COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA
ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

LA TARIFA REGULADA DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA Y EN LA UE

Autor: Alejandro Castañeda Juez

Director: José Luis Sancha Gonzalo

Madrid

Julio de 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

"La tarifa regulada de electricidad en España y en la UE"

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2024/2025 es de mi autoría, original e inédito y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Alejandro Castañeda Juez Fecha: 14/07/2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo. José Luis Sancha Gonzalo Fecha: 14/07/2025

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

LA TARIFA REGULADA DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA Y EN LA UE

Autor: Alejandro Castañeda Juez

Director: José Luis Sancha Gonzalo

Madrid

Julio de 2025

Agradecimientos

Quiero dedicar un especial agradecimiento a Jose. Un gran tutor, un muy buen profesional con una trayectoria tremenda, y una gran persona con vocación de servicio. Gracias a él he podido introducirme en el mundo del mercado eléctrico, con todas sus complejidades, y todo lo que he aprendido me acompañará y me será muy útil en mi carrera profesional.

LA TARIFA REGULADA DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA Y EN LA UE

Autor: Castañeda Juez, Alejandro

Director: Sancha Gonzalo, José Luis

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Este proyecto estudia la tarifa regulada de la electricidad en España, su historia reciente, su estructura, el mercado diario y se ha comparado con las tarifas reguladas de Portugal, Francia e Italia. Se evalúan las diferencias entre España y el resto de los países en cuanto a la construcción de la tarifa y los términos de esta, además de la influencia de las regulaciones europeas sobre todas ellas.

Adicionalmente, se ha calculado una teórica factura de la luz de un perfil de consumo estándar, con una potencia contratada de 4 kW y 200 kWh de consumo total (representando a un consumidor estándar), en base a los datos obtenidos de la documentación oficial disponible, siendo el objetivo no comparar los costes de la energía (ya que enero no es un mes representativo para España), sino para comprobar numéricamente que los términos se trasladan al consumidor como vienen establecidos en sus respectivas regulaciones, y comparar los términos anuales.

Adicionalmente, se han evaluado las ayudas a consumidores vulnerables, comparando la estructura y particularidades de cada modelo, para identificar las propuestas más beneficiosas en defensa del consumidor vulnerable.

Palabras clave: PVPC, mercado eléctrico, peajes, cargos, mercado mayorista, impuestos, consumidores vulnerables

1. Introducción

La tarifa de la electricidad es uno de los suministros esenciales que todos los consumidores deben de hacer frente cada mes. Sin embargo, también es uno de los suministros que más complejidades tiene para el consumidor, donde elegir la potencia contratada o elegir entre el mercado regulado o el libre se convierten en cuestiones críticas.

La tarifa regulada representa un servicio de acceso universal para todos los consumidores, y debería ser un ejemplo de transparencia. Sin embargo, desde las reformas posteriores a la crisis del mercado eléctrico en 2022, la complejidad continúa aumentando para el consumidor. Las regulaciones europeas también tienen un papel importante sobre las tarifas reguladas de toda la UE.

A través de este trabajo, se profundizará sobre la construcción de la tarifa regulada PVPC y se analizarán las diferencias con otros países europeos.

2. Definición del Proyecto

La finalidad de este proyecto por un lado es de divulgación sobre la construcción de la tarifa PVPC en España, sus términos y el destino de estos. También se evaluarán las diferencias entre la tarifa española y tarifas de otros países europeos, señalando puntos positivos y negativos de las propuestas de otros países que se podrían aplicar en España.

En el primer capítulo se definen con detalle la estructura y composición de las tarifas reguladas de cada país, habiendo consultado las regulaciones correspondientes de cada país en sus portales oficiales. También se analizan las directivas europeas que influyen sobre los mercados interiores de la electricidad. Estos análisis son esenciales para entender, qué es lo que financia el consumidor con cada término, las competencias de cada país y la influencia europea sobre la estructura de la factura.

El siguiente capítulo consiste en realizar un cálculo teórico para una factura del mes de enero para un consumidor medio, basando los cálculos en los términos hallados en el primer capítulo para cada país. La elección de este mes no busca ser representativo, se eligió por la disponibilidad de ellos datos. Estos cálculos se corroboran con los simuladores disponibles en cada país, para comprobar el grado de transparencia de las tarifas reguladas desde el coste teórico de las componentes a su repercusión sobre la tarifa final del consumidor.

En el capítulo posterior se analizará el impacto del Bono Social en las tarifas de cada país, evaluando sus modelos de ayuda, comprendiendo las condiciones de solicitud, el nivel de las ayudas y su impacto en la factura del capítulo anterior.

Finalmente se evaluarán las diferencias entre cada país y sus posibles pros y contras para los consumidores y el mercado eléctrico.

3. Modelo Español

Con los términos obtenidos de las regulaciones españolas, tanto del BOE[1] como de la CNMC[2], se llevaron a un modelo Excel donde se introdujeron las características del consumidor y calcularon los costes por componente.

Se agregaron los datos en Excel obtenidos de REE[3] respecto a los costes horarios para

Se agruparon los consumos horarios en base a su franja horaria correspondiente, teniendo en cuenta los precios variables horarios para dicha hora. De esta manera se pudieron apreciar los pesos de cada componente, y el coste final que el consumidor tiene que asumir.

[1] Boletín Oficial del Estado
[2] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
[3] Red Eléctrica de España

Tarifa PVPC 2.0 TD en ENERO			
Consumo (perfilado ESIOS)	**200 kWh**	P1 P2 P3	55,321 kWh 49,792 kWh 94,885 kWh
Potencia Contratada	**4 kW**		
Contador Inteligente	**Monofásico**		
Consumidor no vulnerable			
Término Fijo - Facturación de Potencia (€/kW año)			
Peajes de Transporte y Distribución		23,401	**7,95 €**
Cargos del Sistema		4,227	**1,44 €**
Margen de Comercialización		3,113	**1,06 €**
TERMINO FIJO			**10,44 €**
Término Variable - Facturación de Energía (€/kWh)			
	Franja horaria	€/kWh	
Peajes de Transporte y Distribución	P1	0,03423	**1,89 €**
	P2	0,01654	**0,82 €**
	P3	0,00008	**0,01 €**
Cargos Regulados	P1	0,05831	**3,23 €**
	P2	0,01166	**0,58 €**
	P3	0,00292	**0,28 €**
Coste de Producción Horario		0,13247	**26,49 €**
TERMINO VARIABLE			**33,30 €**
FINANCIACIÓN BONO SOCIAL		0,01274 €/día	**0,40 €**
IMPUESTO A LA ELECTRICIDAD		5,1127%	**2,26 €**
ALQUILER CONTADOR		0,02663 €/día	**0,83 €**
IVA		21%	**9,92 €**
Importe Final			**57,14 €**

Tabla 1: Cálculo de la factura PVPC de enero

El resultado del modelo se evaluó posteriormente con el simulador de facturas de la CNMC para comprobar que los términos teóricos se trasladaban al consumidor.

4. Modelos europeos

Para el resto de los países se creó el mismo modelo de cálculo de la tarifa regulada homóloga al PVPC en cada caso. Se presentan los modelos de Portugal, Francia e Italia. En algunos casos, los

modelos se basan en el cálculo de coste final de la factura como se establecen en las regulaciones pertinentes.

Se seleccionó el modelo de tarifa más dinámica de las disponibles, y si la potencia de 4 kW no estaba disponible, se seleccionó la más cercana por encima de los 4 kW.

Portugal - Tarifa Transitoria de Venta a Clientes Finales			
Consumo (perfilado ESIOS)	**200 kWh**	P1 P2 P3	33,627 kWh 85,360 kWh 81,011 kWh
Potencia Contratada Consumidor no vulnerable	**4,6 kVA**		
TERMINO FIJO		0,2325 €/día	**7,21 €**
Término Variable - Facturación de Energía (€/kWh)			
		€/kWh	
Término Variable	P1	0,24480	**8,23 €**
	P2	0,17770	**15,17 €**
	P3	0,10940	**8,86 €**
TERMINO VARIABLE			**32,26 €**
Tasas e Impuestos			
Tasa DGEG		0,07 €/mes	**0,07 €**
Tasa CAV		2,85 €/mes	**2,85 €**
Impuesto IEC		0,001 €/kWh	**0,20 €**
IVA		6%	**2,11 €**
		23%	**1,72 €**
TASAS E IMPUESTOS			**6,95 €**
Importe Final			**46,42 €**

Tabla 2: Cálculo de la factura regulada portuguesa de enero

Francia - Tarif Bleu				
Consumo (perfilado ESIOS)	**200 kWh**		P1 P2	144,736 kWh 55,264 kWh
Potencia Contratada	**6,9 kVA**			
Consumidor no vulnerable				
TERMINO FIJO		11,70 €/mes		**11,70 €**
Término Variable - Facturación de Energía (€/kWh)				
		€/kWh		
Precio por kWh	P1	0,14513		**21,74 €**
	P2	0,10763		**5,40 €**
TERMINO VARIABLE				**27,14 €**
Tasas e Impuestos				
Tasa CTA				**1,86 €**
Impuesto IEE		0,0337 €/kWh		**6,74 €**
IVA		5,5%		**0,75 €**
		20%		**6,74 €**
TASAS E IMPUESTOS				**16,08 €**
Importe Final				**54,47 €**

Tabla 3: Cálculo de la factura regulada francesa de enero

Italia - Tutela Gradual (Trihoraria)				
Consumo (perfilado ESIOS)	**200 kWh**	P1 P2 P3	65,310 kWh 60,403 kWh 74,286 kWh	
Potencia Contratada Consumidor no vulnerable	**4 kW**			
Término Fijo por Cliente (€/cliente/año)				
Parámetro Gamma		-72,65		**-6,17 €**
Transporte y Gestión del Contador		22,80	**1,94 €**	
TERMINO FIJO POR CLIENTE				**-4,23 €**
Término Fijo por Potencia	**(€/kW/año)**			
Transporte y Gestión del Contador		25,28	**8,52 €**	
TERMINO FIJO POR POTENCIA				**8,52 €**
Término Variable (€/kWh)				
Cargo de Energía Eléctrica	P1 P2 P3	0,174153 0,166777 0,141395		**11,37 €** **10,07 €** **10,50 €**
Componente de Despacho (C DISP)		0,022728		**4,55 €**
Cargo por Desequilibrio (CSED)		0,00056		**0,11 €**
Cargos de Compensación (C PSTGD)		-0,01601		**-3,20 €**
Transporte y gestión del contador		0,01352		**2,70 €**
Cargos del Sistema (ARIM+ASOS)		0,032188		**6,44 €**
TÉRMINO VARIABLE				**42,55 €**
Impuestos				
Accise		0,0227 €/kWh		**4,54 €**
IVA		10%		**5,14 €**
IMPUESTOS				**9,68 €**
Importe Final				**56,59 €**

Tabla 4: Cálculo de la factura regulada italiana de enero

También se ratificaron los resultados con los simuladores disponibles en cada geografía, para posteriormente comparar los modelos obtenidos entre países.

5. Bono Social

También se consultaron las fuentes oficiales para establecer por geografías el modelo de financiación de las ayudas a consumidores vulnerables, las condiciones para optar a estas ayudas, los descuentos que se aplican al consumidor y el impacto teórico en la factura previamente modelada.

El impacto de descuento de la factura se calculo como el descuento que recibiría un consumidor unipersonal con una renta anual equivalente al 50% del salario mínimo de cada geografía, entre el coste de la factura calculado en el apartado anterior para las características de consumo anteriormente descritas.

A continuación, se presenta una tabla con la información más relevante obtenida a modo resumen.

	España	Portugal	Francia	Italia
Condiciones para solicitar el Bono Social	Max 12.600 €/año hogar (aumenta con miembros)	Max 6.272 €/año hogar (aumenta con miembros sin ingresos)	Max 11.000 €/año hogar (aumenta con miembros)	Max 9.530 €/año hogar (hasta 3 hijos) y 20.00 €/año hogar (4 hijos o más)
	Familia numerosa	Subsidio familiar		
	IMV	Beneficiario de otras prestaciones		
Tipo de descuento	Porcentual, sin reducción de la base imponible Límite en el consumo	Porcentual + deducciones en impuestos y reducción de la base imponible	Cheque anual	Cheque anual
Descuento efectivo mínimo hogar unipersonal	**28,40%**	**38,20%**	**7,30%**	**24%**

Tabla 5: Resumen características del Bono Social por geografías

6. Conclusiones

La comparativa entre la tarifa regulada española y los modelos implementados en Portugal, Francia e Italia revela tanto fortalezas como debilidades en el diseño del PVPC. Aunque España destaca positivamente en aspectos como la libertad de elección de potencia contratada, presenta alguna que otra limitación en términos de accesibilidad, al restringir el acceso al servicio regulado a potencias de hasta 10 kW y sobre todo en la complejidad de la información disponible para los consumidores, lo que dificulta su comprensión y reduce la transparencia efectiva del sistema. Estas barreras contrastan con herramientas más completas que ofrecen otros países, como el glosario de términos en la web de ARERA o los documentos unificados de la regulación italiana.

Asimismo, se observa una disparidad importante en el reparto de competencias regulatorias. La CNMC, al ser una entidad multisectorial y con funciones limitadas en el diseño tarifario, no posee la misma capacidad técnica ni autonomía que agencias como la CRE, ERSE o ARERA, lo que puede

derivar en una menor coherencia metodológica y una mayor influencia política en la fijación de precios.

Además, la estructura fiscal sobre la factura en España resulta significativamente más gravosa, siendo el único país que aplica el Impuesto Especial sobre la electricidad como porcentaje, y con un IVA general más alto que el de sus vecinos. Tampoco existen exenciones fiscales para los consumidores residenciales. Por tanto, estas cargas fiscales no solo encarecen el precio final, sino que también penalizan a los consumidores en contextos de precios altos.

Por último, si bien se han introducido reformas positivas en el diseño del PVPC, como la incorporación parcial de mercados a plazo en el precio de la energía para mitigar la volatilidad, aún persisten retos estructurales. El futuro impacto esperado de los derechos de emisión de CO_2 (en base a la mayor demanda por la entrada en vigor de la ETS2 y por la reducción lineal de derechos) o el limitado enfoque redistributivo de los impuestos eléctricos son aspectos que deben abordarse para garantizar una mayor equidad, transparencia y resiliencia del modelo. La experiencia de otros países europeos aporta ideas valiosas para mejorar el sistema español, orientándolo hacia una regulación más técnica, predecible y centrada en el consumidor.

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

THE REGULATED ELECTRICITY PRICING SCHEME IN SPAIN AND THE EU

Author: Castañeda Juez, Alejandro

Director: Sancha Gonzalo, José Luis

Colaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This project analyzes the regulated electricity tariff in Spain, including its recent history, structure, and the day-ahead market, and compares it with the regulated tariffs in Portugal, France, and Italy. The study evaluates the differences between Spain and the other countries in terms of tariff design and components, as well as the influence of European regulations on each system.

In addition, a theoretical electricity bill has been calculated for a standard consumption profile—based on a contracted power of 4 kW and a total consumption of 200 kWh—representing a typical household consumer. This calculation is based on official documentation and regulatory sources. The aim is not to compare energy costs (as January is not a representative month for Spain), but rather to verify that the tariff components are effectively passed through to the consumer as defined in each country's regulations, and to compare the annualized terms across countries.

Furthermore, support mechanisms for vulnerable consumers have been assessed, comparing the structure and specific features of each national model, with the goal of identifying the most consumer-protective and beneficial approaches for vulnerable households.

Keywords: PVPC, electricity market, network tariffs, system charges, wholesale market, taxes, vulnerable consumers

1. Introduction

The electricity tariff is one of the essential services that all consumers must pay for each month. However, it is also one of the most complex for consumers to understand, where decisions such as selecting the contracted capacity or choosing between the regulated or free market become critical.

The regulated tariff represents a universal access service for all consumers and should serve as an example of transparency. However, following the reforms introduced after the electricity market crisis in 2022, complexity continues to grow for consumers.

European regulations also play a significant role in shaping regulated tariffs across the EU.

This report delves into the construction of the Spanish PVPC regulated tariff and analyzes its differences with those in other European countries.

2. Project Definition

The main objective of this project is to provide insight into the structure of the PVPC tariff in Spain, its components, and their intended purposes. It also evaluates the differences between the Spanish

tariff and those of other European countries, highlighting strengths and weaknesses in foreign models that could potentially be applied in Spain.

The first chapter defines in detail the structure and composition of the regulated tariffs in each country, based on an in-depth review of each country's official regulatory sources. It also analyzes the European directives that influence the internal electricity markets. These analyses are essential to understanding what each tariff component finances, the responsibilities of each national regulator, and the influence of EU policies on bill structure.

The next chapter consists of a theoretical calculation of a January electricity bill for an average consumer, based on the tariff components identified in the first chapter for each country. The month was selected not for its representativeness, but due to data availability. The calculations are cross-verified with publicly available simulators in each country to assess the transparency of the regulated tariffs—comparing the theoretical cost of each component with its actual impact on the final consumer bill.

The following chapter analyzes the impact of social tariff schemes in each country, assessing the support models, eligibility criteria, level of aid, and their effect on the consumer bill calculated in the previous chapter.

Finally, the project evaluates the differences between the countries and the potential pros and cons for both consumers and the electricity market.

3. Spanish Model

Using the components defined in Spanish regulations—both from the BOE (Official State Gazette) and the CNMC (National Commission on Markets and Competition)—an Excel model was created where consumer characteristics were entered and costs were calculated per component.

Hourly cost data from REE (Red Eléctrica de España) was also incorporated.

Hourly consumption was grouped according to the corresponding time slot, considering the hourly variable prices for each hour. This made it possible to clearly identify the weight of each component and the final cost the consumer must bear.

Tarifa PVPC 2.0 TD en ENERO			
Consumo (perfilado ESIOS)	**200 kWh**	P1 P2 P3	55,321 kWh 49,792 kWh 94,885 kWh
Potencia Contratada	**4 kW**		
Contador Inteligente	**Monofásico**		
Consumidor no vulnerable			
Término Fijo - Facturación de Potencia (€/kW año)			
Peajes de Transporte y Distribución		23,401	**7,95 €**
Cargos del Sistema		4,227	**1,44 €**
Margen de Comercialización		3,113	**1,06 €**
TERMINO FIJO			**10,44 €**
Término Variable - Facturación de Energía (€/kWh)			
	Franja horaria	€/kWh	
Peajes de Transporte y Distribución	P1	0,03423	**1,89 €**
	P2	0,01654	**0,82 €**
	P3	0,00008	**0,01 €**
Cargos Regulados	P1	0,05831	**3,23 €**
	P2	0,01166	**0,58 €**
	P3	0,00292	**0,28 €**
Coste de Producción Horario		0,13247	**26,49 €**
TERMINO VARIABLE			**33,30 €**
FINANCIACIÓN BONO SOCIAL		0,01274 €/día	**0,40 €**
IMPUESTO A LA ELECTRICIDAD		5,1127%	**2,26 €**
ALQUILER CONTADOR		0,02663 €/día	**0,83 €**
IVA		21%	**9,92 €**
Coste Final			**57,14 €**

Table 1: Calculation of January electricity regulated bill

The model's output was subsequently validated using the CNMC's official bill simulator to verify that the theoretical components were correctly reflected in the consumer's final bill.

