b>7.953.184</b>	<b>1.124.733.300</b>	<b>241.763.154</b>	<b>7.946.952</b>	<b>1.117.582.194</b>	<b>319.278.971</b>

Real año de gas 2020-2021 (B)									
Grupo tarifario	octubre-diciembre 2020 (Liquidación definitiva 2020)			enero-septiembre 2021 (Liquidación 11/2021)			Real año de gas 2021		
	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)
<b>Generación eléctrica</b>	<b>41</b>	<b>479.815.335</b>	<b>19.999.977</b>	<b>40</b>	<b>461.155.112</b>	<b>58.516.599</b>	<b>40</b>	<b>465.820.168</b>	<b>78.516.577</b>
Península	38	413.873.735	18.704.880	37	395.213.512	51.658.278	37	399.878.568	70.363.158
Baleares	3	65.941.600	1.295.097	3	65.941.600	6.858.322	3	65.941.600	8.153.419
<b>Convencional</b>	<b>7.928.214</b>	<b>761.500.684</b>	<b>57.515.840</b>	<b>7.994.659</b>	<b>765.400.354</b>	<b>216.142.548</b>	<b>7.978.047</b>	<b>764.425.436</b>	<b>273.658.388</b>
P > 60 bar	84	235.127.274	14.183.720	84	239.383.932	55.817.017	84	238.319.768	70.000.736
16 bar < P ≤ 60 bar	152	125.271.227	7.566.995	161	122.327.717	27.397.334	159	123.063.594	34.964.329
4 bar < P ≤ 16 bar	3.644	376.646.653	19.981.068	3.682	378.467.158	77.766.732	3.672	378.012.032	97.747.800
P ≤ 4 bar (T&D)	7.777.452	23.797.916	15.509.508	7.822.996	24.475.965	54.135.658	7.811.610	24.306.453	69.645.166
P ≤ 4 bar (PS)	146.882	657.614	274.549	167.736	745.581	1.025.807	162.522	723.589	1.300.356
<b>Total</b>	<b>7.928.254</b>	<b>1.241.316.018</b>	<b>77.515.818</b>	<b>7.994.698</b>	<b>1.226.555.466</b>	<b>274.659.148</b>	<b>7.978.087</b>	<b>1.230.245.604</b>	<b>352.174.965</b>

% variación (B) sobre (A)									
Grupo tarifario	octubre-diciembre 2020			enero-septiembre 2021			Real año de gas 2021		
	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)
<b>Generación eléctrica</b>	<b>-1,0%</b>	<b>18,0%</b>	<b>12,1%</b>	<b>-3,2%</b>	<b>15,4%</b>	<b>10,7%</b>	<b>-2,6%</b>	<b>16,1%</b>	<b>11,1%</b>
Península	-1,1%	21,5%	14,3%	-3,4%	18,5%	7,5%	-2,9%	19,2%	9,2%
Baleares	0,0%	0,0%	-12,0%	0,0%	0,0%	43,8%	0,0%	0,0%	30,6%
<b>Convencional</b>	<b>0,0%</b>	<b>10,4%</b>	<b>-3,6%</b>	<b>0,5%</b>	<b>5,5%</b>	<b>14,4%</b>	<b>0,4%</b>	<b>6,7%</b>	<b>10,1%</b>
P > 60 bar	-1,9%	7,2%	-13,1%	-2,8%	5,0%	7,7%	-2,6%	5,6%	2,7%
16 bar < P ≤ 60 bar	0,0%	15,5%	0,0%	4,9%	8,3%	13,7%	3,7%	10,0%	10,4%
4 bar < P ≤ 16 bar	0,1%	10,5%	-0,2%	0,1%	4,5%	19,6%	0,1%	5,9%	15,0%
P ≤ 4 bar (T&D)	0,0%	15,9%	0,0%	0,3%	13,5%	14,8%	0,2%	14,1%	11,2%
P ≤ 4 bar (PS)	0,0%	56,6%	0,0%	13,0%	68,2%	21,9%	9,8%	65,5%	16,5%
<b>Total</b>	<b>0,0%</b>	<b>13,2%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,5%</b>	<b>9,1%</b>	<b>13,6%</b>	<b>0,4%</b>	<b>10,1%</b>	<b>10,3%</b>

Fuente: Resolución de 22 de septiembre de 2020, Liquidaciones e información del sistema de contratación SL-ATR

Por otra parte, en el Cuadro 12 se comparan el volumen y la capacidad contratada asociada a las exportaciones previstos inicialmente para el ejercicio en la Resolución de peajes con las realmente registradas para el año de gas 2021.

**Cuadro 12. Comparación entre las variables asociadas a las exportaciones en la Resolución de peajes y las realmente registradas prevista en el año de gas 2021<sup>14</sup>**

Previsión inicial. Resolución 22 de septiembre de 2020 (A)						
Conexión Internacional	octubre-diciembre 2020		enero-septiembre 2021		año de gas 2021	
	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Volumen (MWh)
VIP Pirineos	127.751	1.622.000	132.981	5.109.300	131.674	6.731.300
VIP Ibérico	10.187	674.006	36.228	8.429.879	29.718	9.103.885
<b>TOTAL</b>	<b>137.937</b>	<b>2.296.006</b>	<b>169.209</b>	<b>13.539.179</b>	<b>161.391</b>	<b>15.835.185</b>

  

Real año de gas 2020-2021 (B)						
Conexión Internacional	octubre-diciembre 2020		enero-septiembre 2021		año de gas 2021	
	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Volumen (MWh)
VIP Pirineos	126.693	2.150.227	127.093	12.237.651	126.993	14.387.879
VIP Ibérico	8.881	270.211	25.383	3.383.694	21.258	3.653.905
<b>TOTAL</b>	<b>135.573</b>	<b>2.420.438</b>	<b>152.476</b>	<b>15.621.346</b>	<b>148.251</b>	<b>18.041.784</b>

  

% variación (B) sobre (A)						
Conexión Internacional	octubre-diciembre 2020		enero-septiembre 2021		año de gas 2021	
	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Volumen	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Volumen	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Volumen
VIP Pirineos	-0,8%	32,6%	-4,4%	139,5%	-3,6%	113,7%
VIP Ibérico	-12,8%	-59,9%	-29,9%	-59,9%	-28,5%	-59,9%
<b>TOTAL</b>	<b>-1,7%</b>	<b>5,4%</b>	<b>-9,9%</b>	<b>15,4%</b>	<b>-8,1%</b>	<b>13,9%</b>

Fuente: Resolución de 22 de septiembre de 2020, Liquidaciones e información del sistema de contratación SL-ATR

En el Cuadro 13 se comparan las variables de facturación de entrada a la red de transporte previstos para el ejercicio en la Resolución de peajes con las realmente registradas para el año de gas 2021. Cabe señalar que, al contrario

<sup>14</sup> Se indica que el gas natural que entra por Tarifa destino a Portugal se incorpora como exportación a partir de enero de 2021 como consecuencia de la aplicación de la disposición adicional quinta de 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.

de lo previsto inicialmente para el ejercicio, el aprovisionamiento de gas se ha producido en mayor medida a través de las conexiones internacionales.

**Cuadro 13. Comparación entre el volumen y la capacidad prevista por punto de entrada a la red de transporte prevista para el año de gas 2021 en la Resolución de peajes y las realmente registradas**

Previsión inicial. Resolución 22 de septiembre de 2020 (A)						
Puntos de entrada	Previsión octubre-diciembre 2020		Previsión enero-septiembre 2021		Previsión inicial año de gas 2021	
	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)
<b>Conexión Internacional</b>	<b>519.556</b>	<b>24.329.247</b>	<b>605.623</b>	<b>88.043.489</b>	<b>584.106</b>	<b>112.372.736</b>
CI Tarifa	70.760	4.846.338	158.238	27.005.809	136.369	31.852.147
CI Almería	206.504	11.870.575	206.504	37.440.162	206.504	49.310.736
VIP Pirineos	231.683	6.867.281	231.683	21.659.618	231.683	28.526.899
VIP Ibérico	10.609	745.054	9.198	1.937.900	9.551	2.682.954
<b>Planta de regasificación</b>	<b>701.558</b>	<b>55.608.733</b>	<b>714.705</b>	<b>169.028.874</b>	<b>711.418</b>	<b>224.637.608</b>
<b>Otros</b>	<b>2.420</b>	<b>172.503</b>	<b>2.424</b>	<b>520.325</b>	<b>2.423</b>	<b>692.828</b>
Marismas	-	-	4	643	3	643
Poseidon	264	11.241	264	33.777	264	45.018
Viura	1.857	135.293	1.857	410.307	1.857	545.600
PB Madrid	299	25.969	299	75.598	299	101.567
<b>TOTAL ENTRADAS</b>	<b>1.223.533</b>	<b>80.110.484</b>	<b>1.322.753</b>	<b>257.592.688</b>	<b>1.297.948</b>	<b>337.703.172</b>

Real año de gas 2020-2021 (B)						
Puntos de entrada	octubre-diciembre 2020		enero-septiembre 2021		año de gas 2021	
	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)
<b>Conexión Internacional</b>	<b>704.783</b>	<b>41.966.488</b>	<b>831.804</b>	<b>149.705.714</b>	<b>800.049</b>	<b>191.672.202</b>
CI Tarifa	167.093	13.279.821	270.943	61.562.520	244.981	74.842.341
CI Almería	283.048	21.391.051	280.379	65.060.006	281.046	86.451.057
VIP Pirineos	243.016	6.934.150	251.517	20.112.265	249.392	27.046.415
VIP Ibérico	11.626	361.467	28.965	2.970.924	24.630	3.332.390
<b>Planta de regasificación</b>	<b>595.692</b>	<b>42.569.040</b>	<b>627.833</b>	<b>124.477.133</b>	<b>619.798</b>	<b>167.046.173</b>
<b>Otros</b>	<b>2.854</b>	<b>151.158</b>	<b>2.827</b>	<b>397.353</b>	<b>2.833</b>	<b>548.510</b>
Marismas	-	-	164	17.080	123	17.080
Poseidon	717	19.666	665	47.108	678	66.775
Viura	1.681	102.680	1.630	255.703	1.642	358.383
PB Madrid	456	28.811	369	77.463	391	106.274
<b>TOTAL ENTRADAS</b>	<b>1.303.328</b>	<b>84.686.686</b>	<b>1.462.464</b>	<b>274.580.200</b>	<b>1.422.680</b>	<b>359.266.886</b>

% variación (B) sobre (A)						
Puntos de entrada	octubre-diciembre 2020		enero-septiembre 2021		año de gas 2021	
	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)
<b>Conexión Internacional</b>	<b>35,7%</b>	<b>72,5%</b>	<b>37,3%</b>	<b>70,0%</b>	<b>37,0%</b>	<b>70,6%</b>
CI Tarifa	136,1%	174,0%	71,2%	128,0%	79,6%	135,0%
CI Almería	37,1%	80,2%	35,8%	73,8%	36,1%	75,3%
VIP Pirineos	4,9%	1,0%	8,6%	-7,1%	7,6%	-5,2%
VIP Ibérico	9,6%	-51,5%	214,9%	53,3%	157,9%	24,2%
<b>Planta de regasificación</b>	<b>-15,1%</b>	<b>-23,4%</b>	<b>-12,2%</b>	<b>-26,4%</b>	<b>-12,9%</b>	<b>-25,6%</b>
<b>Otros</b>	<b>17,9%</b>	<b>-12,4%</b>	<b>16,6%</b>	<b>-23,6%</b>	<b>16,9%</b>	<b>-20,8%</b>
Marismas			3944,1%	2555,6%	3944,1%	2555,6%
Poseidon	171,2%	75,0%	151,4%	39,5%	156,4%	48,3%
Viura	-9,5%	-24,1%	-12,2%	-37,7%	-11,6%	-34,3%
PB Madrid	52,8%	10,9%	23,6%	2,5%	30,9%	4,6%
<b>TOTAL ENTRADAS</b>	<b>6,5%</b>	<b>5,7%</b>	<b>10,6%</b>	<b>6,6%</b>	<b>9,6%</b>	<b>6,4%</b>

*Fuente: Resolución de 22 de septiembre de 2020, Liquidaciones e información del sistema de contratación SL-ATR*

Por último, en el Cuadro 14 se comparan las variables de facturación previstas para la actividad de regasificación en la Resolución de peajes y las variables realmente registradas para el año de gas 2021. En coherencia con las diferencias de aprovisionamiento, las variables de facturación registradas durante el año de gas 2021 para la actividad de regasificación han resultado ser inferiores a las inicialmente previstas para el ejercicio, con la excepción de la carga en cisternas.

**Cuadro 14. Comparación de las variables de facturación previstas para el año de gas 2021 en la Resolución de peajes y las variables de facturación realmente registradas**

Previsión inicial. Resolución 22 de septiembre de 2020 (A)									
	Previsión octubre-diciembre 2020			Previsión enero-septiembre 2021			Previsión inicial año de gas 2021		
	Volumen (MWh)	Caudal contratada equivalente (MWh/día/mes)	Nº de barcos	Volumen (MWh)	Caudal contratada equivalente (MWh/día/mes)	Nº de barcos	Volumen (MWh)	Caudal contratada equivalente (MWh/día/mes)	Nº de barcos
<b>Descarga de GNL</b>	<b>60.606.284</b>		<b>65</b>	<b>185.050.574</b>		<b>198</b>	<b>245.656.858</b>		<b>263</b>
S (T < 40.000 m <sup>3</sup> de GNL)	-		-	-		-	-		-
M (40.000 m <sup>3</sup> de GNL < T < 75.000 m <sup>3</sup> de GNL)	7.135.616		13	21.787.341		41	28.922.957		54
L (75.000 m <sup>3</sup> de GNL < T < 150.000 m <sup>3</sup> de GNL)	38.990.529		38	119.050.687		117	158.041.216		155
XL (150.000 m <sup>3</sup> de GNL < T < 216.000 m <sup>3</sup> de GNL)	13.891.656		13	42.415.717		39	56.307.373		52
XXL (T > 216.000 m <sup>3</sup> de GNL)	588.483		0	1.796.829		1	2.385.313		1
<b>Almacenamiento de GNL</b>	<b>1.093.126.590</b>	<b>14.345.482</b>		<b>3.439.292.321</b>	<b>15.210.341</b>		<b>4.532.418.912</b>	<b>14.992.350</b>	
Vaporización	56.629.223	721.792		171.937.414	734.477		228.566.637	731.305	
Carga en Cisternas	3.117.423	42.182		9.673.744	43.632		12.791.167	43.270	
Trasvase de GNL planta a buque	853.578		7	3.420.913		29	4.274.491		37
Puesta en frío				27.000		3	27.000		3
Trasvase de buque a buque									
Liquefacción Virtual									

Real año de gas 2020-2021 (B)									
	Liquidación definitiva 2020 (octubre-diciembre 2020)			Liquidación 11/2021 (enero-septiembre 2021)			Real año de gas 2021		
	Volumen (MWh)	Caudal contratada equivalente (MWh/día/mes)	Nº de barcos	Volumen (MWh)	Caudal contratada equivalente (MWh/día/mes)	Nº de barcos	Volumen (MWh)	Caudal contratada equivalente (MWh/día/mes)	Nº de barcos
<b>Descarga de GNL</b>	<b>43.565.233</b>		<b>63</b>	<b>165.511.097</b>		<b>261</b>	<b>209.076.330</b>		<b>324</b>
S (T < 40.000 m <sup>3</sup> de GNL)	991.509		2	437.638		3	1.429.147		5
M (40.000 m <sup>3</sup> de GNL < T < 75.000 m <sup>3</sup> de GNL)	1.317.769		3	8.803.376		19	10.121.145		22
L (75.000 m <sup>3</sup> de GNL < T < 150.000 m <sup>3</sup> de GNL)	25.163.613		41	94.974.777		177	120.138.391		218
XL (150.000 m <sup>3</sup> de GNL < T < 216.000 m <sup>3</sup> de GNL)	16.092.341		17	61.295.306		62	77.387.647		79
XXL (T > 216.000 m <sup>3</sup> de GNL)	-		-	-		-	-		-
<b>Almacenamiento de GNL</b>	<b>786.892.321</b>	<b>13.358.088</b>		<b>2.184.833.309</b>	<b>13.433.661</b>		<b>2.971.725.630</b>	<b>13.414.768</b>	
Vaporización	42.569.040	549.197		124.477.133	502.226		167.046.173	513.969	
Carga en Cisternas	4.828.395	67.447		11.045.932	67.356		15.874.328	67.378	
Trasvase de GNL planta a buque	274.209		5	13.973.766		42	14.247.975		47
Puesta en frío				184.880		8	188.288		9
Trasvase de buque a buque									
Liquefacción Virtual									

% variación (B) sobre (A)									
	Liquidación definitiva 2020 (octubre-diciembre 2020)			Liquidación 11/2021 (enero-septiembre 2021)			Real año de gas 2021		
	Volumen (MWh)	Caudal contratada equivalente (MWh/día/mes)	Nº de barcos	Volumen (MWh)	Caudal contratada equivalente (MWh/día/mes)	Nº de barcos	Volumen (MWh)	Caudal contratada equivalente (MWh/día/mes)	Nº de barcos
<b>Descarga de GNL</b>	<b>-28,1%</b>		<b>-2,8%</b>	<b>-10,6%</b>		<b>31,9%</b>	<b>-14,9%</b>		<b>23,3%</b>
S (T < 40.000 m <sup>3</sup> de GNL)									
M (40.000 m <sup>3</sup> de GNL < T < 75.000 m <sup>3</sup> de GNL)	-81,5%		-77,6%	-59,6%		-53,5%	-65,0%		-59,5%
L (75.000 m <sup>3</sup> de GNL < T < 150.000 m <sup>3</sup> de GNL)	-35,5%		6,9%	-20,2%		51,2%	-24,0%		40,3%
XL (150.000 m <sup>3</sup> de GNL < T < 216.000 m <sup>3</sup> de GNL)	15,8%		33,0%	44,5%		58,9%	37,4%		52,5%
XXL (T > 216.000 m <sup>3</sup> de GNL)	-100,0%		-100,0%	-100,0%		-100,0%	-100,0%		-100,0%
<b>Almacenamiento de GNL</b>	<b>-28,0%</b>	<b>-6,9%</b>		<b>-36,5%</b>	<b>-11,7%</b>		<b>-34,4%</b>	<b>-10,5%</b>	
Vaporización	-24,8%	-23,9%		-27,6%	-31,6%		-26,9%	-29,7%	
Carga en Cisternas	54,9%	59,9%		14,2%	54,4%		24,1%	55,7%	
Trasvase de GNL planta a buque			-31,0%	308,5%		42,8%	233,3%		28,2%
Puesta en frío				584,7%		166,7%	597,4%		200,0%
Trasvase de buque a buque									
Liquefacción Virtual									

Fuente: Resolución de 22 de septiembre de 2020, Liquidaciones e información del sistema de contratación SL-ATR

Respecto de los **ingresos**, en coherencia con el desvío registrado en las variables de facturación, los ingresos de peajes de transporte y distribución registrados en el año de gas 2021 han superado en 216,6 M€ a los inicialmente previstos para el ejercicio en la Resolución de peajes. Por el contrario, los ingresos de peajes de la actividad de regasificación han resultado inferiores en 50,6 M€ a los previstos para el ejercicio (véase Cuadro 15).

**Cuadro 15. Comparación de los ingresos previstos en la Resolución de peajes de 2021 y los liquidados en el año de gas 2021**

	Previsión Inicial. Resolución 22 de septiembre de 2020 (A)			Real año de gas 2021 (B)			Diferencia (B) - (A)		
	oct-dic 2020	ene-sep 2021	año de gas 2021	oct-dic 2020	ene-sep 2021	año de gas 2021	oct-dic 2020	ene-sep 2021	año de gas 2021
<b>Ingresos por peajes y cánones</b>	<b>667.012.697</b>	<b>1.987.988.398</b>	<b>2.655.001.095</b>	<b>809.129.547</b>	<b>2.013.169.944</b>	<b>2.822.299.491</b>	<b>142.116.850</b>	<b>25.181.547</b>	<b>167.298.397</b>
<b>Regasificación</b>	<b>66.726.839</b>	<b>200.180.517</b>	<b>266.907.356</b>	<b>53.234.392</b>	<b>164.412.748</b>	<b>217.647.140</b>	<b>- 13.492.447</b>	<b>- 35.767.769</b>	<b>- 49.260.216</b>
Descarga de Buques	3.433.259	10.299.776	13.733.035	1.993.515	13.064.193	15.057.708	- 1.439.744	2.764.417	1.324.673
Almacenamiento de GNL	18.654.719	55.964.158	74.618.877	15.748.151	44.761.660	60.509.811	- 2.906.568	- 11.202.498	- 14.109.066
Vaporización	42.269.114	126.807.343	169.076.458	32.257.402	94.370.383	126.627.786	- 10.011.712	- 32.436.960	- 42.448.672
Carga en Cisternas	2.207.716	6.623.149	8.830.865	3.235.324	9.498.651	12.733.975	1.027.607	2.875.502	3.903.110
Trasvase de GNL planta a buque	153.993	461.978	615.970	-	2.716.850	2.716.850	- 153.993	2.254.872	2.100.880
Puesta en frío	8.037	24.112	32.150	-	-	-	- 8.037	- 24.112	- 32.150
Trasvase de buque a buque	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Liquefacción Virtual	-	-	-	-	1.010	1.010	-	1.010	1.010
<b>Transporte y distribución</b>	<b>600.285.858</b>	<b>1.787.807.881</b>	<b>2.388.093.739</b>	<b>755.895.155</b>	<b>1.848.757.197</b>	<b>2.604.652.352</b>	<b>155.609.297</b>	<b>60.949.315</b>	<b>216.558.613</b>
Reserva de capacidad	42.471.237	126.490.424	168.961.661	41.239.402	135.819.554	177.058.956	- 1.231.835	9.329.131	8.097.295
Término de conducción	557.814.621	1.661.317.457	2.219.132.078	714.655.753	1.712.937.642	2.427.593.395	156.841.133	51.620.185	208.461.318
Exportaciones	9.765.564	29.084.396	38.849.959	7.032.584	24.403.375	31.435.959	- 2.732.979	- 4.681.021	- 7.414.001
Salida nacional	548.049.057	1.632.233.061	2.180.282.118	707.623.169	1.688.534.267	2.396.157.437	159.574.112	56.301.206	215.875.318
P > 60 bar	71.603.311	213.253.339	284.856.649	82.393.438	229.974.592	312.368.031	10.790.127	16.721.254	27.511.381
16 bar < P ≤ 60 bar	16.888.370	50.297.972	67.186.342	18.873.997	55.554.557	74.428.554	1.985.627	5.256.585	7.242.212
4 bar < P ≤ 16 bar	62.680.590	186.679.148	249.359.738	68.786.337	206.611.721	275.398.058	6.105.747	19.932.572	26.038.320
P ≤ 4 bar (T&D)	392.436.771	1.168.779.080	1.561.215.852	531.948.307	1.181.999.725	1.713.948.032	139.511.536	13.220.645	152.732.180
P ≤ 4 bar (PS)	4.440.015	13.223.522	17.663.537	5.621.090	14.393.672	20.014.762	1.181.075	1.170.150	2.351.225

Fuente: Resolución de 22 de septiembre de 2020, Liquidación definitiva de 2020 y Liquidación provisional 11/2021

En relación con los **costes** considerados en la determinación de los peajes, en el Cuadro 16 se comparan los costes implícitos en la Resolución de peajes de 2021 con los costes liquidados en el año de gas, según la información de la liquidación definitiva del ejercicio 2020 y la liquidación provisional 11/2021. Se indica que para el periodo comprendido entre octubre y diciembre de 2020 se han tomado los costes registrados en la liquidación definitiva proporcional al número de días del periodo de liquidación (esto es, 92/366 días).

Cabe señalar que, como resultado de la actualización de los costes unitarios, tras la publicación de la Circular 8/2021<sup>15</sup>, los desvíos más relevantes se registran en la retribución de la actividad del transporte y de la regasificación.

Asimismo, se observa un desvío relevante en las anualidades para la financiación de desajuste de ingresos como consecuencia de la aplicación del superávit de la liquidación definitiva de 2020 a la amortización anticipada de la deuda.

<sup>15</sup> Circular 8/2020 de 2 de diciembre de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establecen los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento para el periodo regulatorio 2021-2026 y los requisitos mínimos para las auditorías sobre inversiones y costes en instalaciones de transporte de gas natural y plantas de gas natural licuado

**Cuadro 16. Comparación de las retribuciones implícitas en la Resolución de peajes de 2021 y las liquidadas en el año de gas 2021**

Costes regulados (miles €)	Previsión inicial. Año de gas 2021 (A)			Real. Año de gas 2021 (B)			Diferencia (B) - (A)		
	Retribución octubre-diciembre 2020	Retribución enero-septiembre 2021	Previsión inicial año de gas 2021	Retribución oct-dic 2020 (Liquidación definitiva 2020)	Retribución ene-sep 2021 (Liquidación 11/2021)	Retribución año de gas 2021	Retribución oct-dic 2020 (Liquidación definitiva 2020)	Retribución ene-sep 2021 (Liquidación 11/2021)	Retribución año de gas 2021
<b>Regasificación</b>	<b>93.614.936</b>	<b>270.480.556</b>	<b>364.095.492</b>	<b>98.953.893</b>	<b>274.665.162</b>	<b>373.619.055</b>	<b>5.338.956</b>	<b>4.184.606</b>	<b>9.523.563</b>
Retribución de la regasificación	113.200.374	322.224.824	435.425.198	115.883.097	331.068.302	446.951.399	2.682.723	8.843.477	11.526.201
Primas	- 19.585.438	- 51.744.268	- 71.329.706	- 16.929.205	- 56.403.140	- 73.332.344	2.656.233	- 4.658.871	- 2.002.638
<b>Transporte</b>	<b>209.558.758</b>	<b>568.322.371</b>	<b>777.881.129</b>	<b>195.722.583</b>	<b>528.492.450</b>	<b>724.215.033</b>	<b>- 13.836.175</b>	<b>- 39.829.921</b>	<b>- 53.666.096</b>
Retribución del transporte	209.558.758	568.322.371	777.881.129	195.745.281	528.645.970	724.391.251	- 13.813.477	- 39.676.401	- 53.489.878
Primas	-	-	-	- 22.697	- 153.520	- 176.217	- 22.697	- 153.520	- 176.217
<b>Distribución</b>	<b>355.703.253</b>	<b>1.035.155.791</b>	<b>1.390.859.045</b>	<b>349.762.760</b>	<b>1.026.710.000</b>	<b>1.376.472.760</b>	<b>- 5.940.494</b>	<b>- 8.445.791</b>	<b>- 14.386.285</b>
<b>Almacenamientos subterráneos</b>	<b>23.770.703</b>	<b>66.542.402</b>	<b>90.313.106</b>	<b>24.717.957</b>	<b>67.725.291</b>	<b>92.443.248</b>	<b>947.253</b>	<b>1.182.889</b>	<b>2.130.142</b>
Retribución de los almacenamientos subterráneos	23.770.703	66.542.402	90.313.106	24.717.957	67.740.112	92.458.069	947.253	1.197.710	2.144.963
Primas	-	-	-	-	- 14.821	- 14.821	-	- 14.821	- 14.821
Retribución GTS	6.608.000	19.824.000	26.432.000	6.038.395	20.572.360	26.610.755	- 569.605	748.360	178.755
Operador del mercado	878.877	2.636.630	3.515.507	883.552	2.682.750	3.566.302	4.675	46.120	50.795
Tasa hidrocarburos gaseosos	1.020.993	2.927.737	3.948.730	1.071.978	2.979.730	4.051.708	50.985	51.993	102.978
Retribución por suministro a tarifa	27.500	82.500	110.000	13.202	35.510	48.712	- 14.298	- 46.990	- 61.288
Adquisición de GLP para suministros insulares	251.283	752.143	1.003.426	112.788	231.860	344.648	- 138.495	- 520.283	- 658.778
Anualidad déficit 2014	22.436.257	66.688.692	89.124.949	22.558.859	35.076.098	57.634.958	122.602	- 31.612.594	- 31.489.991
Déficit 2014	17.975.068	53.398.994	71.374.063	18.073.293	35.076.098	53.149.391	98.224	- 18.322.896	- 18.224.671
Déficit 2016	4.461.188	13.289.698	17.750.886	4.485.566	-	4.485.566	24.378	- 13.289.698	- 13.265.320
<b>Total</b>	<b>713.870.560</b>	<b>2.033.412.823</b>	<b>2.747.283.383</b>	<b>699.835.966</b>	<b>1.959.171.212</b>	<b>2.659.007.178</b>	<b>- 14.034.594</b>	<b>- 74.241.612</b>	<b>- 88.276.205</b>

*Fuente: Resolución de 22 de septiembre de 2020, Liquidación definitiva de 2020 y Liquidación provisional 11/2021*

Teniendo en cuenta lo anterior, en su caso deberían haberse incluido los desvíos recogidos en el siguiente cuadro en la determinación de los peajes del ejercicio 2023. En relación con el término de conducción, el desajuste de ingresos hubiera haberse distribuido proporcionalmente a los costes que deben ser retribuidos con cargo al mismo, siguiendo la filosofía establecida en la Orden TED/1022/2021, de 27 de septiembre.

**Cuadro 17. Desvíos por actividad registrados en el año de gas 2021**

**1. Regasificación**

	octubre- diciembre 2020	enero- septiembre 2021	Año gas 2021
<b>Retribución (€) (1) (C) = (B) - (A)</b>	<b>5.260.469</b>	<b>569.409</b>	<b>5.829.879</b>
Previsión inicial (A)	68.700.679	195.737.784	264.438.463
Real (B)	73.961.148	196.307.193	270.268.341
<b>Ingresos (€) (F) = (D) - (E)</b>	<b>- 13.492.447</b>	<b>- 35.767.769</b>	<b>- 49.260.216</b>
Previsión inicial (D)	66.726.839	200.180.517	266.907.356
Real (E)	53.234.392	164.412.748	217.647.140
<b>Impacto en retribución ejercicio 2023 (C) - (F)</b>	<b>18.752.917</b>	<b>36.337.178</b>	<b>55.090.095</b>

(1) Excluidas las primas de las subastas y la retribución asociada a otros costes de regasificación

**2. Transporte (reserva de capacidad)**

	octubre- diciembre 2020	enero- septiembre 2021	Año gas 2021
<b>Retribución (€) (C) = (B) - (A)</b>	<b>- 2.424.932</b>	<b>- 11.635.722</b>	<b>- 14.060.655</b>
Previsión inicial (A)	45.373.880	122.024.886	167.398.766
Real (B)	42.948.948	110.389.163	153.338.111
<b>Ingresos (€) (F) = (D) - (E)</b>	<b>- 1.231.835</b>	<b>9.139.076</b>	<b>7.907.241</b>
Previsión inicial (D)	42.471.237	126.490.424	168.961.661
Real (E)	41.239.402	135.629.500	176.868.902
<b>Impacto en retribución ejercicio 2023 (C) - (F)</b>	<b>- 1.193.097</b>	<b>- 20.774.798</b>	<b>- 21.967.895</b>

**3. Término de conducción**

	octubre- diciembre 2020	enero- septiembre 2021	Año gas 2021
<b>Retribución (€) (C) = (B) - (A)</b>	<b>- 18.245.038</b>	<b>- 67.841.667</b>	<b>- 86.086.705</b>
Previsión inicial (A)	580.372.501	1.644.760.548	2.225.133.049
Real (B)	562.127.463	1.576.918.882	2.139.046.344
<b>Ingresos (€) (F) = (D) - (E)</b>	<b>156.906.789</b>	<b>41.316.943</b>	<b>198.223.732</b>
Previsión inicial (D)	557.814.621	1.661.317.457	2.219.132.078
Real (E)	714.721.410	1.702.634.400	2.417.355.810
<b>Impacto en retribución ejercicio 2023 (C) - (F)</b>	<b>- 175.151.827</b>	<b>- 109.158.610</b>	<b>- 284.310.437</b>

*Fuente: Resolución de 22 de septiembre de 2020, Liquidación definitiva de 2020 y Liquidación provisional 11/2021*

## 6.2. Previsión de cierre del año de gas 2022

En relación con los desvíos que pudieran derivarse del ejercicio 2022, 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 2022 en el ejercicio 2023, ya que, por una parte, la Resolución que establece la retribución para el año de gas 2023 contempla que los desvíos de ejercicios anteriores al año 2023 serán incorporados en las liquidaciones de los ejercicios correspondientes.

Y, por otra parte, no cabe imputar desvíos de ingresos del ejercicio 2022 en el ejercicio 2023, en la medida en que no se dispone de los ingresos reales del ejercicio 2022<sup>16</sup>.

Respecto de las primas, la Circular 6/2020 establece, que las primas obtenidas en las subastas de capacidad de los puntos de entrada y puntos de salida de la red de transporte y las primas resultantes de los procedimientos de asignación de capacidad imputables a la actividad de regasificación serán tenidas en cuenta en la determinación de los respectivos peajes.

En todo caso, teniendo en cuenta que el 61 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, establece unos límites al desajuste anual de ingresos y costes de un ejercicio, se hace necesario el análisis de la suficiencia de los peajes del ejercicio 2022 para cubrir los costes previstos.

A efectos de facilitar la comprensión del desvío de ingresos previsto para el cierre del año de gas 2022, en el Cuadro 18 se compara el escenario de demanda implícito en la Resolución de 27 de mayo de 2021<sup>17</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 2022 resulta un 7,3% 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 16 bar,

---

<sup>16</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

<sup>17</sup> Resolución de 27 de mayo de 2021, 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 2022, cuya Memoria está disponible en [https://www.cnmc.es/sites/default/files/3533595\\_6.pdf](https://www.cnmc.es/sites/default/files/3533595_6.pdf)

parcialmente compensado por la contracción de la demanda de los consumidores industriales. En coherencia, se prevé también un aumento de la capacidad contratada equivalente sobre la inicialmente prevista del 16,9%.

**Cuadro 18. Previsión inicial y de cierre de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada para el año de gas 2022**

Tipo de consumo	Previsión inicial del año de gas 2022 (A)			Previsión de cierre del año de gas 2022 (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>41</b>	<b>270.592.739</b>	<b>65.267.378</b>	<b>39</b>	<b>461.996.129</b>	<b>92.300.142</b>	<b>-4,9%</b>	<b>70,7%</b>	<b>41,4%</b>
Península	38	214.542.379	58.242.611	36	396.054.529	84.292.552	-5,3%	84,6%	44,7%
Balears	3	56.050.360	7.024.767	3	65.941.600	8.007.590	0,0%	17,6%	14,0%
<b>Convencional</b>	<b>8.025.741</b>	<b>1.168.418.550</b>	<b>272.028.062</b>	<b>8.040.386</b>	<b>1.219.908.194</b>	<b>269.715.286</b>	<b>0,2%</b>	<b>4,4%</b>	<b>-0,9%</b>
P > 60 bar	85	236.600.500	75.325.434	84	233.776.754	69.075.035	-1,2%	-1,2%	-8,3%
16 bar < P ≤ 60 bar	156	122.947.633	35.813.104	158	119.270.118	34.026.423	1,2%	-3,0%	-5,0%
4 bar < P ≤ 16 bar	3.636	363.344.507	91.341.390	3.685	376.771.878	96.753.923	1,3%	3,7%	5,9%
P ≤ 4 bar (T&D)	7.856.211	437.279.284	68.276.801	7.869.295	481.651.576	68.528.597	0,2%	10,1%	0,4%
P ≤ 4 bar (PS)	165.653	8.246.625	1.271.334	167.165	8.437.867	1.331.308	0,9%	2,3%	4,7%
<b>Total</b>	<b>8.025.782</b>	<b>1.439.011.289</b>	<b>337.295.440</b>	<b>8.040.425</b>	<b>1.681.904.323</b>	<b>362.015.428</b>	<b>0,2%</b>	<b>16,9%</b>	<b>7,3%</b>

Fuente: CNMC y Resolución de 27 de mayo de 2021

El incremento de la demanda se prevé que será abastecido en una proporción de GN/GNL similar a la inicialmente prevista para el ejercicio, pasando la relación de GN/GNL del 57,1% al 59,0%. En consecuencia, el volumen y la capacidad contratada de entrada al sistema aumentan el 8,2% y 10,5%, respectivamente, respecto de los implícitos en la Resolución de 27 de mayo de 2021 (véanse Cuadro 19 y Cuadro 20).

**Cuadro 19. Previsión inicial y de cierre del volumen y de la capacidad contratada de entrada a la red de transporte para el año de gas 2022, desagregada por punto de entrada**

Puntos de entrada	Previsión inicial del año de gas 2022 (A)			Previsión de cierre del año de gas 2022 (B)			% 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>142.324.758</b>	<b>608.842.319</b>	<b>64,0%</b>	<b>152.010.601</b>	<b>601.519.654</b>	<b>69,2%</b>	<b>6,8%</b>	<b>-1,2%</b>	<b>8,1%</b>
CI Tarifa	45.692.004	186.168.209	67,2%	4.345.626	31.349.717	38,0%	-90,5%	-83,2%	-43,5%
CI Almería	63.122.370	224.308.457	77,1%	100.475.558	330.257.350	83,4%	59,2%	47,2%	8,1%
CI Biniatou	8.321.251	49.609.620	46,0%	11.228.978	57.518.521	53,5%	34,9%	15,9%	16,4%
CI Larrau	22.883.441	136.426.454	46,0%	30.879.690	158.175.932	53,5%	34,9%	15,9%	16,4%
CI Badajoz	1.585.163	8.476.587	51,2%	3.493.015	16.649.966	57,5%	120,4%	96,4%	12,2%
CI Tuy	720.529	3.852.994	51,2%	1.587.734	7.568.167	57,5%	120,4%	96,4%	12,2%
<b>Desde planta de regasificación</b>	<b>207.046.634</b>	<b>655.517.466</b>	<b>86,5%</b>	<b>231.436.039</b>	<b>824.126.464</b>	<b>76,9%</b>	<b>11,8%</b>	<b>25,7%</b>	<b>-11,1%</b>
Barcelona	37.279.182	118.027.299	86,5%	34.735.809	123.691.623	76,9%	-6,8%	4,8%	-11,1%
Cartagena	37.393.048	118.387.803	86,5%	36.509.678	130.008.238	76,9%	-2,4%	9,8%	-11,1%
Huelva	45.950.123	145.479.827	86,5%	48.380.528	172.279.449	76,9%	5,3%	18,4%	-11,1%
Bilbao	46.404.783	146.919.296	86,5%	55.516.244	197.689.201	76,9%	19,6%	34,6%	-11,1%
Sagunto	18.069.614	57.209.081	86,5%	29.518.688	105.113.846	76,9%	63,4%	83,7%	-11,1%
Mugardos	21.949.884	69.494.161	86,5%	26.775.093	95.344.106	76,9%	22,0%	37,2%	-11,1%
<b>Desde AA.SS.</b>	<b>12.714.609</b>	<b>62.179.775</b>	<b>56,0%</b>	<b>8.785.848</b>	<b>41.654.836</b>	<b>57,8%</b>	<b>-30,9%</b>	<b>-33,0%</b>	<b>3,1%</b>
Serrablo	3.573.623	17.592.291	55,7%	2.506.948	12.123.201	56,7%	-29,8%	-31,1%	1,8%
Gaviota	5.510.461	26.925.941	56,1%	3.519.287	16.431.491	58,7%	-36,1%	-39,0%	4,7%
Yela	3.260.328	1.870.423	477,6%	2.729.013	12.967.461	57,7%	-16,3%	593,3%	-87,9%
Marismas	370.196	15.791.119	6,4%	30.600	132.683	63,2%	-91,7%	-99,2%	883,8%
<b>Otros</b>	<b>454.715</b>	<b>2.439.288</b>	<b>51,1%</b>	<b>192.911</b>	<b>817.533</b>	<b>64,6%</b>	<b>-57,6%</b>	<b>-66,5%</b>	<b>26,6%</b>
Yac. Marismas	7.665	27.300	76,9%	-	-	-	-100,0%	-100,0%	-
YAC Alnalcázar	-	-	-	750	140.411	1,5%	-	-	-
Yac. Poseidon	58.084	568.500	28,0%	-	-	-	-100,0%	-100,0%	-
Yac. Viura	314.634	1.507.920	57,2%	44.597	168.363	72,6%	-85,8%	-88,8%	26,9%
BIO Madrid	74.332	335.568	60,7%	147.565	508.759	79,5%	98,5%	51,6%	30,9%
BIO La Galera (15.03A)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Medina Sidonia (K07)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Tudela (28A)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Mascarague (F25)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Sagunto (15.11)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Sevilla (F07)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>362.540.715</b>	<b>1.328.978.849</b>	<b>74,7%</b>	<b>392.425.400</b>	<b>1.468.118.486</b>	<b>73,2%</b>	<b>8,2%</b>	<b>10,5%</b>	<b>-2,0%</b>

Fuente: CNMC y Resolución de 27 de mayo de 2021

**Cuadro 20. Previsión inicial y de cierre del volumen y de la capacidad contratada de salida de la red de transporte para el año de gas 2022, desagregada por punto de salida**

Puntos de salida	Previsión inicial del año de gas 2022 (A)			Previsión de cierre del año de gas 2022 (B)			% 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>13.544.872</b>	<b>154.632.772</b>	<b>24,0%</b>	<b>17.281.821</b>	<b>154.193.139</b>	<b>30,7%</b>	<b>27,6%</b>	<b>-0,3%</b>	<b>28,0%</b>
CI Tarifa	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CI Biniatou	2.435.417	34.218.769	19,5%	3.805.951	37.277.642	28,0%	56,3%	8,9%	43,5%
CI Larrau	6.697.396	94.101.615	19,5%	10.466.366	102.513.515	28,0%	56,3%	8,9%	43,5%
CI Badajoz	4.105.667	24.485.139	45,9%	2.800.510	13.401.845	57,3%	-31,8%	-45,3%	24,6%
CI Tuy	306.393	1.827.249	45,9%	208.993	1.000.138	57,3%	-31,8%	-45,3%	24,6%
<b>Planta de regasificación</b>	<b>1.825.000</b>	<b>5.431.027</b>	<b>92,1%</b>	<b>8.870</b>	<b>69.168</b>	<b>35,1%</b>	<b>-99,5%</b>	<b>-98,7%</b>	<b>-61,8%</b>
Barcelona	328.595	977.868	92,1%	1.436	11.197	35,1%	-99,6%	-98,9%	-61,8%
Cartagena	329.599	980.855	92,1%	1.280	9.981	35,1%	-99,6%	-99,0%	-61,8%
Huelva	405.025	1.205.315	92,1%	1.842	14.362	35,1%	-99,5%	-98,8%	-61,8%
Bilbao	409.032	1.217.241	92,1%	2.023	15.779	35,1%	-99,5%	-98,7%	-61,8%
Sagunto	159.274	473.983	92,1%	955	7.447	35,1%	-99,4%	-98,4%	-61,8%
Mugardos	193.476	575.766	92,1%	1.334	10.403	35,1%	-99,3%	-98,2%	-61,8%
<b>Desde AA.SS.</b>	<b>12.298.122</b>	<b>59.435.137</b>	<b>56,7%</b>	<b>12.235.523</b>	<b>46.311.929</b>	<b>72,4%</b>	<b>-0,5%</b>	<b>-22,1%</b>	<b>27,7%</b>
Serrablo	3.872.157	18.675.339	56,8%	4.256.665	16.932.068	68,9%	9,9%	-9,3%	21,2%
Gaviota	4.042.770	19.541.465	56,7%	3.814.733	11.445.932	91,3%	-5,6%	-41,4%	61,1%
Yela	3.527.951	4.168.961	231,8%	4.164.125	17.933.929	63,6%	18,0%	330,2%	-72,6%
Marismas	855.243	17.049.373	13,7%	-	-	-	-100,0%	-100,0%	-
<b>Salida nacional</b>	<b>336.024.106</b>	<b>1.437.426.162</b>	<b>64,0%</b>	<b>360.684.120</b>	<b>1.637.973.431</b>	<b>60,3%</b>	<b>7,3%</b>	<b>14,0%</b>	<b>-5,8%</b>
P > 60 bar	140.568.842	509.216.185	75,6%	161.114.825	638.511.956	69,1%	14,6%	25,4%	-8,6%
16 bar < P ≤ 60 bar	35.813.104	124.156.111	79,0%	34.026.423	124.215.860	75,0%	-5,0%	0,0%	-5,0%
4 bar < P ≤ 16 bar	91.365.359	366.774.581	68,2%	97.014.275	388.609.107	68,4%	6,2%	6,0%	0,2%
P ≤ 4 bar	68.276.801	437.279.284	42,8%	68.528.597	486.636.509	38,6%	0,4%	11,3%	-9,8%
<b>TOTAL</b>	<b>363.692.100</b>	<b>1.656.925.098</b>	<b>60,1%</b>	<b>390.210.335</b>	<b>1.838.547.667</b>	<b>58,1%</b>	<b>7,3%</b>	<b>11,0%</b>	<b>-3,3%</b>

Fuente: CNMC y Resolución de 27 de mayo de 2021

En coherencia con lo anterior, se prevé un aumento tanto del volumen como del caudal en todos los peajes de actividad de regasificación (véase Cuadro 21).

**Cuadro 21. Previsión inicial y de cierre de las variables de facturación de la actividad de regasificación para el año de gas 2022**

	Previsión inicial del año de gas 2022 (A)			Previsión de cierre del año de gas 2022 (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Volumen (MWh)	Caudal facturado equivalente (MWh/día)/mes	Nº de barcos	Volumen (MWh)	Caudal facturado equivalente (MWh/día)/mes	Nº de barcos	Volumen	Caudal facturado equivalente	Nº de barcos
Descarga de GNL	222.495.186		233	281.542.271		296	26,5%		27,0%
S ( T < 40.000 m3 de GNL)	35.053		1	-		-	-100,0%		-100,0%
M ( 40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	2.697.267		6	3.900.000		8	44,6%		42,8%
L ( 75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	84.349.086		96	176.831.000		185	109,6%		93,4%
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	130.314.165		128	100.811.271		103	-22,6%		-19,7%
XXL ( T > 216.000 m3 de GNL)	5.099.615		3	-		-	-100,0%		-100,0%
Almacenamiento de GNL	3.062.984.831	13.722.268		4.026.469.921	17.339.689		31,5%	26,4%	
Vaporización	207.046.634	670.410		231.436.039	828.174		11,8%	23,5%	
Carga en Cisternas	14.473.937	53.341		14.818.665	67.239		2,4%	26,1%	
Trasvase de GNL planta a buque	2.866.815			16.476.843		54	474,7%		
Puesta en frío	-			176.898		9			
Trasvase de buque a buque	-			-		-			
Liquefacción Virtual		5.431			52			-99,0%	

Fuente: CNMC y Resolución de 27 de mayo de 2021

En el Cuadro 22 se muestran los ingresos que resultan de aplicar a las variables de facturación previstas para el cierre del año de gas 2022, los peajes establecidos en la Resolución de 27 de mayo de 2021. Como resultado de lo anterior se estiman en 400.314.889 € los ingresos procedentes de la aplicación de peajes de la actividad de regasificación, en 534.189.602 € los ingresos procedentes de la aplicación de peajes de transporte y en 1.571.838.920 € los ingresos de procedentes de la aplicación de peajes de redes locales. En todos los casos, los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2022 superan a los inicialmente previstos para el ejercicio.

**Cuadro 22. Previsión inicial y de cierre de los ingresos de peajes de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2022**

	Previsión inicial (A)	Previsión de cierre (B)	Diferencia (B) - (A)	% variación (B) sobre (A)
<b>Ingresos por peajes y cánones</b>	<b>2.377.785.558</b>	<b>2.506.343.411</b>	<b>128.557.853</b>	<b>27,3%</b>
<b>Regasificación</b>	<b>346.523.617</b>	<b>400.314.889</b>	<b>53.791.273</b>	<b>15,5%</b>
<b>Peajes asociados a prestación de servicios</b>	<b>238.689.077</b>	<b>292.567.861</b>	<b>53.878.783</b>	<b>22,6%</b>
Descarga de Buques	13.842.570	17.293.896	3.451.326	24,9%
Almacenamiento de GNL	77.653.822	97.504.732	19.850.910	25,6%
Vaporización	133.648.863	159.072.701	25.423.839	19,0%
Carga en Cisternas	13.067.867	16.193.063	3.125.196	23,9%
Trasvase de GNL planta a buque	413.035	2.372.666	1.959.631	474,4%
Puesta en frío		-	-	
Trasvase de buque a buque		130.196	130.196	
Liquefacción Virtual	62.921	607	- 62.314	-99,0%
<b>Peaje de otros costes de regasificación</b>	<b>107.834.539</b>	<b>107.747.029</b>	<b>- 87.510</b>	<b>-0,1%</b>
Suministrados desde redes	103.765.837	103.951.874	186.036	0,2%
Planta Satélite Unicliente	4.068.702	3.795.155	- 273.547	-6,7%
<b>Transporte</b>	<b>485.031.824</b>	<b>534.189.602</b>	<b>49.157.778</b>	<b>10,1%</b>
<b>Entrada a la red</b>	<b>147.907.676</b>	<b>159.310.539</b>	<b>11.402.863</b>	<b>7,7%</b>
<b>Salida de la red de transporte</b>	<b>337.124.148</b>	<b>374.879.063</b>	<b>37.754.915</b>	<b>11,2%</b>
Conexiones internacionales	35.849.797	35.599.121	- 250.675	-0,7%
Plantas de regasificación	1.365.533	17.157	- 1.348.376	-98,7%
Almacenamientos subterráneos	203.859	208.004	4.145	2,0%
Salida nacional	299.704.959	339.054.781	39.349.822	13,1%
<b>Redes locales</b>	<b>1.546.230.117</b>	<b>1.571.838.920</b>	<b>25.608.803</b>	<b>1,7%</b>
P > 60 bar	97.211.809	127.914.286	30.702.477	31,6%
16 bar < P ≤ 60 bar	29.267.349	27.756.056	- 1.511.294	-5,2%
4 bar < P ≤ 16 bar	140.803.332	143.391.291	2.587.959	1,8%
P ≤ 4 bar (T&D)	1.261.319.027	1.255.189.266	- 6.129.761	-0,5%
P ≤ 4 bar (PS)	17.628.601	17.588.021	- 40.579	-0,2%

*Fuente: CNMC, Resolución de 27 de mayo de 2021 y memoria que la acompaña*

Por lo que respecta a los costes, en el Cuadro 23 se comparan las retribuciones consideradas en la determinación de los peajes para el ejercicio 2022 y la retribución actualizada con la última información disponible. Cabe señalar que, la retribución del ejercicio 2022 tras la actualización resulta similar a la inicialmente prevista para el ejercicio, registrándose los únicos desvíos relevantes en el coste del gas de operación (motivado por el incremento de los precios del gas natural en los mercados) y en la retribución de la actividad de distribución (motivado por la mayor demanda esperada para el ejercicio).

**Cuadro 23. Previsión inicial y de cierre de la retribución de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2022**

Previsión año de gas 2022				
Costes regulados (miles €)	Previsión inicial 2022 (A)	Previsión de cierre 2022 (B)	Diferencia (B) - (A)	% variación (B) sobre (A)
<b>Regasificación</b>	<b>346.523.617</b>	<b>298.751.518</b>	<b>- 47.772.099</b>	<b>-13,8%</b>
Retribución a la inversión	173.478.773	173.978.773	500.000	0,3%
Retribución O&M	129.411.200	129.411.200	-	0,0%
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	- 112.472.994	- 48.272.099	75,2%
<b>Transporte</b>	<b>485.031.824</b>	<b>526.864.014</b>	<b>41.832.189</b>	<b>8,6%</b>
Retribución a la inversión	373.955.174	373.809.235	- 145.939	0,0%
Retribución O&M	99.038.291	99.038.291	-	0,0%
Gas de operación	12.038.359	54.016.487	41.978.128	348,7%
Primas de las subastas	-	-	-	-
<b>Redes locales</b>	<b>1.550.006.181</b>	<b>1.611.243.598</b>	<b>61.237.416</b>	<b>4,0%</b>
<b>Red de influencia local</b>	<b>148.647.579</b>	<b>152.788.423</b>	<b>4.140.844</b>	<b>2,8%</b>
Retribución a la inversión	108.790.042	108.923.439	133.397	0,1%
Retribución O&M	38.159.367	38.159.367	-	0,0%
Gas de Operación	1.698.170	5.705.617	4.007.447	236,0%
<b>Red de transporte secundario</b>	<b>68.093.963</b>	<b>70.243.767</b>	<b>2.149.804</b>	<b>3,2%</b>
Retribución a la inversión	51.248.956	51.209.177	- 39.779	-0,1%
Retribución O&M	15.913.463	15.904.729	- 8.734	-0,1%
Gas de Operación	931.545	3.129.861	2.198.316	236,0%
<b>Red de distribución</b>	<b>1.333.264.639</b>	<b>1.388.211.408</b>	<b>54.946.769</b>	<b>4,1%</b>
<b>Total</b>	<b>2.381.561.622</b>	<b>2.436.859.129</b>	<b>55.297.507</b>	<b>2,3%</b>

Fuente: CNMC, Resolución de 27 de mayo de 2021 y memoria que la acompaña

Teniendo en cuenta lo anterior, cabe concluir que los peajes del ejercicio 2022 son suficientes para cubrir la retribución prevista, registrándose un desvío de ingresos positivo en los peajes de regasificación y transporte. Considerando que la previsión de demanda se realiza con únicamente información real de los cuatro primeros meses del año de gas, y la elevada incertidumbre en el contexto actual, por el principio de prudencia no procede incluir los desvíos en el ejercicio del 2023, no obstante, los desvíos producidos en las primas de las subastas de regasificación sí procede incluirlos en la determinación de los peajes de regasificación de 2023, dado que se corresponden con valores reales.

**Cuadro 24. Estimación de los desvíos en la retribución e ingresos de los peajes de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2022**

	Regasificación	Transporte	Redes locales
<b>Retribución (€) (1) (C) = (B) - (A)</b>	<b>500.000</b>	<b>41.832.189</b>	<b>61.237.416</b>
Previsión inicial (A)	410.724.512	485.031.824	1.550.006.181
Previsión de cierre (B)	411.224.512	526.864.014	1.611.243.598
<b>Ingresos (€) (F) = (D) - (E)</b>	<b>53.791.273</b>	<b>49.157.778</b>	<b>25.608.803</b>
Previsión inicial (D)	346.523.617	485.031.824	1.546.230.117
Previsión de cierre (E)	400.314.889	534.189.602	1.571.838.920
<b>Primas de las subastas (€) (I) = (G) - (H)</b>	<b>48.272.099</b>	-	-
Previsión inicial (G)	64.200.896	-	-
Previsión de cierre (H)	112.472.994	-	-
<b>Desvío (-) menor coste/ (+) mayor coste (C) - (F) - (I)</b>	<b>- 101.563.372</b>	<b>- 7.325.588</b>	<b>35.628.613</b>

Fuente: CNMC, Resolución de 27 de mayo de 2021 y memoria que la acompaña

## 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 2025-2026, (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 2025-2026.

## 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>18</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).

### 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, Biriattou y Larrau).
- b) Las entradas desde las plantas de regasificación: Barcelona, Huelva, Cartagena, Bilbao, Sagunto y Mugaros.
- c) Las entradas desde los yacimientos de Marismas, Poseidón, Viura y Alnalcázar.
- d) Las entradas desde las siguientes plantas de Biogás: Planta de biogás de Madrid y las que de acuerdo con la información facilitada por el GTS tienen previsto instalarse en los siguientes puntos de red de transporte troncal

---

<sup>18</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>)

hasta el año de gas 2025-2026: posiciones 15.03A, K07, 28A, F25, 15.11 y F07.

- 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 25 y en el Cuadro 26 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 2023. 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 25. Capacidad contratada equivalente y volumen previstos para año de gas 2023 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>156.614.721</b>	<b>585.134.472</b>	<b>73,3%</b>
CI Tarifa	-	-	
CI Almería	106.452.196	349.735.857	83,4%
CI Biriattou	11.896.917	57.272.583	56,9%
CI Larrau	32.716.522	157.499.602	6,6%
CI Badajoz	3.814.997	14.180.671	33,5%
CI Tuy	1.734.089	6.445.759	73,7%
<b>Desde planta de regasificación</b>	<b>216.925.254</b>	<b>763.226.120</b>	<b>77,9%</b>
Barcelona	32.557.912	114.551.203	77,9%
Cartagena	34.220.561	120.401.040	77,9%
Huelva	45.347.122	159.548.542	77,9%
Bilbao	52.035.436	183.080.593	77,9%
Sagunto	27.667.899	97.346.264	77,9%
Mugaros	25.096.324	88.298.478	77,9%
<b>Desde AA.SS.</b>	<b>9.207.881</b>	<b>40.538.759</b>	<b>62,2%</b>
Serrablo	2.587.950	11.445.832	61,9%
Gaviota	3.252.534	14.270.485	62,4%
Yela	3.327.670	14.660.948	62,2%
Marismas	39.728	161.494	67,4%
<b>Otros</b>	<b>297.471</b>	<b>1.170.927</b>	<b>69,6%</b>
Yac. Marismas	-	-	
YAC Alnazzázar	750	139.786	1,5%
Yac. Poseidon	-	-	
Yac. Viura	49.719	187.041	72,8%
BIO Madrid	147.565	504.284	80,2%
BIO La Galera (15.03A)	99.438	339.816	80,2%
BIO Medina Sidonia (K07)	-	-	
BIO Tudela (28A)	-	-	
BIO Mascaraque (F25)	-	-	
BIO Sagunto (15.11)	-	-	
BIO Sevilla (F07)	-	-	
<b>TOTAL</b>	<b>383.045.328</b>	<b>1.390.070.279</b>	<b>75,5%</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 26. Capacidad contratada equivalente y volumen previstos para año de gas 2023 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>17.373.304</b>	<b>154.193.139</b>	<b>30,9%</b>
CI Tarifa	-	-	
CI Biriadou	3.805.951	37.277.642	28,0%
CI Larrau	10.466.366	102.513.515	28,0%
CI Badajoz	2.885.641	13.401.845	59,0%
CI Tuy	215.346	1.000.138	59,0%
<b>Planta de regasificación</b>	<b>8.870</b>	<b>69.168</b>	<b>35,1%</b>
Barcelona	1.436	11.197	35,1%
Cartagena	1.280	9.981	35,1%
Huelva	1.842	14.362	35,1%
Bilbao	2.023	15.779	35,1%
Sagunto	955	7.447	35,1%
Mugardos	1.334	10.403	35,1%
<b>Desde AA.SS.</b>	<b>9.865.532</b>	<b>46.311.929</b>	<b>58,4%</b>
Serrablo	3.591.156	16.932.068	58,1%
Gaviota	2.492.944	11.445.932	59,7%
Yela	3.781.431	17.933.929	57,8%
Marismas	-	-	
<b>Salida nacional</b>	<b>354.151.998</b>	<b>1.637.973.431</b>	<b>59,2%</b>
P > 60 bar	149.652.595	638.511.956	64,2%
16 bar < P ≤ 60 bar	35.405.936	124.215.860	78,1%
4 bar < P ≤ 16 bar	99.792.347	388.609.107	70,4%
P ≤ 4 bar	69.301.120	486.636.509	39,0%
<b>TOTAL</b>	<b>381.399.704</b>	<b>1.838.547.667</b>	<b>56,8%</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 2023, en la determinación de los peajes se ha considerado la retribución asociada a la red de transporte troncal prevista para el ejercicio la Resolución de retribución 2023.

Respecto de los desvíos de retribución e ingresos de ejercicios anteriores, como se indica en el epígrafe 6 no procede su inclusión.

Finalmente, respecto de las primas de las subastas de capacidad se indica que, hasta la fecha de elaboración de la memoria, no se han registrado primas en las subastas de capacidad de la red de transporte.

En el Cuadro 27 se resumen la retribución de la retribución asociada al transporte troncal prevista para el año de gas 2023 que se ha considerado en la determinación de los peajes correspondientes.

**Cuadro 27. Retribución de la red de transporte troncal prevista para el año de gas 2023**

Retribución de la actividad de transporte troncal (€)	Año de gas 2023	% sobre el total
<b>Retribución prevista para el ejercicio</b>	<b>488.478.501</b>	<b>100,0%</b>
Retribución a la inversión	208.698.627	42,7%
Retribución O&M	99.038.291	20,3%
Retribución por productividad y eficiencia (ARPE)	133.837.555	27,4%
Gas de operación	46.904.028	9,6%
<b>Revisión retribución de ejercicios anteriores</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
<b>Diferencias de ingresos de ejercicios anteriores</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
<b>Compensaciones por interrumpibilidad</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
<b>Primas de las subastas</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
<b>Total</b>	<b>488.478.501</b>	<b>100,0%</b>

*Fuente: CNMC, Propuesta Resolución por la que se establece la retribución del transporte, la distribución y la regasificación para el año de gas 2023*

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 27 de mayo de 2021, para el año de gas 2023 el 35% 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 65% 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 28 se muestra la retribución asociada a la red troncal prevista para el año de gas 2023 que debe recuperarse mediante los términos fijos y variables de los peajes de transporte.

**Cuadro 28. Retribución asociada a la red de transporte troncal prevista para el año de gas 2023 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 2023	% sobre el total	Término de capacidad [(A) + (B) + (C)] * 35%		Término variable
			Entrada	Salida	
Retribución a la inversión	208.698.627 (A)	42,7%	73.044.519	135.654.107	
Retribución O&M	99.038.291 (B)	20,3%	34.663.402	64.374.889	
Retribución ARPE	133.837.555 (C)	27,4%	46.843.144	86.994.411	
Gas de operación	46.904.028 (D)	9,6%			46.904.028
<b>Total</b>	<b>488.478.501</b>	<b>100,0%</b>	<b>154.551.066</b>	<b>287.023.408</b>	<b>46.904.028</b>

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 29 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 29. 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>19</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	-	891	0,000%	-	138,93
CI Almería	349.736	799	28,192%	43.570.704	124,58
CI Biriattou	57.273	639	3,694%	5.709.859	99,70
CI Larrau	157.500	595	9,458%	14.618.132	92,81
CI Badajoz	14.181	996	1,425%	2.202.985	155,35
CI Tuy	6.446	1.138	0,740%	1.143.766	177,44
PR Barcelona	114.551	621	7,180%	11.096.376	96,87
PR Cartagena	120.401	687	8,346%	12.898.149	107,13
PR Huelva	159.549	861	13,865%	21.428.057	134,30
PR Bilbao	183.081	579	10,690%	16.520.821	90,24
PR Sagunto	97.346	534	5,246%	8.107.405	83,28
PR Mugardos	88.298	993	8,851%	13.679.798	154,93
YAC Marismas	-	823	0,000%	-	128,29
YAC Aznalcázar	140	802	0,011%	17.489	125,12
YAC Poseidón	-	849	0,000%	-	132,37
YAC Viura	187	459	0,009%	13.398	71,63
BIO Madrid	504	489	0,025%	38.450	76,25
BIO La Galera (15.03A)	340	511	0,018%	27.100	79,75
BIO Medina Sidonia (K07)	-	851	0,000%	-	132,80
BIO Tudela (28A)	-	459	0,000%	-	71,62
BIO Mascarague (F25)	-	541	0,000%	-	84,40
BIO Sagunto (15.11)	-	526	0,000%	-	82,04
BIO Sevilla (F07)	-	784	0,000%	-	122,27
AASS Serrablo	11.446	600	0,693%	1.070.464	93,52
AASS Gaviota	14.270	561	0,808%	1.248.675	87,50
AASS Marismas	161	823	0,013%	20.718	128,29
AASS Yela	14.661	498	0,737%	1.138.719	77,67
<b>TOTAL</b>	<b>1.390.070</b>	<b>713</b>	<b>100%</b>	<b>154.551.066</b>	<b>111,18</b>

Fuente: CNMC

Se indica que el término de capacidad de las entradas por la interconexión de Tarifa, por el yacimiento de Poseidón, y por las plantas de Biogás distintas de la de Madrid y la Galera resultan indeterminados al ser la previsión de capacidad contratada equivalente de inyección para el año de gas 2023 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.

<sup>19</sup> CI: Conexión internacional, PR: Planta de Regasificación, Yac.: Yacimiento, BIO: Planta de Biogás y AS: Almacenamiento subterráneo

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 30 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 30. 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	-	138,93	25,0%	-
CI Almería	349.736	124,58	12,1%	43.570.704
VIP Pirineos	214.772	94,65	-14,9%	20.327.991
VIP Ibérico	20.626	162,26	45,9%	3.346.751
Plantas GNL	763.226	109,71	-1,3%	83.730.606
AA.SS	40.539	85,81	-22,8%	3.478.576
YAC Marismas	-	128,29	15,4%	-
YAC Aznalcázar	140	125,12	12,5%	17.489
YAC Poseidón	-	132,37	19,1%	-
YAC Viura	187	71,63	-35,6%	13.398
BIO Madrid	504	76,25	-31,4%	38.450
BIO La Galera (15.03A)	340	79,75	-28,3%	27.100
BIO Medina Sidonia (K07)	-	132,80	19,4%	-
BIO Tudela (28A)	-	71,62	-35,6%	-
BIO Mascaraque (F25)	-	84,40	-24,1%	-
BIO Sagunto (15.11)	-	82,04	-26,2%	-
BIO Sevilla (F07)	-	122,27	10,0%	-
<b>TOTAL</b>	<b>1.390.070</b>	<b>111,18</b>	<b>0,0%</b>	<b>154.551.066</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 31).

**Cuadro 31. 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	-	138,93	-	154,00	-
CI Almería	349.736	124,58	43.570.704	138,09	48.294.547
VIP Pirineos	214.772	94,65	20.327.991	104,91	22.531.908
VIP Ibérico	20.626	162,26	3.346.751	179,85	3.709.599
Plantas GNL	763.226	94,46	72.092.052	104,70	79.908.119
YAC Marismas	-	128,29	-	142,20	-
YAC Aznalcázar	140	125,12	17.489	138,68	19.386
YAC Poseidón	-	132,37	-	146,72	-
YAC Viura	187	71,63	13.398	79,40	14.851
BIO Madrid	504	76,25	38.450	84,51	42.618
BIO La Galera (15.03A)	340	79,75	27.100	88,40	30.038
BIO Medina Sidonia (K07)	-	132,80	-	147,20	-
BIO Tudela (28A)	-	71,62	-	79,39	-
BIO Mascaraque (F25)	-	84,40	-	93,55	-
BIO Sagunto (15.11)	-	82,04	-	90,93	-
BIO Sevilla (F07)	-	122,27	-	135,53	-
<b>TOTAL INGRESOS (A)</b>	<b>1.349.532</b>	<b>103,32</b>	<b>139.433.936</b>	<b>114,52</b>	<b>154.551.066</b>
<b>TOTAL RETRIBUCIÓN (B)</b>			<b>154.551.066</b>		
<b>Factor de ajuste (B)/(A)</b>			<b>1,1084</b>		

Fuente: CNMC

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

En el Cuadro 32 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 propuesta de Resolución se dispone del resultado por punto de salida físico.

**Cuadro 32. 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	0	1.008	0,0000%	0	220,32
CI Biriattou	37.278	787	2,2335%	6.410.773	171,97
CI Larrau	102.514	777	6,0635%	17.403.523	169,77
CI Badajoz	13.402	891	0,9090%	2.608.919	194,67
CI Tuy	1.000	1.231	0,0938%	269.181	269,14
PR Barcelona	11	785	0,0007%	1.920	171,52
PR Cartagena	10	701	0,0005%	1.530	153,30
PR Huelva	14	1.032	0,0011%	3.240	225,62
PR Bilbao	16	797	0,0010%	2.750	174,30
PR Sagunto	7	629	0,0004%	1.024	137,52
PR Mugardos	10	1.147	0,0009%	2.608	250,75
AS Serrablo	16.932	734	0,9467%	2.717.112	160,47
AS Gaviota	11.446	692	0,6029%	1.730.508	151,19
AS Marismas	0	882	0,0000%	0	192,79
AS Yela	17.934	599	0,8185%	2.349.242	130,99
Salida nacional (1)	1.637.973	708	88,3277%	253.521.076	154,78
<b>TOTAL</b>	<b>1.838.548</b>	<b>714</b>	<b>100%</b>	<b>287.023.408</b>	<b>156,11</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 33 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 33. 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	1.637.973	154,78	-0,86%	253.521.076
CI Tarifa	-	220,32	41,13%	-
VIP Pirineos	139.791	170,36	9,12%	23.814.296
VIP Ibérico	14.402	199,84	28,01%	2.878.100
AA.SS	46.312	146,76	-5,99%	6.796.862
Plantas GNL	69	189,01	21,07%	13.074
<b>TOTAL</b>	<b>1.838.548</b>	<b>156,11</b>	<b>0,00%</b>	<b>287.023.408</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 34).

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 34. 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	1.637.973	154,78	253.521.076	158,53	259.670.201
CI Tarifa		220,32	-	225,67	
VIP Pirineos	139.791	170,36	23.814.296	174,49	24.391.909
VIP Ibérico	14.402	199,84	2.878.100	204,69	2.947.908
Plantas GNL	69	189,01	13.074	193,60	13.391
<b>TOTAL INGRESOS (A)</b>	<b>1.792.236</b>	<b>156,36</b>	<b>280.226.545</b>	<b>160,15</b>	<b>287.023.408</b>
<b>TOTAL RETRIBUCIÓN (B)</b>			<b>287.023.408</b>		
<b>Factor de ajuste (B)/(A)</b>			<b>1,0243</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 35).