4. Modelos europeos

For the remaining countries, the same calculation model was developed to reflect the regulated tariff equivalent to Spain's PVPC in each case. The models for Portugal, France, and Italy are presented. In some instances, the methodology is based on calculating the final bill cost as specified in the respective national regulations.

The most dynamic tariff model available was selected for each country. Where a contracted power of 4 kW was not available, the next closest higher power level above 4 kW was chosen. The results were also validated using the official simulators available in each country, allowing for a subsequent comparison of the models across countries.

Portugal - Tarifa Transitoria de Venta a Clientes Finales			
Consumo (perfilado ESIOS)	**200 kWh**	P1 P2 P3	33,627 kWh 85,360 kWh 81,011 kWh
Potencia Contratada Consumidor no vulnerable	**4,6 kVA**		
TERMINO FIJO		0,2325 €/día	**7,21 €**
Término Variable - Facturación de Energía (€/kWh)			
		€/kWh	
Término Variable	P1	0,24480	**8,23 €**
	P2	0,17770	**15,17 €**
	P3	0,10940	**8,86 €**
TERMINO VARIABLE			**32,26 €**
Tasas e Impuestos			
Tasa DGEG		0,07 €/mes	**0,07 €**
Tasa CAV		2,85 €/mes	**2,85 €**
Impuesto IEC		0,001 €/kWh	**0,20 €**
IVA		6%	**2,11 €**
		23%	**1,72 €**
TASAS E IMPUESTOS			**6,95 €**
Importe Final			**46,42 €**

Table 2: Calculation of Portuguese electricity regulated bill for January

Francia - Tarif Bleu				
Consumo (perfilado ESIOS)	**200 kWh**		P1 P2	144,736 kWh 55,264 kWh
Potencia Contratada	**6,9 kVA**			
Consumidor no vulnerable				
TERMINO FIJO		11,70 €/mes		**11,70 €**
Término Variable - Facturación de Energía (€/kWh)				
		€/kWh		
Precio por kWh	P1	0,14513		**21,74 €**
	P2	0,10763		**5,40 €**
TERMINO VARIABLE				**27,14 €**
Tasas e Impuestos				
Tasa CTA				**1,86 €**
Impuesto IEE		0,0337 €/kWh		**6,74 €**
IVA		5,5%		**0,75 €**
		20%		**6,74 €**
TASAS E IMPUESTOS				**16,08 €**
Importe Final				**54,47 €**

Table 3: Calculation of French electricity regulated bill for January

Italia - Tutela Gradual (Trihoraria)				
Consumo (perfilado ESIOS)	**200 kWh**	P1 P2 P3	65,310 kWh 60,403 kWh 74,286 kWh	
Potencia Contratada Consumidor no vulnerable	**4 kW**			
Término Fijo por Cliente (€/cliente/año)				
Parámetro Gamma		-72,65		**-6,17 €**
Transporte y Gestión del Contador		22,80	**1,94 €**	
TERMINO FIJO POR CLIENTE				**-4,23 €**
Término Fijo por Potencia	**(€/kW/año)**			
Transporte y Gestión del Contador		25,28	**8,52 €**	
TERMINO FIJO POR POTENCIA				**8,52 €**
Término Variable (€/kWh)				
Cargo de Energía Eléctrica	P1 P2 P3	0,174153 0,166777 0,141395		**11,37 €** **10,07 €** **10,50 €**
Componente de Despacho (C DISP)		0,022728		**4,55 €**
Cargo por Desequilibrio (CSED)		0,00056		**0,11 €**
Cargos de Compensación (C PSTGD)		-0,01601		**-3,20 €**
Transporte y gestión del contador		0,01352		**2,70 €**
Cargos del Sistema (ARIM+ASOS)		0,032188		**6,44 €**
TÉRMINO VARIABLE				**42,55 €**
Impuestos				
Accise		0,0227 €/kWh		**4,54 €**
IVA		10%		**5,14 €**
IMPUESTOS				**9,68 €**
Importe Final				**56,59 €**

Table 4: Calculation of Italian electricity regulated bill for January

The results were also validated using the official simulators available in each country, allowing for a subsequent comparison of the models across countries.

5. Social Tariff

Official sources were also consulted to identify, by country, the financial support models for vulnerable consumers, the eligibility criteria, the discount rates applied to the consumer, and the theoretical impact on the previously modeled bill.
The discount impact on the bill was calculated as the discount that a single-person household with an annual income equivalent to 50% of the minimum wage in each country would receive, based on the bill calculated in the previous section using the specified consumption parameters.

The most relevant information obtained is summarized in the table below.

	España	Portugal	Francia	Italia
Condiciones para solicitar el Bono Social	Max 12.600 €/año hogar (aumenta con miembros)	Max 6.272 €/año hogar (aumenta con miembros sin ingresos)	Max 11.000 €/año hogar (aumenta con miembros)	Max 9.530 €/año hogar (hasta 3 hijos) y 20.00 €/año hogar (4 hijos o más)
	Familia numerosa	Subsidio familiar		
	IMV	Beneficiario de otras prestaciones		
Tipo de descuento	Porcentual, sin reducción de la base imponible Límite en el consumo	Porcentual + deducciones en impuestos y reducción de la base imponible	Cheque anual	Cheque anual
Descuento efectivo mínimo hogar unipersonal	**28,40%**	**38,20%**	**7,30%**	**24%**

Table 5: Social Tariff summary between regions

6. Conclusions

The comparison between the Spanish regulated tariff (PVPC) and the models implemented in Portugal, France, and Italy reveals both strengths and weaknesses in the design of the PVPC. While Spain stands out positively in areas such as the freedom to choose contracted power, it also presents certain limitations in terms of accessibility—restricting access to the regulated service to users with contracted power up to 10 kW—and, most notably, in the complexity of the information available to consumers, which hinders understanding and reduces the effective transparency of the system. These barriers contrast with the more comprehensive tools provided by other countries, such as the glossary of terms on ARERA's website or the unified regulatory documents available in Italy.

There is also a notable disparity in the distribution of regulatory responsibilities. The CNMC, as a multisectoral body with limited functions in tariff design, does not possess the same technical capacity or autonomy as agencies such as the CRE (France), ERSE (Portugal), or ARERA (Italy). This may result in less methodological consistency and greater political influence in price-setting.

Furthermore, the tax structure applied to electricity bills in Spain is significantly more burdensome. It is the only country that applies the Special Electricity Tax as a percentage, in addition to having a higher standard VAT rate than its neighbors. There are also no tax exemptions for residential consumers. As a result, these fiscal charges not only increase the final price but also disproportionately impact consumers during periods of high energy prices.

Finally, while some positive reforms have been introduced in the design of the PVPC—such as the partial incorporation of forward markets into the energy price to mitigate volatility—structural challenges remain. The future impact of CO_2 emission rights (driven by increased demand following the implementation of ETS2 and the linear reduction of allowances), or the limited redistributive scope of electricity taxes, are issues that must be addressed to ensure greater equity, transparency, and resilience in the model. The experience of other European countries offers valuable insights for improving the Spanish system, moving toward more technically grounded, predictable, and consumer-focused regulation.

ÍNDICE DE LA MEMORIA

Contents

Capítulo 1. Introducción y Planteamiento 9
1.1 El Mercado Eléctrico Regulado en España 10
1.1.1 Historia del Mercado Eléctrico Regulado 10
1.1.2 Perfil del consumidor del PVPC 17
1.1.3 Factura modelo Tarifa PVPC 19
1.1.4 Término de Potencia (FPU) 22
1.1.5. Término de Energía 27
1.1.5.3 Término de Facturación de Energía (TCUh): 28
1.1.5. Impuesto Especial sobre la Electricidad, IEE 37
1.1.6 Alquiler del Contador 41
1.1.7 Impuesto al Valor Añadido, IVA 42
1.1.8 El Mercado Diario 44
1.2 Regulaciones Europeas 50
1.3 El mercado eléctrico regulado en Portugal 55
1.3.1 Mercado Regulado 55
1.3.2. Términos de la Tarifa 59
1.3.3. Cálculo del Precio de la Energía 72
1.4 El Mercado Eléctrico Regulado en Francia 76
1.4.1 Mercado Regulado 76
1.4.2 Términos de la Tarifa, Francia 80
1.4.3 Cálculo del Precio de la Energía 84
1.5 El Mercado Eléctrico Regulado en Italia 86
1.5.1 Mercado Regulado 86
1.5.2 Términos de la Tarifa 88
1.5.3 Cálculo del Precio de la Energía, Italia 94
Capítulo 2: Estado de la Cuestión 95
Capítulo 3: Definición del Trabajo 96
3.1 Justificación 96
3.2 Objetivos 97
3.3 Metodología 98
Capítulo 4: Comparativa de los costes de cada tarifa 99
4.1 Factura de España 101
4.2 Factura de Portugal 107

4.3 Factura de Francia 112
4.4 Factura de Italia 118
4.5 Comparación de Facturas entre Países 121
4.5.1 Coste Peajes de Acceso 124
4.5.2 Cargos Regulados 126
4.5.3 Margen de Comercialización 127
4.5.4 Pérdidas 128
4.5.5 Precio de la Energía 129
4.5.6 Carga de Impuestos 130
4.5.7 Coste Total 131
Capítulo 5: Ayudas a Consumidores Vulnerables 132
5.1 Consumidores vulnerables en España 132
5.1.1 Condiciones de la Ayuda - España 133
5.1.2 Ayudas y Descuentos - España 134
5.1.3 Impacto sobre la Factura 136
5.2 Consumidores vulnerables en Portugal 137
5.2.1 Condiciones de la Ayuda - Portugal 137
5.2.2 Ayudas y Descuentos - Portugal 138
5.2.3 Impacto sobre la Factura - Portugal 138
5.3 Francia 139
5.3.1 Condiciones para optar a la Ayuda - Francia 139
5.3.2 Ayudas y Descuentos - Francia 140
5.3.3 Impacto sobre la Factura - Francia 140
5.4 Italia 141
5.4.1 Condiciones para ser considerado vulnerable - Italia 141
5.4.2 Ayudas y Descuentos - Italia 142
5.4.3 Impacto sobre la Factura - Italia 144
5.5 Comparación del Bono Social entre países 146
5.5.1 Accesibilidad 146
5.5.2 Tipo de Descuento 148
5.5.3 Impacto de la Ayuda 148
Capítulo 6: Conclusiones y Reflexiones Finales 150
6.1 Accesibilidad del Servicio 150
6.2 El papel de las Autoridades Reguladoras 152
6.3 Metodología de Cálculo del Coste de la Energía 154
6.4 Impacto de los Derechos de emisión de CO_2 156

6.5 Impuestos 157
6.6 Bono Social 158
Capítulo 7: Bibliografía 159
Anexo I: Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible 168
Anexo II: Términos Variables del mes de enero 169

Índice de Figuras

Figura 1: Futuros del Gas Natural TTF[12] 14

Figura 2: Precio final del sistema eléctrico español, 2022[14] 15

Figura 3: Modelo de Factura de la Electricidad para un cliente PVPC, primera cara[22] 20

Figura 4: Modelo de Factura de la Electricidad para un cliente PVPC, segunda cara[22] 21

Figura 5: Fórmula de cálculo del término de facturación de potencia según RD 216/2014[6] 22

Figura 6: Fórmula de cálculo del término de facturación de potencia según RD 216/2014 25

Figura 7: Fórmula de cálculo del término de facturación de energía según RD 216/2014 27

Figura 8: Fórmula de cálculo de término de facturación de energía según el RD 216/2014 28

Figura 9: Fórmula de cálculo de coste de producción horaria según RD 216/2014 29

Figura 10: Fórmulas de cálculo del Término de Ajuste según RD 216/2014 30

Figura 11: Fórmula de cálculo del coste del Servicio de Ajuste según RD 216/2014 31

Figura 12: Fórmula de cálculo del término Otros Costes OCh según RD 216/2014 32

Figura 13: Fórmula de cálculo de la Retribución Unitaria Horaria del comercializador (RCEVh) según RD 216/2014 34

Figura 14: Fórmula de cálculo del precio medio horario pmh según RD 216/2014 45

Figura 15: Curvas agregadas de oferta y demanda para el día 1/04/2025[42] 47

Figura 16: Distribución del mercado eléctrico portugués[51] 57

Figura 17: Distancia de la tarifa de transitoria a una tarifa aditiva, por término de potencia[54] 60

Figura 18: Distancia de la tarifa de transitoria a una tarifa aditiva, por término de energía[54] 61

Figura 19: Costes de la Tarifa Transitoria a Clientes Finales[53] 69

Figura 20: Distribución de los usuarios del mercado regulado francés[58] 78

Figura 21: Evolución de la Distribución del Mercado Regulado francés (2021-2024) 79

Figura 22: Simulación del coste de la factura, enero España 105

Figura 23: Simulación del coste de la factura, 2025 Portugal 110

Figura 24: Simulación del coste de la factura, Francia 2025 113

Figura 25: Simulación de la componente TURPE 114

Figura 26: Desglose de coste por componentes por países 123

Figura 27: Simulación del descuento de la Tarifa Social[82] 139

Índice de Tablas

Tabla 1: Distribución de Franjas Horarias fijada por la CNMC[11] 13

Tabla 2: Evolución de los puntos de suministro eléctricos por segmentos de mercado en el segundo trimestre, 2021-2024 – Sector Eléctrico[19] 17

Tabla 3: Peajes de Transporte Unitarios, término fijo 23

Tabla 4: Peajes de Distribución, término fijo 23

Tabla 5: Cargos Regulados Unitarios, término fijo 24

Tabla 6: Tabla resumen del término fijo de la factura 26

Tabla 7: Peajes de Transporte Unitarios, término variable 27

Tabla 8: Peajes de Distribución Unitarios, término variable 27

Tabla 9: Cargos Regulados Unitarios, término variable 28

Tabla 10: Parámetros del Término de Ajuste T_{ah} 31

Tabla 11: Coste de Cargos por Capacidad CAP_h 34

Tabla 12: Tabla resumen del término variable de la factura 36

Tabla 13: Valores de imposición fiscal mínima para productos energéticos según Directiva Europea 2003/96/CE[32] 39

Tabla 14: Horarios de las sesiones del mercado intradiario[38] 45

Tabla 15: Precios derechos de emisión enero 2008-2025[49] 53

Tabla 16: Franjas horarias de Portugal fijadas por el ERSE[51] 56

Tabla 17: Ejemplo potencias contratables 61

Tabla 18: Tarifa de Uso Global del Sistema – Parcela II, término de potencia 62

Tabla 19: Tarifa de Uso de la Red de Distribución, término fijo 63

Tabla 20: Tarifa de Comercialización, término fijo 63

Tabla 21: Tabla resumen término fijo Portugal 64

Tabla 22: Tarifa de Uso Global del Sistema, término variable 65

Tabla 23: Tarifa de Uso de la Red de Distribución, término variable 65

Tabla 24: Tarifa de Uso de la Red de Transporte, término único 66

Tabla 25: Tarifa de Comercialización, término variable 66

Tabla 26: Tarifa de Energía 67

Tabla 27: Tabla resumen término variable Portugal 68

Tabla 28: Costes marginales de la Tarifa de Energía 72

Tabla 29: Metodología de cálculo del coste de adquisición de la energía 74

Tabla 30: Pérdidas del sistema portugués (2022-2025) 74

Tabla 31: Ingresos permitidos por las CUR en 2025 75

Tabla 32: Precios de las 3 opciones tarifarias de la tarif bleu**Error! Reference source not found.** 80

Tabla 33: Componentes Término Variable 82

Tabla 34: Construcción del Coste de Suministro y Garantías de Capacidad 85

Tabla 35: Franjas horarias establecidas por la ARERA 87

Tabla 36: Componentes término fijo por cliente, Italia 89

Tabla 37: Coste del cargo por energía, enero 2025 90

Tabla 38: Componentes término variable, Italia enero 2025 92

Tabla 39: Coste del término fijo en España, enero 2025 101

Tabla 40: Desglose Costes del término variable, enero España 103

Tabla 41: Resumen Coste términos España 104

Tabla 42: Coste por componentes España, enero 2025 106

Tabla 43: Franjas horarias ajustadas para el modelo de Portugal 107

Tabla 44: Construcción tarifa regulada Portugal 109

Tabla 45: Coste por componentes, Portugal enero 2025 111

Tabla 46: Construcción tarifa regulada en Francia 113

Tabla 47: Desglose de costes fijos, Francia 115

Tabla 48: Desglose de costes variables, Francia 116

Tabla 49: Coste por componentes teóricas, Francia 2025 117

Tabla 50: Coste factura final, Italia enero 2025 119

Tabla 51: Coste por Componentes, Italia Enero 2025 120

Tabla 52: Comparación de Coste por Componentes por Países 122

Tabla 53: Kilómetros de líneas de distribución por países 124

Tabla 54: Relativización de los Peajes de Acceso 125

Tabla 55: Precios mayoristas de la electricidad por geografías 129

Tabla 56: Carga impositiva por países 130

Tabla 57: Coste total real por países ajustado por PPA 131

Tabla 58: Límites anuales de consumo para el Bono Social[80] 135

Tabla 59: Descuentos por el Bono Social 135

Tabla 60: Impacto del Bono Social sobre la Factura 136

Tabla 61: Cuantías del Cheque de Energie - 2022[83] 140

Tabla 62: Cuantías del Bono Social por dificultades económicas [85] 142

Tabla 63: Cuantías del Bono Social por dificultades físicas [86] 143

Tabla 64: Coste factura Mayor Tutela, enero 2025 144

Tabla 65: Accesibilidad relativa al Bono Social 147

Tabla 66: Resumen comparativo del Bono Social por geografías 149

Capítulo 1. Introducción y Planteamiento

La electricidad es uno de los suministros esenciales que forma parte de todo hogar desde hace décadas, y a medida que hemos ido avanzando tecnológicamente como sociedad, ha ido cobrando una mayor importancia. Nuestro consumo energético ha ido aumentando acorde con los avances que se han ido dando, que nos ofrecen más funcionalidades y facilidades en nuestro día a día, contribuyendo al aumento en calidad de vida.

Teniendo en cuenta esta creciente importancia, es más llamativo que desde la liberalización del mercado eléctrico y la entrada de las renovables en el mix energético nacional, se haya apreciado una creciente complejidad en la propia factura de la luz, dificultando a los usuarios de la red su comprensión y la toma de decisiones de cara a elegir uno u otro tipo de factura. Según los Paneles de Hogares de la CNMC, el 42% de los consumidores considera como motivo de insatisfacción la falta de claridad en las facturas [1] y menos de la mitad de los consumidores conoce las diferencias entre el mercado libre y el regulado [2].

Además de ser más complicado elegir la oferta que mejor se adapte al consumidor, la potencia necesaria o la compañía con la que debería contratar el usuario su suministro, determinar el coste de cada componente de la factura y la compleja metodología con la que se calculan hacen muy complicada la crítica al modelo existente y la propuesta de posibles mejoras del sistema.