**Cuadro 35. Obtención del término fijo por cliente del peaje de salida de la red de transporte troncal. Año de gas 2023**

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	4.585.125	82.355	158,53	13.055.823	2,85
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.877.590	174.145	158,53	27.607.513	9,59
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	387.460	58.798	158,53	9.321.345	24,06
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	56.796	48.903	158,53	7.752.613	136,50
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	20.742	81.221	158,53	12.876.012	620,77
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	2.280	28.451	158,53	4.510.427	1.978,61

Fuente: CNMC

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

En el Cuadro 36 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 36. Término variable de transporte.**

	<b>Retribución a recuperar a través del término variable (€)</b>
<b>Retribución del gas de operación (A)</b>	<b>46.904.028</b>
	<b>Volumen (MWh)</b>
<b>Variable inductora del coste (B)</b>	<b>764.445.032</b>
Volumen inyectado en la red troncal	383.045.328
Volumen extraído de la red troncal	381.399.704
	<b>Término variable (€/MWh)</b>
<b>Término variable del peaje (A)/(B)</b>	<b>0,061357</b>

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 37. 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
	2018	2019	2020	2021	
Trimestral	1,31	1,12	1,19	1,14	1,20
Mensual	1,43	1,17	1,33	1,26	1,30
Diario	1,73	1,38	1,57	1,50	1,50
Intradiario	-	-	-	-	5,70

Fuente: CNMC

**Cuadro 38. 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
	2018	2019	2020	2021	
Trimestral	1,32	1,11	1,19	1,17	1,20
Mensual	1,45	1,15	1,32	1,32	1,30
Diario	1,77	1,36	1,55	1,57	1,60
Intradiario	-	-	-	-	3,80

Fuente: CNMC

**Cuadro 39. 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	2018	2019	2020	2021	Promedio	
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	%
Enero	34.490	38.987	38.524	37.495	37.374	10,5%
Febrero	33.138	31.593	30.889	27.177	30.699	8,6%
Marzo	30.774	30.077	28.468	30.838	30.039	8,4%
Abril	25.715	29.374	22.601	29.791	26.870	7,5%
Mayo	25.322	29.283	21.571	25.851	25.507	7,1%
Junio	23.633	29.864	24.993	26.207	26.174	7,3%
Julio	23.495	33.596	30.335	26.630	28.514	8,0%
Agosto	23.136	31.933	27.705	26.110	27.221	7,6%
Septiembre	23.563	30.101	28.140	29.019	27.706	7,8%
Octubre	28.310	27.164	32.465	27.597	28.884	8,1%
Noviembre	35.648	33.316	34.685	31.375	33.756	9,4%
Diciembre	36.498	34.090	33.376	34.355	34.580	9,7%
<b>TOTAL</b>	<b>343.723</b>	<b>379.378</b>	<b>353.754</b>	<b>352.444</b>	<b>357.325</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	10,5%	1,403	1,40	1,8147	1,81
Febrero	8,6%	1,047	1,04	1,3536	1,35
Marzo	8,4%	1,013	1,01	1,3104	1,31
Abril	7,5%	0,858	0,85	1,1098	1,11
Mayo	7,1%	0,794	0,79	1,0270	1,03
Junio	7,3%	0,825	0,82	1,0673	1,07
Julio	8,0%	0,937	0,93	1,2125	1,21
Agosto	7,6%	0,875	0,87	1,1315	1,13
Septiembre	7,8%	0,898	0,89	1,1616	1,16
Octubre	8,1%	0,956	0,95	1,2360	1,24
Noviembre	9,4%	1,206	1,20	1,5592	1,56
Diciembre	9,7%	1,250	1,24	1,6163	1,62
<b>Promedio factores estacionales (P)</b>		<b>1,005</b>	<b>1,00</b>	<b>1,3000</b>	<b>1,30</b>
<b>Coefficiente de ajuste</b>		<b>0,995</b>			
<b>Potencia considerada</b>		<b>1,490</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		1,008	1,114	1,3369	1,34
Q2		0,790	0,873	1,0477	1,05
Q3		0,870	0,962	1,1543	1,15
Q4		0,951	1,051	1,2610	1,26
<b>Promedio factores estacionales (P)</b>		<b>0,905</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>1,105</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	1,396	1,396	2,2336	2,23
Febrero	1,041	1,041	1,6656	1,67
Marzo	1,008	1,008	1,6128	1,61
Abril	0,854	0,854	1,3664	1,37
Mayo	0,790	0,790	1,2640	1,26
Junio	0,821	0,821	1,3136	1,31
Julio	0,933	0,933	1,4928	1,49
Agosto	0,870	0,870	1,3920	1,39
Septiembre	0,894	0,894	1,4304	1,43
Octubre	0,951	0,951	1,5216	1,52
Noviembre	1,199	1,199	1,9184	1,92
Diciembre	1,243	1,243	1,9888	1,99
<b>Promedio factores estacionales (P)</b>	<b>1,000</b>	<b>1,000</b>	<b>1,6000</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	1,396	1,396	5,3000	5,30
Febrero	1,041	1,041	3,9600	3,96
Marzo	1,008	1,008	3,8300	3,83
Abril	0,854	0,854	3,2500	3,25
Mayo	0,790	0,790	3,0000	3,00
Junio	0,821	0,821	3,1200	3,12
Julio	0,933	0,933	3,5500	3,55
Agosto	0,870	0,870	3,3100	3,31
Septiembre	0,894	0,894	3,4000	3,40
Octubre	0,951	0,951	3,6100	3,61
Noviembre	1,199	1,199	4,5600	4,56
Diciembre	1,243	1,243	4,7200	4,72
<b>Promedio factores estacionales (P)</b>	<b>1,000</b>	<b>1,000</b>	<b>3,8008</b>	<b>3,80</b>
<b>Coefficiente de ajuste</b>	<b>1,000</b>			

Fuente: CNMC

Cabe señalar que los multiplicadores que resultan de la metodología de la Circular 6/2020 no varían respecto de los incluidos en la Resolución de peajes de 2022, con la excepción de los multiplicadores de aplicación a productos diarios e intradarios en la entrada, que se reducen el 6,3% y el 6,6%, respectivamente, como consecuencia de la actualización del periodo temporal considerado en el cálculo.

**Cuadro 40. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año aplicables a las entradas y salidas no nacionales de la red de transporte. Propuesta de Resolución vs Resolución de peajes 2022**

Mes	Resolución año de gas 2022				Resolución año de gas 2023				Tasa de variación (%)			
	Trimestral	Mensual	Diario	Intradiario	Trimestral	Mensual	Diario	Intradiario	Trimestral	Mensual	Diario	Intradiario
Entradas	1,20	1,30	1,60	6,10	1,20	1,30	1,50	5,70	0,0%	0,0%	-6,3%	-6,6%
Salida	1,20	1,30	1,60	3,80	1,20	1,30	1,60	3,80	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Fuente: CNMC y Resolución de 27 de mayo de 2021

En el caso de los multiplicadores aplicables a los consumidores nacionales, se produce, con carácter general, un incremento de los multiplicadores aplicables durante los meses de marzo a junio y en septiembre y una reducción durante el resto de los meses, tal y como se observa en el cuadro siguiente:

**Cuadro 41. 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. Propuesta de Resolución vs Resolución de peajes 2022**

Mes	Resolución año de gas 2022				Resolución año de gas 2023				Tasa de variación (%)			
	Trimestral	Mensual	Diario	Intradiario	Trimestral	Mensual	Diario	Intradiario	Trimestral	Mensual	Diario	Intradiario
Enero	1,33	1,85	2,28	5,41	1,34	1,81	2,23	5,30	0,8%	-2,2%	-2,2%	-2,0%
Febrero		1,40	1,72	4,09		1,35	1,67	3,96		-3,6%	-2,9%	-3,2%
Marzo		1,29	1,59	3,77		1,31	1,61	3,83		1,6%	1,3%	1,6%
Abril	1,03	1,03	1,26	3,00	1,05	1,11	1,37	3,25	1,9%	7,8%	8,7%	8,3%
Mayo		1,00	1,23	2,92		1,03	1,26	3,00		3,0%	2,4%	2,7%
Junio		1,06	1,31	3,10		1,07	1,31	3,12		0,9%	0,0%	0,6%
Julio	1,16	1,23	1,52	3,60	1,15	1,21	1,49	3,55	-0,9%	-1,6%	-2,0%	-1,4%
Agosto		1,13	1,39	3,29		1,13	1,39	3,31		0,0%	0,0%	0,6%
Septiembre		1,13	1,39	3,29		1,16	1,43	3,40		2,7%	2,9%	3,3%
Octubre	1,28	1,24	1,52	3,62	1,26	1,24	1,52	3,61	-1,6%	0,0%	0,0%	-0,3%
Noviembre		1,60	1,97	4,69		1,56	1,92	4,56		-2,5%	-2,5%	-2,8%
Diciembre		1,64	2,02	4,80		1,62	1,99	4,72		-1,2%	-1,5%	-1,7%
<b>Total</b>	<b>1,20</b>	<b>1,30</b>	<b>1,60</b>	<b>3,80</b>	<b>1,20</b>	<b>1,30</b>	<b>1,60</b>	<b>3,80</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>-0,1%</b>	<b>0,1%</b>

Fuente: CNMC y Resolución de 27 de mayo de 2021

## 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 5 de enero de 2021 y el 19 de enero de 2021 se produjo congestión física de gas, asociada a la Borrasca Filomena y la posterior ola de frío que se produjo, por lo que es necesario ofrecer para el año de gas 2023 peajes interrumpibles *ex ante* en la entrada desde Francia.

En el Cuadro 42 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 2021, se interrumpieron 11 días, en los años de gas restantes sólo se produjeron interrupciones en los años de gas 2019 (1 día) y 2017 (3 días).

**Cuadro 42. 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
2016	-	-	4.186.933	5	4.186.933	5	-	-
2017	23.081.518	5	81.589.114	13	104.670.632	16	6.750.828	3
2018	-	-	3.605.745	1	3.605.745	1	-	-
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	1.691.269.732	52	2.606.189.564	53	892.770.000	11

*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 2017 al año de gas 2021) y supuesta una duración media de las interrupciones de 16 horas continuadas (valor medio registrado en enero de 2021). 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 43).

**Cuadro 43. 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	3,00	10,20
Intradiaria	3,00	19,20
<b>Duración media de la interrupciones (horas)</b>	<b>16,00</b>	
<b>Capacidad a interrumpir (kWh/día)</b>		
Diaria	5.990.479	
Intradiaria	10.805.396	
<b>Capacidad contratada Interrumpible (kWh/día)</b>		
Diaria	12.526.852	12.744.020
Intradiaria	22.595.453	10.603.712

*Fuente: Enagás Transporte y GTS*

La probabilidad de interrupción para los contratos diarios que resulta de aplicar la fórmula establecida en el artículo 15.b de la Circular 6/2020 considerando los parámetros anteriores se estima en 4,77% para el producto diario y en 7,96% para el producto intradiario de 16 horas.

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<sup>20</sup>, se propone un valor de A=2, de forma que el descuento en el peaje interrumpible de entrada desde Francia se situará en el año de gas 2023 en el 9,5% para los productos diarios y en el 15,9% para los productos intradiarios.

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

<sup>20</sup> En Francia el descuento aplicable en los peajes interrumpibles en la salida por Pirineos es del 15%, en Italia del 15%, en Dinamarca los descuentos están entre el 5% y el 10%, en Portugal se ha propuesto un descuento del 7,1% para el peaje interrumpible en la interconexión para el año de gas 2023 actualmente en fase de tramitación.

- 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: 0,142364 €/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: 0,502751 €/kWh/día y año

En el resto de los puntos de entrada y salida se aplicará compensación *ex post* en el caso 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 90,4% de los costes asociados al servicio de transporte se recuperan a través del término de capacidad y el 9,60% de los costes se recuperan a través de un término por volumen (véase Cuadro 44).

**Cuadro 44. 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	441.574.473	90,40%
Volumen	46.904.028	9,60%
<b>Total</b>	<b>488.478.501</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 50% previsto en la Circular. En el año de gas 2023 el reparto entrada-salida es 35%-65%.

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 36,44% de la retribución del transporte troncal se recupera en los puntos de entrada y el 63,56% en los puntos de salida (véase Cuadro 45).

**Cuadro 45. 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	154.551.066	36,44%
	Volumen	23.502.499	
Salida	Capacidad	287.023.408	63,56%
	Volumen	23.502.499	
<b>Total</b>		<b>488.579.472</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 46 y Cuadro 47 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 46. 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	871.393.552	137.407.534	0,158	(A)
	Salida	1.187.267.065	260.265.737	0,219	
	<b>Total</b>	<b>2.058.660.617</b>	<b>397.673.271</b>	<b>0,193</b>	
No nacionales (Intersistema)	Entrada	118.964.484	17.143.532	0,144	(B)
	Salida	125.405.323	26.757.670	0,213	
	<b>Total</b>	<b>244.369.807</b>	<b>43.901.202</b>	<b>0,180</b>	
<b>Comp = 2*   (A) - (B)   / [(A) + (B)]</b>				<b>7,25%</b>	

Fuente: CNMC

**Cuadro 47. 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	871.393.552	137.407.534	0,158	(A)
	Salida	1.187.267.065	259.615.108	0,219	
	<b>Total</b>	<b>2.058.660.617</b>	<b>397.022.642</b>	<b>0,193</b>	
No nacionales (Intersistema)	Entrada	118.964.484	17.143.532	0,144	(B)
	Salida	125.405.323	27.408.300	0,219	
	<b>Total</b>	<b>244.369.807</b>	<b>44.551.832</b>	<b>0,182</b>	
<b>Comp = 2*   (A) - (B)   / [(A) + (B)]</b>				<b>5,62%</b>	

Fuente: CNMC

En el Cuadro 48 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 48. 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	365.672.024	22.436.526	0,0614	
	Salida	364.026.400	22.335.555	0,0614	
	<b>Total</b>	<b>729.698.424</b>	<b>44.772.081</b>	<b>0,0614</b>	(A)
No nacionales (Intersistema)	Entrada	17.373.304	1.065.973	0,0614	
	Salida	17.373.304	1.065.973	0,0614	
	<b>Total</b>	<b>34.746.608</b>	<b>2.131.946</b>	<b>0,0614</b>	(B)
<b>Comp = 2*  (A) - (B)  / [(A) + (B)]</b>				<b>0,00%</b>	

Fuente: CNMC

Por último, en el Cuadro 49 se muestra los ingresos obtenidos de los consumidores nacionales y no nacionales.

**Cuadro 49. 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	137.407.534	22.436.526	159.844.060	32,7%
	Salida	260.265.737	22.335.555	282.601.293	57,9%
	<b>Total</b>	<b>397.673.271</b>	<b>44.772.081</b>	<b>442.445.353</b>	<b>90,6%</b>
<b>No nacionales (Intersistema)</b>	Entrada	17.143.532	1.065.973	18.209.505	3,7%
	Salida	26.757.670	1.065.973	27.823.643	5,7%
	<b>Total</b>	<b>43.901.202</b>	<b>2.131.946</b>	<b>46.033.148</b>	<b>9,4%</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 2023 respecto de los peajes de transporte del año de gas 2022 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**, cabe señalar que se prevé un incremento de la capacidad contratada equivalente del año de gas 2023 respecto de la capacidad contratada equivalente prevista para el año de gas 2022 tanto en los puntos de entrada como en los puntos de salida, motivado, fundamentalmente, porque se estima una previsión de cierre para el año de gas 2022 superior a la inicialmente prevista para el ejercicio (véanse Cuadro 50 y Cuadro 51). En el epígrafe 6.2 se analiza en detalle las diferencias entre las variables de facturación inicialmente prevista para el ejercicio en la Resolución de peajes 2022 y la previsión de cierre.

**Cuadro 50. 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 2022 y previsión para el año de gas 2023, desgregado por punto de entrada**

Puntos de entrada	Previsión Resolución peajes 2022 (A)			Previsión 2023 (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>142.324.758</b>	<b>608.842.319</b>	<b>64,0%</b>	<b>156.614.721</b>	<b>585.134.472</b>	<b>73,3%</b>	<b>10,0%</b>	<b>-3,9%</b>	<b>14,5%</b>
Tarifa GME	45.692.004	186.168.209	67,2%	-	-	-	-100,0%	-100,0%	-
MEDGAZ	63.122.370	224.308.457	77,1%	106.452.196	349.735.857	83,4%	68,6%	55,9%	8,2%
Ci Biriadou	8.321.251	49.609.620	46,0%	11.896.917	57.272.583	56,9%	43,0%	15,4%	23,8%
Ci Larrau	22.883.441	136.426.454	46,0%	32.716.522	157.499.602	56,9%	43,0%	15,4%	23,8%
Ci Badajoz	1.585.163	8.476.587	51,2%	3.814.997	14.180.671	73,7%	140,7%	67,3%	43,9%
Ci Tuy	720.529	3.852.994	51,2%	1.734.089	6.445.759	73,7%	140,7%	67,3%	43,9%
<b>Desde planta de regasificación</b>	<b>207.046.634</b>	<b>655.517.466</b>	<b>86,5%</b>	<b>216.925.254</b>	<b>763.226.120</b>	<b>77,9%</b>	<b>4,8%</b>	<b>16,4%</b>	<b>-10,0%</b>
Barcelona	37.279.182	118.027.299	86,5%	32.557.912	114.551.203	77,9%	-12,7%	-2,9%	-10,0%
Cartagena	37.393.048	118.387.803	86,5%	34.220.561	120.401.040	77,9%	-8,5%	1,7%	-10,0%
Huelva	45.950.123	145.479.827	86,5%	45.347.122	159.548.542	77,9%	-1,3%	9,7%	-10,0%
Bilbao	46.404.783	146.919.296	86,5%	52.035.436	183.080.593	77,9%	12,1%	24,6%	-10,0%
Sagunto	18.069.614	57.209.081	86,5%	27.667.899	97.346.264	77,9%	53,1%	70,2%	-10,0%
Mugaros	21.949.884	69.494.161	86,5%	25.096.324	88.298.478	77,9%	14,3%	27,1%	-10,0%
<b>Desde AA.SS.</b>	<b>12.714.609</b>	<b>62.179.775</b>	<b>56,0%</b>	<b>9.207.881</b>	<b>40.538.759</b>	<b>62,2%</b>	<b>-27,6%</b>	<b>-34,8%</b>	<b>11,1%</b>
Serrablo	3.573.623	17.592.291	55,7%	2.587.950	11.445.832	61,9%	-27,6%	-34,9%	11,3%
Gaviota	5.510.461	26.925.941	56,1%	3.252.534	14.270.485	62,4%	-41,0%	-47,0%	11,4%
Yela	3.260.328	1.870.423	477,6%	3.327.670	14.660.948	62,2%	2,1%	683,8%	-87,0%
Marismas	370.196	15.791.119	6,4%	39.728	161.494	67,4%	-89,3%	-99,0%	949,3%
<b>Otros</b>	<b>454.715</b>	<b>2.439.288</b>	<b>51,1%</b>	<b>297.471</b>	<b>1.170.927</b>	<b>69,6%</b>	<b>-34,6%</b>	<b>-52,0%</b>	<b>36,3%</b>
Yac. Marismas	7.665	27.300	76,9%	-	-	-	-100,0%	-100,0%	-
YAC Alnázcar	-	-	-	750	139.786	1,5%	-	-	-
Yac. Poseidon	58.084	568.500	28,0%	-	-	-	-100,0%	-100,0%	-
Yac. Viura	314.634	1.507.920	57,2%	49.719	187.041	72,8%	-84,2%	-87,6%	27,4%
BIO Madrid	74.332	335.568	60,7%	147.565	504.284	80,2%	98,5%	50,3%	32,1%
BIO La Galera (15.03A)	-	-	-	99.438	339.816	-	-	-	-
BIO Medina Sidonia (K07)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Tudela (28A)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Mascaraque (F25)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Sagunto (15.11)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Sevilla (F07)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>362.540.715</b>	<b>1.328.978.849</b>	<b>74,7%</b>	<b>383.045.328</b>	<b>1.390.070.279</b>	<b>75,5%</b>	<b>5,7%</b>	<b>4,6%</b>	<b>1,0%</b>

Fuente: Resolución de 27 de mayo de 2021 y CNMC

**Cuadro 51. 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 2022 y previsión para el año de gas 2023, desagregado por punto de salida**

Puntos de salida	Previsión Resolución peajes 2022 (A)			Previsión 2023 (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>13.544.872</b>	<b>154.632.772</b>	<b>24,0%</b>	<b>17.373.304</b>	<b>154.193.139</b>	<b>30,9%</b>	<b>28,3%</b>	<b>-0,3%</b>	<b>28,6%</b>
CI Tarifa	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CI Biriattou	2.435.417	34.218.769	19,5%	3.805.951	37.277.642	28,0%	56,3%	8,9%	43,5%
CI Larrau	6.697.396	94.101.615	19,5%	10.466.366	102.513.515	28,0%	56,3%	8,9%	43,5%
CI Badajoz	4.105.667	24.485.139	45,9%	2.885.641	13.401.845	59,0%	-29,7%	-45,3%	28,4%
CI Tuy	306.393	1.827.249	45,9%	215.346	1.000.138	59,0%	-29,7%	-45,3%	28,4%
<b>Planta de regasificación</b>	<b>1.825.000</b>	<b>5.431.027</b>	<b>92,1%</b>	<b>8.870</b>	<b>69.168</b>	<b>35,1%</b>	<b>-99,5%</b>	<b>-98,7%</b>	<b>-61,8%</b>
Barcelona	328.595	977.868	92,1%	1.436	11.197	35,1%	-99,6%	-98,9%	-61,8%
Cartagena	329.599	980.855	92,1%	1.280	9.981	35,1%	-99,6%	-99,0%	-61,8%
Huelva	405.025	1.205.315	92,1%	1.842	14.362	35,1%	-99,5%	-98,8%	-61,8%
Bilbao	409.032	1.217.241	92,1%	2.023	15.779	35,1%	-99,5%	-98,7%	-61,8%
Sagunto	159.274	473.983	92,1%	955	7.447	35,1%	-99,4%	-98,4%	-61,8%
Mugardos	193.476	575.766	92,1%	1.334	10.403	35,1%	-99,3%	-98,2%	-61,8%
<b>Desde AA.SS.</b>	<b>12.298.122</b>	<b>59.435.137</b>	<b>56,7%</b>	<b>9.865.532</b>	<b>46.311.929</b>	<b>58,4%</b>	<b>-19,8%</b>	<b>-22,1%</b>	<b>3,0%</b>
Serrablo	3.872.157	18.675.339	56,8%	3.591.156	16.932.068	58,1%	-7,3%	-9,3%	2,3%
Gaviota	4.042.770	19.541.465	56,7%	2.492.944	11.445.932	59,7%	-38,3%	-41,4%	5,3%
Yela	3.527.951	4.168.961	231,8%	3.781.431	17.933.929	57,8%	7,2%	330,2%	-75,1%
Marismas	855.243	17.049.373	13,7%	-	-	-	-100,0%	-100,0%	-
<b>Salida nacional</b>	<b>336.024.106</b>	<b>1.437.426.162</b>	<b>64,0%</b>	<b>354.151.998</b>	<b>1.637.973.431</b>	<b>59,2%</b>	<b>5,4%</b>	<b>14,0%</b>	<b>-7,5%</b>
P > 60 bar	140.568.842	509.216.185	75,6%	149.652.595	638.511.956	64,2%	6,5%	25,4%	-15,1%
16 bar < P ≤ 60 bar	35.813.104	124.156.111	79,0%	35.405.936	124.215.860	78,1%	-1,1%	0,0%	-1,2%
4 bar < P ≤ 16 bar	91.365.359	366.774.581	68,2%	99.792.347	388.609.107	70,4%	9,2%	6,0%	3,1%
P ≤ 4 bar	68.276.801	437.279.284	42,8%	69.301.120	486.636.509	39,0%	1,5%	11,3%	-8,8%
<b>TOTAL</b>	<b>363.692.100</b>	<b>1.656.925.098</b>	<b>60,1%</b>	<b>381.399.704</b>	<b>1.838.547.667</b>	<b>56,8%</b>	<b>4,9%</b>	<b>11,0%</b>	<b>-5,5%</b>

Fuente: Resolución de 27 de mayo 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 2023 es un 0,7% superior a la retribución considerada en la determinación de los peajes de transporte implícitos en la Resolución de peajes 2022, motivado por el incremento del gas de operación (véase Cuadro 52).

**Cuadro 52. Retribución considerada en la determinación de los peajes de transporte implícitos en los precios de la Resolución de peajes para el año de gas 2022 y en la propuesta para el año de gas 2023**

Retribución de la actividad de transporte troncal (€)	Resolución peajes 2022 (A)	Previsión 2023 (B)	Variación (B) sobre (A) (%)
Retribución a la inversión (1)	373.955.174	342.536.182	-8,4%
Retribución O&M	99.038.291	99.038.291	0,0%
Gas de operación	12.038.359	46.904.028	289,6%
<b>Total</b>	<b>485.031.824</b>	<b>488.478.501</b>	<b>0,7%</b>

Fuente: Resolución de 27 de mayo de 2021 y CNMC

Por último, en Cuadro 53 se compara el reparto entrada-salida de los peajes de transporte implícitos en la Resolución de precios para 2022 y el que resulta de la aplicación de la metodología de la Circular 6/2020 para el año de gas 2023. Como consecuencia de la aplicación del periodo transitorio, en el año de gas 2023 se asigna una mayor proporción de retribución del transporte a los peajes de entrada. En particular, la retribución asignada al término de capacidad de los peajes de entrada aumenta en un 8,9%, mientras que la retribución asignada a los términos de capacidad del peaje de salida se reduce un 13,3%.

**Cuadro 53. 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 2022 y en la propuesta de Resolución para el año de gas 2023**

		Resolución peajes 2022		Resolución peajes 2023	
		Retribución de transporte (€)	% del total	Retribución de transporte (€)	% del total
Entrada	Término de Capacidad	141.898.040	30,5%	154.551.066	36,4%
	Término variable	6.009.636		23.502.499	
Salida	Término de Capacidad	331.095.426	69,5%	287.023.408	63,6%
	Término variable	6.028.722		23.502.499	
<b>Total</b>		<b>485.031.824</b>	<b>100,00%</b>	<b>488.579.472</b>	<b>100,00%</b>

Fuente: Resolución de 27 de mayo de 2021 y CNMC

En el Cuadro 54 se comparan los peajes de entrada a la red de transporte establecidos en la Resolución de precios de 2022 con los peajes de entrada propuestos para el año de gas 2023. El impacto conjunto de la variación de la demanda, la retribución y del reparto entrada-salida en los peajes de entrada a la red de transporte se traduce en un aumento en los peajes de todos los puntos de entrada comprendido entre el 3,9% y el 9,5%, inferiores al incremento de coste asignado a la entrada, motivado por la mayor capacidad contratada equivalente respecto de la implícita en los peajes del año de gas 2022.

**Cuadro 54. Comparación de los peajes de entrada a la red de transporte vigentes y los resultantes para el año de gas 2023**

Puntos de entrada	Término de capacidad del peaje de entrada (€/MWh/día/año)		
	Resolución de peajes 2022 (B)	Resolución peajes 2023 (B)	Variación (B) sobre (A) (%)
CI Tarifa	145,52	154,00	5,8%
CI Almería	132,16	138,09	4,5%
VIP Pirineos	96,81	104,91	8,4%
VIP Ibérico	167,69	179,85	7,2%
Plantas GNL	98,95	104,70	5,8%
YAC Marismas	135,13	142,20	5,2%
YAC Aznalcázar		138,68	
YAC Poseidón	139,08	146,72	5,5%
YAC Viura	72,48	79,40	9,5%
BIO Madrid	79,46	84,51	6,4%
BIO La Galera (15.03A)	84,61	88,40	4,5%
BIO Medina Sidonia (K07)	139,15	147,20	5,8%
BIO Tudela (28A)	73,17	79,39	8,5%
BIO Mascaraque (F25)	88,05	93,55	6,2%
BIO Sagunto (15.11)	87,56	90,93	3,9%
BIO Sevilla (F07)	128,54	135,53	5,4%
<b>TOTAL</b>	<b>112,01</b>	<b>114,52</b>	<b>2,2%</b>

Fuente: Resolución de 27 de mayo de 2021 y CNMC

En coherencia con la evolución registrada por los peajes de entrada a la red de transporte, los peajes de salida de la red de transporte estimados para el ejercicio 2023 disminuyen respecto de los peajes de salida implícitos en la Resolución de peajes 2022 (véase Cuadro 55).

**Cuadro 55. Comparación de los peajes de salida de la red de transporte vigentes y los resultantes para el año de gas 2023**

Puntos de salida	Término de capacidad del peaje de salida(€/MWh/día/año)		
	Resolución de peajes 2022 (B)	Resolución peajes 2023 (B)	Variación (B) sobre (A) (%)
Nacional	204,63	158,53	-22,5%
VIP Pirineos	227,24	174,49	-23,2%
VIP Ibérico	245,71	204,69	-16,7%
CI Tarifa	282,38	225,67	-20,1%
GNL	245,86	193,60	-21,3%
<b>TOTAL</b>	<b>207,26</b>	<b>148,04</b>	<b>-28,6%</b>

Fuente: Resolución de 27 de mayo de 2021 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.

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 evolución de la retribución del transporte, por la evolución de la capacidad contratada a lo largo del periodo regulatorio y, por de las nuevas inyecciones de biogás. En particular, se observa un incremento de los peajes de entrada y una reducción de los peajes de salida.

Por último, durante el periodo regulatorio se estiman reducciones de los términos variables de los peajes de entrada y de salida, justificados por la evolución de la demanda y de la retribución asociada al gas de operación.

**Cuadro 56. 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 2023	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
Retribución a la inversión y O&M	441.574.473	410.355.737	374.718.210	341.281.592
Gas de Operación	46.904.028	29.471.193	20.754.776	12.038.359
<b>Total</b>	<b>488.478.501</b>	<b>439.826.930</b>	<b>395.472.986</b>	<b>353.319.951</b>
% variación respecto del año anterior	0,7%	-10,0%	-10,1%	-10,7%

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

Punto de Entrada	Año de gas 2023	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
CI Tarifa	-	-	-	-
CI Almería	349.736	367.223	385.584	389.440
VIP Pirineos	214.772	225.511	236.786	239.154
VIP Ibérico	20.626	21.658	22.741	22.968
Plantas GNL	763.226	693.416	622.385	572.281
YAC Marismas	-	-	-	-
YAC Aznalcázar	140	140	140	140
YAC Poseidón	-	-	-	-
YAC Viura	187	179	188	-
BIO Madrid	504	504	504	504
BIO La Galera (15.03A)	340	340	340	340
BIO Medina Sidonia (K07)	-	-	-	-
BIO Tudela (28A)	-	-	-	-
BIO Mascaraque (F25)	-	-	-	-
BIO Sagunto (15.11)	-	-	-	-
BIO Sevilla (F07)	-	-	-	-
AASS	40.539	44.388	48.516	49.001
<b>Total</b>	<b>1.390.070</b>	<b>1.353.358</b>	<b>1.317.184</b>	<b>1.273.828</b>

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

Punto de Entrada	Año de gas 2023	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
CI Tarifa	-	-	-	-
CI Almería	48.294.547	55.505.307	61.579.252	65.165.989
VIP Pirineos	22.531.908	25.451.244	27.883.240	29.163.025
VIP Ibérico	3.709.599	4.217.067	4.643.094	4.878.482
Plantas GNL	79.908.119	78.853.580	74.396.099	71.324.022
YAC Marismas	-	-	-	-
YAC Aznalcázar	19.386	21.118	22.267	23.287
YAC Poseidón	-	-	-	-
YAC Viura	14.851	15.235	16.625	-
BIO Madrid	42.618	46.079	48.265	50.167
BIO La Galera (15.03A)	30.038	32.666	34.353	35.826
BIO Medina Sidonia (K07)	-	-	-	-
BIO Tudela (28A)	-	-	-	-
BIO Mascaraque (F25)	-	-	-	-
BIO Sagunto (15.11)	-	-	-	-
BIO Sevilla (F07)	-	-	-	-
AASS	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>154.551.066</b>	<b>164.142.295</b>	<b>168.623.195</b>	<b>170.640.796</b>

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

Punto de Entrada	Año de gas 2023	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
CI Tarifa	154,00	168,49	178,06	186,62
CI Almería	138,09	151,15	159,70	167,33
VIP Pirineos	104,91	112,86	117,76	121,94
VIP Ibérico	179,85	194,71	204,18	212,40
Plantas GNL	104,70	113,72	119,53	124,63
YAC Marismas	142,20	155,18	163,67	171,18
YAC Aznalcázar	138,68	151,07	159,30	166,59
YAC Poseidón	146,72	159,85	168,56	176,28
YAC Viura	79,40	84,95	88,28	91,06
BIO Madrid	84,51	91,37	95,71	99,48
BIO La Galera (15.03A)	88,40	96,13	101,09	105,43
BIO Medina Sidonia (K07)	147,20	161,02	170,15	178,30
BIO Tudela (28A)	79,39	85,04	88,44	91,30
BIO Mascaraque (F25)	93,55	101,35	106,34	110,71
BIO Sagunto (15.11)	90,93	99,34	104,80	109,63
BIO Sevilla (F07)	135,53	147,67	155,73	162,88
AASS	-	-	-	-
<b>Peaje medio</b>	<b>114,52</b>	<b>125,40</b>	<b>132,91</b>	<b>139,32</b>

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

Punto de Entrada	Año de gas 2023	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
CI Tarifa	5,8%	9,4%	5,7%	4,8%
CI Almería	4,5%	9,5%	5,7%	4,8%
VIP Pirineos	8,4%	7,6%	4,3%	3,6%
VIP Ibérico	7,2%	8,3%	4,9%	4,0%
Plantas GNL	5,8%	8,6%	5,1%	4,3%
YAC Marismas	5,2%	9,1%	5,5%	4,6%
YAC Aznalcázar	0,0%	8,9%	5,4%	4,6%
YAC Poseidón	5,5%	8,9%	5,4%	4,6%
YAC Viura	9,5%	7,0%	3,9%	3,1%
BIO Madrid	6,4%	8,1%	4,7%	3,9%
BIO La Galera (15.03A)	4,5%	8,7%	5,2%	4,3%
BIO Medina Sidonia (K07)	5,8%	9,4%	5,7%	4,8%
BIO Tudela (28A)	8,5%	7,1%	4,0%	3,2%
BIO Mascaraque (F25)	6,2%	8,3%	4,9%	4,1%
BIO Sagunto (15.11)	3,9%	9,2%	5,5%	4,6%
BIO Sevilla (F07)	5,4%	9,0%	5,5%	4,6%
AASS	-	-	-	-
<b>Peaje medio</b>	<b>2,2%</b>	<b>9,5%</b>	<b>6,0%</b>	<b>4,8%</b>

*Fuente: CNMC*

**Cuadro 57. 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**

Retribución del transporte (€)	Año de gas 2023	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
Retribución a la inversión y O&M	441.574.473	410.355.737	374.718.210	341.281.592
Gas de Operación	46.904.028	29.471.193	20.754.776	12.038.359
<b>Total</b>	<b>488.478.501</b>	<b>439.826.930</b>	<b>395.472.986</b>	<b>353.319.951</b>
% variación respecto del año anterior	0,7%	-10,0%	-10,1%	-10,7%

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

Punto de Salida	Año de gas 2023	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
Nacional	1.637.973	1.564.717	1.515.736	1.468.277
Plantas GNL	69	69	69	69
CI Tarifa	-	-	-	-
VIP Francia	139.791	139.791	139.791	139.791
VIP Portugal	14.402	14.402	14.402	14.402
AA.SS	46.312	52.142	56.990	57.560
<b>Total</b>	<b>1.838.548</b>	<b>1.771.121</b>	<b>1.726.988</b>	<b>1.680.100</b>

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

Punto de Salida	Año de gas 2023	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
Nacional	259.670.201	221.514.408	184.641.683	152.245.410
Plantas GNL	13.391	11.966	10.280	8.755
CI Tarifa	-	-	-	-
VIP Francia	24.391.909	22.034.723	19.146.404	16.421.901
VIP Portugal	2.947.908	2.652.345	2.296.648	1.964.730
AA.SS	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>287.023.408</b>	<b>246.213.442</b>	<b>206.095.016</b>	<b>170.640.796</b>

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

Punto de Salida	Año de gas 2023	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
Nacional	158,53	141,57	121,82	103,69
Plantas GNL	193,60	172,99	148,63	126,58
CI Tarifa	225,67	202,74	175,29	149,81
VIP Francia	174,49	157,63	136,96	117,47
VIP Portugal	204,69	184,17	159,47	136,42
AA.SS	-	-	-	-
<b>Peaje medio</b>	<b>160,15</b>	<b>143,23</b>	<b>123,41</b>	<b>105,17</b>

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

Punto de Salida	Año de gas 2023	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
Nacional	-22,5%	-10,7%	-14,0%	-14,9%
Plantas GNL	-21,3%	-10,6%	-14,1%	-14,8%
CI Tarifa	-20,1%	-10,2%	-13,5%	-14,5%
VIP Francia	-23,2%	-9,7%	-13,1%	-14,2%
VIP Portugal	-16,7%	-10,0%	-13,4%	-14,5%
AA.SS	-	-	-	-
<b>Peaje medio</b>	<b>-28,6%</b>	<b>-10,6%</b>	<b>-13,8%</b>	<b>-14,8%</b>

Fuente: CNMC

## Cuadro 58. Evolución de los términos de volumen hasta el final del periodo regulatorio

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

Retribución del transporte (€)	Año de gas 2023	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
Retribución a la inversión y O&M	441.574.473	410.355.737	374.718.210	341.281.592
Gas de Operación	46.904.028	29.471.193	20.754.776	12.038.359
<b>Total</b>	<b>488.478.501</b>	<b>439.826.930</b>	<b>395.472.986</b>	<b>353.319.951</b>
% variación respecto del año anterior	0,7%	-10,0%	-10,1%	-10,7%

### 2. Previsión del volumen (MWh) por punto de salida de la red de transporte

Volumen demandado (MWh)	Año de gas 2023	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
Entrada	383.045.328	366.799.864	356.276.250	344.245.950
Salida	381.399.704	365.284.398	355.069.225	343.143.502
<b>Total</b>	<b>764.445.032</b>	<b>732.084.262</b>	<b>711.345.474</b>	<b>687.389.451</b>

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

Entrada/Salida	Año de gas 2023	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
Entrada	50,1%	50,1%	50,1%	50,1%
Salida	49,9%	49,9%	49,9%	49,9%
<b>Total</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

### 3. Retribución asignada a entradas y salidas (€)

Entrada/Salida	Año de gas 2023	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
Entrada	23.502.499	14.766.100	10.394.997	6.028.833
Salida	23.401.529	14.705.093	10.359.779	6.009.526
<b>Total</b>	<b>46.904.028</b>	<b>29.471.193</b>	<b>20.754.776</b>	<b>12.038.359</b>

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

Entrada/Salida	Año de gas 2023	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
Entrada	0,0613570	0,0402566	0,0291768	0,0175132
Salida	0,0613570	0,0402566	0,0291768	0,0175132
<b>Peaje medio</b>	<b>0,0613570</b>	<b>0,0402566</b>	<b>0,0291768</b>	<b>0,0175132</b>

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

Entrada/Salida	Año de gas 2023	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
Entrada	270,1%	-34,4%	-27,5%	-40,0%
Salida	270,1%	-34,4%	-27,5%	-40,0%
<b>Peaje medio</b>	<b>270,1%</b>	<b>-34,4%</b>	<b>-27,5%</b>	<b>-40,0%</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 59 se detalla la retribución prevista para el año de gas 2023 de la actividad de transporte asociada a la red de influencia local, transporte secundario y distribución, incluida en la propuesta de Resolución para el año de gas 2023 de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de regasificación de transporte y de distribución de gas natural, actualmente en fase de tramitación.