Este trabajo consistirá en el análisis detallado de las componentes de la tarifa eléctrica regulada, más conocida como tarifa de **Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (PVPC)**, donde todos los términos son regulados por la Administración; para comprender cuáles son los costes repercutidos sobre el consumidor asociados al suministro eléctrico y a qué van destinados.

Una vez comprendidos estos términos, se analizará el trasfondo de las regulaciones provenientes de la Unión Europea sobre la factura en su conjunto, para seguidamente revisar las tarifas eléctricas reguladas que ofrezcan nuestros países vecinos que puedan ser consideradas homólogas a la PVPC en España.

Se analizarán las diferencias entre el sistema español y sus homólogos europeos, para posteriormente calcular una factura teórica y comprobar numéricamente que los costes teóricos se trasladan der manera transparente a una factura de un consumidor medio.

1.1 El Mercado Eléctrico Regulado en España

El caso principal para analizar es el del mercado regulado español.

1.1.1 Historia del Mercado Eléctrico Regulado

Antes de poder hablar del mercado regulado, se deben recalcar las diferencias entre el mercado regulado y el mercado libre.

Existen varios términos regulados en la factura, que son fijados por el **Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico** (anteriormente Ministerio de Energía, Turismo e Industria) y se aplican por igual a consumidores del mercado regulado y del libre, al igual que los impuestos. **El mercado libre se diferencia del regulado en dos términos, que son el coste de la energía y el margen de comercialización.**

Se considera que estos dos últimos términos pueden ser **negociados libremente** entre el consumidor y la comercializadora, de ahí la nomenclatura del mercado libre. En el mercado regulado, la metodología de cálculo de estos dos términos también está fijada por el Ministerio.

- **Periodo 1997-2014**

Hasta la implantación de la **ley 54/1997**, promulgada hace más de 25 años, todo el mercado eléctrico estaba regulado por el Gobierno de España, que fijaba los precios de la energía y todos los términos de la tarifa. En esta ley se reconoció lo siguiente:

"Se reconoce la libre iniciativa empresarial para el ejercicio de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica…" (Ley 54/1997, art 2.1)

Sin embargo, esta liberalización fue progresiva, por lo que siguieron vigentes las tarifas reguladas tradicionales hasta 2009. En dicho año se implantó la **Tarifa de Último Recurso (TUR)**, que tenía la función de ser una tarifa transitoria para los pequeños consumidores que todavía no hubieran migrado al mercado libre; y a través del Real Decreto 485/2009, según el artículo 1.2 se eliminaron las tarifas integrales de energía eléctrica, que eran las tarifas reguladas existentes previa a la implantación de la TUR [4].

La oferta del servicio de la TUR se limitaba a un grupo limitado de 5 comercializadoras, denominadas **Comercializadoras de Último Recurso (CUR)**, en la actualidad 8.

Hay dos agentes claves en el ciclo de la energía, por un lado, el **distribuidor** y por otro el **comercializador**. La empresa distribuidora es la propietaria de la red a la que el consumidor está conectado, mientras que la empresa comercializadora es la que compra la energía a los generadores y la vende al consumidor final, y a esta última es a la que el consumidor paga la factura.

Las **condiciones necesarias** para acogerse al servicio también se mantienen en la actualidad, siendo únicamente necesario para los consumidores estar conectado en **baja tensión** (no superior a 1 kV) y que la **potencia contratada no superior a 10 kilovatios (kW)**, como se establece en el Real Decreto 485/2009, en su disposición adicional undécima [4].

Asimismo, se establecía un coste de producción de energía eléctrica fijo basado en los precios de los mercados a plazo, que sería revisado semestralmente por la Dirección General de Política Energética y Minas (art. 7) [4]. Esto supone una diferencia clave con el modelo actual horario, pero este **sistema fijo** era el único viable en un contexto en el que los **contadores** eran **analógicos**.

La composición de la TUR se completaba añadiendo los **peajes de acceso** y los **costes de comercialización**, fijados por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio mediante orden ministerial (art. 7) [4].

En 2009 también se implementó el **Bono Social** a través del Real Decreto-ley 6/2009 [5]. Se profundizará más en este ámbito más adelante.

- **Periodo 2014-2019**

En 2014 la Tarifa de Último Recurso se reconvirtió en los **Precios Voluntarios para el Pequeño Consumidor (PVPC)** a través del Real Decreto 216/2014, sistema que perdura hoy, pero con algunos cambios desde su implantación en 2014 [6].

"Los precios voluntarios para el pequeño consumidor serán los precios máximos que podrán cobrar los comercializadores de referencia a los consumidores que se acojan a dicho precio…" (Real Decreto 216/2014, art 5.1) [6][3].

Las condiciones para optar al servicio del PVPC se mantienen igual que en la TUR, consumidores individuales y microempresas (menos de 10 trabajadores o volumen de negocios/balance inferior a 2 millones de €) conectados a baja tensión y con potencia contratada no superior a 10 kW. También se mantienen sus tres componentes aditivas: coste de producción eléctrica, peajes de acceso y cargos, y los

costes de comercialización (art. 6.2) [6]. Entonces estos términos eran supervisados por la **Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)**, que es la **Autoridad Reguladora** en España.

La gran diferencia del PVPC respecto a la TUR reside en el cálculo del **coste de producción de energía** eléctrica, que ahora se determinará con base en el **precio horario** de los **mercados diarios** e intradiarios (art. 6.2.a) [6], gestionados por el **Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE)**; aunque estará limitado para los consumidores con contadores digitales tele gestionados. Los consumidores con contadores analógicos seguían optando al servicio con términos fijos revisados semestralmente.

Este podría ser un punto de **crítica** hacia el modelo PVPC, por la **exposición** del consumidor a la **volatilidad** del mercado diario y el aumento en la **complejidad** del servicio. También cuenta con puntos positivos, como la posibilidad de **aprovechar** horas de **precios bajos** por la producción renovable, aunque más limitada en 2014.

Aunque pueda ser un sistema más complejo para el consumidor, de esta manera el **comercializador no asume ningún riesgo**, ya que se le indica la metodología en el cálculo del precio y lo traslada directamente al consumidor; su retribución se basa en el margen. Además, viene en línea con las directivas europeas publicadas, que se comprobará en el siguiente apartado 0 1.2 Regulaciones Europeas.

Como veremos más adelante en el presente punto, tras la crisis energética derivada de la guerra de Ucrania, se ha reducido el peso del mercado diario e intradiario sobre la composición del precio, añadiendo un componente de ajuste de los mercados a plazo, de cara a reducir la volatilidad del precio.

- **Periodo 2019-2021**

Respecto a la implantación los contadores digitales, esta fue gradual hasta el 2019. Según la Orden ITC/3860/2007, se estableció un calendario de sustitución de los contadores analógicos por equipos digitales con tele gestión (Disposición adicional primera) [7]. Esta adopción gradual finalizó el 31 de diciembre de 2018 para todos los consumidores de menos de 15 kW de potencia contratada, por lo que asumiremos que la práctica totalidad de los consumidores beneficiarios del PVPC a partir de 2019 cuentan con un **equipo de medición digital inteligente** y, por tanto, se les repercute un coste variable horario por la producción de energía.

Además, en 2019 se modificó el papel de la CNMC en la fijación de los términos regulados. Esta pasó de desempeñar una función meramente supervisora respecto a los términos fijados por el Gobierno, a ser la

encargada de establecer directamente dichos precios y metodologías. En concreto, el artículo 3 del Real Decreto-ley 1/2019 modifica el artículo 7 de la Ley 3/2013, otorgando a la **CNMC** la **competencia** para determinar, mediante circulares, la estructura y la metodología de cálculo de los **peajes de acceso** a las redes de transporte y distribución, así como de los servicios de balance, entre otros [8].

Este cambio derivado de directivas europeas resultó en la despolitización del proceso y en un cálculo más objetivo de los precios, lo cual es un cambio positivo para los consumidores. Aunque el nombramiento de la presidencia y los consejeros de la CNMC depende directamente del Gobierno.

- **Periodo 2021-Actualidad**

No se produjeron cambios significativos en la estructura de la tarifa PVPC hasta 2021. En ese año, el Real Decreto 148/2021 estableció una nueva metodología para el cálculo de los cargos del sistema eléctrico [9], mientras que la Circular 3/2020 de la CNMC, en su artículo 6.2, define la estructura de los peajes de transporte y distribución **Error! Reference source not found.**. Ambas disposiciones introducen una nueva segmentación tarifaria basada en la potencia contratada y el nivel de tensión, así como una **discriminación por franjas horarias**.

Este estudio se centrará en el segmento 2.0TD (Segmento 1), destinado a suministros en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW, que es el que corresponde a los consumidores acogidos al PVPC. Para este segmento se aplican dos periodos horarios para la potencia y tres para la energía.

Las franjas horarias son definidas por REE y se dividen como se muestra en la Tabla 1. Las horas punta representan 40 horas del total semanal, las llanas otras 40 y las valle las restantes 88.

Periodo	Días	Horario
P1 (Punta)	Lunes a Viernes	10:00-14:00, 18:00-22:00
P2 (Llano)	Lunes a Viernes	8:00-10:00, 14:00-18:00, 22:00-24:00
P3 (Valle)	Lunes a Viernes	0:00-8:00
P3 (Valle)	Sábado, Domingo y Festivos	Todo el día

Tabla 1: Distribución de Franjas Horarias fijada por la CNMC[11]

Posteriormente, a finales de 2021 y principios 2022, con la escalada que llevó a la **invasión de Ucrania**, se dio un aumento abrupto de los **precios del gas natural**, trasladándose directamente a los mercados eléctricos mayoristas europeos. Esto dio comienzo una **crisis energética** a nivel europeo.

Como se muestra en la Figura 1, los **futuros del gas natural** TTF pasaron de cotizar en torno a 20 €/Megavatio-hora (MWh) a principios de 2021 a más de **300 €/MWh** durante el pico de la crisis en 2022, multiplicando su valor por diez en apenas un año (ICE Endex, 2022) [12].

Además, teniendo en cuenta el **rendimiento** de una central de **ciclo combinado estándar**, en torno al **60%**, se requieren aproximadamente **2 MWh térmicos de gas** para producir **1 MWh eléctrico**, lo que magnifica el impacto del precio del gas sobre el coste de generación (Iberdrola México, 2020) [13].

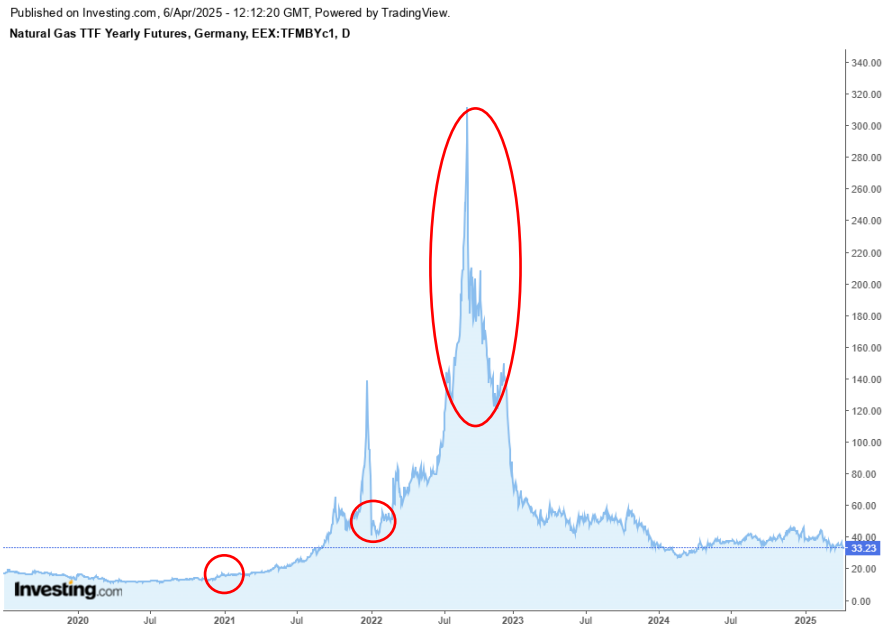


Figura 1: Futuros del Gas Natural TTF[12]

La repercusión de este aumento en los futuros del gas natural sobre los precios del sistema eléctrico se refleja en la Figura 2. El **precio medio final** en **2022** fue **202,81 €/MWh**, con un aumento del 70,5% respecto al año anterior. Las **Comercializadoras de Referencia** (COR) experimentaron un aumento aún mayor, con un **precio medio** de **222,32 €/MWh**, lo que representa una subida del 90,7% respecto al año anterior (OMIE, 2022) [14].

En este momento se materializó la primera crítica al modelo de tarifa indexada al mercado mayorista. Los consumidores acogidos al PVPC no sólo se vieron expuestos a los picos en los precios, sino que resultaron

más perjudicados que los clientes del mercado libre. Esta fuerte subida de los precios motivó los siguientes cambios de la tarifa PVPC, orientados a reducir la volatilidad de las tarifas y a aliviar la carga impositiva en la misma.

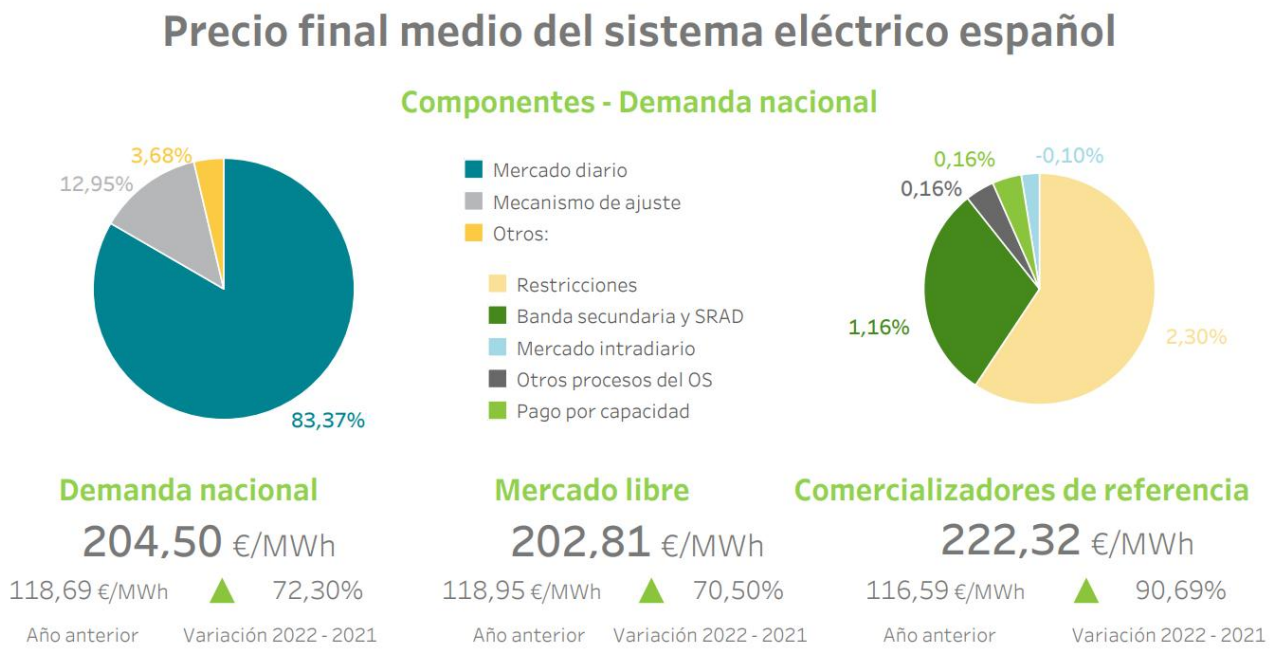


Figura 2: Precio final del sistema eléctrico español, 2022[14]

Durante el desarrollo de la crisis, se redujo la carga impositiva de la tarifa de eléctrica a través del Real Decreto-ley 12/2021 [15] y el Real Decreto-ley 17/2021 [16].

A través del primero, se redujo el **Impuesto sobre el valor añadido (IVA)** del 21% al 10% para consumidores con potencia contratada menor al 10 kW cuando el precio medio aritmético del mes anterior del periodo de facturación hubiera superado los 45 €/MWh (Real Decreto-ley 12/2021, art. 1.a). Esta medida fiscal fue prorrogada posteriormente hasta el 31 de diciembre de 2024.

El segundo decreto redujo de forma extraordinaria el **Impuesto Especial sobre la Electricidad (IEE)** del 5,1127% al 0,5% siempre que la cuota resultante no sea inferior a 1 €/MWh, en tal caso el impuesto a repercutir sería de 1 €/MWh (Real Decreto-ley 17/2021, Disposición adicional sexta). Este impuesto fue restablecido progresivamente a lo largo de 2024.

Sin embargo, el cambio estructural más importante en la factura se produjo el **1 de enero de 2024**, con la entrada en vigor de la **nueva metodología de cálculo** del término de energía en la tarifa PVPC.

Según el Real Decreto 446/2023, el coste de producción de energía eléctrica:

"Se determinará con base en el precio horario de los mercados diario e intradiario durante el período al que corresponda la facturación, en el precio de una cesta de productos a plazo gestionados por OMIP, que incluye producto mensual, trimestral y anual, los costes de los servicios de ajuste del sistema y, en su caso, otros costes asociados al suministro, conforme se establece en el presente real decreto." (Real Decreto 446/2023, artículo único.2) [17].

Con esta medida, el **coste de producción** eléctrica pasa a formarse por una parte **horaria indexada al mercado diario** y otra **diaria ligada a los mercados a plazo**, de carácter estabilizador. Este cambio busca reducir la volatilidad de la tarifa y minimizar los picos en los precios diarios, abordando el primer problema planteado.

Tras este último cambio en la metodología para el cálculo de los precios de la energía y el restablecimiento del IVA y el IEE a su nivel previo a la crisis energética, se establece el modelo vigente para 2025, sobre el que se basarán los cálculos de este trabajo.

1.1.2 Perfil del consumidor del PVPC

Para explicar el perfil de los consumidores suscritos al servicio de PVPC, debemos empezar por las **condiciones** que deben cumplir para poder optar al servicio. Estas se detallan en el Real Decreto 216/2014, que regula la metodología de cálculo del PVPC. En su artículo 5.3 se establece que:

"Podrán acogerse a los precios voluntarios para el pequeño consumidor, los titulares de los puntos de suministro, que sean personas físicas o microempresas, efectuados a tensiones no superiores a 1 kV y con potencia contratada menor o igual a 10 kW en cada uno de los periodos horarios existentes" (Real Decreto 216/2014, art. 5.3) [6].

Adicionalmente, se considera microempresa a toda entidad con menos de 10 trabajadores o un volumen de negocios o balance general anual que no supere los 2 millones de euros, conforme a lo establecido en la Recomendación 2003/361/CE de la Comisión Europea [18].

En cuanto a la **distribución** del mercado eléctrico en España, la CNMC elabora anualmente informes sobre los cambios de comercializador. En su último informe, publicado en mayo de 2025, se detalla que, de los **30,39 millones de puntos de suministro** registrados, aproximadamente **8,57 millones** (28,2 %) se encontraban suministrados por **COR** y **21,81 millones** (71,3%) por un **comercializador libre**, en el segundo trimestre de 2024 [19].