Se indica que, por las mismas razones expuestas para la retribución del transporte troncal, no procede la imputación de desvíos de ejercicios anteriores. En consecuencia, en el año de gas 2023 se imputa a los peajes de redes locales 1.552,1 M€, de los cuales el 9,4% corresponde a la red de influencia local, el 4,3% corresponde a la red de transporte secundario y el 86,4% corresponde a la red de distribución.

**Cuadro 59. Retribución que se debe recuperar mediante los peajes de acceso a las redes locales en el año de gas 2023**

Retribución asignada a los peajes de redes locales (€)	Previsión año de gas 2023	% sobre el total
<b>Retribución de la red de influencia local</b>	<b>145.139.959</b>	<b>9,4%</b>
Retribución a la inversión	90.807.459	5,9%
Retribución O&M	49.378.153	3,2%
Gas de Operación	4.954.347	0,3%
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.
<b>Retribución de la red de transporte secundario</b>	<b>66.047.734</b>	<b>4,3%</b>
Retribución a la inversión	43.330.720	2,8%
Retribución O&M	19.999.269	1,3%
Gas de Operación	2.717.746	0,2%
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.
<b>Retribución de la red de distribución</b>	<b>1.340.929.814</b>	<b>86,4%</b>
Retribución de las redes	1.340.929.814	86,4%
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.
<b>Total</b>	<b>1.552.117.507</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: CNMC

## 8.2. Variables de facturación consideradas en la asignación

En Cuadro 60 se muestran el número de suministros, las capacidades contratadas equivalentes y los volúmenes previstos para el año de gas 2023 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 60. Previsión de demanda por grupo tarifario para el año de gas 2023**

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	factor de carga (%)
RL.1	$C \leq 5.000$	4.701.485	84.037.154	11.485.911	37,4%
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	2.921.366	176.836.578	21.561.958	33,4%
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	396.986	60.167.875	7.333.054	33,4%
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	57.944	49.622.640	7.550.222	41,7%
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	21.011	81.935.198	13.679.540	45,7%
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	2.325	28.860.106	6.018.890	57,1%
RL.7	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	1.175	46.704.850	9.260.773	54,3%
RL.8	$15.000.000 < C \leq 50.000.000$	709	92.177.550	19.106.911	56,8%
RL.9	$50.000.000 < C \leq 150.000.000$	311	107.464.257	27.972.682	71,3%
RL.10	$150.000.000 < C \leq 500.000.000$	190	174.395.754	49.521.820	77,8%
RL.11	$C > 500.000.000$	103	744.409.717	182.024.215	67,0%
<b>Total</b>		<b>8.103.607</b>	<b>1.646.611.679</b>	<b>355.515.977</b>	<b>59,2%</b>

Fuente: CNMC

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

En el Cuadro 61 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 62 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 63 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 61. Asignación de la retribución reconocida a la actividad de distribución por inductor de coste. Año de gas 2023**

	Previsión año gas 2023
<b>Retribución de la red de distribución (€) (A)</b>	<b>1.340.929.814</b>

Inductor de coste (B)	% de la retribución de distribución por inductor de coste
Puntos de suministro	14,46%
Capacidad	85,54%
<b>Total</b>	<b>100,00%</b>

Retribución de la distribución por criterio de asignación (€) (A) * (B)	Previsión año gas 2023
Retribución de la distribución asignada por puntos de suministro	193.898.451
Retribución de la distribución asignada por capacidad	1.147.031.363
<b>Total</b>	<b>1.340.929.814</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 62. Asignación de la retribución de la distribución cuyo inductor de coste es la capacidad por nivel de presión. Año de gas 2023**

Retribución de la actividad de distribución cuyo inductor de coste es la capacidad (€) (A)	<b>1.147.031.363</b>
--	----------------------

% de retribución de cada nivel de presión sobre el total (B)	
4 bar < P ≤ 16 bar	10,5%
P ≤ 4 bar	89,5%

Retribución por nivel de presión (€) (A) * (B)	
4 bar < P ≤ 16 bar	120.438.293
P ≤ 4 bar	1.026.593.069

Fuente: CNMC

**Cuadro 63. Asignación de la retribución asociada a las redes locales cuyo inductor de coste es la capacidad por nivel de presión. Año de gas 2023**

Retribución de redes locales (€)	Previsión año de gas 2023	% sobre el total
Presión (P) > 60 bar	140.185.612	10,4%
16 bar < P ≤ 60 bar	63.329.988	4,7%
4 bar < P ≤ 16 bar	120.438.293	8,9%
P ≤ 4 bar	1.026.593.069	76,0%
<b>Total</b>	<b>1.350.546.963</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>21</sup>, día de mayor demanda registrada en los cuatro años anteriores al inicio del periodo regulatorio. En el Cuadro 64 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>21</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.cnmc.es/node/382322>)

**Cuadro 64. 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)	1.026.593.069	NP0	$\alpha^0_{0,p}$ 1,0000	1.026.593.069
NP1 (4 bar < P ≤ 16 bar)	120.438.293	NP1	$\alpha^1_{1,p}$ 0,4073	49.059.140
		NP0	$\alpha^1_{0,p}$ 0,5927	71.379.153
NP2 (16 bar < P ≤ 60 bar)	63.329.988	NP2	$\alpha^2_{2,p}$ 0,4105	25.996.136
		NP1	$\alpha^2_{1,p}$ 0,2267	14.354.201
		NP0	$\alpha^2_{0,p}$ 0,3629	22.979.651
NP3 (P > 60 bar)	140.185.612	NP3	$\alpha^3_{3,p}$ 0,5046	70.742.257
		NP2	$\alpha^3_{2,p}$ 0,0524	7.349.346
		NP1	$\alpha^3_{1,p}$ 0,1780	24.960.002
		NP0	$\alpha^3_{0,p}$ 0,2649	37.134.007

Fuente: CNMC

Por último, en el Cuadro 65 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 65. 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	1.026.593.069	1.026.593.069	71.379.153
	NP1	71.379.153		
	NP2	22.979.651		
	NP3	37.134.007		
	<b>Total retribución</b>	<b>1.158.085.880</b>		
NP1	NP1	49.059.140	49.059.140	14.354.201
	NP2	14.354.201		
	NP3	24.960.002		
	<b>Total retribución</b>	<b>88.373.344</b>		
NP2	NP2	25.996.136	25.996.136	7.349.346
	NP3	7.349.346		
	<b>Total retribución</b>	<b>33.345.482</b>		
NP3	NP3	70.742.257	70.742.257	-
	<b>Total retribución</b>	<b>70.742.257</b>		

Fuente: CNMC

A continuación, se determinan los costes unitarios fijos y variables correspondientes a cada nivel de presión (véase Cuadro 66) y se facturan los suministros al coste unitario fijo y variable correspondiente al nivel de presión al que están conectados (véanse Cuadro 67 y Cuadro 68), con lo que se obtiene la retribución a recuperar por cada grupo tarifario (véase Cuadro 69).

**Cuadro 66. Determinación de los costes unitarios fijos y variables correspondientes a cada nivel de presión. Año de gas 2023**

**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)	1.026.593.069	131.492.810
NP1 (4 bar < P ≤ 16 bar)	49.059.140	39.314.203
NP2 (16 bar < P ≤ 60 bar)	25.996.136	7.349.346
NP3 (P > 60 bar)	70.742.257	-
<b>Total</b>	<b>1.172.390.603</b>	<b>178.156.360</b>

**II. Variables inductoras del coste**

Nivel de presión	Capacidad contratada equivalente (kWh/día) (C)	Volumen (MWh) (D)
NP0 (P ≤ 4 bar)	495.274.757	70.665.099
NP1 (4 bar < P ≤ 16 bar)	389.485.678	100.011.580
NP2 (16 bar < P ≤ 60 bar)	123.339.289	35.186.703
NP3 (P > 60 bar)	638.511.956	149.652.595
<b>Total</b>	<b>1.646.611.679</b>	<b>355.515.977</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)	2,073	1,861
NP1 (4 bar < P ≤ 16 bar)	0,126	0,393
NP2 (16 bar < P ≤ 60 bar)	0,211	0,209
NP3 (P > 60 bar)	0,111	-

Fuente: CNMC

**Cuadro 67. Facturación de los suministros al coste unitario fijo correspondiente al nivel de presión al que están conectados. Año de gas 2023**

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	83.876.231	159.656	1	1.266
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	176.816.995	19.492	-	91
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	60.106.307	59.185	0	2.383
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	49.053.439	490.454	2.596	76.150
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	79.015.490	2.845.932	73.776	-
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	19.125.418	9.228.330	466.408	39.950
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	13.549.065	31.619.556	1.463.953	72.276
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	12.516.125	75.280.346	3.354.324	1.026.754
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	1.215.687	95.949.842	7.245.445	3.053.283
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	128.130.531	29.500.287	16.764.937
RL.11	C > 500.000.000	-	45.702.352	81.232.497	617.474.867
<b>Total</b>		<b>495.274.757</b>	<b>389.485.678</b>	<b>123.339.289</b>	<b>638.511.956</b>

  

	P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar
Coste unitario fijo (€/MWh/día y año) (B)	2,0728	0,1260	0,2108	0,1108

  

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	173.856.544	20.110	0	140	173.876.794
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	366.501.823	2.455	-	10	366.504.289
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	124.586.842	7.455	0	264	124.594.561
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	101.676.736	61.777	547	8.437	101.747.497
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	163.781.321	358.470	15.550	-	164.155.341
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	39.642.685	1.162.389	98.305	4.426	40.907.805
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	28.084.161	3.982.761	308.556	8.008	32.383.486
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	25.943.110	9.482.220	706.989	113.756	36.246.076
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	2.519.846	12.085.725	1.527.117	338.280	16.470.969
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	16.139.165	6.217.755	1.857.427	24.214.347
RL.11	C > 500.000.000	-	5.756.612	17.121.317	68.411.508	91.289.437
<b>Total</b>		<b>1.026.593.069</b>	<b>49.059.140</b>	<b>25.996.136</b>	<b>70.742.257</b>	

Fuente: CNMC

**Cuadro 68. Facturación de los suministros al coste unitario variable correspondiente al nivel de presión al que están conectados. Año de gas 2023**

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	11.485.283	628	0	0
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	21.561.665	272	-	22
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	7.329.732	3.030	0	292
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	7.489.450	59.072	365	1.336
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	13.013.059	657.496	8.984	-
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.366.184	2.563.075	83.882	5.749
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	3.082.215	5.909.247	253.337	15.973
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	2.965.312	15.226.913	689.827	224.859
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	372.199	25.149.930	1.764.020	686.533
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	36.630.681	8.415.146	4.475.993
RL.11	C > 500.000.000	-	13.811.236	23.971.142	144.241.837
<b>Total</b>		<b>70.665.099</b>	<b>100.011.580</b>	<b>35.186.703</b>	<b>149.652.595</b>

  

	P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar
Coste unitario variable (€/MWh)	1,8608	0,3931	0,2089	-

  

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	21.371.683	247	0	-	21.371.930
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	40.121.700	107	-	-	40.121.807
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	13.639.082	1.191	0	-	13.640.273
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	13.936.283	23.221	76	-	13.959.580
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	24.214.552	258.459	1.876	-	24.474.888
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	6.263.757	1.007.536	17.520	-	7.288.813
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	5.735.351	2.322.904	52.914	-	8.111.169
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	5.517.819	5.985.646	144.082	-	11.647.548
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	692.584	9.886.350	368.446	-	10.947.379
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	14.399.393	1.757.648	-	16.157.040
RL.11	C > 500.000.000	-	5.429.149	5.006.784	-	10.435.933
<b>Total</b>		<b>131.492.810</b>	<b>39.314.203</b>	<b>7.349.346</b>	<b>-</b>	

Fuente: CNMC

**Cuadro 69. Retribución fija y variable que se debe recuperar por los términos fijo y variable del peaje de cada grupo tarifario. Año de gas 2023**

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	$C \leq 5.000$	173.876.794	21.371.930
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	366.504.289	40.121.807
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	124.594.561	13.640.273
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	101.747.497	13.959.580
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	164.155.341	24.474.888
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	40.907.805	7.288.813
RL.7	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	32.383.486	8.111.169
RL.8	$15.000.000 < C \leq 50.000.000$	36.246.076	11.647.548
RL.9	$50.000.000 < C \leq 150.000.000$	16.470.969	10.947.379
RL.10	$150.000.000 < C \leq 500.000.000$	24.214.347	16.157.040
RL.11	$C > 500.000.000$	91.289.437	10.435.933
<b>Total</b>		<b>1.172.390.603</b>	<b>178.156.360</b>

Fuente: CNMC

En el Cuadro 70 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 71 se presenta la asignación de la retribución asociada al gas de operación.

**Cuadro 70. Asignación de la retribución fija cuyo inductor de coste es el punto de suministro por grupo tarifario. Año de gas 2023**

<b>Retribución de distribución cuyo inductor de coste es el cliente (€) (A)</b>	<b>193.898.451</b>
<b>Número de clientes suministrados desde la red de distribución (B)</b>	<b>8.103.324</b>
<b>Coste unitario (€/cliente y mes) (C) = (A)/(B)</b>	<b>1,9940</b>

Peaje	Tamaño (kWh)	Numero de clientes (D)	Retribución de distribución cuyo inductor del coste es el cliente que se debe recuperar por grupo tarifario (€) (C) * (D)
RL.1	$C \leq 5.000$	4.701.483	112.498.306
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	2.921.364	69.903.162
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	396.979	9.499.028
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	57.931	1.386.177
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	21.003	502.562
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	2.292	54.852
RL.7	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	1.145	27.408
RL.8	$15.000.000 < C \leq 50.000.000$	679	16.244
RL.9	$50.000.000 < C \leq 150.000.000$	286	6.847
RL.10	$150.000.000 < C \leq 500.000.000$	146	3.498
RL.11	$C > 500.000.000$	15	368
<b>Total</b>		<b>8.103.324</b>	<b>193.898.451</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 71. Asignación por grupo tarifario de la retribución asociada al gas de operación.  
Año de gas 2023**

<b>Retribución del gas de operación (€) (A)</b>	<b>7.672.093</b>
<b>Demanda suministrada desde redes locales (kWh) (B)</b>	<b>355.515.977</b>
<b>Coste unitario (€/kWh) (C) = (A)/(B)</b>	<b>0,0018</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	11.485.911	247.868
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	21.561.958	465.311
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	7.333.054	158.249
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	7.550.222	162.935
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	13.679.540	295.207
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	6.018.890	129.889
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	9.260.773	199.849
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	19.106.911	412.330
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	27.972.682	603.655
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	49.521.820	1.068.689
RL.11	C > 500.000.000	182.024.215	3.928.112
<b>Total</b>		<b>355.515.977</b>	<b>7.672.093</b>

Fuente: CNMC

Finalmente, en el Cuadro 72 se muestra el resumen de la asignación de la retribución a los términos fijos y variable de cada grupo tarifario.

**Cuadro 72. Asignación de la retribución a los términos fijo y variable de cada grupo tarifario. Año de gas 2023**

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	173.876.794	112.498.306	286.375.101	21.371.930	247.868	21.619.798
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	366.504.289	69.903.162	436.407.450	40.121.807	465.311	40.587.117
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	124.594.561	9.499.028	134.093.589	13.640.273	158.249	13.798.521
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	101.747.497	1.386.177	103.133.674	13.959.580	162.935	14.122.515
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	164.155.341	502.562	164.657.903	24.474.888	295.207	24.770.095
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	40.907.805	54.852	40.962.657	7.288.813	129.889	7.418.702
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	32.383.486	27.408	32.410.894	8.111.169	199.849	8.311.018
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	36.246.076	16.244	36.262.320	11.647.548	412.330	12.059.878
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	16.470.969	6.847	16.477.816	10.947.379	603.655	11.551.034
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	24.214.347	3.498	24.217.846	16.157.040	1.068.689	17.225.729
RL.11	C > 500.000.000	91.289.437	368	91.289.805	10.435.933	3.928.112	14.364.045
<b>Total</b>		<b>1.172.390.603</b>	<b>193.898.451</b>	<b>1.366.289.054</b>	<b>178.156.360</b>	<b>7.672.093</b>	<b>185.828.453</b>

Fuente: CNMC

En el Cuadro 73 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 74, el Cuadro 75, el Cuadro 76 y el Cuadro 77 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 73. Términos fijos y variables de los peajes de redes locales por grupo tarifario.  
Año de gas 2023**

**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	286.375.101	21.619.798
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	436.407.450	40.587.117
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	134.093.589	13.798.521
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	103.133.674	14.122.515
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	164.657.903	24.770.095
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	40.962.657	7.418.702
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	32.410.894	8.311.018
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	36.262.320	12.059.878
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	16.477.816	11.551.034
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	24.217.846	17.225.729
RL.11	C > 500.000.000	91.289.805	14.364.045
<b>Total</b>		<b>1.366.289.054</b>	<b>185.828.453</b>

**II. Variables inductoras del coste**

Peaje	Tamaño (kWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día) (C)	Volumen (kWh) (D)
RL.1	C ≤ 5.000	84.037.154	11.485.911.219
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	176.836.578	21.561.958.038
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	60.167.875	7.333.054.287
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	49.622.640	7.550.222.024
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	81.935.198	13.679.539.634
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	28.860.106	6.018.890.338
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	46.704.850	9.260.772.827
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	92.177.550	19.106.911.027
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	107.464.257	27.972.681.744
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	174.395.754	49.521.820.290
RL.11	C > 500.000.000	744.409.717	182.024.215.074
<b>Total</b>		<b>1.646.611.679</b>	<b>355.515.976.501</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	3,407720	0,001882
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2,467857	0,001882
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	2,228658	0,001882
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	2,078359	0,001870
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2,009611	0,001811
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	1,419352	0,001233
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,693951	0,000897
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,393396	0,000631
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,153333	0,000413
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,138867	0,000348
RL.11	C > 500.000.000	0,122634	0,000079

Fuente: CNMC

**Cuadro 74. Término fijo por cliente inicial de peajes aplicables a consumidores sin obligación de disponer de teled medida. Año de gas 2023**

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	4.701.485	84.037.154	11.485.911	286.375.101	60,911628
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.921.366	176.836.578	21.561.958	436.407.450	149,384714
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	396.986	60.167.875	7.333.054	134.093.589	337,778724
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	57.944	49.622.640	7.550.222	103.133.674	1.779,880771
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.011	81.935.198	13.679.540	164.657.903	7.836,747111
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	2.325	28.860.106	6.018.890	40.962.657	17.618,734674

Fuente: CNMC

**Cuadro 75. 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 2023**

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	60,911628	0,001882	60,911628	9,411442	70,323070	n.a.
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	15.000	149,384714	0,001882	149,384714	28,235226	177,619940	70,323070
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	50.000	337,778724	0,001882	337,778724	94,084407	431,863131	177,619940
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	300.000	1.779,880771	0,001870	1.779,880771	561,143034	2.341,023805	431,863131
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	1.500.000	7.836,747111	0,001811	7.836,747111	2.716,110595	10.552,857706	2.341,023805
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	5.000.000	17.618,734674	0,001233	17.618,734674	6.162,848352	23.781,583026	10.552,857706

Fuente: CNMC

**Cuadro 76. Determinación del término variable final de peajes aplicables a consumidores sin obligación de disponer de telemedida. Año de gas 2023**

**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	$C \leq 5.000$	4.701.485	11.485.911	n.a.	n.a.
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	2.921.366	21.561.958	70,323070	205.439.437
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	396.986	7.333.054	177,619940	70.512.716
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	57.944	7.550.222	431,863131	25.023.941
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	21.011	13.679.540	2.341,023805	49.187.254
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	2.325	6.018.890	10.552,857706	24.534.854

**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	$C \leq 5.000$	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	476.994.568	205.439.437	271.555.130	0,012594
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	147.892.110	70.512.716	77.379.394	0,010552
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	117.256.189	25.023.941	92.232.248	0,012216
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	189.427.998	49.187.254	140.240.744	0,010252
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	48.381.358	24.534.854	23.846.504	0,003962

Fuente: CNMC

**Cuadro 77. Determinación de los términos de facturación del peaje RL.1. Año gas 2023**

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

	Facturación peaje RL.2 (€)	% sobre total facturación (A)
Término fijo	205.439.437	43,1%
Término variable	271.555.130	56,9%
<b>Total</b>	<b>476.994.568</b>	<b>100,0%</b>

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

Retribución asignada al peaje RL.1 (€) (B)	<b>307.994.899</b>
--	--------------------

	Término fijo	Término variable
Retribución a recuperar (€) (C) = (A) * (B)	<b>132.652.032</b>	<b>175.342.866</b>

	Nº de suministros	Volumen (MWh)
Variables de facturación (D)	<b>4.701.485</b>	<b>11.485.911</b>

	Término fijo por cliente (€/cliente y año) (C) / (D)	Término variable (€/kWh) (C) / (D)
Términos del peaje RL.1	<b>28,214922</b>	<b>0,015266</b>

Fuente: CNMC

En el Cuadro 78 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 2023.

**Cuadro 78. Términos de facturación de los peajes de redes locales. Año de gas 2023**

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	28,214922	0,015266	3,407720	0,001882	0,02682	43,1%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	70,323070	0,012594	2,467857	0,001882	0,02212	43,1%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	177,619940	0,010552	2,228658	0,001882	0,02017	47,7%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	431,863131	0,012216	2,078359	0,001870	0,01553	21,3%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2.341,023805	0,010252	2,009611	0,001811	0,01385	26,0%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	10.552,857706	0,003962	1,419352	0,001233	0,00804	50,7%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000			0,693951	0,000897	0,00440	79,6%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000			0,393396	0,000631	0,00253	75,0%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000			0,153333	0,000413	0,00100	58,8%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000			0,138867	0,000348	0,00084	58,4%
RL.11	C > 500.000.000			0,122634	0,000079	0,00058	86,4%

Fuente: CNMC

Una vez determinados los peajes que resultan de la metodología establecida en la Circular 6/2020, se aplica el procedimiento previsto en la Resolución de 27 de mayo de 2021 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 al que se establecen los precios 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 el Cuadro 79 se compara la facturación del escenario de demanda previsto para el ejercicio 2023 a los precios de la Resolución de peajes de 2022 y a los precios que resultan de aplicar la metodología para el año de gas 2023, 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 relevantes del término fijo y/o del término variable.

**Cuadro 79. Facturación a las variables previstas para el año de gas 2023 a los precios de la Resolución de 27 de mayo de 2021 y a los precios de los peajes del año de gas 2023**

Facturación por causal		Previsión variables facturación. Año de gas 2023			Facturación a precios de la Resolución de 27 de mayo de 2021			Facturación a los precios del año de gas 2023			% variación 2023 sobre 2022		
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>22.356</b>	<b>124.111.058</b>	<b>22.358.663</b>	<b>53.243.507</b>	<b>139.536.619</b>	<b>192.780.126</b>	<b>200.047.260</b>	<b>33.309.159</b>	<b>233.356.419</b>	<b>275,7%</b>	<b>-76,1%</b>	<b>21,0%</b>
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	19.974	78.300.876	12.860.919	32.046.434	128.789.242	160.835.676	157.354.328	23.287.785	180.642.113	391,0%	-81,9%	12,3%
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	768	2.919.709	666.480	2.866.786	951.734	3.818.520	5.867.479	1.206.823	7.074.302	104,7%	26,8%	85,3%
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	883	9.734.688	2.652.706	6.312.011	3.437.907	9.749.918	13.816.952	3.269.645	17.086.597	118,9%	-4,9%	75,2%
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	731	33.155.785	6.178.558	12.019.276	6.257.736	18.277.012	23.008.502	5.544.905	28.553.407	91,4%	-12,8%	55,4%
<b>Suministrados desde plantas satélite</b>		<b>171.150</b>	<b>8.638.248</b>	<b>1.363.978</b>	<b>6.342.994</b>	<b>12.147.347</b>	<b>18.490.341</b>	<b>19.477.252</b>	<b>2.234.568</b>	<b>21.711.819</b>	<b>207,1%</b>	<b>-81,6%</b>	<b>17,4%</b>
RLPS.1	C ≤ 5.000	116.360	1.682.337	248.511	2.003.078	3.419.259	5.422.337	5.732.933	467.769	6.200.702	186,2%	-86,3%	14,4%
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	43.777	2.691.172	329.131	2.132.563	3.803.103	5.935.666	6.641.428	619.538	7.260.967	211,4%	-83,7%	22,3%
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	9.527	1.369.770	167.523	759.607	1.784.957	2.544.565	3.052.748	315.226	3.367.974	301,9%	-82,3%	32,4%
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	1.148	719.936	153.101	729.468	1.140.912	1.870.380	1.496.286	286.373	1.782.659	105,1%	-74,9%	-4,7%
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	269	714.614	152.140	366.476	1.118.384	1.484.860	1.436.096	275.487	1.711.583	291,9%	-75,4%	15,3%
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	45	408.789	87.031	114.015	601.382	715.396	580.215	107.271	687.487	408,9%	-82,2%	-3,9%
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	18	412.029	74.796	95.117	190.730	285.847	285.928	67.125	353.053	200,8%	-64,8%	23,5%
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	5	639.602	151.746	142.671	88.619	231.290	251.617	95.779	347.396	76,4%	8,1%	50,2%

Facturación por cliente		Previsión variables facturación. Año de gas 2023			Facturación a precios de la Resolución de 27 de mayo de 2021			Facturación a los precios del año de gas 2023			% variación 2023 sobre 2022		
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>21.625</b>	<b>90.955.273</b>	<b>16.190.106</b>	<b>19.642.545</b>	<b>156.670.852</b>	<b>176.313.398</b>	<b>57.876.334</b>	<b>149.190.895</b>	<b>207.067.229</b>	<b>194,6%</b>	<b>-4,8%</b>	<b>17,4%</b>
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	19.974	78.300.876	12.860.919	10.880.638	149.456.738	160.337.377	46.760.323	131.848.357	178.608.680	329,8%	-11,8%	11,4%
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	768	2.919.709	666.480	2.140.146	2.022.768	4.162.914	1.797.547	6.832.665	8.630.212	-16,0%	237,8%	107,3%
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	883	9.734.688	2.652.706	6.621.761	5.191.346	11.813.107	9.318.464	10.509.873	19.828.337	40,7%	102,4%	67,9%
<b>Suministrados desde plantas satélite</b>		<b>171.126</b>	<b>7.586.617</b>	<b>1.137.437</b>	<b>3.625.164</b>	<b>13.894.703</b>	<b>17.519.867</b>	<b>9.657.670</b>	<b>13.481.390</b>	<b>23.139.060</b>	<b>166,4%</b>	<b>-3,0%</b>	<b>32,1%</b>
RLPS.1	C ≤ 5.000	116.360	1.682.337	248.511	1.030.498	4.003.011	5.033.509	3.283.095	3.793.742	7.076.837	218,6%	-5,2%	40,6%
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	43.777	2.691.172	329.131	1.181.808	4.411.995	5.593.803	3.078.504	4.145.128	7.223.632	160,5%	-6,0%	29,1%
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	9.527	1.369.770	167.523	500.929	2.040.262	2.541.192	1.692.174	1.767.725	3.459.899	237,8%	-13,4%	36,2%
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	1.148	719.936	153.101	548.803	1.417.566	1.966.369	495.842	1.870.261	2.366.104	-9,7%	31,9%	20,3%
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	269	714.614	152.140	250.130	1.362.873	1.613.003	629.384	1.559.722	2.189.106	151,6%	14,4%	35,7%
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	45	408.789	87.031	112.996	658.996	771.992	478.671	344.810	823.482	323,6%	-47,7%	6,7%

Fuente: CNMC

En el Cuadro 80 se compara la facturación del escenario de demanda previsto para el ejercicio 2023 a los precios de la Resolución de peajes de 2022 y a los precios que resultan de aplicar la metodología para el año de gas 2026, así como la diferencia de facturación que procede aplicar en el año de gas 2023, teniendo en cuenta que se debe laminar en los cuatro 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 2023 para este colectivo. Se indica que para determinados grupos tarifarios la aplicación del periodo transitorio supondría una reducción respecto de los peajes del año de gas 2022, en lugar del incremento que resulta de aplicar los peajes del año de gas 2023, por lo tanto para este colectivo se mantiene la facturación total que resulta de considerar los peajes de la Resolución del año de gas 2022, aplicando el transitorio a la relación entre el término fijo y el término variable que resulta de aplicar el transitorio (véase Cuadro 81).