La evolución desde 2021 muestra un **descenso notable** en los puntos de suministro del **mercado regulado**, pasando de **10,68 millones** a los **8,57 millones** de 2024, un descenso del 19,7%. (CNMC, 2024).

Estos datos se ven reflejados en la Tabla 2, donde también se aprecia que la práctica totalidad de los puntos de suministro del mercado regulado se encuentran en el segmento doméstico. El comercializador de referencia con mayor cuota es Endesa, con el 42,3% de los puntos.

TIPO MERCADO	2T 2021		2T 2022		2T 2023		2T 2024	
	Suministros	% Total	Suministros	% Total	Suministros	% Total	Suministros	% Total
Mercado Libre	19.094.958	64,1%	20.923.349	69,8%	21.483.316	71,2%	21.818.345	71,8%
Mercado Regulado	10.681.469	35,9%	9.055.682	30,2%	8.697.113	28,8%	8.578.060	28,2%
TOTAL	**29.776.427**	**100%**	**29.979.031**	**100%**	**30.180.429**	**100%**	**30.396.405**	**100%**

Tabla 2: Evolución de los puntos de suministro eléctricos por segmentos de mercado en el segundo trimestre, 2021-2024 – Sector Eléctrico[19]

Respecto a los **cambios de comercializadoras** del primer trimestre de 2024 al segundo trimestre de 2024, en el mismo informe de la CNMC se detalla que la mayoría de cambios se dieron entre comercializadoras del mercado libre (80,5%). Las migraciones desde el mercado libre al mercado regulado fueron el 9,9% de migraciones, y las del mercado regulado al libre fueron el 9,4% de las totales (CNMC, 2025).

También cabe mencionar que, de los 8,57 millones de puntos de suministro pertenecientes en el mercado regulado, según los cálculos de la CNMC **1,6 millones** corresponden a **consumidores vulnerables**, que necesariamente deben estar suscritos al servicio regulado para obtener las ayudas del Bono Social. Este punto se desarrollará en el Capítulo 5: Ayudas a Consumidores Vulnerables.

Estos datos sobre la distribución del mercado nos muestran que **desde el año 2020 ha habido una tendencia clara de migración desde el mercado regulado al mercado libre**, que estaría motivada por los picos de precios y volatilidad que experimentó el mercado diario desde 2021, como ya se ha descrito en el apartado 1.1.1 Historia del Mercado Eléctrico Regulado0 anteriormente.

Respecto al **consumo** del cliente suscrito al PVPC, se detalla en una de las notas de prensa de la CNMC, basada en su encuesta semestral del Panel de Hogares de la CNMC, que el consumo medio mensual de los clientes del mercado regulado se cifró en **210,9 kWh** aumentando respecto a los **184,4 kWh** de 2022. En el mercado libre, el consumo medio mensual fue de 218,9 kWh aumentando respecto a los 213,3 kWh [20]. A finales de 2024 se ha cuantificado que el consumo de todos los consumidores del mercado aumentó un 5,1%, sin desglosar los cambios en cada mercado específicamente [21].

En esta última encuesta también se detalla que **menos de la mitad de los consumidores conocen las diferencias entre mercado libre y regulado**, reforzando el argumento sobre el desconocimiento sobre el mercado energético en España.

Adicionalmente, en el último informe publicado por la CNMC sobre el mercado minorista, se indica que el consumidor medio acogido al PVPC tiene una **potencia contratada de 3,5 kW** [19].

1.1.3 Factura modelo Tarifa PVPC

A la hora de describir una factura PVPC, por un lado, se encuentran los términos que se le cobran al cliente (energía, potencia…), y por otro lado está el desglose de todos los cargos y componentes que conforman dichos términos.

A continuación, se presenta el modelo de factura de electricidad para los consumidores acogidos al PVPC en las Figura 3 y Figura 4.

En el espacio señalado como "c)" se muestran los 6 términos que forman la factura del PVPC, aunque la **Compensación de Excedentes** solo se aplicaría en el caso de ser autoconsumidor, luego para un consumidor sin autogeneración serían 5 términos:

1. **Término por Potencia Contratada:**

Este sería el primer término que aparece en la factura, y es proporcional a la potencia que tengamos contratada. El consumidor paga por tener la disponible la potencia contratada en cualquier momento.

2. **Término por Energía Consumida:**

El segundo término es el proporcional al consumo eléctrico, que en el caso del PVPC, vendrá diferenciado para cada hora.

3. **Impuesto Especial a la Electricidad (IEE):**

Sobre la suma de los términos anteriores como base imponible, se aplicará el IEE. Como se ha mencionado anteriormente, volvió a su valor original, cuyo tipo impositivo es de 5,1127%.

4. **Alquiler del Contador:**

Si no se tiene el contador en régimen de propiedad (excepción poco habitual), es propiedad de la empresa distribuidora, y se le paga por su alquiler.

5. **IVA:**

Por último, la suma de los 4 términos anteriores conforma la base imponible para el IVA. Tras las bajadas extraordinarias de este impuesto, vuelve a su valor original del 21% para el año 2025.

La suma de estos 5 términos forma el importe final que se encuentra un consumidor en su factura PVPC, a excepción de los casos mencionados: auto consumidor, contador en régimen de propiedad, o bien consumidor vulnerable acogido al PVPC. Este último caso se desarrollará en el Capítulo 5: Ayudas a Consumidores Vulnerables.

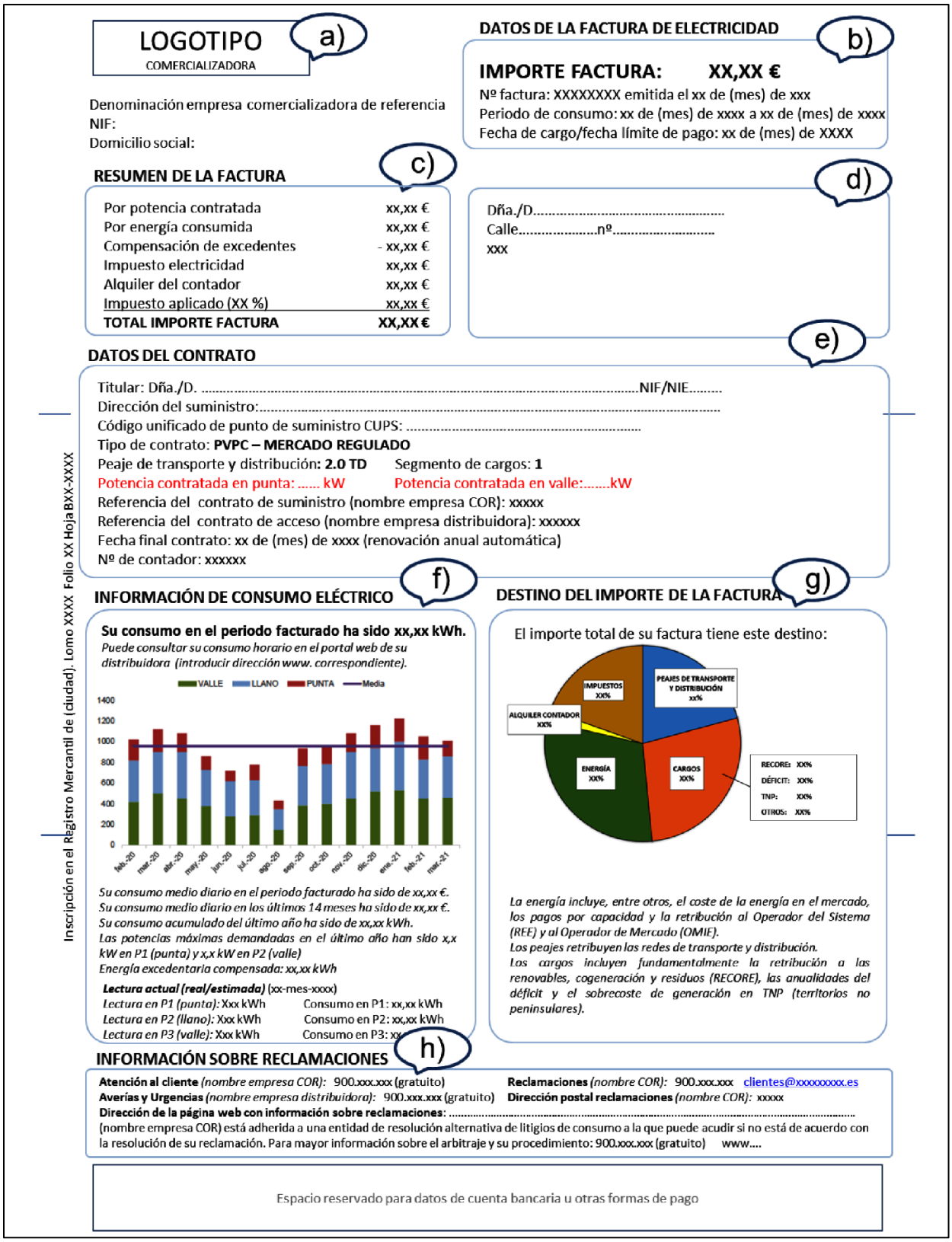
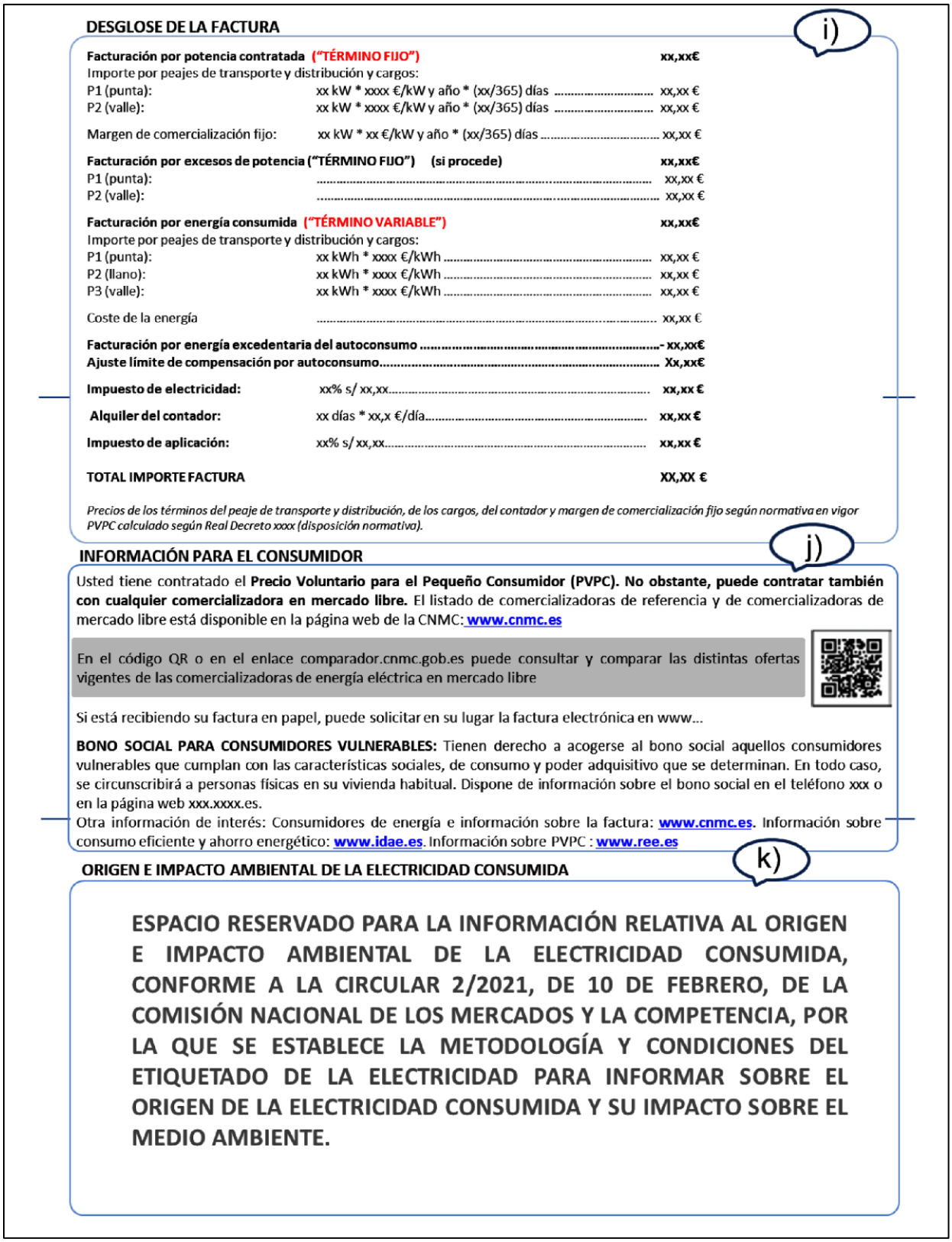


Figura 3: Modelo de Factura de la Electricidad para un cliente PVPC, primera cara[22]



DESGLOSE DE LA FACTURA i)

Facturación por potencia contratada ("TÉRMINO FIJO")		**xx,xx€**
Importe por peajes de transporte y distribución y cargos:		
P1 (punta):	xx kW * xxxx €/kW y año * (xx/365) días	xx,xx €
P2 (valle):	xx kW * xxxx €/kW y año * (xx/365) días	xx,xx €
Margen de comercialización fijo:	xx kW * xx €/kW y año * (xx/365) días	xx,xx €
Facturación por excesos de potencia ("TÉRMINO FIJO")	**(si procede)**	**xx,xx€**
P1 (punta):		xx,xx €
P2 (valle):		xx,xx €
Facturación por energía consumida ("TÉRMINO VARIABLE")		**xx,xx€**
Importe por peajes de transporte y distribución y cargos:		
P1 (punta):	xx kWh * xxxx €/kWh	xx,xx €
P2 (llano):	xx kWh * xxxx €/kWh	xx,xx €
P3 (valle):	xx kWh * xxxx €/kWh	xx,xx €
Coste de la energía		xx,xx €
Facturación por energía excedentaria del autoconsumo		**- xx,xx€**
Ajuste límite de compensación por autoconsumo		**Xx,xx€**
Impuesto de electricidad:	xx% s/ xx,xx	**xx,xx €**
Alquiler del contador:	xx días * xx,x €/día	**xx,xx €**
Impuesto de aplicación:	xx% s/ xx,xx	**xx,xx €**
TOTAL IMPORTE FACTURA		**XX,XX €**

Precios de los términos del peaje de transporte y distribución, de los cargos, del contador y margen de comercialización fijo según normativa en vigor PVPC calculado según Real Decreto xxxx (disposición normativa).

INFORMACIÓN PARA EL CONSUMIDOR j)

Usted tiene contratado el **Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC). No obstante, puede contratar también con cualquier comercializadora en mercado libre.** El listado de comercializadoras de referencia y de comercializadoras de mercado libre está disponible en la página web de la CNMC: **www.cnmc.es**

En el código QR o en el enlace comparador.cnmc.gob.es puede consultar y comparar las distintas ofertas vigentes de las comercializadoras de energía eléctrica en mercado libre

Si está recibiendo su factura en papel, puede solicitar en su lugar la factura electrónica en www...

BONO SOCIAL PARA CONSUMIDORES VULNERABLES: Tienen derecho a acogerse al bono social aquellos consumidores vulnerables que cumplan con las características sociales, de consumo y poder adquisitivo que se determinan. En todo caso, se circunscribirá a personas físicas en su vivienda habitual. Dispone de información sobre el bono social en el teléfono xxx o en la página web xxx.xxxx.es.

Otra información de interés: Consumidores de energía e información sobre la factura: **www.cnmc.es**. Información sobre consumo eficiente y ahorro energético: **www.idae.es**. Información sobre PVPC : **www.ree.es**

ORIGEN E IMPACTO AMBIENTAL DE LA ELECTRICIDAD CONSUMIDA k)

ESPACIO RESERVADO PARA LA INFORMACIÓN RELATIVA AL ORIGEN E IMPACTO AMBIENTAL DE LA ELECTRICIDAD CONSUMIDA, CONFORME A LA CIRCULAR 2/2021, DE 10 DE FEBRERO, DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA, POR LA QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA Y CONDICIONES DEL ETIQUETADO DE LA ELECTRICIDAD PARA INFORMAR SOBRE EL ORIGEN DE LA ELECTRICIDAD CONSUMIDA Y SU IMPACTO SOBRE EL MEDIO AMBIENTE.

Figura 4: Modelo de Factura de la Electricidad para un cliente PVPC, segunda cara[22]

1.1.4 Término de Potencia (FPU)

Este término cuenta con varias componentes en las que se discrimina por la potencia contratada (Pot), como se muestra en la Figura 4. El artículo 8 del Real Decreto 216/2014 establece su metodología de cálculo. En el término fijo de la factura, además de los detallados en la siguiente fórmula del Real Decreto 216/2014, aparecerá la financiación del Bono Social, que no depende de la potencia contratada.

El término de Facturación del Exceso de Potencia no lo tendremos en cuenta, ya que solo se aplica cuando el consumidor cuenta con un maxímetro de potencia.

$$FPU = FPUP + FPUC + CCF \times Pot + FEP$$

Figura 5: Fórmula de cálculo del término de facturación de potencia según RD 216/2014[6]

1.1.4.1 Peajes de Acceso a las Redes de Transporte y Distribución (FPUP)

Para que la energía eléctrica llegue al consumidor final desde los puntos de generación, debe ser enviada a través de las **redes de transporte** (alta tensión) y después por las **redes de distribución** (media y baja tensión), gestionadas por **Red Eléctrica de España** y las **distribuidoras** respectivamente.

Debido a su carácter intrínseco dentro del sistema eléctrico, los costes de inversión, operación y mantenimiento, en el caso de las redes de transporte; y la retribución a las distribuidoras atendiendo a sus costes de operación, mantenimiento y otros costes, son **financiados** por todos los **usuarios del mercado**, a través de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución.

Los términos son fijados anualmente por la **CNMC**, y se revisa su metodología de cálculo cada 3 años. Se discrimina en cuanto al nivel de tensión del consumidor, y hay dos términos: un término proporcional a la potencia contratada y otro proporcional al consumo, con diferenciación por franjas horarias (aditivas en el caso del término fijo). Se recauda aproximadamente un 70% a través del término fijo y 30% por el variable.

La **metodología** refleja el **coste real** de las redes, y se diseña para **desincentivar** el consumo en los **periodos de alta carga** para la red, para reducir así nuevas inversiones en redes y en reducción de pérdidas.

Los términos fijados por la CNMC para el año 2024 se detallan en la Resolución RAP/DE/009/24 [23]. En lo que respecta a los peajes de acceso aplicables al segmento 2.0TD, los valores establecidos para el término de potencia se presentan en las Tabla 3 y Tabla 4:

Peajes de Transporte Unitarios (€/kW/año)			
Periodo Tarifario	P1	P2	P3
Importe	**2,942014**	**0,002989**	**-**

Tabla 3: Peajes de Transporte Unitarios, término fijo

Peajes de Distribución Unitarios (€/kW/año)			
Periodo Tarifario	P1	P2	P3
Importe	**20,016918**	**0,439176**	**-**

Tabla 4: Peajes de Distribución, término fijo

1.1.4.2 Cargos Regulados del Sistema (FPUC)

Existen varios cargos relacionados con el mercado eléctrico que el **Ministerio de Transición Ecológica y el Reto Demográfico** considera que son beneficiosos para los consumidores y se alinean con su **política energética**, por tanto, deben de ser financiados por todos los usuarios del sistema, estos serían los **cargos regulados**.

En este caso, la CNMC no los supervisa, y la **metodología** y fijación es **íntegramente** realizada por el **Ministerio**. Al igual que con los peajes, se establece un término proporcional a la potencia y otro proporcional al consumo. Se discrimina por el nivel de voltajes y potencia, y se diferencia por periodos horarios (aditivos para el término fijo). En este caso la mayoría se recauda a través del término variable.

A través de la Orden TED/1487/2024 se fijan los valores para 2025 [24], se presentan en la Tabla 5. Estos cargos vienen a financiar 3 partidas principales: la retribución **RECORE**, la anualidad del **Déficit** y la Compensación de Energía de **Territorios No Peninsulares**.

- **RECORE**: régimen económico y jurídico beneficioso para las tecnologías REnovables, de COgeneración y de REsiduos. Se les otorga una retribución en base a la potencia instalada para cubrir la inversión y un término por generación, para cubrir gastos de explotación. **13,06%** del total de los ingresos por cargos regulados.
- **Déficit**: desde el año 2000 hasta el 2013, el sistema eléctrico era deficitario por la fijación de precios, y dicho déficit acumulado se lleva pagando desde el 2014 en anualidades. **63,92%** del total.

- **Territorios No Peninsulares (TNP)**: por ser sistemas aislados, de tamaño pequeño y con dificultades para acceder a fuentes de energía primaria, la generación de energía en los territorios extra peninsulares (Canarias, Baleares, Ceuta y Melilla), se las subvenciona para que no haya una diferencia notable en sus precios. **22,36%** del total.

Cargos Regulados Unitarios (€/kW/año)			
Periodo Tarifario	P1	P2	P3
Importe	**3,971618**	**0,255423**	**-**

Tabla 5: Cargos Regulados Unitarios, término fijo

1.1.4.3 Término Fijo de los Costes de Comercialización (CCF):

Este término viene a cubrir los **costes fijos** en los que incurren la **actividad** de las **COR**, como la contratación, la facturación y cobro a los clientes, la atención al cliente y el mantenimiento de su estructura administrativa, entre otros.

Este término está **regulado** por el **Ministerio** de Industria, Energía y Turismo y fue establecido inicialmente en el Real Decreto 216/2014 en **4 €/kW/año**. Sin embargo, el 3 de noviembre de 2015, la sentencia del **Tribunal Supremo anuló** dicho valor ante la **ausencia** de una **metodología** de cálculo adecuada, instando al Ministerio a establecer una nueva base metodológica [26].

En su *Informe sobre el margen comercial para la actividad de comercialización de referencia*, la **CNMC** (2016) indicó que el margen fijo entonces vigente (4 €/kW/año) era insuficiente para cubrir los costes reales de las COR [27]. Según su metodología, el **valor adecuado** debía situarse en torno a **5,24 €/kW/año**.

No obstante, el **Ministerio** de Industria, Energía y Turismo, a través de la Orden ETU/1948/2016 [25], **fijó** el componente de coste fijo (CCF) en **3,113 €/kW/año**, ignorando la recomendación de la CNMC. Este valor sigue **vigente** 2025.

La composición de este término viene regulada por el artículo 24 del RD 216/2014, como se representa en la Figura 6. El término RTCEF coincide con el término CCF, y se compone de una *retribución total por costes de explotación fijos RCEF* (cobro, facturación…), una *retribución por componente fijo de la tasa de ocupación de la vía pública RCFtovp* y una *retribución por otros costes de naturaleza fija debidos a medidas regulatorias de la actividad de comercialización de energía eléctrica establecidas RMRf*.

$$RTCEF = RCEF + RCFtovp + RMRf$$

Figura 6: Fórmula de cálculo del término de facturación de potencia según RD 216/2014

1.1.4.4 Financiación del Bono Social:

Pese a que este término no dependa de la potencia contratada, se incluye dentro del término fijo de la factura.

Se decidió que el Bono Social se **financiaría** a través de los **agentes del mercado eléctrico**. En el caso de los costes repercutidos a las **comercializadores**, estos son íntegramente **trasladados** al **consumidor** en el caso del mercado regulado.

A través de la Orden TED/1487/2024 [24], el Ministerio fija el valor unitario correspondiente a los sujetos obligados que desarrollan la actividad de comercialización será de 4,650987 €/CUPS/año (Código Universal de Punto de Suministro). No depende de la potencia contratada, y se incluye en el término fijo de la factura.

Se desarrollará más en detalle en el Capítulo 5: Ayudas a Consumidores Vulnerables.

A continuación, se presenta la Tabla 6 a modo de **resumen** con las componentes que conforman el **término de fijo** de la tarifa:

Componente	Descripción	Coste	Normativa
Peajes de Transporte (P1)	Financiación de las redes de transporte.	2,942014 €/kW/año	CNMC (2024), (RAP/DE/009/24)
Peajes de Transporte (P2)		0,002989 €/kW/año	
Peajes de Distribución (P1)	Financiación de las redes de distribución.	20,016918 €/kW/año	
Peajes de Distribución (P2)		0,439176 €/kW/año	
Cargos Regulados (P1)	Financiación de Déficit, retribución RECORE y TNP.	3,971618 €/kW/año	Ministerio (2024), Orden TED/1487/2024
Cargos Regulados (P2)		0,255423 €/kW/año	
Costes de Explotación Fijos COR	Financiación de los COR por costes fijos derivados de su actividad.	3,113 €/kW/año	Ministerio (2016), Orden ETU/1948/2016
Tasa de Ocupación de la Vía Pública COR	Financiación de la tasa requerida por ocupar parte de la vía pública (TOVP)		
Coste de Medidas Regulatorias COR	Financiación de los costes de las COR derivados de la implementación de las regulaciones actuales.		
Financiación del Bono Social	Financiación del descuento para consumidores vulnerables.	4,650978 €/año	Ministerio (2024), Orden TED/1487/2024
Total	**30,741138 €/kW/año + 4,650978 €/año**		

Tabla 6: Tabla resumen del término fijo de la factura

Por tanto, un consumidor con una potencia contratada de 3 kW para el periodo punta y llano pagaría de término fijo 96,87 € al año, o 26,5 cts al día.

1.1.5. Término de Energía

La construcción del término de energía es más compleja que la del término de potencia, principalmente por su carácter variable horario en la mayoría de sus componentes. Este término se compone de los siguientes términos presentados en la Figura 7:

$$FEU = FEUP + FEUC + \sum_{p_A \in periodo\ facturación} Ep_A \times \left(\frac{\sum_{h \in p_A} (TCUh \times ch)}{\sum_{h \in p_A} ch} \right)$$

Figura 7: Fórmula de cálculo del término de facturación de energía según RD 216/2014

Las primeras componentes que añadir serían las componentes proporcionales al consumo de los peajes y cargos anteriormente mencionados.

1.1.5.1 Peajes de Acceso a las Redes de Transporte y Distribución (FEUP):

Tienen el mismo destino que su componente fija, aunque, como se mencionó en el apartado 1.3.2.1 Término Fijo, este término trata de desincentivar el consumo en los periodos de mayor carga de la red para reducir las inversiones necesarias en más redes y en reducción de pérdidas.

Los valores provenientes de la Resolución RAP/DE/009/24 [23] se presentan en las Tabla 7 y Tabla 8.

Peajes de Transporte Unitarios (€/kWh)			
Periodo Tarifario	P1	P2	P3
Importe	**0,004357**	**0,002041**	**0,000004**

Tabla 7: Peajes de Transporte Unitarios, término variable

Peajes de Distribución Unitarios (€/kWh)			
Periodo Tarifario	P1	P2	P3
Importe	**0,029877**	**0,014499**	**0,000075**

Tabla 8: Peajes de Distribución Unitarios, término variable

1.1.5.2 Cargos Regulados del Sistema (FEUC)

Tienen el mismo destino que su componente fija. Los valores provenientes de la Resolución RAP/DE/009/24 [23] se presentan en la Tabla 9.

Cargos Regulados Unitarios (€/kWh)			
Periodo Tarifario	P1	P2	P3
Importe	**0,058305**	**0,011661**	**0,002915**

Tabla 9: Cargos Regulados Unitarios, término variable

1.1.5.3 Término de Facturación de Energía (TCUh):

A estos términos se les suma el *término de facturación de energía TCUh*, obtenido a partir del *coste de producción horario CPh* multiplicado por uno más el *coeficiente de pérdidas del sistema PERDh*, como se muestra en la Figura 8.

$$TCUh = (1 + PERDh) \times CPh$$

Figura 8: Fórmula de cálculo de término de facturación de energía según el RD 216/2014

- **Coeficiente de Pérdidas (PERDh):**

El coeficiente de pérdidas tiene su **fundamento** principal en las pérdidas de energía por **disipación** de calor que experimentan las redes eléctricas debido al **efecto Joule**. Este fenómeno explica la mayor parte de las pérdidas técnicas en las redes eléctricas, que son **proporcionales cuadráticamente** con la **intensidad** que circula por las líneas y proporcionales con la resistencia de las líneas.

Según esta definición, a menor intensidad de la electricidad circulando y menor resistencia de la línea menores pérdidas de la red. Por ello, la mayoría de las pérdidas se dan en las redes de distribución ya que, al haber menor voltaje, la intensidad circulante es mayor que en las redes de transporte – de mayor voltaje.

Sin embargo, este coeficiente tiene en cuenta todas las pérdidas del sistema, las **técnicas** por la disipación de calor, pero también las que pueden surgir en los **transformadores** o por **robos de energía**. Todas ellas se incluyen en el coeficiente final que se le repercute al consumidor, ya que el coeficiente se calcula como la **diferencia neta** entre **generación** y **demanda**, agrupando todas las pérdidas.

Este término implica que, si el consumidor acogido al PVPC consume 100 kWh en una determinada hora, y el **coeficiente de pérdidas** aplicable a este consumidor es del **20%** para dicha hora, se le computan dichos 100 kWh pero a un **precio** un **20% más caro**.

Se podría criticar que el consumidor tenga que hacer frente a pérdidas que no están bajo su control, que en el caso de España en el mes de enero para el perfil de consumo estudiado han superado el 20%. Sin embargo, repercutir las pérdidas al consumidor sigue el principio de trasladar al consumidor los costes íntegros al consumidor, para facilitar la labor de las COR. Además, existen incentivos para que las distribuidoras reduzcan sus pérdidas por debajo de un *benchmark*.

En el Capítulo 4: Comparativa de los costes de cada tarifa, se comparará las pérdidas de la red en España con otros países para el coeficiente español.

- **Coste de Producción Horario (CP_h):**

Podríamos considerar al *coste de producción horario* CP_h como el **coste** de **generar** una unidad de **energía**, incluyendo el correcto funcionamiento y mantenimiento del sistema eléctrico español; y la componente del precio más importante.

Este se compone de otros 4 términos, como se aprecia en la Figura 9, descrito en el artículo 9.1 del Real Decreto 216/2014 [6]:

$$CP_h = Pm_h + T_{ah} + SA_h + OC_h$$

Figura 9: Fórmula de cálculo de coste de producción horaria según RD 216/2014

- Precio Medio Horario (Pm_h):

La base del coste horario es el precio que se negocia por la energía en el mercado diario e intradiario, gestionado por el **Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE)**, que cumple el rol de **Operador del Mercado** (OM).

En dicho mercado se fija el precio que pagan las comercializadoras por cada MWh de energía a los generadores. Se explicará con más detalle el funcionamiento de este mercado en el siguiente apartado 1.1.8 El Mercado Diario.

- Término de Ajuste (T_{ah}):

Como se describió en el apartado 0 1.1.1 Historia del Mercado Eléctrico Regulado, este término se añadió a la metodología de cálculo en 2024. Tiene como **objeto reducir el peso** del *precio medio horario* ***Pm$_h$*** sobre el *coste de producción horario* ***CP$_h$***, remplazándolo por una cesta de los **mercados a plazo**, como se detalla en la Figura 10:

$$T_{ah} = T_{aE} \times FC_h \qquad T_{aE} = (A - 1) \cdot Pma_h + B \cdot (Ft)$$

$$FC_h = \frac{AprovMPlazo}{DemandaPVPC_h \, x \, B}$$

$$Ft = (a_n \times Pfanual_n) + (b_{n,t} \, x \, Pftrimestral_t) + (c_{n,m} \, x \, Pfmensual_m)$$

Figura 10: Fórmulas de cálculo del Término de Ajuste según RD 216/2014

Los **mercados a plazos** no sufren cambios tan acusados como el mercado diario, al recoger expectativas de precios para semanas, meses y trimestres, **amortiguando** los **picos** y **valles** en los precios. En algunos casos el impacto sobre el precio final será negativo y en otros positivo, dependiendo de las estimaciones macroeconómicas a futuro.

Sin embargo, con este término se pierde el reflejo del mercado diario, **impidiendo** parte del **ahorro** de las **horas** de producción renovable con la energía más **barata**, que venía a ser la principal ventaja de la indexación al mercado diario al escoger la tarifa PVPC frente a una tarifa de precio fijo.

El **impacto** del *término de ajuste* T_{ah} **depende** del **grado de cobertura** de productos a plazos para ese día, determinado por el *factor de corrección* FC_h. Este factor muestra la proporción de energía demandada por las COR que está cubierta para ese día por productos de la cesta de futuros, ponderado por el parámetro B.

La reducción del peso del mercado horario se hace sobre el *precio medio aritmético de la curva horaria Pmah* para el día seleccionado, ya que el término de ajuste también es diario, no horario. El peso de cada componente viene dado por los parámetros A (peso del mercado diario) y B (peso de los mercados a plazo).

El peso de los parámetros A y B va aumentando de manera escalonada hasta llegar a los valores finales de estos parámetros en 2026, y en la Tabla 10 se observa su **evolución** hacia un **mayor peso** de los **mercados a plazo** en la composición del coste de producción.

La construcción de esta **cesta de productos a plazo**, representada en el parámetro *Ft*, viene regulada por el artículo 10 bis Real Decreto 446/2023 [17]. Cuenta un término **anual** ponderado por el parámetro a_n, un término **trimestral** ponderado por $b_{n,t}$, y un término **mensual** ponderado por $c_{n,m}$. Los valores se muestran en la Tabla 10.

	2024	2025	2026 - Posterior
A: ponderación mercado diario	0,75	0,6	**0,45**
B: ponderación mercados a plazo	0,25	0,4	**0,55**
$\mathbf{a_n}$: ponderación anual	0,54	0,54	**0,54**
$\mathbf{b_{n,t}}$: ponderación trimestral	0,36	0,36	**0,36**
$\mathbf{c_{n,m}}$: ponderación mensual	0,1	0,1	**0,1**

Tabla 10: Parámetros del Término de Ajuste T_{ah}

- Servicios de Ajuste del Sistema (Sa_h):

En los sistemas de energía eléctrica, son necesarios mecanismos que garanticen el **equilibrio** entre **generación** y **demanda** en cada instante, para evitar bajadas de tensión, apagones o problemas de frecuencia.

Estos mecanismos vienen a financiarse mediante este término, y su metodología de cálculo se detalla en el artículo 11 del Real Decreto 216/2014 [6], representada en la Figura 11.

$$SAh = PMASh + CDSVh$$

Figura 11: Fórmula de cálculo del coste del Servicio de Ajuste según RD 216/2014

Por un lado, hay unos costes del *servicio de ajuste* SA_h que se asignan a todos los consumidores, representado por la variable $PMAS_h$ y, por otro lado, los costes de desvíos de los COR $CDSV_h$, que se

repercuten al comercializador cuando su demanda prevista no coincide con la demanda real. Estos costes se estiman y publican el día anterior al servicio, pero se determinan posteriormente en las liquidaciones, ya que en función del estado del sistema pueden sufrir ajustes posteriores.

El término $PMAS_h$ se desglosa en:

- **Coste de Respuesta Activa a Demanda (RAD)**: pago por el mecanismo donde los grandes consumidores se ofrecen a flexibilizar su consumo en tiempo real, aportando flexibilidad al servicio de regulación primaria y secundaria. Mecanismo basado en mercado.
- **Coste de Restricciones Técnicas diario**: el sistema no siempre puede funcionar como se ha determinado en el mercado diario, ya que el sistema eléctrico tiene limitaciones físicas, como la capacidad de transporte de las líneas o desequilibrios geográficos entre generación y demanda. Por tanto, el OS debe reajustar el despacho teórico al factible por el mercado, por ejemplo, incluyendo a generadores más próximos a la demanda en el mix diario, lo que supone un coste.
- **Coste de Banda**: relacionado con la regulación secundaria, el sistema debe tener disponible potencia de generación disponible en reserva para poder activarla en caso de desequilibrio, y supone una retribución a dicho generador.

Una de las **labores** principales del **comercializador** es **predecir** la **demanda** de sus clientes para no incurrir en costes adicionales por desvíos, pero si el comercializador no la predice de manera precisa, es el **consumidor** final el que **financia** este **'error'** del comercializador. Al ser responsabilidad directa del comercializador, sería ideal que este financiara los costes por desvíos, pero choca con el principio ya mencionado de trasladar los costes íntegros al consumidor para facilitar su labor de servicio.

- Otros Costes (OC_h):

Otros costes asociados al suministro eléctrico se reparten entre todos los consumidores y se fijan sumando las componentes mostradas en la Figura 12, según lo establecido en el artículo 12 del RD 216/2014 [6].

$$OCh = CCOMh + CCOSh + CCVh + CAPh + INTh + EDSRh$$

Figura 12: Fórmula de cálculo del término Otros Costes OCh según RD 216/2014

- **Financiación del OM ($CCOM_h$)**: la retribución que recibe el Operador del Mercado parte de la Orden Ministerial TED/1487/2024, pero es supervisada por la CNMC. Se les repercute a los consumidores 0,04096 €/MWh, llegando a su retribución de 14 millones de euros [24].

- **Financiación del OS ($CCOS_h$)**: esta es calculada directamente por la CNMC, que en su expediente RAP/DE/004/24 se establece para los consumidores un coste de 0,16853 €/MWh [28].

- **Cargos por Capacidad (CAP_h)**: con objeto de garantizar el suministro y evitar cortes, se establecen incentivos económicos para que los generadores estén en las mejores condiciones y se instale suficiente capacidad para afrontar momentos de mayor demanda. Son fijados en la misma Ministerial TED/1487/2024, y se muestran en la Tabla 11: Coste de Cargos por Capacidad CAP_h [24]. Según el Reglamento 2019/943 artículo 21, únicamente deberían aplicarse cuando se detecte un problema de cobertura. Se desarrollará este punto en el apartado 0 1.2 Regulaciones Europeas.

- **Servicio de Interrumpibilidad (INT_h)**: mecanismo regulado y contractual por el que industrias con altos consumos reciben una remuneración por poder reducir su consumo a orden del OS en tiempo real. A diferencia de la RAD, no se rige por mercado.

- **Coste de Comercialización (CCV_h)**: retribución variable del comercializador, equivale a la suma del término $RCEV_h$ y la *R unitaria*. El término $RCEV_h$ se calcula como se muestra en la Figura 13:

    - **RFE**: Retribución del coste de contribución al Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE) regulado en el capítulo IV del Título III de la Ley 18/2014 [29].