**Cuadro 80. Facturación a las variables previstas para el año de gas 2023 a los precios de la Resolución de 27 de mayo de 2021 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 2023			Facturación a precios de la Resolución de 27 de mayo de 2021 (A)			Facturación a precios del año de gas 2026 (B)			Diferencia (C) = [(B) - (A)] / 4			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>22.356</b>	<b>124.111.058</b>	<b>22.358.663</b>	<b>53.243.507</b>	<b>139.536.619</b>	<b>192.780.126</b>	<b>177.427.318</b>	<b>28.084.094</b>	<b>205.511.412</b>	<b>31.045.953</b>	<b>-27.863.131</b>	<b>3.182.822</b>	<b>84.289.460</b>	<b>111.673.487</b>	<b>195.962.947</b>	<b>58,3%</b>	<b>-20,0%</b>	<b>1,7%</b>
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	19.974	78.300.876	12.860.919	32.046.434	128.789.242	160.835.676	139.819.480	19.766.736	159.586.216	26.943.261	-27.255.626	-312.365	58.989.696	101.533.615	160.523.311	84,1%	-21,2%	-0,2%
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	768	2.919.709	666.480	2.866.786	951.734	3.818.520	5.213.634	1.024.355	6.237.989	586.712	18.155	604.867	3.453.498	969.889	4.423.387	20,5%	1,9%	15,8%
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	883	9.734.688	2.652.706	6.312.011	3.437.907	9.749.918	12.221.829	2.733.311	14.955.140	1.477.455	-176.149	1.301.305	7.789.465	3.261.758	11.051.224	23,4%	-5,1%	13,3%
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	731	33.155.785	6.178.558	12.018.276	6.357.736	18.376.012	20.172.374	4.559.692	24.732.067	2.038.525	-449.511	1.589.014	14.056.800	5.908.225	19.965.025	17,0%	-7,1%	8,6%
<b>Suministrados desde plantas satélite</b>		<b>171.150</b>	<b>8.638.248</b>	<b>1.363.978</b>	<b>6.342.994</b>	<b>12.147.347</b>	<b>18.490.341</b>	<b>17.333.942</b>	<b>1.891.612</b>	<b>19.225.554</b>	<b>2.747.737</b>	<b>-2.563.934</b>	<b>183.803</b>	<b>9.090.731</b>	<b>9.583.413</b>	<b>18.674.144</b>	<b>43,3%</b>	<b>-21,1%</b>	<b>1,0%</b>
RLPS.1	C ≤ 5.000	116.360	1.682.337	248.511	2.003.078	3.419.259	5.422.337	5.114.308	397.674	5.511.982	777.808	-755.396	22.411	2.780.885	2.663.863	5.444.748	38,8%	-22,1%	0,4%
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	43.777	2.691.172	329.131	2.132.563	3.803.103	5.935.666	5.912.475	526.702	6.439.177	944.978	-819.100	125.878	3.077.541	2.984.003	6.061.544	44,3%	-21,5%	2,1%
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	9.527	1.369.770	167.523	759.607	1.784.957	2.544.565	2.715.539	267.985	2.983.523	488.983	-379.243	109.740	1.248.590	1.405.714	2.654.304	64,4%	-21,2%	4,3%
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	1.148	719.936	153.101	729.468	1.140.912	1.870.380	1.331.887	243.408	1.575.295	150.605	-224.376	-73.771	880.073	916.536	1.796.609	20,6%	-19,7%	-3,9%
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	269	714.614	152.140	366.476	1.118.384	1.484.860	1.276.064	233.834	1.509.898	227.397	-221.138	6.259	593.873	897.246	1.491.119	62,0%	-19,8%	0,4%
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	45	408.789	87.031	114.015	601.382	715.396	513.231	89.675	602.906	99.804	-127.927	-28.123	213.819	473.455	687.274	87,5%	-21,3%	-3,9%
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	18	412.029	74.796	95.117	190.730	285.847	250.683	55.199	305.882	38.892	-33.883	5.009	134.008	156.847	290.856	40,9%	-17,8%	1,8%
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	5	639.602	151.746	142.671	88.619	231.290	219.755	77.136	296.890	19.271	-2.871	16.400	161.942	85.748	247.690	13,5%	-3,2%	7,1%

Facturación por cliente		Previsión variables facturación. Año de gas 2023			Facturación a precios de la Resolución de 27 de mayo de 2021 (A)			Facturación a precios del año de gas 2026 (B)			Diferencia (C) = [(B) - (A)] / 4			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>21.625</b>	<b>90.955.273</b>	<b>16.180.106</b>	<b>19.642.545</b>	<b>156.670.852</b>	<b>176.313.398</b>	<b>49.772.602</b>	<b>131.107.314</b>	<b>180.879.916</b>	<b>7.532.514</b>	<b>-6.390.885</b>	<b>1.141.630</b>	<b>27.175.059</b>	<b>150.279.968</b>	<b>177.455.027</b>	<b>38,3%</b>	<b>-4,1%</b>	<b>0,6%</b>
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	19.974	78.300.876	12.860.919	10.880.638	149.456.738	160.337.377	40.231.102	116.191.055	156.422.157	7.337.616	-8.316.421	-978.805	18.218.254	141.140.317	159.358.572	67,4%	-5,6%	-0,6%
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	768	2.919.709	666.480	2.140.146	2.022.768	4.162.914	1.546.553	6.021.270	7.567.822	-148.398	999.625	851.227	1.991.748	3.022.393	5.014.141	-6,9%	49,4%	20,4%
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	883	9.734.688	2.652.706	6.621.761	5.191.346	11.813.107	7.994.947	8.894.989	16.889.936	343.297	925.911	1.269.207	6.965.057	6.117.257	13.082.314	5,2%	17,8%	10,7%
<b>Suministrados desde plantas satélite</b>		<b>171.126</b>	<b>7.586.617</b>	<b>1.137.437</b>	<b>3.625.164</b>	<b>13.894.703</b>	<b>17.519.867</b>	<b>8.522.837</b>	<b>11.928.349</b>	<b>20.451.186</b>	<b>1.224.418</b>	<b>-491.589</b>	<b>732.830</b>	<b>4.849.582</b>	<b>13.403.115</b>	<b>18.252.697</b>	<b>33,8%</b>	<b>-3,5%</b>	<b>4,2%</b>
RLPS.1	C ≤ 5.000	116.360	1.682.337	248.511	1.030.498	4.003.011	5.033.509	2.914.029	3.374.411	6.288.440	470.883	-157.150	313.733	1.501.380	3.845.861	5.347.241	45,7%	-3,9%	6,2%
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	43.777	2.691.172	329.131	1.181.808	4.411.995	5.593.803	2.725.936	3.677.302	6.403.238	386.032	-183.673	202.359	1.567.840	4.228.322	5.796.161	32,7%	-4,2%	3,6%
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	9.527	1.369.770	167.523	500.929	2.040.262	2.541.192	1.494.299	1.568.716	3.063.015	248.342	-117.887	130.456	749.272	1.922.376	2.671.647	49,6%	-5,8%	5,1%
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	1.148	719.936	153.101	548.803	1.417.566	1.966.369	436.387	1.641.589	2.077.976	-28.104	56.006	27.902	520.699	1.473.572	1.994.271	-5,1%	4,0%	1,4%
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	269	714.614	152.140	250.130	1.362.873	1.613.003	541.502	1.374.501	1.916.003	72.843	2.907	75.750	322.973	1.365.780	1.688.753	29,1%	0,2%	4,7%
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	45	408.789	87.031	112.996	658.996	771.992	410.685	291.829	702.514	74.422	-91.792	-17.370	187.418	567.204	754.622	65,9%	-13,9%	-2,2%

*Fuente: CNMC*

**Cuadro 81. Determinación de los peajes transitorios para el año de gas 2023**

Facturación por caudal		Previsión variables facturación. Año de gas 2023			Facturación del periodo 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>Suministrados desde la red T&amp;D</b>		<b>22.356</b>	<b>124.111.058</b>	<b>22.358.663</b>	<b>84.289.460</b>	<b>111.985.852</b>	<b>196.275.312</b>		
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	19.974	78.300.876	12.860.919	58.989.696	101.845.980	160.835.676	0,753372	0,007919
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	768	2.919.709	666.480	3.453.498	969.889	4.423.387	1,182823	0,001455
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	883	9.734.688	2.652.706	7.789.465	3.261.758	11.051.224	0,800176	0,001230
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	731	33.155.785	6.178.558	14.056.800	5.908.225	19.965.025	0,423962	0,000956
<b>Suministrados desde plantas satélite</b>		<b>171.150</b>	<b>8.638.248</b>	<b>1.363.978</b>	<b>9.090.731</b>	<b>9.685.307</b>	<b>18.776.038</b>		
RLPS.1	C ≤ 5.000	116.360	1.682.337	248.511	2.780.885	2.663.863	5.444.748	1,652990	0,010719
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	43.777	2.691.172	329.131	3.077.541	2.984.003	6.061.544	1,143569	0,009066
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	9.527	1.369.770	167.523	1.248.590	1.405.714	2.654.304	0,911533	0,008391
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	1.148	719.936	153.101	880.073	990.307	1.870.380	1,222432	0,006468
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	269	714.614	152.140	593.873	897.246	1.491.119	0,831041	0,005897
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	45	408.789	87.031	213.819	501.577	715.396	0,523055	0,005763
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	18	412.029	74.796	134.008	156.847	290.856	0,325240	0,002097
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	5	639.602	151.746	161.942	85.748	247.690	0,253192	0,000585

Facturación por cliente		Previsión variables facturación. Año de gas 2023			Facturación del periodo 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>Suministrados desde la red T&amp;D</b>		<b>21.625</b>	<b>90.955.273</b>	<b>16.180.106</b>	<b>27.175.059</b>	<b>151.258.773</b>	<b>178.433.832</b>		
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	19.974	78.300.876	12.860.919	18.218.254	142.119.122	160.337.377	912,08	0,011050
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	768	2.919.709	666.480	1.991.748	3.022.393	5.014.141	2.593,94	0,004535
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	883	9.734.688	2.652.706	6.965.057	6.117.257	13.082.314	7.887,70	0,002306
<b>Suministrados desde plantas satélite</b>		<b>171.126</b>	<b>7.586.617</b>	<b>1.137.437</b>	<b>4.849.582</b>	<b>13.420.484</b>	<b>18.270.066</b>		
RLPS.1	C ≤ 5.000	116.360	1.682.337	248.511	1.501.380	3.845.861	5.347.241	12,90	0,015476
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	43.777	2.691.172	329.131	1.567.840	4.228.322	5.796.161	35,81	0,012847
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	9.527	1.369.770	167.523	749.272	1.922.376	2.671.647	78,65	0,011475
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	1.148	719.936	153.101	520.699	1.473.572	1.994.271	453,51	0,009625
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	269	714.614	152.140	322.973	1.365.780	1.688.753	1.201,31	0,008977
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	45	408.789	87.031	187.418	584.574	771.992	4.131,85	0,006717

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 2023 y la facturación a los precios del transitorio (véanse Cuadro 82 y Cuadro 83).

**Cuadro 82. Pérdida de ingresos derivada de la aplicación del periodo transitorio**

Facturación por caudal		Previsión variables facturación. Año de gas 2023			Facturación a precios del año de gas 2023 (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 (€)
Sumistrados desde la red T&D		<b>22.356</b>	<b>124.111.058</b>	<b>22.358.663</b>	<b>200.047.260</b>	<b>33.309.159</b>	<b>233.356.419</b>	<b>84.289.460</b>	<b>111.985.852</b>	<b>196.275.312</b>	<b>-115.757.801</b>	<b>78.676.694</b>	<b>-37.081.107</b>
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	19.974	78.300.876	12.860.919	157.354.328	23.287.785	180.642.113	58.989.696	101.845.980	160.835.676	-98.364.632	78.558.195	-19.806.437
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	768	2.919.709	666.480	5.867.479	1.206.823	7.074.302	3.453.498	969.889	4.423.387	-2.413.981	-236.934	-2.650.915
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	883	9.734.688	2.652.706	13.816.952	3.269.645	17.086.597	7.789.465	3.261.758	11.051.224	-6.027.486	-7.887	-6.035.374
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	731	33.155.785	6.178.558	23.008.502	5.544.905	28.553.407	14.056.800	5.908.225	19.965.025	-8.951.701	363.320	-8.588.381
Sumistrados desde plantas satélite		<b>171.150</b>	<b>8.638.248</b>	<b>1.363.978</b>	<b>19.477.252</b>	<b>2.234.568</b>	<b>21.711.819</b>	<b>9.090.731</b>	<b>9.685.307</b>	<b>18.776.038</b>	<b>-10.386.520</b>	<b>7.450.739</b>	<b>-2.935.781</b>
RLPS.1	C ≤ 5.000	116.360	1.682.337	248.511	5.732.933	467.769	6.200.702	2.780.885	2.663.863	5.444.748	-2.952.048	2.196.094	-755.954
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	43.777	2.691.172	329.131	6.641.428	619.538	7.260.967	3.077.541	2.984.003	6.061.544	-3.563.888	2.364.465	-1.199.423
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	9.527	1.369.770	167.523	3.052.748	315.226	3.367.974	1.248.590	1.405.714	2.654.304	-1.804.158	1.090.488	-713.670
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	1.148	719.936	153.101	1.496.286	286.373	1.782.659	880.073	990.307	1.870.380	-616.213	703.935	87.721
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	269	714.614	152.140	1.436.096	275.487	1.711.583	593.873	897.246	1.491.119	-842.223	621.760	-220.463
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	45	408.789	87.031	580.215	107.271	687.487	213.819	501.577	715.396	-366.396	394.306	27.910
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	18	412.029	74.796	285.928	67.125	353.053	134.008	156.847	290.856	-151.920	89.722	-62.198
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	5	639.602	151.746	251.617	95.779	347.396	161.942	85.748	247.690	-89.675	-10.030	-99.705

**Impacto del transitorio -40.016.888**

Facturación por cliente		Previsión variables facturación. Año de gas 2023			Facturación a precios del año de gas 2023 (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 (€)
Sumistrados desde la red T&D		<b>21.625</b>	<b>90.955.273</b>	<b>16.180.106</b>	<b>57.876.334</b>	<b>149.190.895</b>	<b>207.067.229</b>	<b>27.175.059</b>	<b>151.258.773</b>	<b>178.433.832</b>	<b>-30.701.275</b>	<b>2.067.878</b>	<b>-28.633.397</b>
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	19.974	78.300.876	12.860.919	46.760.323	131.848.357	178.608.680	18.218.254	142.119.122	160.337.377	-28.542.069	10.270.765	-18.271.304
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	768	2.919.709	666.480	1.797.547	6.832.665	8.630.212	1.991.748	3.022.393	5.014.141	194.201	-3.810.271	-3.616.070
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	883	9.734.688	2.652.706	9.318.464	10.509.873	19.828.337	6.965.057	6.117.257	13.082.314	-2.353.407	-4.392.616	-6.746.023
Sumistrados desde plantas satélite		<b>171.126</b>	<b>7.586.617</b>	<b>1.137.437</b>	<b>9.657.670</b>	<b>13.481.390</b>	<b>23.139.060</b>	<b>4.849.582</b>	<b>13.420.484</b>	<b>18.270.066</b>	<b>-4.808.088</b>	<b>-60.905</b>	<b>-4.868.994</b>
RLPS.1	C ≤ 5.000	116.360	1.682.337	248.511	3.283.095	3.793.742	7.076.837	1.501.380	3.845.861	5.347.241	-1.781.715	52.119	-1.729.596
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	43.777	2.691.172	329.131	3.078.504	4.145.128	7.223.632	1.567.840	4.228.322	5.796.161	-1.510.664	83.193	-1.427.471
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	9.527	1.369.770	167.523	1.692.174	1.767.725	3.459.899	749.272	1.922.376	2.671.647	-942.902	154.650	-788.252
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	1.148	719.936	153.101	495.842	1.870.261	2.366.104	520.699	1.473.572	1.994.271	24.857	-396.690	-371.833
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	269	714.614	152.140	629.384	1.659.722	2.189.106	322.973	1.365.780	1.688.753	-306.411	-193.942	-500.353
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	45	408.789	87.031	478.671	344.810	823.482	187.418	584.574	771.992	-291.253	239.763	-51.490

**Impacto del transitorio -33.502.390**

Fuente: CNMC

**Cuadro 83. 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>37.081.107</b>	<b>28.633.397</b>	<b>38.756.911</b>
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	19.806.437	18.271.304	19.806.437
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2.650.915	3.616.070	3.616.070
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	6.035.374	6.746.023	6.746.023
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	8.588.381	n.a.	8.588.381
<b>Suministrados desde plantas satélite</b>		<b>2.935.781</b>	<b>4.868.994</b>	<b>5.030.897</b>
RLPS.1	C ≤ 5.000	755.954	1.729.596	1.729.596
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	1.199.423	1.427.471	1.427.471
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	713.670	788.252	788.252
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	-87.721	371.833	371.833
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	220.463	500.353	500.353
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-27.910	51.490	51.490
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	62.198	n.a.	62.198
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	99.705	n.a.	99.705
<b>Total</b>				<b>43.787.808</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 (véase Cuadro 84).

Al respecto se indica, que dado que como resultado de aplicar la metodología de la Circular 6/2020 resultan incrementos de los términos fijos por cliente de los peajes RL.1 y RL.2, la retribución asignada a estos peajes se recupera a través del término variable.

**Cuadro 84. Asignación del déficit de ingresos por aplicación del periodo transitorio al resto de los peajes**

Facturación por cliente o caudal

Retribución a recuperar (E) **43.787.808**

		Previsión variables facturación. Año de gas 2023 (A)			Facturación a precios de la Resolución de 27 de mayo de 2021 (B)			Facturación a precios del año de gas 2023 (C)			Diferencia (D) = [(C) - (B)]			% asignación (E) = (D) / total facturación			Facturación a precios periodo transitorio (G) = (C) + (D) * (E)			Términos de los peajes (G)/(A)				
Peaje transitorio	Tamaño (kWh)	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 (€)	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo (€)	Facturación término variable (€)	Total facturación (€)	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>Sumistrados desde la red T&amp;D</b>		<b>7.932.457</b>	<b>1.637.973.431</b>	<b>354.151.998</b>	<b>432.049.747</b>	<b>655.304.880</b>	<b>1.087.354.627</b>	<b>616.928.864</b>	<b>675.728.498</b>	<b>1.292.657.363</b>	<b>-22.281.518</b>	<b>-51.291.576</b>	<b>-73.573.094</b>	<b>45,1%</b>	<b>54,9%</b>	<b>100,0%</b>	<b>636.673.719</b>	<b>699.771.452</b>	<b>1.336.445.170</b>					
RL.1	C ≤ 5.000	4.585.125	82.354.817	11.237.400	125.689.318	187.776.962	313.466.280	129.368.937	171.549.124	300.918.061	3.679.619	-16.227.838	-12.548.219	0,0%	17,1%	17,1%	129.368.937	179.017.330	308.386.267	28,21	0,0159305			
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.877.590	174.145.406	21.232.828	196.895.565	283.054.824	479.950.388	202.360.933	267.410.002	469.770.935	5.465.369	-15.644.822	-10.179.453	0,0%	13,8%	13,8%	202.360.933	273.468.411	475.829.345	70,32	0,0128795			
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	387.460	58.798.105	7.165.531	67.064.027	77.452.228	144.516.255	68.820.542	75.611.669	144.432.211	1.756.516	-1.840.559	-84.043	0,0%	0,1%	0,1%	68.820.542	75.661.688	144.482.230	177,62	0,0105591			
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	56.796	48.902.704	7.397.121	27.130.215	90.503.770	117.633.985	24.528.099	90.361.987	114.890.085	-2.602.116	-141.784	-2.743.900	3,5%	0,2%	3,7%	26.076.776	90.446.371	116.523.146	459,13	0,0122272			
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	19.974	78.300.876	12.860.919																				
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	768	2.919.709	666.480																				
RLB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	1.397	18.716.629	3.279.153	15.270.623	16.517.096	31.787.719	14.737.719	12.991.821	27.729.540	-532.904	-3.525.275	-4.058.179	0,7%	4,8%	5,5%	15.054.883	15.089.926	30.144.808	10,779,96	0,0046018			
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	883	9.734.688	2.652.706																				
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	425	13.137.036	3.007.419	9.999.465	2.691.640	12.691.105	9.116.464	2.698.988	11.815.452	-883.001	7.348	-875.653	1,2%	0,0%	1,2%	9.637.618	2.698.988	12.336.606			0,7336220	0,0008974	
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	731	33.155.785	6.178.568																				
RL.8	15.000.000 kWh < C ≤ 50.000.000	704	91.537.948	18.955.166	36.349.445	12.017.575	48.367.020	36.010.702	11.964.099	47.974.802	-338.742	-53.476	-392.218	0,5%	0,1%	0,5%	36.212.308	11.995.926	48.208.234			0,3955989	0,0006329	
RL.9	50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000	311	107.464.257	27.972.682	18.641.610	15.077.275	33.718.885	16.477.816	11.551.034	28.028.851	-2.163.793	-3.526.241	-5.690.035	2,9%	4,8%	7,7%	17.765.621	13.649.714	31.415.335			0,1653166	0,0004880	
RL.10	150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000	190	174.395.754	49.521.820	26.779.166	21.541.992	48.321.158	24.217.846	17.225.729	41.443.575	-2.561.320	-4.316.262	-6.877.582	3,5%	5,9%	9,3%	25.742.242	19.794.599	45.536.841			0,1476082	0,0003997	
RL.11	C > 500.000.000	103	744.409.717	182.024.215	115.300.950	20.386.712	135.777.662	91.289.805	14.364.045	105.653.850	-24.101.145	-6.022.667	-30.123.812	32,8%	8,2%	40,9%	105.633.858	17.948.499	123.582.357			0,1419028	0,0000886	

Determinación del término por caudal de clientes sin telemedida

Retribución a recuperar por consumidores sin telemedida (E) **17.624.964**

		Previsión variables facturación. Año de gas 2023 (A)			Facturación a precios de la Resolución de 27 de mayo de 2021 (B)			Facturación a precios del año de gas 2023 (C)			Diferencia (D) = [(C) - (B)]			% asignación (E) = (D) / total facturación			Facturación a precios periodo transitorio (G) = (C) + (D) * (E)			Términos de los peajes (G)/(A)			
Peaje transitorio	Tamaño (kWh)	Nº 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 (€)	Facturación término fijo (€)	Facturación término variable (€)	Total facturación (€)	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo (€)	Facturación término variable (€)	Total facturación (€)	Facturación término fijo (€/kWh/día/año)	Término variable (€/kWh)		
<b>Sumistrados desde la red T&amp;D</b>		<b>7.929.992</b>	<b>473.872.934</b>	<b>66.492.139</b>	<b>1.082.018.838</b>	<b>145.553.931</b>	<b>1.227.572.769</b>	<b>969.651.908</b>	<b>92.480.830</b>	<b>1.062.132.739</b>	<b>-112.366.930</b>	<b>-53.073.100</b>	<b>-165.440.030</b>	<b>67,9%</b>	<b>32,1%</b>	<b>100,0%</b>	<b>981.622.790</b>	<b>98.134.912</b>	<b>1.079.757.703</b>				
RL.1	C ≤ 5.000	4.585.125	82.354.817	11.237.400	318.841.121	46.623.975	365.465.095	280.642.168	21.152.029	301.794.197	-38.198.953	-25.471.946	-63.670.899	23,1%	15,4%	38,5%	284.711.649	23.865.654	308.577.303	3,46	0,0021238		
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.877.590	174.145.406	21.232.828	478.798.341	60.789.585	539.587.926	429.786.022	39.967.579	469.753.601	-49.032.319	-20.822.006	-69.854.325	29,6%	12,6%	42,2%	434.989.624	42.185.827	477.175.451	2,50	0,0019868		
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	387.460	58.798.105	7.165.531	144.986.779	15.656.686	160.643.465	131.040.841	13.483.295	144.524.136	-13.945.938	-2.173.391	-16.119.329	8,4%	1,3%	9,7%	132.526.555	13.714.835	146.241.390	2,25	0,0019140		
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	56.796	48.902.704	7.397.121	112.049.493	18.233.902	130.283.395	101.637.388	13.836.142	115.473.531	-10.412.105	-4.397.760	-14.809.865	6,3%	2,7%	9,0%	102.746.630	14.304.653	117.051.283	2,10	0,0019338		
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	19.974	78.300.876	12.860.919																			
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	768	2.919.709	666.480																			
RLB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	1.397	18.716.629	3.279.153	27.343.105	4.249.783	31.592.887	26.565.490	4.041.785	30.607.275	-777.615	-207.998	-985.613	0,5%	0,1%	0,6%	26.648.332	4.063.944	30.712.276	1,42	0,0012393		
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	883	9.734.688	2.652.706																			

Fuente: CNMC

En el Cuadro 85 se recogen los peajes de redes locales que resultan para el año de gas 2023 tras la aplicación del periodo transitorio.

**Cuadro 85. Términos de facturación de los peajes de redes locales para el año de gas 2023, 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	28,215	0,015930	3,45713	0,002124	0,02744
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	70,323	0,012880	2,49785	0,001987	0,02241
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	177,620	0,010559	2,25393	0,001914	0,02016
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	459,130	0,012227	2,10104	0,001934	0,01575
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	912,085	0,011050	0,75337	0,007919	0,01247
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2.593,940	0,004535	1,18282	0,001455	0,00752
RLB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	10.779,961	0,004602	1,42378	0,001239	0,00919
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	7.887,701	0,002306	0,80018	0,001230	0,00493
RLB.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-	-	0,73362	0,000897	0,00410
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-	-	0,42396	0,000956	0,00323
RL.8	15.000.000 kWh < C ≤ 50.000.000 kWh	-	-	0,39560	0,000633	0,00254
RL.9	50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000 kWh	-	-	0,16532	0,000488	0,00112
RL.10	150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000 kWh	-	-	0,14761	0,000400	0,00092
RL.11	C > 500.000.000 kWh	-	-	0,14190	0,000099	0,00068
<b>Suministrados desde planta satélite</b>						
RLPS.1	C ≤ 5.000	12,903	0,015476	1,65299	0,010719	0,02152
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	35,815	0,012847	1,14357	0,009066	0,01761
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	78,648	0,011475	0,91153	0,008391	0,01595
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	453,513	0,009625	1,22243	0,006468	0,01303
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	1.201,313	0,008977	0,83104	0,005897	0,01110
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	4.131,850	0,006717	0,52305	0,005763	0,00887
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-	-	0,32524	0,002097	0,00389
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-	-	0,25319	0,000565	0,00163
RL.9	50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000 kWh	-	-	0,16532	0,000488	n.a.
RL.10	150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000 kWh	-	-	0,14761	0,000400	n.a.
RL.11	C > 500.000.000 kWh	-	-	0,14190	0,000099	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 86 se comparan las variables de asignación empleada en la determinación de los peajes de redes locales implícitos en la Resolución de peajes 2022 y los previstos para el año de gas 2023. Se observa que tanto el número de clientes como la capacidad contratada equivalente y el volumen resultan superiores a los utilizados en la determinación de los peajes de redes locales del año de gas 2022 por lo que cabe esperar una reducción de los peajes de las redes locales.

**Cuadro 86. Variables de facturación de los peajes de redes locales implícitos en la Resolución de peajes 2022 y en los peajes de redes locales 2023**

Resolución de peajes 2023 (A)					
Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	factor de carga (%)
RL.1	C ≤ 5.000	4.701.485	84.037.154	11.485.911	37,4%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.921.366	176.836.578	21.561.958	33,4%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	396.986	60.167.875	7.333.054	33,4%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	57.944	49.622.640	7.550.222	41,7%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.011	81.935.198	13.679.540	45,7%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	2.325	28.860.106	6.018.890	57,1%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	1.175	46.704.850	9.260.773	54,3%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	709	92.177.550	19.106.911	56,8%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	311	107.464.257	27.972.682	71,3%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	190	174.395.754	49.521.820	77,8%
RL.11	C > 500.000.000	103	744.409.717	182.024.215	67,0%
<b>Total</b>		<b>8.103.607</b>	<b>1.646.611.679</b>	<b>355.515.977</b>	<b>59,2%</b>

  

Resolución de peajes 2022 (B)					
Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	factor de carga (%)
RL.1	C ≤ 5.000	4.629.443	70.229.289	11.017.247	43,0%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.901.587	151.981.963	21.111.600	38,1%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	409.718	55.346.419	7.679.529	38,0%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	58.877	45.718.251	7.820.494	46,9%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.650	80.294.325	13.816.622	47,1%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	2.289	32.604.033	6.041.472	50,8%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	999	50.460.263	8.904.948	48,3%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	669	89.950.723	18.637.377	56,8%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	287	104.945.117	25.867.870	67,5%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	165	164.502.197	47.742.826	79,5%
RL.11	C > 500.000.000	98	599.640.207	168.655.454	77,1%
<b>Total</b>		<b>8.025.782</b>	<b>1.445.672.787</b>	<b>337.295.440</b>	<b>63,9%</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	1,6%	19,7%	4,3%	-12,9%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,7%	16,4%	2,1%	-12,2%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	-3,1%	8,7%	-4,5%	-12,2%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-1,6%	8,5%	-3,5%	-11,1%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-3,0%	2,0%	-1,0%	-3,0%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	1,6%	-11,5%	-0,4%	12,6%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	17,6%	-7,4%	4,0%	12,4%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	6,1%	2,5%	2,5%	0,0%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	8,5%	2,4%	8,1%	5,6%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	15,1%	6,0%	3,7%	-2,2%
RL.11	C > 500.000.000	5,9%	24,1%	7,9%	-13,1%
<b>Total</b>		<b>1,0%</b>	<b>13,9%</b>	<b>5,4%</b>	<b>-7,5%</b>

Fuente: Resolución de 27 de mayo de 2021 y CNMC

Por otra parte, la retribución considerada en el cálculo de los peajes de redes locales para el año de gas 2023 en términos globales resulta similar a la considerada en la determinación de los peajes de redes locales implícitos en la Resolución de precios 2022, si bien las retribuciones de la red de influencia local y de la red de transporte secundario se reducen respecto de las consideradas en el cálculo de los peajes del ejercicio anterior, lo que induce a una reducción de peajes de los consumidores de mayor tamaño (mayoritariamente conectados a redes de presión superior a 4 bar) y ligeros incrementos de los peajes de los consumidores de menor tamaño (principalmente conectados a redes de distribución) (véase Cuadro 87). Al respecto cabe señalar que, dado que la retribución asignada al término fijo y al término variable se mantienen y que la capacidad contratada aumenta en mayor medida que el volumen, se observan mayores reducciones en los términos fijos de facturación.

**Cuadro 87. Retribución asignada a los peajes de redes locales en la Resolución de peajes 2022 y en los peajes de redes locales 2023**

Retribución asignada a los peajes de distribución (€)	Resolución de peajes 2022 (A)	Resolución de peajes 2023 (B)	Variación (B) sobre (A) (%)
<b>Retribución de la red de influencia local</b>	<b>148.647.579</b>	<b>145.139.959</b>	<b>-2,4%</b>
Retribución a la inversión	108.790.042	90.807.459	-16,5%
Retribución O&M	38.159.367	49.378.153	29,4%
Gas de Operación	1.698.170	4.954.347	191,7%
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.	n.a.
<b>Retribución de la red de transporte secundario</b>	<b>68.093.963</b>	<b>66.047.734</b>	<b>-3,0%</b>
Retribución a la inversión	51.248.956	43.330.720	-15,5%
Retribución O&M	15.913.463	19.999.269	25,7%
Gas de Operación	931.545	2.717.746	191,7%
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.	n.a.
<b>Retribución de la red de distribución</b>	<b>1.333.264.639</b>	<b>1.340.929.814</b>	<b>0,6%</b>
Retribución de las redes	1.333.264.639	1.340.929.814	0,6%
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.	n.a.
<b>Total</b>	<b>1.550.006.181</b>	<b>1.552.117.507</b>	<b>0,1%</b>

Fuente: Resolución de 27 de mayo de 2021 y CNMC

Por último, en el Cuadro 88 y el Cuadro 89 se comparan los términos que resultan para ambos ejercicios antes y después 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 la retribución se traduce, con carácter general, en la reducción, de los términos fijos y variables de todos los peajes de redes locales, con mayores reducciones en los términos fijos que en los variables, excepto en el caso de los términos fijos y variables de los peajes RL.1 a RL.4 de los consumidores sin equipo de medida con registro del caudal máximo (esto es, cuando la facturación del término fijo es por cliente). Ello es debido a

que el incremento del número de clientes previsto para el ejercicio 2023 es inferior al incremento de la capacidad, variable empleada en la asignación del coste.

**Cuadro 88. Comparación de los peajes de acceso a las redes locales y de la facturación media de la demanda prevista para 2023 de la Resolución de precios 2022 y los resultantes para el año de gas 2023 antes de la aplicación del periodo transitorio**

**Resolución peajes 2022 (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	27,412410	0,015099	3,872	0,001938	0,026319
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	68,423783	0,012327	2,749	0,001938	0,021598
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	173,086523	0,010475	2,466	0,001938	0,019845
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	429,987126	0,012083	2,291	0,001925	0,015383
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2.356,813126	0,010919	2,193	0,001867	0,014539
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	10.934,440729	0,005037	1,461	0,001296	0,009261
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-	-	0,761	0,000895	0,004734
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-	-	0,397	0,000634	0,002550
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-	-	0,164	0,000454	0,001084
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	-	0,152	0,000362	0,000898
RL.11	C > 500.000.000	-	-	0,155	0,000067	0,000701

**Resolución de peajes 2023 (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	28,214922	0,015266	3,408	0,001882	0,026815
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	70,323070	0,012594	2,468	0,001882	0,022122
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	177,619940	0,010552	2,229	0,001882	0,020168
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	431,863131	0,012216	2,078	0,001870	0,015530
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2.341,023805	0,010252	2,010	0,001811	0,013848
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	10.552,857706	0,003962	1,419	0,001233	0,008038
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-	-	0,694	0,000897	0,004397
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-	-	0,393	0,000631	0,002529
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-	-	0,153	0,000413	0,001002
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	-	0,139	0,000348	0,000837
RL.11	C > 500.000.000	-	-	0,123	0,000079	0,000580

**% 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	2,9%	1,1%	-12,0%	-2,9%	1,9%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2,8%	2,2%	-10,2%	-2,9%	2,4%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	2,6%	0,7%	-9,6%	-2,9%	1,6%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,4%	1,1%	-9,3%	-2,9%	1,0%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-0,7%	-6,1%	-8,4%	-3,0%	-4,8%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-3,5%	-21,3%	-2,8%	-4,9%	-13,2%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-	-	-8,8%	0,3%	-7,1%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-	-	-0,9%	-0,4%	-0,8%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-	-	-6,6%	-9,0%	-7,6%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	-	-8,6%	-4,0%	-6,8%
RL.11	C > 500.000.000	-	-	-20,9%	17,6%	-17,2%

Fuente: Resolución de 27 de mayo de 2021 y CNMC

**Cuadro 89. Comparación de los peajes de acceso a las redes locales de la Resolución de precios 2022 y los resultantes para el año de gas 2023 tras la aplicación del periodo transitorio**

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

**Resolución peajes 2022 (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	27,412410	0,016710	3,872	0,004149	0,027895
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	68,423783	0,013331	2,749	0,002863	0,022604
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	173,086523	0,010809	2,466	0,002185	0,020168
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	477,678255	0,012235	2,291	0,002465	0,015903
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	544,731766	0,011621	0,409	0,010014	0,012467
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2.787,205393	0,003035	0,982	0,001428	0,006246
RLB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	10.934,440729	0,005037	1,461	0,001296	0,009694
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	7.498,928757	0,001957	0,648	0,001296	0,004453
RLB.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000			0,761	0,000895	0,004220
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000			0,362	0,001029	0,002974
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000			0,397	0,000634	0,002552
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000			0,173	0,000539	0,001205
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000			0,154	0,000435	0,000976
RL.11	C > 500.000.000			0,155	0,000112	0,000746

**Resolución de peajes 2023 (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) (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	28,214922	0,015930	3,457	0,002124	0,027443
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	70,323070	0,012880	2,498	0,001987	0,022410
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	177,619940	0,010559	2,254	0,001914	0,020164
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	459,130488	0,012227	2,101	0,001934	0,015753
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	912,084522	0,011050	0,753	0,007919	0,012467
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2.593,939742	0,004535	1,183	0,001455	0,007523
RLB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	10.779,960892	0,004602	1,424	0,001239	0,009193
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	7.887,701157	0,002306	0,800	0,001230	0,004932
RLB.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000			0,734	0,000897	0,004102
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000			0,424	0,000956	0,003231
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000			0,396	0,000633	0,002543
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000			0,165	0,000488	0,001123
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000			0,148	0,000400	0,000920
RL.11	C > 500.000.000			0,142	0,000099	0,000679

**% 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	2,9%	-4,7%	-10,7%	-48,8%	-1,62%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2,8%	-3,4%	-9,1%	-30,6%	-0,86%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	2,6%	-2,3%	-8,6%	-12,4%	-0,02%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-3,9%	-0,1%	-8,3%	-21,5%	-0,94%
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	67,4%	-4,9%	84,1%	-20,9%	0,00%
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-6,9%	49,4%	20,5%	1,9%	20,45%
RLB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-1,4%	-8,6%	-2,5%	-4,4%	-5,17%
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	5,2%	17,8%	23,4%	-5,1%	10,74%
RLB.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000			-3,6%	0,3%	-2,79%
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000			17,0%	-7,1%	8,65%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000			-0,4%	-0,2%	-0,33%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000			-4,7%	-9,5%	-6,83%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000			-3,9%	-8,1%	-5,76%
RL.11	C > 500.000.000			-8,5%	-12,0%	-8,98%

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

**Resolución peajes 2022 (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	8,856097	0,016108	1,191	0,013759	0,020255
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	26,996347	0,013405	0,792	0,011555	0,016996
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	52,580327	0,012179	0,555	0,010655	0,015169
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	477,990242	0,009259	1,013	0,007452	0,012844
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	930,369321	0,008958	0,513	0,007351	0,010602
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	2.491,127731	0,007572	0,279	0,006910	0,008870
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000			0,231	0,002550	0,003822
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000			0,223	0,000584	0,001524
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000			0,173	0,000539	n.a.
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000			0,154	0,000435	n.a.
RL.11	C > 500.000.000			0,155	0,000112	n.a.