    - **R unitaria**: Retribución Unitaria del Comercializador por el ejercicio de su actividad. Se regula por el artículo 25 del presente Real Decreto, y se establece en el 1,05% de la media del precio de la energía único de los dos años anteriores. Para 2025 se establece en 0,56 €/MWh.

    - **RMRv**: Retribución por otros costes de naturaleza variable debidos a medidas regulatorias de la actividad de comercialización de energía eléctrica.

    - **RCVTov**: Retribución horaria por componente variable de la tasa de ocupación de la vía pública (TOVP).

$$RCEVh = RCVtovph + RFE + RMRv$$

Figura 13: Fórmula de cálculo de la Retribución Unitaria Horaria del comercializador (RCEVh) según RD 216/2014

- **Excedente/Déficit Subastas Renovables ($EDSR_h$)**: Cuantía relativa al pago o cobro de los comercializadores por el excedente o déficit de la liquidación de energía de subastas de renovables.

La **vigencia** y necesidad de los *Cargos por Capacidad* (CAP_h) puede resultar **cuestionable** y lleva siendo tema de debate desde hace años, sin haber llegado a un consenso. Si tenemos en cuenta la **potencia instalada** en el mix energético español, en torno a los **130.386 MW** y la **demanda pico** histórica alcanzada en 2007 de **40.070 MW** podría parecer que el sistema está **sobredimensionado** con un margen holgado [30]. Esto podría indicar que no son necesarios los cargos por capacidad. Sin embargo, existen **generadores** que funcionan muy pocas horas al año precisamente en las horas de mayor carga de la red, y **no** es **financieramente rentable** operarlas tan pocas horas a través del mercado, de ahí la necesidad de los cargos.

Cargos por Capacidad (€/kWh)			
Periodo Tarifario	P1	P2	P3
Importe	**0,029877**	**0,014499**	**0,000075**

Tabla 11: Coste de Cargos por Capacidad CAP_h

A modo resumen del término variable de la factura, se presenta la Tabla 12Tabla 12:

Término	Componente	Descripción	Coste	Normativa
Peajes de Transporte	P1	“”	0,004357 €/kWh	CNMC (2024), (RAP/DE/009/24)
	P2	“”	0,002041 €/kWh	
	P3	“”	0,000004 €/kWh	
Peajes de Distribución	P1	“”	0,029877 €/kWh	
	P2	“”	0,014499 €/kWh	
	P3	“”	0,000075 €/kWh	
Cargos Regulados	P1	“”	0,058305 €/kWh	Ministerio (2024), Orden TED/1487/2024
	P2	“”	0,011661 €/kWh	
	P3	“”	0,002915 €/kWh	
Coeficiente de Pérdidas		Representa la diferencia entre generación real y demanda	Variable	Real Decreto 216/2014
Precio Medio Horario	Mercado Diario	Resultado de las subastas diarias	Variable	
	Mercado Intradiario	Resultado del primer ajuste intradiario	Variable	
Término de Ajuste		Ponderación de los mercados a plazo sobre el precio horario	Variable	
Servicio de Ajuste	Restricciones técnicas	Ajustes necesarios por limitaciones de la red	Variable	
	Coste de Respuesta Activa	Incentivos para que los consumidores modifiquen su consumo a la orden del sistema	Variable	

Término	Componente	Descripción	Coste	Normativa
	Coste de Banda	Ajustes de la banda de la regulación secundaria	Variable	
	Coste de desvíos	Costes de la gestión de diferencias entre previsión y consumo	Variable	
Otros Costes	Financiación OS	Retribución al Operador de Sistema por su actividad	0,000169 €/kWh	Orden Ministerial TED/1487/2024
	Financiación OM	Retribución al Operador de Mercado por su actividad	0,000041 €/kWh	CNMC, RAP/DE/004/24
	Cargos por Capacidad (P1)	Incentivos a los generadores para que estén en las mejores condiciones	0,000844 €/kWh	Ministerio (2024), Orden TED/1487/2024
	Cargos por Capacidad (P2)		0,00014 €/kWh	
	Servicio de Interrumpibilidad	Incentivos a grandes consumidores a reducir su consumo en tiempo real	Variable	Real Decreto 216/2014
	RFE	Retribución para el FNEE	Variable	
	RCVtovph	Retribución variable por la tasa de ocupación de la vía pública	Variable	
	RMRv	Financiación de los costes de las COR derivados de regulaciones.	Variable	
	R unitaria	Retribución por el ejercicio de la actividad del COR.	Margen del 1,05%	
Total P1		**0,131752 €/kWh + Variable horario**		
Total P2		**0,028201 €/kWh + Variable horario**		
Total P3		**0,002994 €/kWh + Variable horario**		

Tabla 12: Tabla resumen del término variable de la factura

Un consumidor de PVPC únicamente puede conocer con un día de antelación cuál será el coste del término variable por kWh que pagará. Conoce de antemano el coste de los peajes de acceso y los cargos regulados y otras componentes menores como los cargos por capacidad.

1.1.5. Impuesto Especial sobre la Electricidad, IEE

Este impuesto viene regulado por la Ley 38/1992 (España, 1992), de **Impuestos Especiales**, que regula impuestos sobre determinados productos [31]. El IEE tiene como objetivo la recaudación de ingresos públicos a través de la imposición fiscal sobre el **consumo de electricidad**. Como en el caso de otros impuestos especiales como el del Tabaco, los Hidrocarburos o las Bebidas Alcohólicas, se le podría atribuir un **efecto** secundario de **desincentivo** del consumo por su impacto 'negativo'.

Sin embargo, desde el punto de vista de la tesis presentada en el

Capítulo 1. Introducción y Planteamiento, este desincentivo del consumo energético no tendría fundamento si relacionamos un **mayor consumo** energético con un **mayor bienestar** del individuo.

Sobre la repercusión de este impuesto en la factura, la **base imponible** del mismo se obtiene sumando el **término fijo** y el **término variable**, anteriormente descritos.

Sobre esta base imponible se le repercute un **5,11269632%** como se detalla en el apartado 1 del artículo 99 de la Ley 38/1992 [31]. Como se mencionó en el apartado 1.1.1 Historia del Mercado Eléctrico Regulado, este valor disminuyó en el periodo de alta volatilidad e incremento de precios del mercado eléctrico (2021-2023), pero volvió a su valor original a partir de 2024.

Existe un **valor mínimo** de este impuesto, en caso de que el valor de este impuesto expresado en €/MWh resulte menor a **1 €/MWh**, se repercutirá dicho valor sobre el consumidor (artículo 99, apartado 2b). Este umbral mínimo viene impuesto por la **Comisión Europea** a través de la Directiva 2003/96/CE (Comisión Europea, 2003) [32], que establece un tipo impositivo mínimo para distintos productos energéticos, como el carbón, el gas natural y la electricidad, presentados en la Tabla 133.

Este impuesto tiene un carácter **armonizador** para todos los países miembros y es de obligado cumplimiento. Aunque cabe señalar que la Ley 38/1992 la precede y que el Gobierno de **España aumenta voluntariamente** el impacto de este impuesto con el porcentaje actual, que en la mayoría de los casos es superior al umbral mínimo de 1 €/MWh.

A efectos fiscales el IVA no computa como impuesto en este aspecto, ya que es un gravamen general al consumo, y esta imposición mínima sobre la energía debe recaudarse necesariamente por un gravamen específico energético.

Cuadro C. — Niveles mínimos de imposición aplicables a los combustibles para calefacción y a la electricidad

	Utilización con fines profesionales	Utilización sin fines profesionales
Gasóleo (en euros por 1 000 l) Códigos NC 2710 19 41 a 2710 19 49	21	21
Fuelóleo pesado (en euros por 1 000 kg) Códigos NC 2710 19 61 a 2710 19 69	15	15
Queroseno (en euros por 1 000 l) Códigos NC 2710 19 21 y 2710 19 25	0	0
GLP (en euros por 1 000 kg) Códigos NC 2711 12 11 a 2711 19 00	0	0
Gas natural (en euros por gigajulio, valor calorífico bruto) Códigos NC 2711 11 00 y 2711 21 00	0,15	0,3
Carbón y coque (en euros por gigajulio) Códigos NC 2701, 2702 y 2704	0,15	0,3
Electricidad (en euros por Mwh) Código NC 2716	0,5	1,0

Tabla 13: Valores de imposición fiscal mínima para productos energéticos según Directiva Europea 2003/96/CE[32]

La recaudación de este impuesto corresponde a la Agencia Tributaria (Hacienda), a través de las COR por la factura eléctrica. Sin embargo, lo **recaudado** por este impuesto se transfiere a las **Comunidades Autónomas** (CC.AA.), ya que se cedió el rendimiento de este impuesto a través del artículo 42 de la Ley 22/2009 **Error! Reference source not found.**. Dentro de los presupuestos de cada CC.AA. lo recaudado por este impuesto especial no tiene un destino específico.

Este tributo generó 1.112 millones de euros de recaudación en 2024 según el *Informe Anual de Recaudación Tributaria* (Agencia Tributaria, 2025) [34]. El tipo efectivo durante todo el año fue de un 4,13%, si tenemos en cuenta que hubo un aumento de los tipos con un 2,5% durante 3 meses, 3,8% durante otros 3 meses y el 5,11% original durante 6 meses. Teniendo en cuenta esto, podemos asumir que, en un año normal, se hubieran recaudado alrededor de **1.376 millones de euros**.

La existencia de este impuesto especial que grava el consumo eléctrico se considera criticable por varias razones:

- En primer lugar, siendo la **electricidad** un **servicio básico** y esencial para los consumidores individuales que, volviendo a la tesis inicial, se relaciona con el bienestar individual, resulta cuestionable repercutirles a dichos consumidores un **impuesto reservado** para productos de consumo discrecional con **efectos** considerados **negativos**, como pueden ser las bebidas **alcohólicas** y el **tabaco**, o bien el **carbón** por su **elevada contaminación**.
- La tendencia de la economía a futuro, orientada en parte por la visión del Gobierno de España, es la **electrificación total**, por lo que existe una **contradicción** con el efecto desincentivador del consumo eléctrico que tiene este impuesto.
- La **recaudación** de 1.112 millones de euros representa una parte residual sobre los **presupuestos** de todas las CC.AA. que en 2024 fueron de aproximadamente **264.730 millones de euros** en conjunto [35].
- Al aplicar en forma porcentual, **magnifica** los **aumentos** en el **coste de producción**, sujeto a la volatilidad del mercado diario.
- Por último, existiendo un impuesto adicional (IVA), se genera un **efecto compuesto**, que aumenta de manera no transparente la repercusión de este impuesto, lo que resulta cuestionable desde el punto de vista de justicia fiscal.

Además de la necesidad de aplicar la normativa europea vigente (aunque esta es posterior a la creación del Impuesto Especial), el único argumento a favor de la existencia de este impuesto es aumentar la recaudación fiscal para las CC.AA. Por ello, sería ideal para el consumidor individual que se buscaran alternativas a este impuesto o bien que se limitara el efecto sobre el consumidor individual, ya que estos impuestos aumentan de manera artificial el coste de la factura eléctrica.

Otra alternativa sería destinar los ingresos recaudados por este impuesto a medidas de interés general en el ámbito del sistema energético. En cualquier caso, sería necesario compensar el efecto de cualquier modificación con las CC.AA.

1.1.6 Alquiler del Contador

Tras la suma del término fijo, el variable y el IEE, el siguiente término en sumarse es el **alquiler del contador**, que en la mayoría de los casos es propiedad de la empresa distribuidora.

Como ya se mencionó en el apartado 1.1.1 Historia del Mercado Eléctrico Regulado, tras el fin del calendario de implantación establecido en la Orden ITC/3860/2007 [7], asumimos que todos los consumidores acogidos al PVPC cuentan con un contador digital.

En su Informe sobre precios de alquileres de los contadores electrónicos con discriminación horaria (CNMC, 2014) [36], la CNMC revisó los costes en los que las empresas distribuidoras incurrían en las operaciones relacionadas con los contadores, y determinó que los costes de alquiler máximo establecidos en la Orden ITC/2452/2011 (España, 2011) eran adecuados [37], aunque finalmente se consolidaron los establecidos en la Disposición transitoria única de la Orden IET/1491/2013 (España, 2013) del 1 de agosto, que aumenta el coste máximo de los contadores trifásicos en 0,21 € .

Estos costes máximos son:

- **0,81 €/mes** para contadores monofásicos.
- **1,36 €/mes** para contadores trifásicos.

La gran mayoría de **consumidores individuales** utilizan contadores **monofásicos**, ya que el contador trifásico se suele usar únicamente cuando la potencia que se debe gestionar es alta y por tanto es necesario un reparto equilibrado entre cargas. Por ello, en nuestro modelo de factura del apartado 4.1 Factura de España consideraremos que el consumidor cuenta con un contador monofásico.

El pago por el alquiler del equipo cubre la **amortización** del coste del contador, gastos de **mantenimiento** por averías/actualizaciones, la **instalación** y puesta en marcha, y su tele gestión.

1.1.7 Impuesto al Valor Añadido, IVA

Este impuesto es fijado por el Ministerio de Hacienda, y se rige por la Ley 37/1992 (España, 1992). En el artículo 8 de dicha ley, se establece que la energía eléctrica se considera un bien corporal para la aplicación del IVA y, por tanto, sujeta al tipo estándar del **21% Error! Reference source not found.**.

La base imponible para este impuesto corresponde a la adición de todos los términos anteriores, la suma del **término fijo** y el **término variable**, el **IEE** aplicado sobre lo anterior, y la suma del **alquiler del contador**.

Sobre esta base imponible se aplica un 21%. Al igual que con el IEE, se detalló en el apartado 1.1.1 Historia del Mercado Eléctrico Regulado cómo el tipo impositivo del IVA se llegó a reducir al 5%, pero desde el 1 de enero de 2025 ha vuelto a su valor original del 21%.

La recaudación de este impuesto también corresponde a la Agencia Tributaria (Hacienda) a través de las COR por la factura eléctrica, y sus ingresos se integran en la **financiación** de los **Presupuestos Generales del Estado** (PGE).

No hay un dato específico sobre lo recaudado por el IVA de la electricidad en 2024, pero se podría realizar la siguiente **estimación** sobre lo recaudado en condiciones normales con un tipo efectivo del 21%. Asumiendo que por el IEE se recaudaría en condiciones normales 1.376 millones de euros a un tipo efectivo del 5,11% obtenemos una base imponible de 26.900 millones de euros, a la que si sumamos el IEE y aplicamos a todo un 21% de IVA se recaudarían más de **5.900 millones de euros por el IVA**.

Para este impuesto surgen unas críticas similares a la primera del apartado 1.1.5. Impuesto Especial sobre la Electricidad, IEE:

- Siguiendo la tesis de que la electricidad es un servicio básico y esencial para los consumidores, se podría aplicar **tipo reducido**, ya que debería de priorizarse la accesibilidad del servicio a la recaudación. Por hacer una comparativa, sobre el **suministro de agua**, que es igual de esencial que el de la electricidad, se aplica un tipo reducido del **10%**.
- Se genera el **efecto compuesto** con el otro impuesto IEE, amplificando el efecto recaudatorio de ambos impuestos.

- Otra crítica por tener un tipo proporcional en lugar de un término fijo surge al tener en cuenta que **magnifica** los **aumentos** en el **coste de producción**, ya que el impuesto repercute en mayor medida a todos los consumidores.
- Como se verá en los capítulos dedicados a cada geografía estudiada, existen otras propuestas viables, como tipos impositivos diferenciados para consumo y término fijo, tipos reducidos para consumidores más pequeños, o algunas exenciones.

De la misma manera que para el IEE, darle un destino a lo recaudado por este impuesto se considera positivo para los consumidores. Y cualquier cambio deberá ser compensado a nivel de recaudación.

1.1.8 El Mercado Diario

La parte más significativa del término de la energía de media es el *Precio Medio Diario* Pm_h, que se determina diariamente para cada hora del día en el mercado mayorista de la electricidad, también conocido como **Mercado Diario** o el 'Pool eléctrico', donde se cruzan las ofertas de compraventa de energía.

En este mercado existen varios agentes, cada uno con una función específica:

- **Productores de Energía**: representan a las personas físicas y jurídicas gestoras de las centrales hidráulicas, los parques fotovoltaicos, eólicos, nucleares… que ofertan una cantidad de energía determinada para una hora a un precio.

- **Comercializadores**: tanto libres como COR, estas son las entidades encargadas de comprar la energía en el mercado mayoristas para venderla posteriormente a los consumidores individuales. Hacen ofertas de compra de una cantidad de energía determinada para cada hora – en base a las previsiones de consumo de sus clientes – por un precio máximo.

- **Consumidores Directos**: son los grandes consumidores industriales por los que no intermedia una comercializadora, realizan ellos mismos sus ofertas de compra de energía en base a sus propias previsiones de consumo.

- **Agentes Externos**: estos representan a operadores de otros países que gestionan las conexiones con otros países, en el caso de España, con Francia, Portugal y Marruecos. En base al saldo de la interconexión, podrán ser clientes u ofertantes.

- **OMIE**: el OMIE es el Operador del Mercado (OM), designado por la Orden IET/2732/2015, de 11 de diciembre [37]. Gestiona el mercado mayorista diario e intradiario, y es el encargado de casar las ofertas compra y venta utilizando un algoritmo que minimice el coste total.

Todos los días a las **12:00 CET** se lleva a cabo la **sesión** del mercado diario, donde se fijan los precios de la energía para las 24 horas del día siguiente en base a todas las ofertas recibidas por el OMIE de los agentes de mercado.

Por otro lado, el mercado intradiario permite a los agentes del mercado ajustar sus ofertas finales conforme a las necesidades que esperan en tiempo real. Hay 6 sesiones distintas para las subastas intradiarias, detalladas a continuación en la Tabla 144:

	SESIÓN 1ª	SESIÓN 2ª	SESIÓN 3ª	SESIÓN 4ª	SESIÓN 5ª	SESIÓN 6ª
Apertura de Sesión	14:00	17:00	21:00	1:00	4:00	9:00
Cierre de Sesión	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Casación	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Publicación del programa acumulado (PIBCA)	15:07	17:57	21:57	1:57	4:57	9:57
Publicación PHF de los OSs	16:20	18:20	22:20	2:20	5:20	10:20
Horizonte de Programación (Periodos horarios)	24 horas (1-24 D+1)	28 horas (21-24 y 1-24 D+1)	24 horas (1-24 D+1)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	12 horas (13-24)

Tabla 14: Horarios de las sesiones del mercado intradiario[39]

Según el artículo 10 del Real Decreto 216/2014, el precio medio horario Pmh se obtiene a partir del precio marginal resultante del mercado diario e intradiario para cada hora[6]. Se calculará de acuerdo con la fórmula detallada en la Figura 14:

$$Pmh = \frac{PMDh * EMDh + \sum_n (PMIh,n * EMIh,n)}{EMDh + \sum_n EMIh,n}$$

Figura 14: Fórmula de cálculo del precio medio horario pmh según RD 216/2014

Donde:

- $\boldsymbol{PMD_h}$**:** Precio marginal del mercado diario en cada hora h.

- $\boldsymbol{EMD_h}$**:** Energía casada en el mercado diario en cada hora h.

- $\boldsymbol{PMI_{h,n}}$**:** Precio marginal en la hora h de la sesión n del mercado intradiario.

- $\boldsymbol{n}$**:** Cada una de las sesiones del mercado intradiario que sean consideradas a efectos del cálculo de PMh de acuerdo a lo previsto en el presente real decreto y que se podrán revisar por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

- $\boldsymbol{EMI_{h,n}}$**:** Energía casada en la hora h de la sesión n del mercado intradiario.

Según el punto 5 de la resolución de 30 de junio de 2023, para el cálculo del precio medio horario PMh sólo se tendrá en cuenta la primera sesión del mercado intradiario, por lo que el valor n tomará el valor de 1 (Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico, 2023)[41].

Como se aprecia en la Tabla 134, esta primera sesión finaliza a las 15:00, y de esta manera hay tiempo suficiente para hacer los cálculos horarios de los **precios finales** del PVPC y que puedan estar publicados en la web de REE a las **20:15** del día anterior.

1.1.8.1 Sistema marginalista

Una vez el OM recibe las ofertas de generación y de consumo, se encarga de realizar la casación de precios utilizando el **algoritmo Euphemia**, utilizado por todos los operadores europeos (OMIE, 2019) [42]. Este algoritmo agrega por un lado todas las ofertas de compra y por otro lado todas las de venta para cada hora, ambas en forma de curvas donde **cada oferta** es un **escalón**, como se puede apreciar en la Figura 15. La generación será una curva ascendente (línea verde) en función del precio de la oferta y para consumidores descendente (línea azul), priorizando así la generación más barata y a los consumidores dispuestos a pagar más.

Como si fuera un problema de microeconomía, el **punto de corte** entre ambas curvas forma el **punto de casación**. **Todas las ofertas a la izquierda de dicho punto habrán entrado en la casación del mercado diario, las que queden a la derecha no entran en la operación**.

El punto de casación determinará el precio marginal para esa hora determinada. Todas las ofertas de generación que hayan entrado en la casación recibirán el precio marginal, independiente de la oferta realizada y, de la misma manera, todos los agentes compradores pagarán el precio marginal independientemente de su oferta.

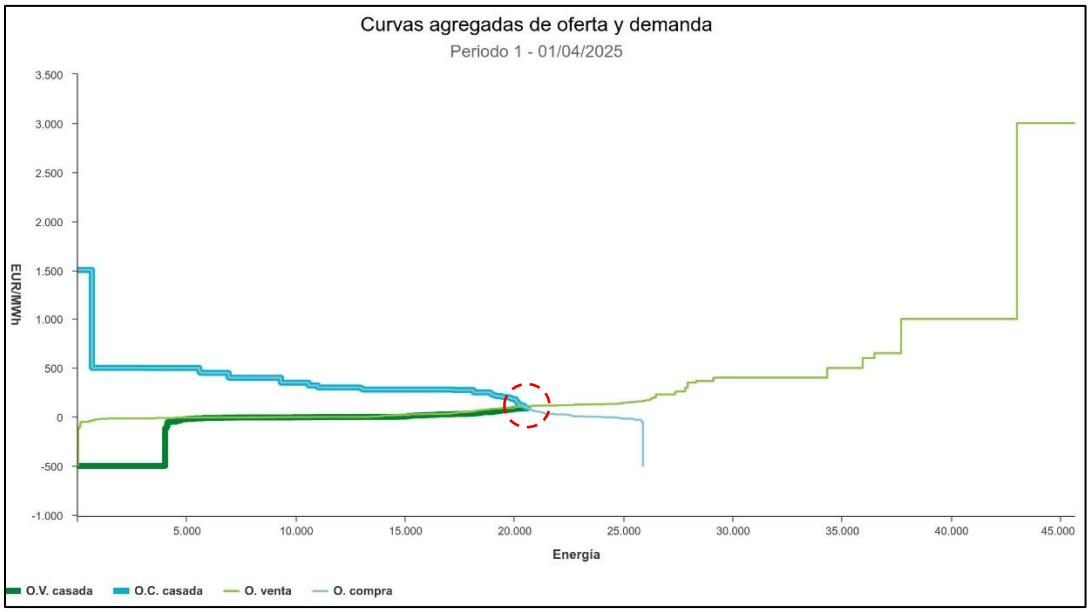


Figura 15: Curvas agregadas de oferta y demanda para el día 1/04/2025[43]

Sin embargo, los datos respectivos a la casación se remiten al **Operador del Sistema** para su validación desde el punto de vista de **viabilidad técnica**. Se describió en el apartado 1.1.5. Término de Energía la componente de *restricciones técnicas de sistema* como los ajustes necesarios para la viabilidad del sistema a nivel operacional, ya que no siempre es posible llevar el mix del mercado diario a la práctica, por límites de capacidad de la red de transporte o desequilibrios geográficos entre otras causas. Por tanto, los resultados del mercado diario pueden sufrir variaciones a consecuencia de estas restricciones.

1.1.8.2 Críticas al Sistema

Durante el periodo de crisis de los precios de la energía (2021-2022), surgieron multitud de críticas hacia el sistema marginalista de casación de los precios actual, ya que es la **última oferta de generación** de energía en entrar en la operación de casación la que **determina el precio** para todo el mercado. Por tanto, si el 99% de ofertas de generación no sobrepasan los 40 €/MWh, pero la última tecnología necesaria para llegar a punto de casación, en este caso el ciclo combinado que usa gas natural, oferta a 200 €/MWh, todos los generadores y compradores recibirán y pagarán, respectivamente, 200 €/MWh.

Otras críticas al sistema argumentan la **alta volatilidad** de los precios del mercado, ya que eventos externos, como puedan ser fenómenos meteorológicos o los precios del gas (volátiles de por sí) pueden multiplicar los precios respecto a un día estándar. Aunque actualmente, con la reforma del Real Decreto 216/2014 que

incluyó el *Término de Ajuste* en el cálculo del *Coste de Producción*, ya se ha venido reduciendo en parte esa volatilidad.

Aun siendo críticas totalmente válidas, se considera que los beneficios del sistema marginalista exceden a estas posibles desventajas. A nivel **teórico-económico**, este es el **sistema más eficiente** posible, ya que prioriza las ofertas de las energías más baratas, y si tenemos en cuenta los costes adicionales de los derechos de emisión de CO2 de las tecnologías que usan combustibles fósiles, también las menos contaminantes. También porque induce a los generadores a ofertar al precio más bajo que puedan (financieramente), es decir, a su coste marginal real (de aquí el nombre del sistema) para no quedarse fuera de la casación y no percibir remuneración alguna, ya que saben que, si entran en la casación recibirán el precio más alto de generación en ser casado independientemente de su oferta.

Además de todo lo anterior, este es el sistema que utilizan el resto de los operadores del mercado europeos, a través del algoritmo **EUPHEMIA**, permitiendo así el acoplamiento de los mercados eléctricos de toda Europa.

1.1.8.3 Alternativas al Sistema

A raíz de estas críticas, también se buscaron alternativas a nivel europeo para el modelo de mercado actual, entre ellas destacan:

- **Sistema pay-as-bid**:

En este modelo, cada productor que entre en la casación de ofertas recibe exactamente lo que ofertó. Si ofertó 30 €/MWh por 1.000 MWh, recibirá 30 €/MWh, independiente del punto de casación.

Aunque pueda parecer más beneficioso para el consumidor, por reflejar más fielmente los costes de generación, plantea otros retos. Si cada generador recibe lo que oferta, los **productores tenderán a sobreofertar** su precio, tratando de anticipar el precio de corte y ofertando ligeramente por debajo. También desaparece la señal de precio marginal, que indica cuánto cuesta la última unidad de electricidad, que nos da información relevante para el mercado. También presenta retos para el lado de la demanda, ya que no se paga un único precio por la energía, y su asignación sería compleja.

- **Contratos por Diferencia (CfD)**:

Este tipo de **contratos bidireccionales** serviría de complemento al mercado marginalista actual, pero no como sustituto. Se basa en un contrato bilateral entre un productor energético y una entidad reguladora, ya sea el propio Estado, REE o la CNMC. Se acuerda un precio de referencia, *precio strike*, y el generador oferta su energía en el mercado mayorista. Si el precio marginal excede al *precio strike*, el generador devuelve la diferencia a un fondo regulado gestionado por la otra parte. Que en caso de que el precio marginal no supere el *precio strike*, otorga la diferencia al productor.

De esta manera, se fomentan las inversiones a largo plazo en energía, ya que se otorga estabilidad de ingresos, y se evitan los beneficios extraordinarios en contextos de precios elevados. Aunque el productor también podría infraofertar de manera sistemática, sabiendo que recibirá el precio strike, desvirtuando la eficiencia del sistema desde el punto de vista económico. La complejidad de este punto reside en la fijación de los precios *strike* y en si esta disminución de la volatilidad de trasladaría al consumidor.

Estas son otras alternativas o complementos al mercado actual que deberían de ser estudiados en detalle para determinar si sus beneficios exceden a sus desventajas y pueden llegar a mejorar el sistema actual. Y tendrían que ser aprobadas por toda Europa para mantener la integración de los mercados.

1.2 Regulaciones Europeas

Antes de describir los modelos de servicio regulado en el resto de los países europeos estudiados, se considera necesario mostrar en el presente apartado las regulaciones europeas que influyen directamente en estos modelos por igual y que son más difíciles de modificar que las normativas nacionales.

- **Directiva (UE) 2019/944[44]**

De las distintas regulaciones, esta Directiva puede ser la más importante, ya que reformó las normas comunes para el mercado interior de la electricidad en toda la Unión Europea.

En la Directiva se hace hincapié en dos ideas principales:

- Los consumidores tienen **derecho** a tarifas con **precios dinámicos** que se conformen basados en los precios reales del suministro, para lo que se fomenta un mercado competitivo y eficiente (artículo 5.6).
- Los Estados miembros garantizarán la protección de los **clientes** domésticos **vulnerables** y en situación de **pobreza energética** (artículo 5.2).

Sobre estas dos ideas se desarrollan otros artículos, como el derecho a los contadores inteligentes para hacer uso de las tarifas de precios dinámicos (artículo 21), criterios orientativos a tener en cuenta para que cada país defina a los consumidores vulnerables y la prohibición de cortar el suministro de aquellos hogares considerados en situación de pobreza energética (artículo 28.1). Por otro lado, se establecen herramienta de comparación de tarifas (artículo 14.1), en España el comparador de la CNMC cumple esta función.

Y se establece como necesario un **servicio universal** (que necesariamente debe ser regulado), a través de un comercializador de último recurso designado (artículo 27).

También se hace referencia a la limitación en la intervención pública en la fijación de precios como ayuda temporal y con alcance limitado a los consumidores vulnerables (artículo 5.3).

Sin embargo, no se hace referencia sobre la forma en que ayudas a los consumidores vulnerables (que no sean fijaciones de precios) deben de concederse. Adicionalmente, España decide ligar estas ayudas al servicio regulado, hecho que no se replica en el resto de los países estudiados. Podría decirse que existe conflicto entre este hecho y el artículo 4 de la Directiva, que hace referencia a la libre elección del consumidor. Se comentará en detalle en el Capítulo 5: Ayudas a Consumidores Vulnerables.

Los posteriores capítulos 5 y 6 de la Directiva hacen referencia a la regulación de los gestores de la red de distribución y transporte respectivamente, que sobrepasan el alcance de este estudio.

Por último, el capítulo 7 trata de la labor de las Autoridades Reguladoras, su labor principal, autonomía y la importancia de su independencia. Pese a que si existan ciertas garantías de independencia de la CNMC en España, no tanto así en cuanto a su autonomía.

- **Reglamento (UE) 2019/943[45]**

Este Reglamento se centra en el propio mercado mayorista de la electricidad. Se basa en dos principios básicos.

- Formación de los precios basados exclusivamente en la oferta y la demanda (artículo 3.a). Esto se logra con el mencionado software **EUPHEMIA**, cuyo funcionamiento (descrito en el apartado 1.1.8 El Mercado Diario) se basa en el principio de precio marginal, como se explica en los artículos 38 y 39 Reglamento (UE) 2015/1222**Error! Reference source not found.**.
- Aportación de **incentivos** adecuados para la inversión en **generación libre de carbono** a largo plazo (artículo 3.g).

Sobre esta base es establecen otros principios, como el de responsabilidad en materia de balance, el que provoca un desvío responderá financieramente por ellos (artículo 5). O bien que el despacho de generación (servicios de ajuste) que se base en el mercado (artículo 12.1) y que priorice las energías renovables cuando la red lo permita (artículo 12.2). También se establecen criterios de cálculo de las tarifas de acceso a la red (peajes de acceso) en el artículo 18.

Sobre los **mecanismos de capacidad**, para activar este mecanismo es necesario justificar un problema de cobertura a la Comisión Europea (artículo 21). Sin embargo, en España permanecen los cargos por capacidad en todo el territorio nacional, cuando únicamente han sido justificados formalmente para los TNP a través de la Decisión (UE) 2024/560[46].

- **Directiva 2003/96/CE**

Esta directiva, ya mencionada en el apartado 1.1.5. Impuesto Especial sobre la Electricidad, IEE, impone un valor mínimo de recaudación fiscal a nivel europeo para los productos energéticos. Específicamente sobre

la electricidad, a nivel consumidor individual, establece una **imposición mínima** de **1 €/MWh** en la factura de la luz.

De los países estudiados, únicamente en Portugal este impuesto se limita a este mínimo legal. En España, la implantación del Impuesto Especial sobre la Electricidad precede a este mínimo legal, y desde entonces se ha aplicado en forma de tipo impositivo porcentual, que la mayoría de las veces resulta ser superior al mínimo exigido por la Unión Europea.

- **Directiva 2003/87/CE[47], Directiva 2009/23/CE[48] y Directiva (UE) 2023/959[49]**

En la primera directiva, promulgada en el 2003, se estableció el sistema de **subasta derechos de emisión de gases de efecto invernadero** (GEI) o Derechos de CO_2, por el que los actores de ciertas industrias deben de comprar derechos de emisión para poder emitir estos gases, entre ellas el sector eléctrico. El principal objetivo de esta normativa es fomentar la reducción de las emisiones de las industrias.

Los productores eléctricos deben de comprar en el mercado designado para ello, los derechos de emisión, cada uno equivalente a la **emisión** de **1 tonelada de CO_2**. Cada Estado miembro decide la cantidad total de derechos de emisión que asignará a cada periodo (artículo 11).

En 2009 la Directiva 2009/29/CE estableció un **factor de reducción lineal** sobre la cantidad de derechos de emisión de un 1,74% (artículo 9). Este porcentaje de reducción actualmente se en el 4,3% de 2024-2027 y se incrementará a 4,4% a partir del 2028, según la Directiva 2023/959, artículo 9. Desde 2005 hasta ahora se estima que el número de derechos se ha reducido a nivel europeo aproximadamente en un 60%. Esta reducción del número de derechos afecta directamente al precio al reducir la oferta.

El destino de estos debe ser al menos en un 50% a acciones relacionadas con el cambio climático o bien proyectos energéticos. El otro 50% se puede usar a discreción de cada Estado.

Pese a que sea positiva la reducción de las emisiones de carbono, reducir los derechos cada año y la imposibilidad de ciertos actores de reducir sus emisiones, hará que, aunque se reduzca la demanda de los derechos, el precio de los derechos de emisión continue aumentando.

Comparando los precios de enero de distintos años, para evitar sesgos de estacionalidad, se observa como de enero de 2024 a enero de 2025, el precio por tonelada ha aumentado de 65,29 € a 71,01 €; y desde enero

de 2010 el precio se ha multiplicado 5 veces (SENDE CO_2, 2025). Se presentan todos los precios disponibles en la

Tabla 15: Precios derechos de emisión enero 2008-202.

Precios CO_2 (€/ton de CO_2)	
2008	22,02
2009	13,06
2010	14,32
2011	12,89
2012	7,33
2013	4,45
2014	5,96
2015	7,68
2016	5,35
2017	5,83
2018	15,88
2019	24,84
2020	24,75
2021	53,55
2022	80,87
2023	83,50
2024	65,29
2025	71,01

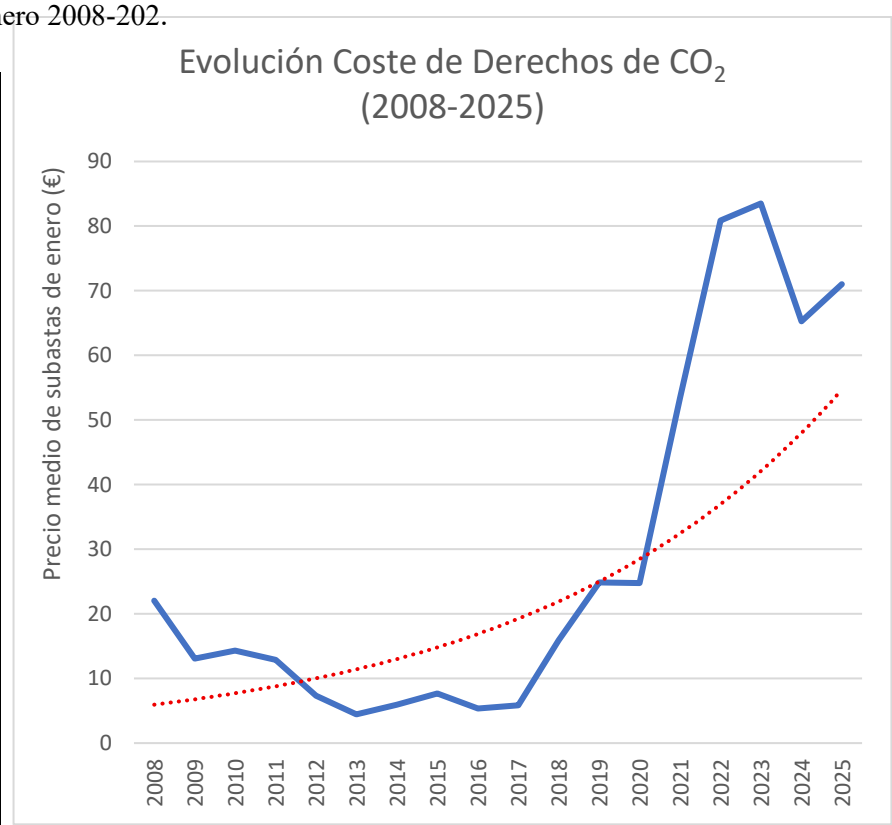


Tabla 15: Precios derechos de emisión enero 2008-2025[50]

Ahora bien, ¿cómo afecta esta regulación a la tarifa PVPC? Afecta al precio indirectamente, ya que los productores de energía que tengan que adquirir derechos de emisión los repercutirán en su oferta al mercado. A continuación, se realiza una estimación de su impacto:

1. Asumiendo que el precio por tonelada de CO_2 es la media de enero de 2025, es decir **71,01 €/tonelada de CO_2**.
2. Las centrales de ciclo combinado suelen ser las que determinan el precio del mix en periodos de alta demanda, al ser las tecnologías más caras (las últimas en entrar).
3. Una central de ciclo combinado emite aproximadamente entre **350 y 450 gr de CO_2/kWh** que equivalen a 0,350-0,450 derechos de emisión por MWh generado**Error! Reference source not found.**.