**Resolución de peajes 2023 (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) (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	12,902864	0,015476	1,653	0,010719	0,021517
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	35,814574	0,012847	1,144	0,009066	0,017611
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	78,647726	0,011475	0,912	0,008391	0,015948
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	453,512546	0,009625	1,222	0,006468	0,013026
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	1.201,312688	0,008977	0,831	0,005897	0,011100
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	4.131,850388	0,006717	0,523	0,005763	0,008870
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000			0,325	0,002097	0,003889
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000			0,253	0,000565	0,001632
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000			0,165	0,000488	n.a.
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000			0,148	0,000400	n.a.
RL.11	C > 500.000.000			0,142	0,000099	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	45,7%	-3,9%	38,8%	-22,1%	6,2%
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	32,7%	-4,2%	44,3%	-21,5%	3,6%
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	49,6%	-5,8%	64,4%	-21,2%	5,1%
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	-5,1%	4,0%	20,6%	-13,2%	1,4%
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	29,1%	0,2%	62,0%	-19,8%	4,7%
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	65,9%	-11,3%	87,5%	-16,6%	0,0%
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000			40,9%	-17,8%	1,8%
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000			13,5%	-3,2%	7,1%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000			-4,7%	-9,5%	
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000			-3,9%	-8,1%	
RL.11	C > 500.000.000			-8,5%	-12,0%	

Fuente: Resolución de 27 de mayo de 2021 y CNMC

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

En el Cuadro 90 y en Cuadro 91 se muestran la evolución de la retribución asociada a las redes locales, las variables de facturación previstas, el resultado de la asignación y los términos de facturación que resultan de aplicar la metodología de la Circular hasta el final del periodo regulatorio antes y después de la aplicación del periodo transitorio. 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 90. 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 (€)	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Retribución de la red de influencia local	140.185.612	133.291.471	126.312.514	119.464.308
Retribución de la red de transporte secundario	71.002.081	64.727.825	59.656.325	54.633.810
Retribución de la red de distribución	1.340.929.814	1.305.073.912	1.257.266.043	1.221.410.141
<b>Total</b>	<b>1.552.117.507</b>	<b>1.503.093.208</b>	<b>1.443.234.881</b>	<b>1.395.508.259</b>

### 2. Previsión de las variables de facturación

#### Nº de consumidores

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	$C \leq 5.000$	4.701.485	4.729.106	4.754.034	4.778.413
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	2.921.366	2.938.095	2.953.119	2.967.796
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	396.986	399.318	401.421	403.478
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	57.944	59.940	61.107	62.245
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	21.011	21.741	22.175	22.598
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	2.325	2.430	2.504	2.576
RL.7	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	1.175	1.236	1.282	1.326
RL.8	$15.000.000 < C \leq 50.000.000$	709	750	781	811
RL.9	$50.000.000 < C \leq 150.000.000$	311	330	345	360
RL.10	$150.000.000 < C \leq 500.000.000$	190	201	209	216
RL.11	$C > 500.000.000$	103	105	107	108
<b>Total</b>		<b>8.103.607</b>	<b>8.153.252</b>	<b>8.197.085</b>	<b>8.239.927</b>

#### Capacidad contratada equivalente (MWh/día)

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	$C \leq 5.000$	84.037.154	84.537.383	84.930.026	85.301.057
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	176.836.578	177.872.705	178.686.428	179.454.143
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	60.167.875	60.525.993	60.808.720	61.075.909
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	49.622.640	50.511.783	51.296.367	51.719.893
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	81.935.198	83.427.736	84.708.057	85.406.191
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	28.860.106	29.554.778	29.984.049	30.282.766
RL.7	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	46.704.850	48.059.095	48.649.121	49.176.442
RL.8	$15.000.000 < C \leq 50.000.000$	92.177.550	95.102.829	96.217.308	97.325.786
RL.9	$50.000.000 < C \leq 150.000.000$	107.464.257	111.074.394	112.296.178	113.601.421
RL.10	$150.000.000 < C \leq 500.000.000$	174.395.754	179.353.112	180.667.918	181.799.682
RL.11	$C > 500.000.000$	744.409.717	653.682.936	596.752.461	542.663.462
<b>Total</b>		<b>1.646.611.679</b>	<b>1.573.702.744</b>	<b>1.524.996.635</b>	<b>1.477.806.754</b>

#### Volumen (MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	$C \leq 5.000$	11.485.911	11.553.917	11.607.692	11.658.483
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	21.561.958	21.688.245	21.787.461	21.881.063
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	7.333.054	7.376.633	7.411.094	7.443.653
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	7.550.222	7.693.212	7.817.463	7.886.673
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	13.679.540	13.935.279	14.150.512	14.270.254
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	6.018.890	6.174.742	6.262.227	6.327.942
RL.7	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	9.260.773	9.521.989	9.640.012	9.742.395
RL.8	$15.000.000 < C \leq 50.000.000$	19.106.911	19.707.249	19.939.375	20.167.553
RL.9	$50.000.000 < C \leq 150.000.000$	27.972.682	28.915.098	29.232.253	29.651.575
RL.10	$150.000.000 < C \leq 500.000.000$	49.521.820	50.978.704	51.380.682	51.739.726
RL.11	$C > 500.000.000$	182.024.215	160.934.286	148.108.354	134.572.957
<b>Total</b>		<b>355.515.977</b>	<b>338.479.354</b>	<b>327.337.123</b>	<b>315.342.274</b>

### 3. Retribución asignada a cada grupo tarifario

#### Retribución asignada al término fijo

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	$C \leq 5.000$	286.375.101	277.985.761	267.163.465	259.315.427
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	436.407.450	423.209.168	406.344.545	394.258.789
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	134.093.589	130.004.039	124.794.555	121.081.631
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	103.133.674	101.207.308	98.213.983	95.682.143
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	164.657.903	161.455.280	156.615.662	152.507.225
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	40.962.657	40.204.620	39.018.526	38.019.790
RL.7	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	32.410.894	31.728.880	30.739.947	29.919.533
RL.8	$15.000.000 < C \leq 50.000.000$	36.262.320	35.478.956	34.351.403	33.439.265
RL.9	$50.000.000 < C \leq 150.000.000$	16.477.816	16.066.954	15.498.434	15.060.873
RL.10	$150.000.000 < C \leq 500.000.000$	24.217.846	23.580.740	22.708.400	21.980.954
RL.11	$C > 500.000.000$	91.289.805	86.400.500	81.524.143	76.760.131
<b>Total</b>		<b>1.366.289.054</b>	<b>1.327.322.206</b>	<b>1.276.973.064</b>	<b>1.238.025.762</b>

#### Retribución asignada al término variable

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	$C \leq 5.000$	21.619.798	20.613.228	19.548.470	18.656.245
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	40.587.117	38.695.065	36.693.410	35.015.910
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	13.798.521	13.156.229	12.476.833	11.907.527
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	14.122.515	13.637.097	13.080.788	12.538.618
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	24.770.095	23.890.515	22.899.268	21.932.829
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	7.418.702	7.135.715	6.824.781	6.520.221
RL.7	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	8.311.018	7.942.038	7.562.474	7.189.756
RL.8	$15.000.000 < C \leq 50.000.000$	12.059.878	11.447.057	10.845.564	10.251.617
RL.9	$50.000.000 < C \leq 150.000.000$	11.551.034	10.830.115	10.165.410	9.526.771
RL.10	$150.000.000 < C \leq 500.000.000$	17.225.729	16.068.522	15.036.694	13.982.250
RL.11	$C > 500.000.000$	14.364.045	12.355.422	11.128.125	9.960.753
<b>Total</b>		<b>185.828.453</b>	<b>175.771.002</b>	<b>166.261.817</b>	<b>157.482.497</b>

### 4. Términos de facturación de los peajes de acceso a las redes locales

#### 4.a Puntos de suministros sin equipo de medida con capacidad de registro del caudal máximo diario

##### Término fijo (€/cliente y año)

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	$C \leq 5.000$	28,214922	27,191106	25,976160	25,043166
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	70,323070	67,702335	64,617690	62,269254
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	177,619940	170,804249	162,860706	156,849924
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	431,863131	414,740170	395,058578	380,079458
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	2.341,023805	2.220,254495	2.109,232026	2.014,142789
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	10.552,857706	9.997,984089	9.490,042473	9.054,018357

##### Término variable (€/kWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	$C \leq 5.000$	0,015266	0,014714	0,014061	0,013579
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	0,012594	0,012126	0,011576	0,011173
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	0,010552	0,010161	0,009701	0,009364
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	0,012216	0,011697	0,011149	0,010722
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	0,010252	0,009837	0,009381	0,009034
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	0,003962	0,003731	0,003525	0,003353

#### 4.b Puntos de suministros con equipo de medida con capacidad de registro del caudal máximo diario

##### Término fijo (€/kWh/día y año)

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	$C \leq 5.000$	3,407720	3,288318	3,145689	3,040002
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	2,467857	2,379281	2,274065	2,196989
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	2,228658	2,147904	2,052248	1,982478
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	2,078359	2,003638	1,914638	1,850007
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	2,009611	1,935271	1,848887	1,785669
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	1,419352	1,360342	1,301309	1,255493
RL.7	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	0,693951	0,660206	0,631871	0,608412
RL.8	$15.000.000 < C \leq 50.000.000$	0,393396	0,373059	0,357019	0,343581
RL.9	$50.000.000 < C \leq 150.000.000$	0,153333	0,144650	0,138014	0,132576
RL.10	$150.000.000 < C \leq 500.000.000$	0,138867	0,131477	0,125691	0,120908
RL.11	$C > 500.000.000$	0,122634	0,132175	0,136613	0,141451

**Término variable (€/kWh)**

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	0,001882	0,001784	0,001684	0,001600
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,001882	0,001784	0,001684	0,001600
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,001882	0,001784	0,001684	0,001600
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,001870	0,001773	0,001673	0,001590
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,001811	0,001714	0,001618	0,001537
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,001233	0,001156	0,001090	0,001030
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,000897	0,000834	0,000784	0,000738
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,000631	0,000581	0,000544	0,000508
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,000413	0,000375	0,000348	0,000321
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,000348	0,000315	0,000293	0,000270
RL.11	C > 500.000.000	0,000079	0,000077	0,000075	0,000074

**5. Evolución de los términos de facturación de los peajes de acceso a las redes locales**

**5.a Puntos de suministros sin equipo de medida con capacidad de registro del caudal máximo diario**

**Término fijo**

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	-4,4%	-3,6%	-4,5%	-3,6%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-4,5%	-3,7%	-4,6%	-3,6%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	-4,5%	-3,8%	-4,7%	-3,7%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-4,6%	-4,0%	-4,7%	-3,8%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-4,7%	-5,2%	-5,0%	-4,5%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-4,8%	-5,3%	-5,1%	-4,6%

**Término variable**

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	-4,4%	-3,6%	-4,4%	-3,4%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-4,5%	-3,7%	-4,5%	-3,5%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	-4,5%	-3,7%	-4,5%	-3,5%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-4,6%	-4,3%	-4,7%	-3,8%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-4,9%	-4,1%	-4,6%	-3,7%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-3,0%	-5,8%	-5,5%	-4,9%

**5.b Puntos de suministros con equipo de medida con capacidad de registro del caudal máximo diario**

**Término fijo**

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	-12,0%	-3,5%	-4,3%	-3,4%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-10,2%	-3,6%	-4,4%	-3,4%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	-9,6%	-3,6%	-4,5%	-3,4%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-9,3%	-3,6%	-4,4%	-3,4%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-8,4%	-3,7%	-4,5%	-3,4%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-2,8%	-4,2%	-4,3%	-3,5%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-8,8%	-4,9%	-4,3%	-3,7%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-0,9%	-5,2%	-4,3%	-3,8%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-6,6%	-5,7%	-4,6%	-3,9%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-8,6%	-5,3%	-4,4%	-3,8%
RL.11	C > 500.000.000	-20,9%	7,8%	3,4%	3,5%

**Término variable**

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	-2,9%	-5,2%	-5,6%	-5,0%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-2,9%	-5,2%	-5,6%	-5,0%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	-2,9%	-5,2%	-5,6%	-5,0%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-2,9%	-5,2%	-5,6%	-5,0%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-3,0%	-5,3%	-5,6%	-5,0%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-4,9%	-6,2%	-5,7%	-5,5%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,3%	-7,1%	-5,9%	-5,9%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-0,4%	-8,0%	-6,4%	-6,5%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-9,0%	-9,3%	-7,2%	-7,6%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-4,0%	-9,4%	-7,2%	-7,7%
RL.11	C > 500.000.000	17,6%	-2,7%	-2,1%	-1,5%

Fuente: CNMC

### Cuadro 91. Evolución de los peajes de redes locales hasta el final del periodo regulatorio, tras aplicar periodo transitorio

#### 1. Puntos de suministros sin equipo de medida con capacidad de registro del caudal máximo diario

##### a. Términos de facturación de los peajes de acceso a las redes locales tras aplicación del periodo transitorio

###### Término fijo (€/cliente y año)

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
<b>Sumistrados desde la red T&amp;D</b>					
RL.1	C ≤ 5.000	28,21	27,54	26,22	25,04
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	70,32	68,60	65,25	62,27
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	177,62	173,13	164,49	156,85
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	459,13	429,91	400,59	380,08
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	912,08	1.279,44	1.646,79	2.014,14
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2.593,94	2.400,67	2.207,41	2.014,14
RLB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	10.779,96	10.265,15	9.613,11	9.054,02
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	7.887,70	8.276,47	8.665,25	9.054,02
<b>Suministrados desde plantas satélite</b>					
RLPS.1	C ≤ 5.000	12,90	16,95	21,00	25,04
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	35,81	44,63	53,45	62,27
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	78,65	104,72	130,78	156,85
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	453,51	429,03	404,56	380,08
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	1.201,31	1.472,26	1.743,20	2.014,14
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	4.131,85	5.772,57	7.413,30	9.054,02

###### Término variable (€/kWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
<b>Sumistrados desde la red T&amp;D</b>					
RL.1	C ≤ 5.000	0,015930	0,015130	0,014231	0,013579
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,012880	0,012383	0,011704	0,011173
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,010559	0,010297	0,009796	0,009364
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,012227	0,011878	0,011264	0,010722
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,011050	0,010480	0,009909	0,009034
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,004535	0,006035	0,007535	0,009034
RLB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,004602	0,004029	0,003605	0,003353
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,002306	0,002655	0,003004	0,003353
<b>Suministrados desde plantas satélite</b>					
RLPS.1	C ≤ 5.000	0,015476	0,014843	0,014211	0,013579
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,012847	0,012289	0,011731	0,011173
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,011475	0,010772	0,010068	0,009364
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,009625	0,009991	0,010356	0,010722
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,008977	0,008996	0,009015	0,009034
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,006717	0,005862	0,005007	0,003353

##### b. Evolución de los términos de facturación de los peajes de acceso a las redes locales durante periodo transitorio

###### Término fijo

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
<b>Sumistrados desde la red T&amp;D</b>					
RL.1	C ≤ 5.000	2,9%	-2,4%	-4,8%	-4,5%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2,8%	-2,5%	-4,9%	-4,6%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	2,6%	-2,5%	-5,0%	-4,6%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-3,9%	-6,4%	-6,8%	-5,1%
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	67,4%	40,3%	28,7%	22,3%
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-6,9%	-7,5%	-8,1%	-8,8%
RLB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-1,4%	-4,8%	-6,4%	-5,8%
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	5,2%	4,9%	4,7%	4,5%
<b>Suministrados desde plantas satélite</b>					
RLPS.1	C ≤ 5.000	45,7%	31,4%	23,9%	19,3%
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	32,7%	24,6%	19,8%	16,5%
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	49,6%	33,1%	24,9%	19,9%
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	-5,1%	-5,4%	-5,7%	-6,1%
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	29,1%	22,6%	18,4%	15,5%
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	65,9%	39,7%	28,4%	22,1%

###### Término variable

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
<b>Sumistrados desde la red T&amp;D</b>					
RL.1	C ≤ 5.000	-4,7%	-5,0%	-5,9%	-4,6%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-3,4%	-3,9%	-5,5%	-4,5%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	-2,3%	-2,5%	-4,9%	-4,4%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-0,1%	-2,9%	-5,2%	-4,8%
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-4,9%	-5,2%	-5,4%	-8,8%
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	49,4%	33,1%	24,9%	19,9%
RLB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-8,6%	-12,5%	-10,5%	-7,0%
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	17,8%	15,1%	13,1%	11,6%
<b>Suministrados desde plantas satélite</b>					
RLPS.1	C ≤ 5.000	-3,9%	-4,1%	-4,3%	-4,4%
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	-4,2%	-4,3%	-4,5%	-4,8%
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	-5,8%	-6,1%	-6,5%	-7,0%
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	4,0%	3,8%	3,7%	3,5%
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-11,3%	-12,7%	-14,6%	-33,0%

**2. Puntos de suministros con equipo de medida con capacidad de registro del caudal máximo diario**

**a. Términos de facturación de los peajes de acceso a las redes locales tras aplicación del periodo transitorio**

**Término fijo (€/kWh/día y año)**

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
<b>Suministrados desde la red T&amp;D</b>					
RL.1	C ≤ 5.000	3,457134	3,346614	3,177779	3,040002
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2,497853	2,420227	2,297408	2,196989
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	2,253926	2,184516	2,073372	1,982478
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	2,101042	2,037274	1,934224	1,850007
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,753372	1,097471	1,441570	1,785669
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	1,182823	1,383772	1,584721	1,785669
RLB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	1,423778	1,382249	1,314236	1,255493
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,800176	0,951948	1,103720	1,255493
RLB.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,733622	0,685288	0,640352	0,608412
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,423962	0,485445	0,546929	0,608412
RL.8	15.000.000 kWh < C ≤ 50.000.000 kWh	0,395599	0,380760	0,360788	0,343581
RL.9	50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000 kWh	0,165317	0,151711	0,140189	0,132576
RL.10	150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000 kWh	0,147608	0,136988	0,127485	0,120908
RL.11	C > 500.000.000 kWh	0,141903	0,135498	0,136613	0,141451
<b>Suministrados desde plantas satélite</b>					
RLPS.1	C ≤ 5.000	1,652990	2,115327	2,577665	3,040002
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	1,143569	1,494709	1,845849	2,196989
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,911533	1,268514	1,625496	1,982478
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	1,222432	1,431623	1,640815	1,850007
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,831041	1,149250	1,467460	1,785669
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,523055	0,767201	1,011347	1,255493
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,325240	0,419631	0,514021	0,608412
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,253192	0,283321	0,313451	0,343581
RL.9	50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000 kWh	0,165317	0,151711	0,140189	0,132576
RL.10	150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000 kWh	0,147608	0,136988	0,127485	0,120908
RL.11	C > 500.000.000 kWh	0,141903	0,135498	0,136613	0,141451

**Término fijo (€/kWh/día y año)**

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
<b>Suministrados desde la red T&amp;D</b>					
RL.1	C ≤ 5.000	0,002124	0,001901	0,001719	0,001600
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,001987	0,001854	0,001711	0,001600
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,001914	0,001829	0,001707	0,001600
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,001934	0,001828	0,001698	0,001590
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,007919	0,005824	0,003729	0,001537
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,001455	0,001482	0,001510	0,001537
RLB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,001239	0,001185	0,001105	0,001030
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,001230	0,001163	0,001097	0,001030
RLB.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,000897	0,000856	0,000796	0,000738
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,000956	0,000883	0,000811	0,000738
RL.8	15.000.000 kWh < C ≤ 50.000.000 kWh	0,000633	0,000599	0,000553	0,000508
RL.9	50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000 kWh	0,000488	0,000413	0,000358	0,000321
RL.10	150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000 kWh	0,000400	0,000344	0,000301	0,000270
RL.11	C > 500.000.000 kWh	0,000099	0,000084	0,000076	0,000074
<b>Suministrados desde plantas satélite</b>					
RLPS.1	C ≤ 5.000	0,010719	0,007680	0,004640	0,001600
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,009066	0,006578	0,004089	0,001600
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,008391	0,006127	0,003864	0,001600
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,006468	0,005485	0,004501	0,001590
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,005897	0,004444	0,002990	0,001537
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,005763	0,004616	0,003470	0,001030
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,002097	0,001644	0,001191	0,000738
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,000565	0,000546	0,000527	0,000508
RL.9	50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000 kWh	0,000488	0,000413	0,000358	0,000321
RL.10	150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000 kWh	0,000400	0,000344	0,000301	0,000270
RL.11	C > 500.000.000 kWh	0,000099	0,000084	0,000076	0,000074

**b. Evolución de los términos de facturación de los peajes de acceso a las redes locales durante periodo transitorio**

**Término fijo**

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
<b>Sumistrados desde la red T&amp;D</b>					
RL.1	C ≤ 5.000	-10,7%	-3,2%	-5,0%	-4,3%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-9,1%	-3,1%	-5,1%	-4,4%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	-8,6%	-3,1%	-5,1%	-4,4%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-8,3%	-3,0%	-5,1%	-4,4%
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	84,1%	45,7%	31,4%	23,9%
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	20,5%	17,0%	14,5%	12,7%
RLB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-2,5%	-2,9%	-4,9%	-4,5%
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	23,4%	19,0%	15,9%	13,8%
RLB.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-3,6%	-6,6%	-6,6%	-5,0%
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	17,0%	14,5%	12,7%	11,2%
RL.8	15.000.000 kWh < C ≤ 50.000.000 kWh	-0,4%	-3,8%	-5,2%	-4,8%
RL.9	50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000 kWh	-4,7%	-8,2%	-7,6%	-5,4%
RL.10	150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000 kWh	-3,9%	-7,2%	-6,9%	-5,2%
RL.11	C > 500.000.000 kWh	-8,5%	-4,5%	0,8%	3,5%
<b>Suministrados desde plantas satélite</b>					
RLPS.1	C ≤ 5.000	38,8%	28,0%	21,9%	17,9%
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	44,3%	30,7%	23,5%	19,0%
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	64,4%	39,2%	28,1%	22,0%
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	20,6%	17,1%	14,6%	12,7%
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	62,0%	38,3%	27,7%	21,7%
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	87,5%	46,7%	31,8%	24,1%
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	40,9%	29,0%	22,5%	18,4%
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	13,5%	11,9%	10,6%	9,6%
RL.9	50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000 kWh	-4,7%	-8,2%	-7,6%	-5,4%
RL.10	150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000 kWh	-3,9%	-7,2%	-6,9%	-5,2%
RL.11	C > 500.000.000 kWh	-8,5%	-4,5%	0,8%	3,5%

**Término variable**

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
<b>Sumistrados desde la red T&amp;D</b>					
RL.1	C ≤ 5.000	-48,8%	-10,5%	-9,6%	-6,9%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-30,6%	-6,7%	-7,7%	-6,5%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	-12,4%	-4,5%	-6,7%	-6,3%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-21,5%	-5,5%	-7,1%	-6,4%
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-20,9%	-26,5%	-36,0%	-58,8%
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	1,9%	1,9%	1,8%	1,8%
RLB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-4,4%	-4,4%	-6,7%	-6,7%
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-5,1%	-5,4%	-5,7%	-6,1%
RLB.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,3%	-4,6%	-7,0%	-7,3%
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-7,1%	-7,6%	-8,2%	-9,0%
RL.8	15.000.000 kWh < C ≤ 50.000.000 kWh	-0,2%	-5,4%	-7,7%	-8,0%
RL.9	50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000 kWh	-9,5%	-15,3%	-13,3%	-10,3%
RL.10	150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000 kWh	-8,1%	-13,9%	-12,6%	-10,2%
RL.11	C > 500.000.000 kWh	-12,0%	-14,6%	-9,9%	-2,4%
<b>Suministrados desde plantas satélite</b>					
RLPS.1	C ≤ 5.000	-22,1%	-28,4%	-39,6%	-65,5%
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	-21,5%	-27,4%	-37,8%	-60,9%
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	-21,2%	-27,0%	-36,9%	-58,6%
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	-13,2%	-15,2%	-17,9%	-64,7%
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-19,8%	-24,6%	-32,7%	-48,6%
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-16,6%	-19,9%	-24,8%	-70,3%
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-17,8%	-21,6%	-27,6%	-38,0%
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-3,2%	-3,3%	-3,5%	-3,6%
RL.9	50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000 kWh	-9,5%	-15,3%	-13,3%	-10,3%
RL.10	150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000 kWh	-8,1%	-13,9%	-12,6%	-10,2%
RL.11	C > 500.000.000 kWh	-12,0%	-14,6%	-9,9%	-2,4%

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.

De forma análoga a lo comentado anteriormente para las actividades de transporte y distribución, y dado que los desvíos de ejercicios anteriores al año de gas 2023, incluidos en la Resolución que establece la retribución para el periodo comprendido entre el 1 de enero a 30 de septiembre de 2021 y en el Anexo II y III de la Retribución para el año de gas 2023, serán incorporados en las liquidaciones del ejercicio 2022, no procede la consideración de desvíos en la retribución de ejercicios anteriores. Asimismo, tampoco procede la incorporación de desvíos de ingresos de peajes de ejercicios anteriores por no disponerse de los realmente registrados. Por el contrario, se incluyen los desvíos registrados en las primas de las subastas de regasificación en la determinación de los peajes de regasificación de 2023, dado que se corresponden con valores reales.

Teniendo en cuenta lo anterior, en el Cuadro 92 se muestra la retribución de la actividad de regasificación prevista para el año de gas 2023 considerada en la determinación de los peajes. La retribución prevista para la actividad de regasificación asciende a 380,4 M€, de los cuales el 33,6% se corresponde con la retribución por costes de inversión, el 38,1% con la retribución por costes de operación y mantenimiento (de los cuales el 32,4% tienen naturaleza fija y el 5,8% naturaleza variable), el 21,7% se corresponde con la retribución por productividad y eficiencia (de los cuales el 15,1% se corresponde con la retribución por continuidad de suministro) y el 6,6% restante se corresponde con la retribución transitoria de El Musel.

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 11/2021 han ascendido, aproximadamente, a 134.950 €.

El importe de las primas resultantes de las subastas correspondiente a la actividad de regasificación asciende a 132,0 M€, de los cuales 83,7 M€ corresponden a subastas del ejercicio 2023 y 48,3 M€ corresponden a desvíos respecto de las primas consideradas en la determinación de los peajes del ejercicio 2022. En consecuencia, los peajes de la actividad de regasificación deberán ser suficientes para cubrir 248.346.387 €.

**Cuadro 92. Retribución de la actividad de regasificación prevista para el año de gas 2023**

Retribución reconocida a la actividad de regasificación (€)	Previsión 2023	% sobre total
<b>Retribución por inversión</b>	<b>127.739.099</b>	<b>33,6%</b>
Amortización y retribución financiera	125.698.729	33,0%
Retribución gas talón	2.040.370	0,5%
<b>Retribución por O&amp;M</b>	<b>145.011.877</b>	<b>38,1%</b>
O&M a valores unitarios y singulares	107.470.956	28,3%
COPEX	15.600.677	4,1%
Otros costes auditados	21.940.245	5,8%
<b>Retribución ARPE</b>	<b>82.702.077</b>	<b>21,7%</b>
Continuidad de suministro (RCS)	57.463.258	15,1%
Extensión vida útil (REVU)	11.365.528	3,0%
Mejora de la productividad (RMP)	13.373.291	3,5%
Incentivo mermas (IM)	-	0,0%
Incentivo desarrollo sostenible (IDS)	500.000	0,1%
<b>Retribución Musel</b>	<b>24.942.331</b>	<b>6,6%</b>
<b>Ingresos por desbalances</b>	<b>n.a.</b>	
<b>Desvíos de ejercicios anteriores</b>	<b>n.a.</b>	
<b>Total Retribución</b>	<b>380.395.384</b>	<b>100,0%</b>
<b>Primas Subastas</b>	<b>- 132.048.997</b>	
Primas del ejercicio 2023	- 83.776.899	
Desvíos de primas ejercicios anteriores	- 48.272.099	
<b>Total</b>	<b>248.346.387</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 93).
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 94).
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 95).
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 95).
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 96).
6. Por último, se impone la relación a la retribución prevista para el ejercicio del año de gas 2023 (véase Cuadro 97).

**Cuadro 93. 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 EMU 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 pla	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 94. 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 95. 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 96. 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>	-	1.249.629	34.623.735	86.686.207	122.559.571	0,0%	100,0%	100,0%	94,1%
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>	15.343.003	-	-	5.394.760	20.737.763	100,0%	0,0%	0,0%	5,9%
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 97. Asignación de la retribución por inversión y por costes operativos fijos prevista para el año de gas 2023 por elemento**

Retribución reconocida según el esquema retributivo de la Orden ITC/3994/2006 (€) (A)	Obra civil portuaria y terrestre	Cargadero en Cisternas	Vaporizadores	Tanque	TOTAL
	24.802.468	2.420.887	9.935.749	223.257.627	260.416.731

  

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)				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	Obra civil portuaria y terrestre	Cargadero en Cisternas	Vaporizadores	Tanque	TOTAL
<b>Unidades estandarizables</b>	0,0%	100,0%	100,0%	94,1%	-	2.420.887	9.935.749	210.177.602	222.534.238
Tanques de GNL	-	-	-	82,3%	-	-	-	183.646.207	183.646.207
Tanque de GNL	0,0%	0,0%	0,0%	79,7%	-	-	-	177.879.347	177.879.347
Bombas primarias	0,0%	0,0%	0,0%	2,6%	-	-	-	5.766.860	5.766.860
Cargadero de cisternas	-	100,0%	-	-	-	2.420.887	-	-	2.420.887
Vaporizador agua de mar	-	-	87,0%	-	-	-	8.641.322	-	8.641.322
Vaporizador de combustión sumergida	-	-	11,6%	-	-	-	1.153.306	-	1.153.306
Bombas secundarias	-	-	-	3,8%	-	-	-	8.588.903	8.588.903
Sistema de antorcha	-	-	-	0,5%	-	-	-	1.167.453	1.167.453
Compresor boil off procesado interno de la planta	-	-	-	3,8%	-	-	-	8.476.116	8.476.116
Compresor de boil-off emisión directa a la red	-	-	-	3,7%	-	-	-	8.279.066	8.279.066
Relicador boil off	-	-	-	0,0%	-	-	-	19.856	19.856
Sistemas de medida (1)	-	-	1,4%	-	-	-	141.121	-	141.121
<b>Unidades no estandarizables</b>	100,0%	0,0%	0,0%	5,9%	24.802.468	-	-	13.080.025	37.882.494
Interconexiones de gas natural	12,0%	-	-	-	2.986.044	-	-	-	2.986.044
Interconexiones de gas natural licuado	1,4%	-	-	-	335.045	-	-	-	335.045
Instalaciones de obra civil terrestre	36,5%	-	-	-	9.048.405	-	-	-	9.048.405
Infraestructura terrestre	25,7%	-	-	-	6.383.623	-	-	-	6.383.623
Edificios	3,0%	-	-	-	746.167	-	-	-	746.167
Adecuación de Terrenos	7,7%	-	-	-	1.918.615	-	-	-	1.918.615
Instalaciones de descarga	-	-	-	5,9%	-	-	-	13.080.025	13.080.025
Sistemas de gestión y control	8,1%	-	-	-	2.002.609	-	-	-	2.002.609
Servicios auxiliares	16,6%	-	-	-	4.121.261	-	-	-	4.121.261
Sistema de suministro eléctrico	6,2%	-	-	-	1.530.317	-	-	-	1.530.317
Sistema de captación de agua	17,3%	-	-	-	4.292.674	-	-	-	4.292.674
Cimentaciones y obra civil asociada a los tanques	2,0%	-	-	-	486.114	-	-	-	486.114
<b>Total</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>24.802.468</b>	<b>2.420.887</b>	<b>9.935.749</b>	<b>223.257.627</b>	<b>260.416.731</b>

Fuente: CNMC

En el Cuadro 98 se recoge la retribución por inversión y por costes operativos fijos prevista para el año de gas 2023 desagregada por elemento.

**Cuadro 98. Retribución por inversión y por costes operativos fijos prevista para el año de gas 2023 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>222.534.238</b>	<b>11.073.280</b>	<b>233.607.517</b>	<b>84,8%</b>
Tanque almacenamiento GNL.	177.879.347	10.168.870	188.048.217	68,2%
Bombas primarias	5.766.860	329.675	6.096.535	2,2%
Sistema de bombas secundarias.	8.588.903	319.461	8.908.363	3,2%
Vaporizadores de agua de mar.	8.641.322	-	8.641.322	3,1%
Vaporizadores de combustión sumergida.	1.153.306	-	1.153.306	0,4%
Sistema de medida u odorización (1)	141.121	-	141.121	0,1%
Sistema de antorcha y combustor.	1.167.453	-	1.167.453	0,4%
Instalaciones de compresión de boil-off para procesado interno en planta	8.476.116	255.274	8.731.390	3,2%
Compresor de boil-off para emisión directa a red	8.279.066	-	8.279.066	3,0%
Relicador de boil-off.	19.856	-	19.856	0,0%
Cargaderos de sistemas.	2.420.887	-	2.420.887	0,9%
<b>Unidades no estandarizables</b>	<b>37.882.494</b>	<b>1.919.564</b>	<b>39.802.058</b>	<b>14,4%</b>
Interconexiones de gas natural	2.986.044	-	2.986.044	1,1%
Interconexiones de gas natural licuado	335.045	160.307	495.351	0,2%
Instalaciones de obra civil terrestre	9.048.405	-	9.048.405	3,3%
Instalaciones de descarga	13.080.025	-	13.080.025	4,7%
Sistemas de gestión y control	2.002.609	568.572	2.571.181	0,9%
Servicios auxiliares	4.121.261	310.847	4.432.108	1,6%
Sistema de suministro eléctrico	1.530.317	544.036	2.074.353	0,8%
Sistema de captación de agua	4.292.674	-	4.292.674	1,6%
Cimentaciones y obra civil asociada a los tanques de GNL	486.114	335.803	821.917	0,3%
<b>Retribución Financiera Gas Talón /NMLL</b>	<b>2.040.370</b>	<b>-</b>	<b>2.040.370</b>	<b>0,7%</b>
<b>ERM</b>	<b>99.606</b>	<b>-</b>	<b>99.606</b>	<b>0,0%</b>
<b>Total</b>	<b>262.556.707</b>	<b>12.992.844</b>	<b>275.549.551</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 99 se muestra asignación de la retribución reconocida a los tanques por servicio.

**Cuadro 99. Asignación de la retribución reconocida a los tanques por servicio**

Retribución reconocida a los tanques de GNL (€)	188.048.217	
	<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%	15.043.857
Proporción de la retribución del tanque asignada al stock de seguridad (€)	39,78%	74.805.581
Proporción de la retribución del tanque asignada al stock logístico (€)	52,22%	98.198.779

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 100).
- 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 101).
- 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 102).

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 100. 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)	121.379.541
Stock de flexibilidad logística	98.198.779
Gas talón	15.043.857
Bombas primarias	6.096.535
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	216.925.254	93,3%	216.925.254	93,3%	113.277.916
Carga en Cisternas	15.514.473	6,7%	15.514.473	6,7%	8.101.625
<b>Total</b>	<b>232.439.727</b>	<b>100,0%</b>	<b>232.439.727</b>	<b>100,0%</b>	<b>121.379.541</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 101. Asignación por servicio de la retribución reconocida a las interconexiones de gas natural licuado**

Retribución reconocida a las interconexiones de GNL (€) (A)	495.351
Descarga de GNL	240.439
Vaporización	221.797
Carga en Cisternas	15.863
Trasvase de GNL de planta a buque	16.847
Trasvase de GNL de buque a buque	224
Puesta en frío	181
<b>Total</b>	<b>495.351</b>

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	235.157.855	48,6%	235.157.855	48,5%	240.439
Vaporización	216.925.254	44,8%	216.925.254	44,8%	221.797
Carga en Cisternas	15.514.473	3,2%	15.514.473	3,2%	15.863
Trasvase de GNL de planta a buque	16.476.843	3,4%	16.476.843	3,4%	16.847
Trasvase de GNL de buque a buque	-	0,0%	219.000	0,05%	224
Puesta en frío	176.898	0,0%	176.898	0,04%	181
<b>Total</b>	<b>484.251.323</b>	<b>100,0%</b>	<b>484.470.323</b>	<b>100,0%</b>	<b>495.351</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 102. Asignación por servicio de la retribución reconocida a las instalaciones de descarga**

Retribución reconocida a las instalaciones de descarga (€) (A)					13.080.025
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	235.157.855	93,4%	235.157.855	93,3%	12.204.354
Trasvase de GNL de planta a buque	16.476.843	6,5%	16.476.843	6,5%	855.124
Trasvase de GNL de buque a buque	-	0,0%	219.000	0,1%	11.366
Puesta en frío	176.898	0,1%	176.898	0,1%	9.181
<b>Total</b>	<b>251.811.597</b>	<b>100,0%</b>	<b>252.030.597</b>	<b>100,0%</b>	<b>13.080.025</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 103).

**Cuadro 103. 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)		821.917	
Retribución del tanque por servicio	Retribución del tanque por servicio (€)	% sobre retribución total (B)	Retribución asignada por servicio (€) (A) * (B)
Almacenamiento de GNL	74.805.581	38,13%	313.398
Vaporización	113.277.916	57,74%	474.577
Carga en Cisternas	8.101.625	4,13%	33.942
<b>Total</b>	<b>196.185.122</b>	<b>100,00%</b>	<b>821.917</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 104. 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)	18.197.766
Sistema de antorcha y combustor.	1.167.453
Compresor de boil-off para procesado interno en planta	8.731.390
Compresor de boil-off para emisión directa a red.	8.279.066
Relicuador de boil-off.	19.856

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	4.571	4.571	518	4,29%	781.514
Almacenamiento de GNL	0,163	52.560	52.560	8.550	70,83%	12.889.760
Carga de GNL en sistemas	0,035	57.120	57.120	1.986	16,46%	2.994.864
Vaporización	0,013	52.560	52.560	693	5,74%	1.044.033
Trasvase de GNL de planta a buque	0,218	1.067	1.067	233	1,93%	351.316
Trasvase de buque a buque	0,218	-	50	11	0,09%	16.458
Puesta en frío de buques	0,218	364	364	79	0,66%	119.823
<b>Total</b>				<b>12.071</b>	<b>100,00%</b>	<b>18.197.766</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 105. 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)	18.126.047
Obra civil	9.048.405
Sistemas de gestión y control	2.571.181
Servicios auxiliares.	4.432.108
Sistema de suministro eléctrico	2.074.353

Elemento retributivo	Asignación de la retribución de cada elemento por servicio							Total
	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	
Tanque de GNL		74.805.581	105.684.118	7.558.518				188.048.217
Bombas primarias			5.689.614	406.921				6.096.535
Retribución financiera del gas talón			1.904.183	136.187				2.040.370
Cimentación y obra civil asociada al tanque GNL		313.398	474.577	33.942				821.917
Sistema de bombas secundarias.			8.908.363					8.908.363
Vaporizadores de agua de mar.			8.641.322					8.641.322
Vaporizadores de combustión sumergida.			1.153.306					1.153.306
Sistema de medida u odorización.			240.727					240.727
Sistema de captación de agua			4.292.674					4.292.674
Sistema de antorcha y combustor.	50.137	826.925	66.979	192.131	22.538	1.056	7.687	1.167.453
Compresor de boil-off para procesado interno en planta	374.975	6.184.579	500.933	1.436.952	168.563	7.897	57.492	8.731.390
Compresor de boil-off para emisión directa a red.	355.549	5.864.191	474.982	1.362.512	159.831	7.488	54.513	8.279.066
Relicador de boil-off.	853	14.065	1.139	3.268	383	18	131	19.856
Cargaderos de sistemas.				2.420.887				2.420.887
Tuberías de gas natural			2.986.044					2.986.044
Tuberías de gas natural licuado	240.439		221.797	15.863	16.847	224	181	495.351
Instalaciones de descarga	12.204.354				855.124	11.366	9.181	13.080.025
<b>Total</b>	<b>13.226.307</b>	<b>88.008.738</b>	<b>141.240.759</b>	<b>13.567.180</b>	<b>1.223.287</b>	<b>28.048</b>	<b>129.184</b>	<b>257.423.504</b>
<b>% de retribución asignado por servicio (B)</b>	<b>5,14%</b>	<b>34,19%</b>	<b>54,87%</b>	<b>5,27%</b>	<b>0,48%</b>	<b>0,01%</b>	<b>0,05%</b>	<b>100,0%</b>

Asignación resto elementos por servicio (A) * (B)	931.308	6.196.989	9.945.233	955.310	86.136	1.975	9.096	18.126.047
Obra civil	464.903	3.093.497	4.964.596	476.885	42.998	986	4.541	9.048.405
Sistemas de gestión y control	132.106	879.043	1.410.732	135.511	12.218	280	1.290	2.571.181
Servicios auxiliares.	227.720	1.515.263	2.431.768	233.589	21.062	483	2.224	4.432.108
Sistema de suministro eléctrico	106.579	709.186	1.138.137	109.326	9.857	226	1.041	2.074.353
<b>Total</b>	<b>14.157.616</b>	<b>94.205.727</b>	<b>151.185.991</b>	<b>14.522.491</b>	<b>1.309.423</b>	<b>30.023</b>	<b>138.281</b>	<b>275.549.551</b>

Fuente: CNMC

En el Cuadro 106 se resume, el resultado de la asignación por servicio.

**Cuadro 106. Asignación por servicio de la retribución fija y por O&M fijos.**

Servicio prestado en la planta	Retribución asignada por servicio (€)
Descarga de GNL	14.157.616
Almacenamiento de GNL	94.205.727
Vaporización	151.185.991
Carga de GNL en cisternas	14.522.491
Trasvase de GNL de planta a buque	1.309.423
Trasvase de GNL de buque a buque	30.023
Puesta en frío de buques	138.281
<b>Total</b>	<b>275.549.551</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 107 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 2023.

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>22</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>22</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 107. Asignación de la retribución asociada a los costes de O&M variables previstos para de gas 2023 por servicio prestado en la planta.**

Retribución variable O&M (€) (A)		22.440.245
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%	2.244.024
Almacenamiento de GNL	16,79%	3.767.717
Carga de GNL en cisternas	67,09%	15.055.160
Vaporización	5,80%	1.301.534
Trasvase de GNL a buque	0,17%	38.148
Trasvase de GNL de buque a buque	0,14%	31.416
Puesta en frío de buques	0,01%	2.244
<b>Total</b>	<b>100,0%</b>	<b>22.440.245</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 108 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 108. Asignación de la retribución prevista para el año de gas 2023 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	14.157.616	2.244.024	16.401.640
Almacenamiento de GNL	94.205.727	3.767.717	97.973.444
Vaporización	151.185.991	15.055.160	166.241.152
Carga de GNL en cisternas	14.522.491	1.301.534	15.824.025
Trasvase de GNL de planta a buque	1.309.423	38.148	1.347.571
Trasvase de GNL de buque a buque	30.023	31.416	61.439
Puesta en frío de buques	138.281	2.244	140.525
<b>Total</b>	<b>275.549.551</b>	<b>22.440.245</b>	<b>297.989.795</b>
Otros Costes de regasificación	82.405.589	-	82.405.589
<b>Total</b>	<b>357.955.140</b>	<b>22.440.245</b>	<b>380.395.384</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.

Según la información disponible en la CNMC, el importe de las primas de las subastas que se debe tener en cuenta en la determinación de los peajes del año de gas 2023 asciende a 132.048.997 €.

Conforme al anexo III de la Circular 6/2020, el importe de las primas se deduce de la retribución de la actividad de regasificación, lo que implica su distribución proporcional a todos los peajes de la actividad de regasificación.

El importe de las primas se ha imputado por servicio proporcionalmente a la retribución fija asignada a los mismos, tal y como se muestra en el siguiente cuadro.

**Cuadro 109. Asignación de la retribución prevista para el año de gas 2023 por servicio prestado en la planta, teniendo en cuenta el importe de las primas de las subastas**

Primas de las subastas de capacidad (€) (C)			- 132.048.997		
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	14.157.616	5,1%	7.372.996	2.244.024	9.617.020
Almacenamiento de GNL	94.205.727	34,2%	49.060.410	3.767.717	52.828.127
Vaporización	151.185.991	54,9%	78.734.563	15.055.160	93.789.723
Carga de GNL en cisternas	14.522.491	5,3%	7.563.015	1.301.534	8.864.550
Trasvase de GNL de planta a buque	1.309.423	0,5%	681.920	38.148	720.069
Trasvase de GNL de buque a buque	30.023	0,0%	15.635	31.416	47.052
Puesta en frío de buques	138.281	0,1%	72.014	2.244	74.258
<b>Total</b>	<b>275.549.551</b>	<b>100,0%</b>	<b>143.500.554</b>	<b>22.440.245</b>	<b>165.940.798</b>

Fuente: CNMC

#### 9.5.1.1. Peaje de descarga de buques

En el Cuadro 110 se calculan los peajes de descarga de buques aplicables al año de gas 2023, determinados de acuerdo con lo establecido en el punto V del Anexo III de la Circular 6/2020.

**Cuadro 110. 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
Retribución a recuperar (A)	7.372.996	2.244.024	9.617.020
%	77%	23%	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)	0	14,06	-
M ( 40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	16	14,06	7.500.734
L ( 75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	188	16,56	164.051.278
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	66	18,67	63.605.843
XXL ( T > 216.000 m3 de GNL)	0	27,83	-
<b>TOTAL</b>	<b>270</b>	<b>16,93</b>	<b>235.157.855</b>

**Determinación del coste horario fijo por operación**

	Retribución por inversión y O&M fijos
Retribución fija a recuperar (A)	7.372.996
Nº de barcos (B)	270
Tiempo medio ponderado (C)	17
Nº horas de operación (B) * (C)	4.571
Coste por hora (E) = (A) / [(B) * (C)]	1.613

**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)	22.679	0,000010
M ( 40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	22.679	0,000010
L ( 75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	26.716	0,000010
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	30.114	0,000010
XXL ( T > 216.000 m3 de GNL)	44.891	0,000010

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 111 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 111. Determinación de los términos de facturación del peaje de almacenamiento de GNL para el año de gas 2023**

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
<b>Retribución a recuperar (A)</b>	49.060.410	3.767.717	52.828.127
<b>%</b>	92,9%	7,1%	100,0%

  

	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen almacenado (kWh)
<b>Variables de facturación previstas (B)</b>	16.075.544.125	3.774.014.688.769

  

	Término fijo por capacidad contratada (€/kWh/día y año)	Término variable (€/kWh almacenado)
<b>Términos de facturación (A)/(B)</b>	0,003052	0,000001

Fuente: CNMC

### 9.5.1.3. Peaje de regasificación

En el Cuadro 112 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 112. Determinación de los términos de facturación del peaje de regasificación para el año de gas 2023**

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
<b>Retribución a recuperar (A)</b>	78.734.563	15.055.160	93.789.723
%	83,9%	16,1%	100,0%

	Caudal a facturar (kWh/día/mes)	Volumen regasificados (kWh)
<b>Variables de facturación previstas (B)</b>	777.923.030	216.925.254.092

	Término fijo (€/kWh/día/año)	Término variable (€/kWh regasificado)
<b>Términos de facturación (A)/(B)</b>	0,101211	0,000069

Fuente: CNMC

#### 9.5.1.4. Peaje de licuefacción virtual

En el Cuadro 113 se determina el peaje de licuefacción virtual para el año de gas 2023 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, si bien el porcentaje se ha aplicado sobre el término fijo del peaje de regasificación, que sí incorpora dicho impacto.

**Cuadro 113. Determinación de los términos de facturación del peaje de licuefacción virtual para el año de gas 2023**

Retribución asignada total al servicio de regasificación (€) (A)	151.185.991
Retribución por elementos comunes al servicio de regasificación (€) (B)	9.945.233
Proporción de retribución de elementos comunes sobre total (%) (C) = (B)/(A)	6,6%
Término fijo del peaje de regasificación (€/kWh/día/año) (D)	0,101211
Término fijo del peaje de licuefacción virtual (€/kWh/día/año) (D) * (C)	0,006658

Fuente: CNMC

#### 9.5.1.5. Peaje de carga en cisternas

En el Cuadro 114 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 114. Determinación de los términos de facturación del peaje de carga en cisterna para el año de gas 2023**

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
Retribución a recuperar (A)	7.563.015	1.301.534	8.864.550
%	85,3%	14,7%	100,0%
	Caudal a facturar (kWh/día/mes)	Volumen cargado (kWh)	
Variables de facturación previstas (B)	72.584.001	15.514.472.761	
	Término fijo (€/kWh/día/año)	Término variable (€/kWh cargado en cisterna)	
Términos de facturación (A)/(B)	0,104197	0,000084	

Fuente: CNMC

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

En el Cuadro 115 se determina el término de facturación del peaje de trasvase de GNL a buque para el año de gas 2023, conforme con el punto V.6 del Anexo III de la Circular 6/2020.

**Cuadro 115. Determinación de los términos de facturación del peaje de trasvase de GNL de planta a buque para el año de gas 2023**

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
Retribución a recuperar (A)	681.920	38.148	720.069
%	94,7%	5,3%	100,0%

  

	Nº de buques	Volumen trasvasado (kWh)
Variables de facturación previstas (B)	54	16.476.843.136

  

	Término variable (€/kWh trasvasado)
Términos de facturación (A)/(B)	0,000044

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 116 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 116. 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>	15.635	31.416	47.052
<b>%</b>	33,2%	66,8%	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>	0,000215

Fuente: CNMC

#### 9.5.1.8. Peaje de puesta en frío

En el Cuadro 117 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 117. Determinación de los términos de facturación del peaje de puesta en frío para el año de gas 2023**

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
<b>Retribución a recuperar (A)</b>	72.014	2.244	74.258
<b>%</b>	97,0%	3,0%	100,0%

  

	Nº de buques	Volumen empleado en la puesta en frío (kWh)
<b>Variables de facturación previstas (B)</b>	1	176.898.407

  

	Término variable (€/kWh)
<b>Términos de facturación (A)/(B)</b>	0,000420

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 118).

**Cuadro 118. 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	7.372.996	2.244.024	9.617.020	9.617.020
Almacenamiento de GNL	49.060.410	3.767.717	52.828.127	52.828.127
Regasificación	78.734.563	15.055.160	93.789.723	93.789.723
Carga de GNL en cisternas	7.563.015	1.301.534	8.864.550	8.864.550
Trasvase de GNL de planta a buque	681.920	38.148	720.069	720.069
Trasvase de GNL de buque a buque	15.635	31.416	47.052	-
Puesta en frío de buques	72.014	2.244	74.258	74.258
Liquefacción Virtual	-	-	-	346
<b>Total</b>	<b>143.500.554</b>	<b>22.440.245</b>	<b>165.940.798</b>	<b>165.894.093</b>
<b>Factor de Ajuste</b>			<b>1,000282</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)	22.679		0,0000095	22.685		0,00000955
M (40.000 - 75.000 m3 GNL)	22.679		0,0000095	22.685		0,00000955
L (75.000 - 150.000 m3 GNL)	26.716		0,0000095	26.723		0,00000955
XL (150.000 - 216.000 m3 GNL)	30.114		0,0000095	30.123		0,00000955
XXL ( T > 216.000 m3 GNL)	44.891		0,0000095	44.903		0,00000955
Almacenamiento de GNL		0,003052	0,0000010		0,003053	0,00000100
Regasificación		0,101211	0,0000694		0,101240	0,00006942
Carga de GNL en cisternas		0,104197	0,0000839		0,104226	0,00008392
Trasvase de GNL de planta a buque			0,0000437			0,00004371
Trasvase de GNL de buque a buque			0,0002148			0,00021491
Puesta en frío de buques			0,0004198			0,00041989
Liquefacción Virtual		0,006658			0,006660	

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 119, Cuadro 120 y Cuadro 121).

**Cuadro 119. Peaje de descarga de GNL, almacenamiento de GNL y regasificación para el año de gas 2023**

Servicio individual	€/Buque	Término fijo (€/kWh/día y año)	Término variable (€/kWh)
Descarga de GNL			
S (< 40.000 m3 de GNL)	22.685		0,000010
M ( 40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	22.685		0,000010
L ( 75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	26.723		0,000010
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	30.123		0,000010
XXL ( T > 216.000 m3 de GNL)	44.903		0,000010
Almacenamiento de GNL		0,003053	0,000001
Vaporización		0,101240	0,000069

Fuente: CNMC

**Cuadro 120. Peaje de almacenamiento de GNL y regasificación para el año de gas 2023**

Servicio individual	Término fijo (€/kWh/día y año)	Término variable (€/kWh)
Almacenamiento de GNL	0,003053	0,000001
Vaporización	0,101240	0,000069

Fuente: CNMC

**Cuadro 121. Peaje de descarga de buque, almacenamiento de GNL y carga de buque para el año de gas 2023**

Servicio individual	€/Buque	Término fijo (€/kWh/día y año)	Término variable (€/kWh)
Descarga de GNL			
S (< 40.000 m3 de GNL)	22.685		0,000010
M ( 40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	22.685		0,000010
L ( 75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	26.723		0,000010
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	30.123		0,000010
XXL ( T > 216.000 m3 de GNL)	44.903		0,000010
Almacenamiento de GNL		0,003053	0,000001
Peaje de trasvase de GNL de planta a buque			0,000044

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 122 se resumen los servicios ofertados en la planta de duración inferior al año.

**Cuadro 122. 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 123 se muestra los multiplicadores obtenidos para cada uno de los servicios para el periodo comprendido entre 2018 y 2021. Se indica que los multiplicadores establecidos se corresponden con el promedio del periodo 2018-2021. En el caso del servicio de licuefacción virtual y el producto intradiario de carga en cisternas se han considerado los multiplicadores correspondientes al servicio de regasificación al no disponerse de la información necesaria para su cálculo.

**Cuadro 123. Nivel de los multiplicadores de los productos de duración trimestral, mensual y diario para el año de gas 2023**

Multiplicador	Multiplicadores regasificación			
	Almacenamiento	Regasificación	Carga en cisternas	Licuefacción virtual
<b>Trimestral</b>	<b>1,20</b>	<b>1,30</b>	<b>1,10</b>	<b>1,30</b>
2018	1,19	1,48	1,10	
2019	1,19	1,22	1,09	
2020	1,30	1,09	1,15	
2021	1,10	1,22	1,08	
<b>Mensual</b>	<b>1,30</b>	<b>1,40</b>	<b>1,20</b>	<b>1,40</b>
2018	1,37	1,67	1,14	
2019	1,34	1,28	1,16	
2020	1,44	1,23	1,19	
2021	1,20	1,43	1,13	
<b>Diario</b>	<b>1,60</b>	<b>1,80</b>	<b>1,70</b>	<b>1,80</b>
2018	1,65	2,40	1,77	
2019	1,53	1,53	1,77	
2020	1,69	1,49	1,77	
2021	1,45	1,94	1,55	
<b>Intradiario</b>	<b>5,60</b>	<b>7,10</b>	<b>7,10</b>	<b>7,10</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 124. Multiplicadores de los productos de duración trimestral, mensual y diario**

Multiplicador	Multiplicadores regasificación			
	Almacenamiento de GNL	Regasificación	Carga en cisternas	Licuefacción virtual
Trimestral	1,20	1,30	1,10	1,30
Mensual	1,30	1,40	1,20	1,40
Diario	1,60	1,80	1,70	1,80
Intradiario	5,60	7,10	7,10	7,10

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>23</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 125 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 126 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>23</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 consumidores.

**Cuadro 125. Término variable del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación para el año de gas 2023**

<b>Retribución a recuperar (€) (A)</b>	<b>82.405.589</b>
Retribución por continuidad de suministro	57.463.258
Hibernación MUSEL	24.942.331
Sentencia Firme 2278/2016 del TS	-
<b>Variables de facturación previstas (kWh) (B)</b>	<b>368.121.778.444</b>
Demanda consumidores nacionales conectados a las redes locales	355.515.976.501
Demanda consumidores conectados PS único cliente (kWh)	12.605.801.942
	<b>Término variable (€/kWh)</b>
<b>Términos de facturación (A)/(B)</b>	<b>0,000224</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 126. 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 2023**

Demanda consumidores nacionales conectados a la red locales (kWh) (A)	368.121.778.444
Demanda consumidores nacionales conectados a las redes locales	355.515.976.501
Demanda consumidores conectados PS único cliente y otros destinos (kWh)	12.605.801.942
<b>Término variable asociado a otros costes de regasificación (B)</b>	<b>0,000224</b>
<b>Retribución a recuperar a través de consumidores conectados de redes locales (€) (C) = (A)*(B)</b>	<b>79.583.728</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	4.701.485	58,017%	46.172.241	84.037.154	9,820778	0,549427
RL.2	2.921.366	36,050%	28.690.089	176.836.578	9,820778	0,162241
RL.3	396.986	4,899%	3.898.716	60.167.875	9,820778	0,064797
RL.4	57.944	0,715%	569.057	49.622.640	9,820778	0,011468
RL.5	21.011	0,259%	206.344	81.935.198	9,820778	0,002518
RL.6	2.325	0,029%	22.833	28.860.106	9,820778	0,000791
RL.7	1.175	0,014%	11.536	46.704.850		0,000247
RL.8	709	0,009%	6.967	92.177.550		0,000076
RL.9	311	0,004%	3.058	107.464.257		0,000028
RL.10	190	0,002%	1.870	174.395.754		0,000011
RL.11	103	0,001%	1.016	744.409.717		0,000001
<b>Total</b>	<b>8.103.607</b>	<b>100%</b>	<b>79.583.728</b>	<b>1.646.611.679</b>		

Fuente: CNMC

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

En el Cuadro 127 se comparan los peajes por los servicios prestados en la planta que resultan para el año de gas 2023 con los peajes de la Resolución del año de gas 2022, así como el coste medio que resulta de facturar la demanda prevista para el ejercicio 2023. Se observa que tanto los términos fijos como los variables de todos los peajes, con la excepción del término variable del peaje de almacenamiento de GNL, disminuyen de forma muy acusada motivado por una parte, por la mayor demanda prevista para el año de gas 2023 respecto de la implícita en los peajes de 2022 (véase **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**) y, por otra parte, la menor retribución asignada por servicio, motivada básicamente por la reducción de la retribución por inversión (por las instalaciones que han llegado al final de su vida útil) y el aumento de las primas imputadas respecto de las consideradas en 2022 en el caso de los peajes asociados al uso de instalaciones y la reducción de la retribución por continuidad de suministro y la finalización del impacto de la sentencia del tribunal supremo en el caso del peaje de otros costes de regasificación (véase Cuadro 129).

**Cuadro 127. Comparación de los peajes de acceso a las instalaciones de regasificación y del coste medio por servicio para el escenario de demanda de 2023 de la Resolución de precios del año de gas 2022 y los resultantes para el año de gas 2023**

Servicio	Resolución 2022 (A)				Resolución 2023 (B)				% variación (B) sobre (A)			
	€/Buque	Término Fijo €/kWh/día/año	Término Variable €/kWh	Coste medio (€/kWh)	€/Buque	Término Fijo €/kWh/día/año	Término Variable €/kWh	Coste medio (€/kWh)	término fijo por buque	Término fijo por caudal	Término variable	Coste medio
<b>Descarga de GNL</b>				<b>0,065</b>				<b>0,041</b>				<b>-36,7%</b>
S (< 40.000 m3 de GNL)	34.598		0,000010		22.685		0,000010		-34,4%		0,0%	
M (40.000 - 75.000 m3 GNL)	34.598		0,000010	0,084	22.685		0,000010	0,058	-34,4%		0,0%	-30,3%
L (75.000 - 150.000 m3 GNL)	48.236		0,000010	0,065	26.723		0,000010	0,041	-44,6%		0,0%	-37,8%
XL (150.000 - 216.000 m3 GNL)	51.243		0,000010	0,063	30.123		0,000010	0,041	-41,2%		0,0%	-34,7%
XXL (T > 216.000 m3 GNL)	81.411		0,000010		44.903		0,000010		-44,8%		0,0%	
<b>Almacenamiento de GNL</b>				<b>0,024</b>				<b>0,014</b>				<b>-41,6%</b>
Regasificación		0,005391	0,000001			0,003053	0,000001		-43,4%		0,0%	
Carga de GNL en cisternas		0,177397	0,000071	0,707		0,101240	0,000069	0,432	-42,9%		-2,8%	-38,9%
Trasvase de GNL de planta a buque		0,221130	0,000088	1,123		0,104226	0,000084	0,572	-52,9%		-4,5%	-49,1%
Trasvase de GNL de buque a buque			0,000144	0,144			0,000044	0,044			-69,4%	-69,4%
Puesta en frío de buques			0,000252	0,252			0,000215	0,215			-14,7%	-14,7%
Liquefacción Virtual		0,011585	0,000736	7,093		0,006660	0,000420	4,078			-42,9%	-42,9%
												-42,5%

Fuente: Resolución de 27 de mayo de 2021 y CNMC

**Cuadro 128. Comparación de las variables de facturación de la actividad de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2022 y los resultantes para el año de gas 2023**

Servicio	Resolución 2022 (A)			Resolución 2023 (B)			Variación (B) sobre (A) (%)		
	Nº barcos	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Volumen (MWh)	Nº barcos	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Volumen (MWh)	Nº barcos	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Volumen
Descarga de GNL	233		222.495.186	270		235.157.855	15,8%		5,7%
S (< 40.000 m <sup>3</sup> de GNL)	1		35.053	-		-	-100,0%		-100,0%
M (40.000 - 75.000 m <sup>3</sup> GNL)	6		2.697.267	16		7.500.734	185,6%		178,1%
L (75.000 - 150.000 m <sup>3</sup> GNL)	96		84.349.086	188		164.051.278	96,5%		94,5%
XL (150.000 - 216.000 m <sup>3</sup> GNL)	128		130.314.165	66		63.605.843	-48,5%		-51,2%
XXL (T > 216.000 m <sup>3</sup> GNL)	3		5.099.615	-		-	-100,0%		-100,0%
Almacenamiento de GNL		13.722.268	3.062.984.831		16.075.544	3.774.014.689		17,1%	23,2%
Vaporización		670.410	207.046.634		777.923	216.925.254		16,0%	4,8%
Carga de GNL en cisternas		53.341	14.473.937		72.584	15.514.473		36,1%	7,2%
Trasvase de GNL de planta a buque	-		2.866.815	54		16.476.843			474,7%
Trasvase de GNL de buque a buque	-		-	-		-			-
Puesta en frío de buques	-		176.898	9		176.898			0,0%
Liquefacción Virtual			-		5.431	-			-

Fuente: Resolución de 27 de mayo de 2021 y CNMC

**Cuadro 129. Retribución implícita en los peajes de la de la Resolución de precios del año de gas 2022 y los resultantes para el año de gas 2023**

Retribución reconocida a la actividad de regasificación (€)	Resolución de peajes 2022 (A)	Resolución de peajes 2023 (B)	Diferencia (B) - (A)	Variación (B) sobre (A) (%)
<b>Retribución por inversión</b>	<b>134.013.296</b>	<b>127.739.099</b>	<b>- 6.274.196</b>	<b>-4,7%</b>
Amortización y retribución financiera	131.972.926	125.698.729	- 6.274.196	-4,8%
Retribución gas talón	2.040.370	2.040.370	-	0,0%
<b>Retribución por O&amp;M</b>	<b>145.011.877</b>	<b>145.011.877</b>	<b>-</b>	<b>0,0%</b>
O&M	107.470.956	107.470.956	-	0,0%
COPEX	15.600.677	15.600.677	-	0,0%
Otros costes auditados	21.940.245	21.940.245	-	0,0%
<b>Retribución ARPE</b>	<b>94.588.810</b>	<b>82.702.077</b>	<b>- 11.886.733</b>	<b>-12,6%</b>
Continuidad de suministro (RCS)	70.724.010	57.463.258	- 13.260.752	-18,8%
Extensión vida útil (REU)	10.491.509	11.365.528	874.019	8,3%
Mejora de la productividad (RMP)	13.373.291	13.373.291	-	0,0%
Incentivo mermas (IM)	-	-	-	-
Incentivo desarrollo sostenible (IDS)	-	500.000	500.000	
<b>Retribución Musel</b>	<b>24.942.331</b>	<b>24.942.331</b>	<b>-</b>	<b>0,0%</b>
<b>DA1ª Orden ETU/1283/2017</b>	<b>12.168.198</b>	<b>-</b>	<b>- 12.168.198</b>	<b>-100,0%</b>
<b>Total Retribución</b>	<b>410.724.512</b>	<b>380.395.384</b>	<b>- 30.329.128</b>	<b>-7,4%</b>
<b>Primas Subastas</b>	<b>- 64.200.896</b>	<b>- 132.048.997</b>	<b>- 67.848.102</b>	<b>105,7%</b>
Primas del ejercicio	- 64.200.896	- 83.776.899	- 19.576.003	30,5%
Desvíos de primas ejercicios anteriores		- 48.272.099	- 48.272.099	
<b>Total</b>	<b>346.523.617</b>	<b>248.346.387</b>	<b>- 98.177.230</b>	<b>-28,3%</b>

Fuente: Resolución de 27 de mayo de 2021 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 130 se muestra la retribución asignada a cada uno de los servicios implícita en la Resolución de peajes del año 2022 y la que resulta de aplicar la metodología de la Circular 6/2020 para el ejercicio 2023, sin considerar las primas de las subastas. Cabe señalar que, la retribución asignada a todos los servicios se reduce respecto del ejercicio anterior, con la excepción de los peajes asociados al trasvase de GNL de buque a buque y de puesta en frío. El aumento de la retribución asignada a estos dos servicios se justifica porque la asignación de la retribución reconocida a las instalaciones de descarga es función del volumen previsto y se prevé un aumento de estos servicios para el ejercicio 2023.

**Cuadro 130. Comparación retribución de la actividad de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2022 y para el año de gas 2023**

Retribución de regasificación asignada por servicio (€)	Resolución 2022 (€) (A)			Resolución 2023 (€) (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	15.098.368	2.194.024	17.292.392	14.157.616	2.244.024	16.401.640	-6,2%	2,3%	-5,2%
Almacenamiento de GNL	95.877.307	3.683.767	99.561.074	94.205.727	3.767.717	97.973.444	-1,7%	2,3%	-1,6%
Vaporización	154.151.363	14.719.710	168.871.073	151.185.991	15.055.160	166.241.152	-1,9%	2,3%	-1,6%
Carga de GNL en cisternas	15.288.661	1.272.534	16.561.195	14.522.491	1.301.534	15.824.025	-5,0%	2,3%	-4,5%
Trasvase de GNL de planta a buque	487.015	37.298	524.314	1.309.423	38.148	1.347.571	168,9%	2,3%	157,0%
Trasvase de GNL de buque a buque	31.724	30.716	62.441	30.023	31.416	61.439	-5,4%	2,3%	-1,6%
Puesta en frío de buques	15.290	2.194	17.485	138.281	2.244	140.525	804,4%	2,3%	703,7%
Liquefacción Virtual	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>280.949.728</b>	<b>21.940.245</b>	<b>302.889.973</b>	<b>275.549.551</b>	<b>22.440.245</b>	<b>297.989.795</b>	<b>-1,9%</b>	<b>2,3%</b>	<b>-1,6%</b>
Otros Costes de regasificación	107.834.539	-	107.834.539	82.405.589	-	82.405.589	-24%		-24%
<b>Total regasificación</b>	<b>388.784.267</b>	<b>21.940.245</b>	<b>410.724.512</b>	<b>357.955.140</b>	<b>22.440.245</b>	<b>380.395.384</b>	<b>-7,9%</b>	<b>2,3%</b>	<b>-7,4%</b>

Fuente: Resolución de 27 de mayo de 2021 y CNMC

Por último, en el Cuadro 131 se compara el peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación de la Resolución de peajes de 2022 y el que resulta para el ejercicio 2023. En coherencia con la evolución de la retribución y la demanda, se registran reducción en todos los términos del peaje, si bien el impacto sobre el término fijo por capacidad difiere por grupo tarifario motivado por la diferente evolución de la capacidad contratada.

**Cuadro 131. Comparación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2022 y los resultantes para el año de gas 2023**

Peaje otros costes de regasificación	Resolución de peajes 2022 (A)	Resolución de peajes 2023 (B)	% variación (B) sobre (A)
<b>Retribución asignada (€)</b>	<b>107.834.539</b>	<b>82.405.589</b>	<b>-23,6%</b>
<b>Demanda nacional (MWh)</b>	<b>350.520.934</b>	<b>368.121.778</b>	<b>5,0%</b>
Demanda consumidores conectados a las redes locales	337.295.440	355.515.977	5,4%
Demanda conectados PS único cliente y otros destinos	13.225.494	12.605.802	-4,7%
<b>Nº suministros</b>	<b>8.025.782</b>	<b>8.103.607</b>	<b>1,0%</b>
<b>Capacidad contratada (kWh/día)</b>	<b>1.445.672.787</b>	<b>1.646.611.679</b>	<b>13,9%</b>
<b>Peaje otros costes de regasificación</b>			
Término variable (€/kWh)	0,000308	0,000224	-27,2%
Término por cliente (€/año)	12,929063	9,820778	-24,0%
Término por capacidad (€/kWh/día)/año			
RL.1	0,852271	0,549427	-35,5%
RL.2	0,246837	0,162241	-34,3%
RL.3	0,095711	0,064797	-32,3%
RL.4	0,016650	0,011468	-31,1%
RL.5	0,003486	0,002518	-27,8%
RL.6	0,000908	0,000791	-12,8%
RL.7	0,000256	0,000247	-3,5%
RL.8	0,000096	0,000076	-21,4%
RL.9	0,000035	0,000028	-19,5%
RL.10	0,000013	0,000011	-17,6%
RL.11	0,000002	0,000001	-35,2%

Fuente: Resolución de 27 de mayo de 2021 y CNMC

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

En el Cuadro 132 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, supuesto se mantienen las primas de las subastas de capacidad. Se observa que, como consecuencia de la menor actividad esperada para las plantas y el importe de las primas disponible en el momento de elaboración de la presente resolución, los peajes de la actividad de regasificación experimentan aumentos durante los primeros años del periodo regulatorio.

**Cuadro 132. Evolución durante el periodo regulatorio de los peajes de regasificación por el uso de instalaciones**

**1. Previsión de la retribución regasificación**

Retribución regasificación (€)	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Retribución Inversión	168.078.595	159.500.274	152.487.384	140.835.866
Retribución O & M Fijo	107.470.956	107.470.956	107.470.956	107.470.956
Retribución O & M Variable	22.440.245	22.940.245	23.440.245	23.940.245
Retribución por Continuidad del suministro	57.463.258	44.202.506	30.941.754	17.681.003
Hibernación MUSEL	24.942.331	24.942.331	24.942.331	24.942.331
<b>Total</b>	<b>380.395.384</b>	<b>359.056.312</b>	<b>339.282.669</b>	<b>314.870.400</b>

**2. Retribución por Servicio**
**Retribución fija**

Retribución regasificación (€)	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de GNL	7.372.996	6.814.836	6.374.905	5.707.873
Almacenamiento de GNL	49.060.410	45.996.051	43.539.658	39.396.962
Vaporización	78.734.563	73.528.762	69.145.555	62.577.798
Carga de GNL en cisternas	7.563.015	7.810.671	8.072.958	7.839.384
Trasvase de GNL de planta a buque	681.920	688.657	696.493	662.992
Trasvase de GNL de buque a buque	15.635	15.305	15.071	14.058
Puesta en frío de buques	72.014	67.952	64.703	58.759
<b>Total</b>	<b>143.500.554</b>	<b>134.922.233</b>	<b>127.909.342</b>	<b>116.257.825</b>

**Retribución variable**

Retribución regasificación (€)	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de GNL	2.244.024	2.294.024	2.344.024	2.394.024
Almacenamiento de GNL	3.767.717	3.851.667	3.935.617	4.019.567
Vaporización	15.055.160	15.390.610	15.726.060	16.061.510
Carga de GNL en cisternas	1.301.534	1.330.534	1.359.534	1.388.534
Trasvase de GNL de planta a buque	38.148	38.998	39.848	40.698
Trasvase de GNL de buque a buque	31.416	32.116	32.816	33.516
Puesta en frío de buques	2.244	2.294	2.344	2.394
<b>Total variables</b>	<b>22.440.245</b>	<b>22.940.245</b>	<b>23.440.245</b>	<b>23.940.245</b>

**3. Previsión de las variables de facturación**

Servicio	Variante	Unidad	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de Buques	Nº de Buques	S	-	-	-	-
		M	16	14	12	12
		L	188	168	154	142
		XL	66	59	54	50
		XXL	-	-	-	-
	Volumen	S	-	-	-	-
		M	7.500.734	6.708.904	6.087.263	5.648.143
		L	164.051.278	146.732.882	133.136.747	123.532.602
		XL	63.605.843	56.891.167	51.619.684	47.895.971
		XXL	-	-	-	-
Almacenamiento de GNL	Capacidad contratada	MWh/día/mes	16.075.544	14.222.924	12.765.987	11.738.285
	Volumen	MWh	3.774.014.689	3.339.079.704	2.997.038.283	2.755.767.324
Regasificación	Capacidad contratada	MWh/día/mes	777.923	688.272	617.768	568.036
	Volumen	MWh	216.925.254	191.925.780	172.265.702	158.397.774
Carga en Cisternas	Capacidad contratada	MWh/día/mes	72.584	74.926	76.961	78.632
	Volumen	MWh	15.514.473	16.014.972	16.450.065	16.807.189
Trasvase de planta a buque	Nº de Buques	Buques	54	54	54	54
	Volumen	MWh	16.476.843	16.476.843	16.476.843	16.476.843
Trasvase de buque a buque	Nº de Buques	Buques	-	-	-	-
	Volumen	MWh	-	-	-	-
Puesta en frío	Nº de Buques	Buques	9	9	9	9
	Volumen	MWh	176.898	176.898	176.898	176.898
Licuefacción virtual	Capacidad contratada	MWh/día/mes	52	65	65	66
	Volumen	MWh	8.870	10.201	11.119	11.230

**4. Términos de facturación de los peajes de acceso a las plantas de regasificación**

Servicio	Variable	Unidad	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de Buques	S	€/Buque	22.685	23.486	22.797	23.242
	M	€/Buque	22.685	23.486	22.797	23.242
	L	€/Buque	26.723	27.667	26.855	27.379
	XL	€/Buque	30.123	31.187	30.272	30.862
	XXL	€/Buque	44.903	46.489	45.125	46.005
	TV	€/MWh	0,010	0,011	0,012	0,014
Almacenamiento de GNL	TF	€/(MWh/día) y año	3,053	3,235	3,234	3,357
	TV	€/MWh	0,001	0,001	0,001	0,001
Regasificación	TF	€/(MWh/día) y año	101,24	106,86	106,12	110,20
	TV	€/MWh	0,069	0,080	0,087	0,101
Carga en Cisternas	TF	€/(MWh/día) y año	104,226	104,277	202,121	99,731
	TV	€/MWh	0,084	0,083	0,078	0,083
Trasvase de planta a buque	TV	€/MWh	0,044	0,044	0,042	0,043
Trasvase de buque a buque	TV	€/MWh	0,215	0,217	0,207	0,217
Puesta en frío	TV	€/MWh	0,420	0,397	0,359	0,346
Licuefacción Virtual	TF	€/(MWh/día) y año	6,660	7,171	7,220	7,756

**5. Evolución de los términos de facturación de los peajes de regasificación**

Servicio	Variable	Unidad	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de Buques	S	€/Buque	-34,4%	3,5%	-2,9%	1,9%
	M	€/Buque	-34,4%	3,5%	-2,9%	1,9%
	L	€/Buque	-44,6%	3,5%	-2,9%	1,9%
	XL	€/Buque	-41,2%	3,5%	-2,9%	1,9%
	XXL	€/Buque	-44,8%	3,5%	-2,9%	1,9%
	TV	€/MWh	0,0%	10,0%	9,1%	16,7%
Almacenamiento de GNL	TF	€/(MWh/día) y año	-43,4%	6,0%	0,0%	3,8%
	TV	€/MWh	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Regasificación	TF	€/(MWh/día) y año	-42,9%	5,6%	-0,7%	3,8%
	TV	€/MWh	-2,8%	15,9%	8,7%	16,1%
Carga en Cisternas	TF	€/(MWh/día) y año	-52,9%	0,0%	93,8%	-50,7%
	TV	€/MWh	-4,5%	-1,2%	-6,0%	6,4%
Trasvase de planta a buque	TV	€/MWh	-69,4%	0,0%	-4,5%	2,4%
Trasvase de buque a buque	TV	€/MWh	-14,7%	0,9%	-4,6%	4,8%
Puesta en frío	TV	€/MWh	-42,9%	-5,5%	-9,6%	-3,6%
Licuefacción Virtual	TF	€/(MWh/día) y año	-42,5%	7,7%	0,7%	7,4%

**6. Facturación media (€/MWh) de los peajes de regasificación**

Servicio	Variable	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de GNL	S				
	M	0,058	0,060	0,057	0,063
	L	0,041	0,043	0,043	0,045
	XL	0,041	0,043	0,044	0,046
	XXL				
Almacenamiento de GNL		0,014	0,015	0,016	0,016
Vaporización		0,432	0,463	0,493	0,496
Carga de GNL en cisternas		0,571	0,571	0,573	0,549
Trasvase de GNL de planta a buque		0,044	0,044	0,045	0,043
Trasvase de GNL de buque a buque		-	-	-	-
Puesta en frío de buques		0,420	0,397	0,379	0,346
Licuefacción virtual					
<b>Total (1)</b>		<b>0,714</b>	<b>0,759</b>	<b>0,802</b>	<b>0,800</b>

**7. Evolución de la facturación media de los peajes de regasificación**

Servicio		Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de GNL	S	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
	M	-28,7%	2,8%	-5,1%	11,3%
	L	-37,2%	5,1%	0,9%	5,6%
	XL	-31,7%	5,1%	0,8%	5,8%
	XXL	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Almacenamiento de GNL		-44,8%	6,6%	6,1%	-0,5%
Vaporización		-33,0%	7,2%	6,3%	0,8%
Carga de GNL en sistemas		-36,7%	-0,1%	0,5%	-4,2%
Trasvase de GNL de planta a buque		-69,7%	1,1%	1,2%	-4,4%
Trasvase de GNL de buque a buque		n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Puesta en frío de buques		n.a.	-5,4%	-4,6%	-8,8%
Licuefacción virtual		n.a.			
<b>Total</b>		<b>-33,7%</b>	<b>6,3%</b>	<b>5,6%</b>	<b>-0,2%</b>

Fuente: CNMC

Por otro lado, en el Cuadro 133 se muestra la evolución de la retribución a recuperar por el peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación, 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 133. Evolución durante el periodo regulatorio de 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 (€)	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Retribución por Continuidad del suministro	57.463.258	44.202.506	30.941.754	17.681.003
Hibernación MUSEL	24.942.331	24.942.331	24.942.331	24.942.331
<b>Total</b>	<b>82.405.589</b>	<b>69.144.837</b>	<b>55.884.085</b>	<b>42.623.333</b>

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

Demanda	Variable	Unidad	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
<b>Consumidores nacionales conectados a la redes locales</b>			<b>355.515.976.501</b>	<b>338.479.354.238</b>	<b>327.337.123.375</b>	<b>315.342.273.782</b>
RL.1	Volumen	kWh	11.485.911.219	11.553.917.005	11.607.692.472	11.658.483.196
RL.2	Volumen	kWh	21.561.958.038	21.688.244.907	21.787.460.545	21.881.063.331
RL.3	Volumen	kWh	7.333.054.287	7.376.633.198	7.411.093.508	7.443.652.516
RL.4	Volumen	kWh	7.550.222.024	7.693.212.415	7.817.462.936	7.886.673.309
RL.5	Volumen	kWh	13.679.539.634	13.935.279.262	14.150.511.780	14.270.253.685
RL.6	Volumen	kWh	6.018.890.338	6.174.742.049	6.262.226.991	6.327.942.426
RL.7	Volumen	kWh	9.260.772.827	9.521.988.651	9.640.011.613	9.742.395.112
RL.8	Volumen	kWh	19.106.911.027	19.707.249.252	19.939.374.794	20.167.553.047
RL.9	Volumen	kWh	27.972.681.744	28.915.097.815	29.232.253.099	29.651.574.567
RL.10	Volumen	kWh	49.521.820.290	50.978.703.706	51.380.682.042	51.739.726.035
RL.11	Volumen	kWh	182.024.215.074	160.934.285.978	148.108.353.595	134.572.956.558
<b>Consumidores conectados PS unificiente</b>	<b>Volumen</b>	<b>kWh</b>	<b>12.605.801.942</b>	<b>12.896.026.026</b>	<b>13.124.101.708</b>	<b>13.343.761.794</b>
<b>Total Demanda</b>			<b>368.121.778.444</b>	<b>351.375.380.264</b>	<b>340.461.225.083</b>	<b>328.686.035.576</b>

Número suministros	Variable	Unidad	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	Suministros	Número	4.701.485	4.729.106	4.754.034	4.778.413
RL.2	Suministros	Número	2.921.366	2.938.095	2.953.119	2.967.796
RL.3	Suministros	Número	396.986	399.318	401.421	403.478
RL.4	Suministros	Número	57.944	59.940	61.107	62.245
RL.5	Suministros	Número	21.011	21.741	22.175	22.598
RL.6	Suministros	Número	2.325	2.430	2.504	2.576
RL.7	Suministros	Número	1.175	1.236	1.282	1.326
RL.8	Suministros	Número	709	750	781	811
RL.9	Suministros	Número	311	330	345	360
RL.10	Suministros	Número	190	201	209	216
RL.11	Suministros	Número	103	105	107	108
<b>Total Suministros</b>			<b>8.103.607</b>	<b>8.153.252</b>	<b>8.197.085</b>	<b>8.239.927</b>

Capacidad equivalente	Variable	Unidad	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	Capacidad	kWh/día	84.037.154	84.537.383	84.930.026	85.301.057
RL.2	Capacidad	kWh/día	176.836.578	177.872.705	178.686.428	179.454.143
RL.3	Capacidad	kWh/día	60.167.875	60.525.993	60.808.720	61.075.909
RL.4	Capacidad	kWh/día	49.622.640	50.511.783	51.296.367	51.719.893
RL.5	Capacidad	kWh/día	81.935.198	83.427.736	84.708.057	85.406.191
RL.6	Capacidad	kWh/día	28.860.106	29.554.778	29.984.049	30.282.766
RL.7	Capacidad	kWh/día	46.704.850	48.059.095	48.649.121	49.176.442
RL.8	Capacidad	kWh/día	92.177.550	95.102.829	96.217.308	97.325.786
RL.9	Capacidad	kWh/día	107.464.257	111.074.394	112.296.178	113.601.421
RL.10	Capacidad	kWh/día	174.395.754	179.353.112	180.667.918	181.799.682
RL.11	Capacidad	kWh/día	744.409.717	653.682.936	596.752.461	542.663.462
<b>Total capacidad equ</b>	<b>Capacidad</b>	<b>kWh/día</b>	<b>1.646.611.679</b>	<b>1.573.702.744</b>	<b>1.524.996.635</b>	<b>1.477.806.754</b>

### 3. Términos de facturación del peajes asociado a la recuperación de otros costes de regasificación

Servicio	Variable	Unidad	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación	TV	€/ kWh	0,000224	0,000197	0,000164	0,000130
	TF cliente	(€/año)	9,82	8,17	6,55	4,96
	TF capacidad RL. 1	€/ (kWh/día) y año	0,549427	0,457004	0,366908	0,278006
	TF capacidad RL. 2	€/ (kWh/día) y año	0,162241	0,134942	0,108329	0,082074
	TF capacidad RL. 3	€/ (kWh/día) y año	0,064797	0,053897	0,043270	0,032785
	TF capacidad RL. 4	€/ (kWh/día) y año	0,011468	0,009694	0,007808	0,005973
	TF capacidad RL. 5	€/ (kWh/día) y año	0,002518	0,002129	0,001716	0,001313
	TF capacidad RL. 6	€/ (kWh/día) y año	0,000791	0,000672	0,000548	0,000422
	TF capacidad RL. 7	€/ (kWh/día) y año	0,000247	0,000210	0,000173	0,000134
	TF capacidad RL. 8	€/ (kWh/día) y año	0,000076	0,000064	0,000053	0,000041
	TF capacidad RL. 9	€/ (kWh/día) y año	0,000028	0,000024	0,000020	0,000016
TF capacidad RL. 10	€/ (kWh/día) y año	0,000011	0,000009	0,000008	0,000006	
TF capacidad RL. 11	€/ (kWh/día) y año	0,000001	0,000001	0,000001	0,000001	

### 4. Evolución de los términos de facturación del peaje asociado a otros costes de regasificación

Servicio	Variable	Unidad	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación	TV	€/ kWh	-27,3%	-12,1%	-16,6%	-21,0%
	TF cliente	(€/año)	-24,0%	-16,8%	-19,8%	-24,3%
	TF capacidad RL. 1	€/ (kWh/día) y año	-35,5%	-16,8%	-19,7%	-24,2%
	TF capacidad RL. 2	€/ (kWh/día) y año	-34,3%	-16,8%	-19,7%	-24,2%
	TF capacidad RL. 3	€/ (kWh/día) y año	-32,3%	-16,8%	-19,7%	-24,2%
	TF capacidad RL. 4	€/ (kWh/día) y año	-31,1%	-15,5%	-19,5%	-23,5%
	TF capacidad RL. 5	€/ (kWh/día) y año	-27,8%	-15,5%	-19,4%	-23,5%
	TF capacidad RL. 6	€/ (kWh/día) y año	-12,9%	-15,1%	-18,5%	-22,9%
	TF capacidad RL. 7	€/ (kWh/día) y año	-3,5%	-14,9%	-17,8%	-22,5%
	TF capacidad RL. 8	€/ (kWh/día) y año	-21,3%	-14,8%	-17,4%	-22,3%
	TF capacidad RL. 9	€/ (kWh/día) y año	-18,7%	-14,8%	-17,1%	-21,9%
TF capacidad RL. 10	€/ (kWh/día) y año	-17,5%	-14,7%	-17,0%	-22,3%	
TF capacidad RL. 11	€/ (kWh/día) y año	-31,7%	-3,5%	-10,9%	-15,7%	

**5. Facturación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación (€)**

Facturación (€)		Variable facturación	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
<b>Consumidores conectados PS uniciente</b>		kWh	2.821.861	2.537.724	2.154.220	1.730.392
<b>Consumidores nacionales conectados a la redes locales</b>	RL.1	Suministro	46.172.241	38.633.919	31.161.518	23.714.211
	RL.2	Suministro	28.690.089	24.002.452	19.356.966	14.728.516
	RL.3	Suministro	3.898.716	3.262.186	2.631.216	2.002.371
	RL.4	Suministro	569.057	489.675	400.541	308.908
	RL.5	Suministro	206.344	177.609	145.353	112.151
	RL.6	Capacidad	22.833	19.856	16.416	12.783
	RL.7	Capacidad	11.536	10.096	8.403	6.580
	RL.8	Capacidad	6.967	6.124	5.121	4.027
	RL.9	Capacidad	3.058	2.694	2.259	1.785
	RL.10	Capacidad	1.870	1.641	1.371	1.073
	RL.11	Capacidad	1.016	861	700	537
<b>Total</b>			<b>82.405.589</b>	<b>69.144.837</b>	<b>55.884.085</b>	<b>42.623.333</b>

**6. Facturación media del peaje asociado a otros costes de regasificación (€)**

Facturación media (€/kWh)		Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
<b>Consumidores conectados PS uniciente</b>		<b>0,000224</b>	<b>0,000197</b>	<b>0,000164</b>	<b>0,000130</b>
<b>Consumidores nacionales conectados a la redes locales</b>	RL.1	0,004020	0,003344	0,002685	0,002034
	RL.2	0,001331	0,001107	0,000888	0,000673
	RL.3	0,000532	0,000442	0,000355	0,000269
	RL.4	0,000075	0,000064	0,000051	0,000039
	RL.5	0,000015	0,000013	0,000010	0,000008
	RL.6	0,000004	0,000003	0,000003	0,000002
	RL.7	0,000001	0,000001	0,000001	0,000001
	RL.8	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
	RL.9	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
	RL.10	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
	RL.11	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000

**7. Evolución de la facturación media del peaje asociado a otros costes de regasificación**

Evolución de la facturación media del peaje asociado a otros costes de regasificación		Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
<b>Consumidores conectados PS uniciente</b>		<b>-27,3%</b>	<b>-12,1%</b>	<b>-16,6%</b>	<b>-21,0%</b>
<b>Consumidores nacionales conectados a la redes locales</b>	RL.1	-26,0%	-16,8%	-19,7%	-24,2%
	RL.2	-25,1%	-16,8%	-19,7%	-24,2%
	RL.3	-22,9%	-16,8%	-19,7%	-24,2%
	RL.4	-22,6%	-15,5%	-19,5%	-23,6%
	RL.5	-25,5%	-15,5%	-19,4%	-23,5%
	RL.6	-22,6%	-15,2%	-18,5%	-22,9%
	RL.7	-14,1%	-14,9%	-17,8%	-22,5%
	RL.8	-21,3%	-14,8%	-17,4%	-22,3%
	RL.9	-23,0%	-14,8%	-17,1%	-22,1%
	RL.10	-15,7%	-14,8%	-17,1%	-22,3%
	RL.11	-21,5%	-4,2%	-11,6%	-15,6%

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 2023. 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>24</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 134 se muestra el resultado de facturar las variables de previsión del ejercicio 2023 para los consumidores suministrados desde la red de transporte-distribución a los peajes de la Resolución de precios del año de gas 2022 y los que resultan para 2023 (en adelante, facturación de peajes). Esto es, no se considera la facturación por el canon de almacenamiento subterráneo, cargos, tasa de hidrocarburos gaseosos y cuota del GTS.

---

<sup>24</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.

Se observa que, con las hipótesis anteriores, la facturación por peajes se reduce para todos los consumidores entre un -2,8% y un -15,7%, con la excepción de los consumidores acogidos a los peajes transitorios RLTA.5 y RLTA.6 para los que resultan incrementos del 11,7% y un 0,5% respectivamente.

Cabe señalar que los peajes correspondientes a los grupos tarifarios de mayor tamaño experimentan mayores reducciones, debido a que para estos colectivos los peajes de regasificación y entrada a la red de transporte, que son los experimentan mayores reducciones, tienen mayor peso que para el resto de los consumidores.

Respecto de los consumidores suministrados desde redes abastecidas por plantas satélite, se observa que, si bien los peajes de redes locales aumentan para todos los grupos tarifarios (como consecuencia del periodo transitorio), la facturación por peajes total se reduce para los grupos tarifarios RLPS.1, RLPS.6 y RLPS.7, motivado por la reducción del peaje de otros costes de regasificación en el caso del peaje RLPS.1 y de los peajes de regasificación en el resto de peajes (véase Cuadro 135).

**Cuadro 134. Facturación de los consumidores suministrados desde la red de transporte-distribución a los peajes establecidos en la Resolución de 27 de mayo de 2021 y a los peajes que resultan para el año de gas 2023**

**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	4.585.125	57,8%	11.237.400	3,2%	82.355	5,0%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.877.590	36,3%	21.232.828	6,0%	174.145	10,6%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	387.460	4,9%	7.165.531	2,0%	58.798	3,6%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	56.796	0,7%	7.397.121	2,1%	48.903	3,0%
RLTA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	768	0,0%	666.480	0,2%	2.920	0,2%
RLTB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	19.974	0,3%	12.860.919	3,6%	78.301	4,8%
RLTA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	883	0,0%	2.652.706	0,7%	9.735	0,6%
RLTB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	1.397	0,0%	3.279.153	0,9%	18.717	1,1%
RLTA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	731	0,0%	6.178.558	1,7%	33.156	2,0%
RLTB.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	425	0,0%	3.007.419	0,8%	13.137	0,8%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	704	0,0%	18.955.166	5,4%	91.538	5,6%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	311	0,0%	27.972.682	7,9%	107.464	6,6%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	190	0,0%	49.521.820	14,0%	174.396	10,6%
RL.11	C > 500.000.000	103	0,0%	182.024.215	51,4%	744.410	45,4%
<b>Total</b>		<b>7.932.457</b>	<b>100,0%</b>	<b>354.151.998</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.637.973</b>	<b>100,0%</b>

**2. Facturación a peajes vigentes año de gas 2022 (€/MWh)**

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	Entrada Transporte	Salida Transporte	Redes Locales	Otros Costes de Regasificación	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,899	0,586	1,283	27,895	5,275	35,939
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,971	0,655	1,470	22,604	1,752	27,452
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,971	0,655	1,514	20,168	0,699	24,007
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,839	0,531	1,239	15,903	0,099	18,611
RLTA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,655	0,357	0,893	6,246	0,015	8,165
RLTB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,796	0,490	1,198	12,467	0,020	14,971
RLTA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,596	0,301	0,990	4,453	0,004	6,345
RLTB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,765	0,460	1,262	9,694	0,006	12,186
RLTA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,736	0,434	1,115	2,974	0,001	5,260
RLTB.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,654	0,356	0,911	4,220	0,001	6,141
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,692	0,392	1,005	2,552	0,000	4,641
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,610	0,315	0,803	1,205	0,000	2,934
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,584	0,290	0,738	0,976	0,000	2,587
RL.11	C > 500.000.000	0,631	0,334	0,854	0,746	0,000	2,564
<b>Total</b>		<b>0,675</b>	<b>0,376</b>	<b>0,936</b>	<b>4,407</b>	<b>0,290</b>	<b>6,684</b>

**3. Facturación a peajes resultantes para el año de gas 2023 (€/MWh)**

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	Entrada Transporte	Salida Transporte	Redes Locales	Otros Costes de Regasificación	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,556	0,623	1,223	27,443	4,007	33,852
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,598	0,690	1,362	22,410	1,331	26,391
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,599	0,690	1,362	20,164	0,531	23,346
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,522	0,567	1,109	15,753	0,075	18,026
RLTA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,415	0,395	0,777	7,523	0,011	9,121
RLTB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,497	0,527	1,025	12,467	0,015	14,531
RLTA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,381	0,340	0,720	4,932	0,003	6,376
RLTB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,479	0,498	0,904	9,193	0,004	11,077
RLTA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,462	0,471	0,912	3,231	0,001	5,078
RLTB.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,414	0,394	0,754	4,102	0,001	5,665
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,436	0,430	0,827	2,543	0,000	4,237
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,389	0,354	0,670	1,123	0,000	2,536
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,373	0,329	0,620	0,920	0,000	2,242
RL.11	C > 500.000.000	0,401	0,373	0,710	0,679	0,000	2,162
<b>Total</b>		<b>0,43</b>	<b>0,41</b>	<b>0,795</b>	<b>4,33</b>	<b>0,22</b>	<b>6,189</b>

**4. % variación facturación a peajes año de gas 2023 sobre los del año de gas 2022**

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	Entrada Transporte	Salida Transporte	Redes Locales	Otros Costes de Regasificación	Total
RL.1	C ≤ 5.000	-38,1%	6,2%	-4,7%	-1,6%	-24,0%	-5,8%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-38,4%	5,4%	-7,4%	-0,9%	-24,0%	-3,9%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	-38,4%	5,4%	-10,0%	0,0%	-24,0%	-2,8%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-37,8%	6,9%	-10,5%	-0,9%	-24,0%	-3,1%
RLTA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-36,7%	10,8%	-13,0%	20,4%	-24,0%	11,7%
RLTB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-37,6%	7,6%	-14,4%	0,0%	-24,0%	-2,9%
RLTA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-36,1%	12,9%	-27,3%	10,7%	-24,0%	0,5%
RLTB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-37,4%	8,1%	-28,4%	-5,2%	-24,0%	-9,1%
RLTA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-37,2%	8,7%	-18,2%	8,6%	-3,5%	-3,5%
RLTB.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-36,6%	10,8%	-17,2%	-2,8%	-3,5%	-7,8%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-36,9%	9,7%	-17,7%	-0,3%	-21,3%	-8,7%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-36,3%	12,4%	-16,5%	-6,8%	-18,7%	-13,6%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-36,0%	13,5%	-16,0%	-5,8%	-17,5%	-13,3%
RL.11	C > 500.000.000	-36,5%	11,6%	-16,9%	-9,0%	-31,7%	-15,7%
<b>Total</b>		<b>-36,8%</b>	<b>10,2%</b>	<b>-15,1%</b>	<b>-1,7%</b>	<b>-24,0%</b>	<b>-7,4%</b>

Fuente: Resolución de 27 de mayo de 2021 y CNMC

**Cuadro 135. Facturación de los consumidores suministrados desde plantas satélite a los peajes establecidos en la Resolución de 27 de mayo de 2021 y a los peajes que resultan para el año de gas 2023**

**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	116.360	68,0%	248.511	18,2%	1.682	19,5%
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	43.777	25,6%	329.131	24,1%	2.691	31,2%
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	9.527	5,6%	167.523	12,3%	1.370	15,9%
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	1.148	0,7%	153.101	11,2%	720	8,3%
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	269	0,2%	152.140	11,2%	715	8,3%
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	45	0,0%	87.031	6,4%	409	4,7%
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	18	0,0%	74.796	5,5%	412	4,8%
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	5	0,0%	151.746	11,1%	640	7,4%
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>171.150</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.363.978</b>	<b>100,0%</b>	<b>8.638</b>	<b>100,0%</b>

**2. Facturación a peajes vigentes año de gas 2021-2022 (€/MWh)**

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	Entrada Transporte	Salida Transporte	Redes Locales	Otros Costes de Regasificación	Total
RLPS.1	C ≤ 5.000	0,298	-	-	20,255	6,054	26,606
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,306	-	-	16,996	1,720	19,021
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,306	-	-	15,169	0,735	16,211
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,285	-	-	12,844	0,097	13,225
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,285	-	-	10,602	0,023	10,910
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,285	-	-	8,870	0,007	9,162
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,290	-	-	3,822	0,001	4,113
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,282	-	-	1,524	0,000	1,807
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>0,295</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>13,224</b>	<b>1,622</b>	<b>15,141</b>

**3. Facturación a peajes resultantes para el año de gas 2023 (€/MWh)**

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	Entrada Transporte	Salida Transporte	Redes Locales	Otros Costes de Regasificación	Total
RLPS.1	C ≤ 5.000	0,185	-	-	21,517	4,598	26,300
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,188	-	-	17,611	1,306	19,105
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,188	-	-	15,948	0,559	16,694
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,180	-	-	13,026	0,074	13,279
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,180	-	-	11,100	0,017	11,297
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,180	-	-	8,870	0,005	9,055
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,182	-	-	3,889	0,001	4,072
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,179	-	-	1,632	0,000	1,811
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>0,18</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>13,79</b>	<b>1,23</b>	<b>15,205</b>

**4. % variación facturación a peajes año de gas 2023 sobre los del año de gas 2022**

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	Entrada Transporte	Salida Transporte	Redes Locales	Otros Costes de Regasificación	Total
RLPS.1	C ≤ 5.000	-37,9%			6,2%	-24,0%	-1,1%
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	-38,6%			3,6%	-24,0%	0,4%
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	-38,6%			5,1%	-24,0%	3,0%
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	-36,8%			1,4%	-24,0%	0,4%
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-36,8%			4,7%	-24,0%	3,6%
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-36,8%			0,0%	-24,0%	-1,2%
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-37,3%			1,8%	-3,5%	-1,0%
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-36,6%			7,1%	-21,3%	0,3%
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>-37,7%</b>			<b>4,3%</b>	<b>-24,0%</b>	<b>0,4%</b>

Fuente: Resolución de 27 de mayo de 2021 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 28 de marzo se recibió en la CNMC la propuesta del GTS de zonas con posibilidad de congestión y capacidad para ser contratada en régimen de interrumpibilidad para el periodo comprendido entre el 1 de octubre de 2022 y el 30 de septiembre de 2023. En particular, el GTS propone un total de 5 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.

Se indica que la propuesta del GTS se corresponde con gasoductos declarados como saturados por los agentes, sin que en dicha solicitud se aporte información suficiente sobre el grado de saturación de los gasoductos que permita valorar adecuadamente la propuesta del GTS.

Teniendo en cuenta lo anterior, así como que la propuesta del GTS para el año de gas 2023 se corresponde con las zonas propuestas en los seis últimos ejercicios, sin que se hayan producido interrupciones, que para el año de gas 2022 no se ha ofrecido capacidad interrumpible en dichas zonas y que la demanda prevista para el ejercicio es inferior a la registrada en el año 2018 en el caso del gasoducto Serinyá-Figueres y 2019 en el caso de la Red de Pamplona, no se considera necesario ofrecer capacidad interrumpible en los

gasoductos propuestos por el GTS para el periodo comprendido entre el 1 de octubre de 2022 y el 30 de septiembre de 2023.

## **11.2. Procedimiento de reubicación y refacturación aplicables a los consumidores acogidos al peaje de salida de red local aplicable a los puntos de recarga de vehículos de gas natural de acceso público.**

La disposición adicional cuarta.1 de la Circular 6/2020 establece que los puntos de suministro para recarga de vehículos de gas natural de acceso público podrán solicitar la aplicación del peaje RL.7, independientemente del que les fuera aplicable, si acreditan que:

- a) el punto de suministro es de utilización exclusiva para la recarga de vehículos a gas natural
- b) el punto de suministro es de acceso público
- c) el punto de suministro dispone de equipo de telemedida operativo

Adicionalmente, el punto segundo establece que el peaje RL.7 será aplicable hasta que en el punto de suministro el volumen de consumo anual supere los 5 GWh, mientras que el punto cuarto establece que, a los efectos de facturación del exceso de capacidad de los peajes de transporte y redes locales, el caudal máximo demandado se corresponderá con el consumo medio registrado durante el periodo de facturación. En consecuencia, lo óptimo para los consumidores que se acojan a este peaje es contratar como capacidad, en lugar del caudal máximo previsto, el consumo medio previsto.

Por otra parte, el artículo 25.1.b) de la Circular 6/2020, establece que al iniciar un nuevo año de gas, el responsable de facturación procederá a comprobar la correcta ubicación y en su caso a la reubicación de todos los suministros, mientras que el punto segundo de dicho artículo establece que si se produce una reubicación del punto de suministro, el responsable de la facturación procederá a facturar el nuevo peaje de salida de la red de transporte, redes locales, y otros costes de regasificación teniendo en cuenta el grupo tarifario que le hubiera correspondido considerando su consumo real.

Por tanto, a un punto de suministro para la recarga de vehículos de gas natural de acceso público que por primera vez superara los 5 GWh/año, se le debe refacturar al peaje que le correspondiera (esto es, RL.8 a RL.11) en aplicación de lo establecido en el citado artículo 25.

Teniendo en cuenta que la capacidad contratada por el punto de suministro se corresponde con el consumo medio previsto, que es la primera vez que se supera el umbral de 5 GWh/año y que a partir de este momento le es de aplicación la facturación por el caudal contratado, se hace necesario establecer en este caso una disposición con objeto de no penalizar en exceso por el proceso de reubicación automática previsto en el artículo 25.

En consecuencia, se incluye en la resolución un resuelve con el siguiente tenor:

*Cuando a un punto de suministro inicialmente acogido al peaje de salida de la red local aplicable a los puntos de recarga de vehículos gasistas, le dejará de ser aplicable el mismo al haber superado durante el año de gas el límite de consumo establecido en el punto segundo de la disposición adicional cuarta, en aplicación del procedimiento de reubicación y refacturación establecido en el artículo 25.2 de la Circular 6/2020, a efectos de la facturación del exceso de capacidad de los peajes de transporte y redes locales, el caudal máximo demandado se corresponderá con el consumo medio diario registrado durante el periodo de facturación.*

### **11.3. Disposiciones incluidas en la Resolución de 27 de mayo de 2021**

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 incluidas en la Resolución de 27 mayo de 2021:

- Resuelve segundo relativo a la implementación del periodo transitorio
- Resuelve cuarto relativo al procedimiento para facturar el término de capacidad demandada durante el periodo del que disponen los consumidores para instalar la telemida conforme al artículo 9.2 de la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre.
- Resuelve quinto relativo al procedimiento de refacturación de un consumidor que no dispusiera de telemida al en el caso de reubicación le ubique en un peaje con obligación de disponer de telemida.
- Resuelve sexto relativo a la acreditación del punto de recarga de acceso público y exclusivo para recarga de vehículo de gas natural