4. Asumiendo que los productores trasladarán este sobre coste a los consumidores, el impacto sobre la factura cuando entre en el mix la generación de ciclo combinado por tanto equivaldría a un **aumento** de **24,85-31,95 €/MWh** sobre el **coste de producción**.
5. Si tenemos en cuenta el coeficiente de pérdidas, de media en torno al 20% como se mostrará en el apartado 1.3.2.2. Término Variable, el coste total adicional ascendería a **29,82-38,35 €/MWh**.

Como ya se explicó en el apartado anterior, el precio se define para todos los productores del mercado, luego se están beneficiando también los productores inframarginalistas por los derechos de emisión de CO_2 sin que se destinen dichos ingresos a las iniciativas de interés general.

- **Reformas del mercado eléctrico de 2023 y 2024**

En los años posteriores a la crisis energética europea, las reformas del mercado han tenido como claro objetivo reducir la dependencia del gas natural ruso, reducir la volatilidad de los precios y aumentar la protección de los clientes vulnerables.

Por el objetivo de reducir la volatilidad de los precios, la Comisión ha tratado de fomentar los contratos a largo plazo como los ya mencionados **contratos bidireccionales** PPA y CfD para los productores renovables. Siguiendo con esta intención se introdujo la reforma RD 446/2023 en España, que incluía los mercados a plazo en la formación de los precios mayoristas para el cálculo del precio de la energía del PVPC, a través del ***Término de Ajuste***.

Por otro lado, para aumentar la protección a los consumidores vulnerables (y a la totalidad de los consumidores también), el Gobierno redujo la carga fiscal de todos los hogares reduciendo el tipo impositivo del IVA y se eliminó temporalmente el IEE.

1.3 El mercado eléctrico regulado en Portugal

En este apartado se describirá el funcionamiento del mercado eléctrico portugués, sus diferencias con el mercado libre y el desglose de términos de su tarifa regulada.

1.3.1 Mercado Regulado

Comenzando por los agentes que conforman el mercado regulado, cuyo sistema es similar al español, el operador del sistema en este caso es la empresa Redes Eléctricas Nacionales (**REN**), que tiene la misma labor que REE en España. La Entidad Reguladora de Servicios Energéticos (**ERSE**) cumple un papel homólogo al de la CNMC a la hora de fijar los precios de los términos regulados, aunque el ERSE tiene una mayor responsabilidad que la CNMC, ya que en Portugal tienen las competencias para fijar todos los términos de las tarifas reguladas. El Gobierno portugués únicamente fija las tasas e impuestos.

Por otro lado, están las Comercializadoras de Último Recurso (**CUR**), designadas por el ERSE en base a criterios legales, técnicos y económicos, y son 11 las que operan en Portugal Continental. Equivalentes a las COR en España.

El **OMIE** también opera el mercado mayorista en Portugal como **Operador de Mercado**, ya que es el operador ibérico, pero en este caso no influye directamente en la fijación de precios diarios, al no estar ligados al mercado mayorista como en España. Se desarrollará en más detalle este punto en el siguiente apartado 1.3.2.2. Término Variable.

Sobre las **condiciones** para optar a este servicio regulado, el consumidor no debe superar un límite de tensión y un límite de potencia contratada:

- Conexión a Baja Tensión (BTN)
- Potencia contratada igual o inferior a 41,4 kVA

Comparte el criterio de baja tensión con España, pero es más accesible el de potencia máxima contratada. Además, cualquier organización puede optar a este servicio si cumple las condiciones anteriormente descritas, independientemente de su tamaño como empresa.

Existen varias tarifas reguladas, pero para los consumidores residenciales la ideal es la ***Tarifa Transitoria para Clientes Finales en BTN***, aunque existen dos tipos en función de la potencia contratada, hasta 20,7 kVA contratados una y otra para valores superiores a 20,7 kVA.

En cada tarifa hay tres opciones posibles en base a los periodos horarios:

- **Simple**: sin discriminación horaria.
- **Bihoraria**: discriminación de dos periodos horarios para el término variable, periodo vacío y super vacío (P3), y fuera de vacío (P12).
- **Trihoraria**: discriminación de tres periodos horarios para el término variable, periodo **punta** (P1), **llano** (P2), y vacío y super vacío (P3).

Esto va en línea con el derecho de los consumidores a **precios dinámicos**. Dichos periodos, fijados por el ERSE se detallan en la Tabla 166:

Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	09.30/12.00 h 18.30/21.00 h	Ponta:	09.15/12.15 h
Cheias:	07.00/09.30 h 12.00/18.30 h 21.00/24.00 h	Cheias:	07.00/09.15 h 12.15/24.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Sábado		Sábado	
Cheias:	09.30/13.00 h 18.30/22.00 h	Cheias:	09.00/14.00 h 20.00/22.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.30 h 13.00/18.30 h 22.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.00 h 14.00/20.00 h 22.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Domingo		Domingo	
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

Tabla 16: Franjas horarias de Portugal fijadas por el ERSE[52]

Las horas punta suponen 25 horas del total semanal, las llanas 67 horas del total y las valle (y supervalle) las 76 horas restantes. En Portugal tienen más peso las horas llanas frente a España, también algo más las horas punta, a costa de menores horas llanas.

Respecto a la distribución entre el mercado regulado y el libre, se ha apreciado en la última década una **migración muy significativa del mercado regulado al libre**, como se ve en la Figura 16:

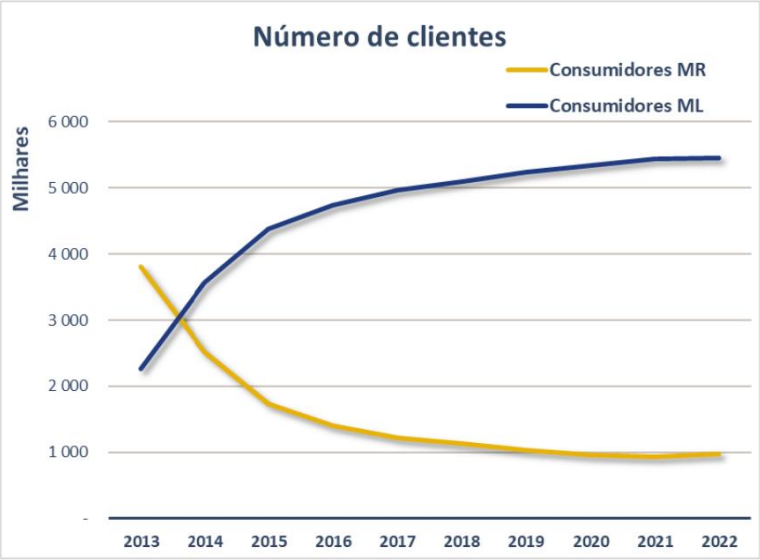


Figura 16: Distribución del mercado eléctrico portugués[52]

Posteriormente al rango temporal del gráfico mostrado, se ha reducido aún más el número de clientes del mercado regulado, de aproximadamente 1 millón de consumidores en 2022, a los aproximadamente 870.000 en 2024. Desde 2020, los **consumidores regulados** se han mantenido en el **15% del total** de consumidores del mercado eléctrico.

La tendencia principal de migración al mercado libre se debió a la liberalización a gran escala del mercado eléctrico portugués, que planea a largo plazo la completa liberalización del mercado. Sin embargo, se espera que siga existiendo el servicio regulado para aquellos que lo necesiten al no tener alternativas del mercado libre, especialmente en las regiones de Portugal no continentales (Madeira y Azores).

El ERSE ha segmentado dos principales perfiles de consumidores del mercado regulado:

- Hogar sin hijos:
    - Consumo: 1900 kWh/año (aprox 160 kWh/mes)
    - Potencia contratada: 3,45 kVA
- Hogar con dos hijos:
    - Consumo: 5000 kWh/año (aprox 417 kWh/mes)
    - Potencia contratada: 6,9 kVA

Las principales **diferencias** respecto a una tarifa regulada frente a una del **mercado libre** residen en el **precio** por la **energía** y en la **tasa de comercialización**. La tarifa de acceso a redes y los impuestos son los mismos para ambos mercados eléctricos. Muy similar a las diferencias entre mercados presentes en España.

1.3.2. Términos de la Tarifa

Cada año, el ERSE revisa la tarifa del mercado regulado, y actualiza sus componentes si así lo considera en base a sus criterios. La estructura no suele variar, y la **metodología** de cálculo se revisa al finalizar **periodos** de **3 años**. Actualmente Portugal se encuentra en el final del periodo regulatorio 2022-2025.

Para 2025 se citarán en este apartado dos documentos clave publicados por la ERSE, *Tarifas y Precios para la Energía Eléctrica y Otros Servicios en 2025[54]* y *Estructura Tarifaria del Sector Eléctrico en 2025[55]*, y también documentos del inicio del periodo regulatorio actual en 2022.

Una factura de un consumidor del mercado regulado portugués se divide en 3 partes diferentes:

1. Término Fijo:

Este es el primer término de la factura, que incluye términos proporcionales a la potencia contratada y otros fijos independientes de la potencia.

2. Término Variable

Este término es proporcional al consumo, y vendrá discriminado en función de las franjas y la opción tarifaria que hayamos elegido. A diferencia del modelo español, no varía horariamente, están fijados para cada periodo horario.

3. Tasas e Impuestos

Sobre la suma de lo anterior se añadirán las tasas e impuestos correspondientes. Se describirán con mayor detalle en su respectivo apartado.

Antes de desglosar todas las componentes de estos términos, es necesario hablar del **Mecanismo de Convergencia Tarifaria**. Este mecanismo descrito en el capítulo 4 de la *Estructura Tarifaria del Sector Eléctrico en 2025* (ERSE, 2024) describe como la tarifa regulada puede no corresponderse con la suma término a término de cada componente si esta sufre una variación respecto a la tarifa del año anterior superior a un umbral máximo [55]. La suma término a término de las componentes daría lugar a la tarifa aditiva.

Este mecanismo tiene como objeto que los consumidores no experimenten variaciones significativas en sus precios de un año a otro.

En el mismo documento se detalla que la **variación tarifaria máxima** se calcula como la variación tarifaria media de cada término de la tarifa entre diciembre del 2024 y enero del 2025. En este caso, la variación máxima del precio de la tarifa regulada en Portugal continental es del 2,1%.

Siempre que la variación máxima sea igual a la variación tarifaria media, esto significa que el mecanismo de convergencia obliga a que todos los términos varíen de forma uniforme, recaudando así en términos medios lo mismo que la tarifa aditiva.

Si la aplicación de la tarifa aditiva implica variaciones por término tarifario superiores a la variación máxima correspondiente, la variación de dicho término se ajusta automáticamente a la variación máxima para la tarifa final. Este ajuste será compensado con cambios en sentido contrario en los términos cuya variación esté por debajo de la variación media.

La diferencia entre la teórica tarifa aditiva y la tarifa transitoria actual desglosada por términos y segmentos tarifarios se muestra en las siguientes figuras elaboradas por el propio ERSE:

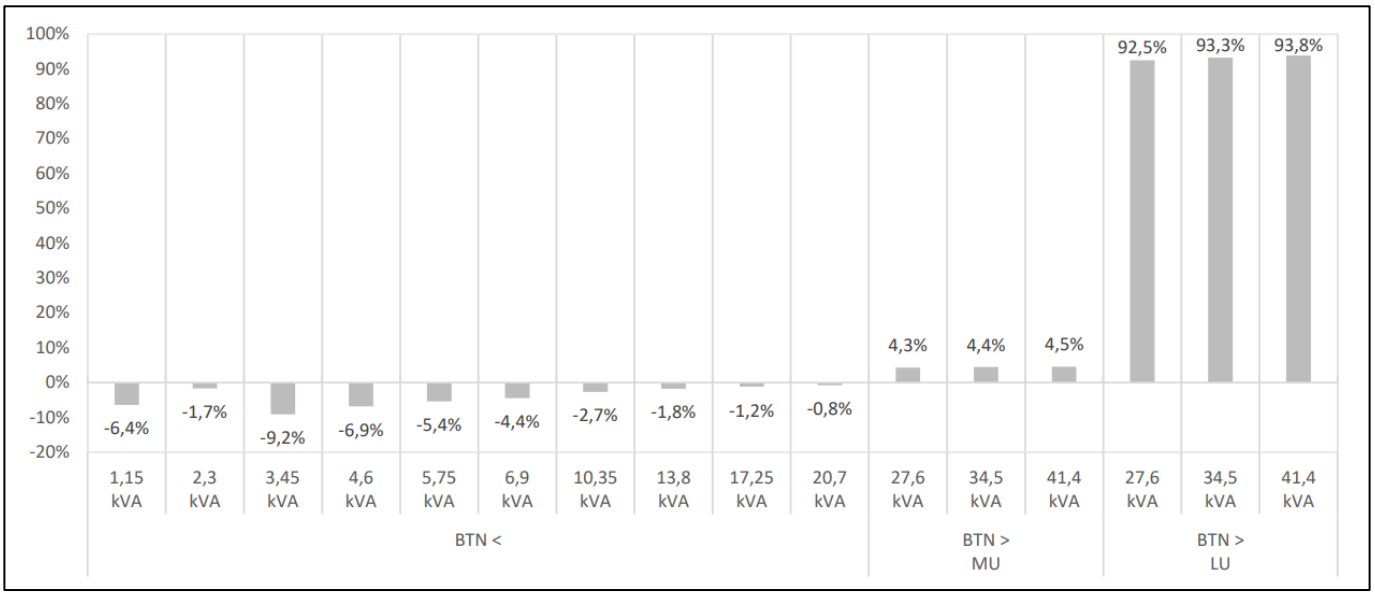


Figura 17: Distancia de la tarifa de transitoria a una tarifa aditiva, por término de potencia[55]

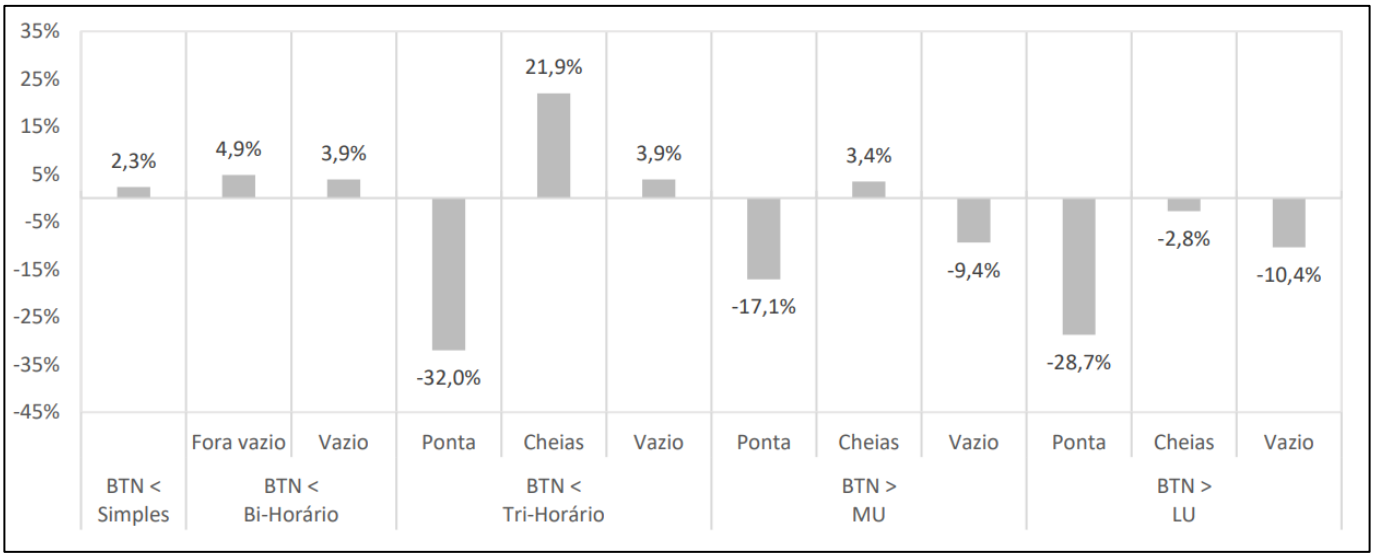


Figura 18: Distancia de la tarifa de transitoria a una tarifa aditiva, por término de energía[55]

1.3.2.1 Término Fijo

Este término fijo contiene términos proporcionales a la potencia contratada y otros fijos independientes de dicha potencia. Aunque a diferencia de las tarifas españolas, no puedes elegir la potencia contratada que quieras como consumidor (en España puedes elegir la potencia que desees con saltos de 0,1 kW), debes elegir de entre las opciones normalizadas.

Se muestran las opciones de potencia en la columna derecha de la Tabla 177:

Potencia contratada	kVA
Tarifa simples , bi-horária e tri-horária	*3,45*
	4,6
	5,75
	6,9
	10,35
	13,8
	17,25
	20,7

Tabla 17: Ejemplo potencias contratables

La otra característica notable de este modelo reside en las unidades utilizadas para medir la potencia, y es que en Portugal se mide a través de la **potencia aparente** (kVA), en lugar de la potencia activa (kW) como en España.

Existe una **justificación técnica** detrás de esta decisión, y es que la potencia aparente representa más fielmente la **carga real del sistema**. La potencia aparente combina la potencia activa y la reactiva que, aunque no realice 'trabajo útil', es necesaria para el correcto funcionamiento de aparatos como motores o transformadores.

Por tanto, para el correcto dimensionamiento de las redes, la potencia aparente es ideal, que además reparte los costes en función a la carga real de cada usuario. Además, se **fomenta** de esta manera las **instalaciones más eficientes** con factor de potencia más alto.

- **Tarifa de Uso Global del Sistema (UGS)**

Esta tarifa se compone de dos 'parcelas', cada una con una función específica.

La parcela I cubre los gastos de **gestión del sistema**, incluida la **financiación** del propio **ERSE** y de la Autoridad de Competencia. Esta parcela I únicamente se repercute como término variable al consumidor final.

La parcela II cubre los gastos de medidas sobre la **política energética**, ambiental y de interés económico general, que se conocen como CIEG. Estos costes incluyen, entre otros, gastos derivados de convergencia tarifaria con los territorios no continentales, mecanismos de capacidad, diferencial de costes en contratos de adquisición de energía o gastos de promoción de la eficiencia. Se discrimina por segmento tarifario y nivel de tensión.

Corresponden a los ***cargos regulados*** para Portugal. Aunque no se diferencia por periodos tarifarios, como se muestra en la Tabla 18:

Tarifa de Uso Global del Sistema – Parcela II (Fijo)	
Segmento	BTN
€/kVA/día	**0,0156**

Tabla 18: Tarifa de Uso Global del Sistema – Parcela II, término de potencia

- **Tarifa de Uso de la Red de Distribución**

Este término financia los ingresos permitidos de las empresas propietarias de las redes de distribución, asociados a la establecimiento, operación, desarrollo y mantenimiento de las **redes de distribución**, con el

fin de transmitir la energía desde los puntos de recepción hasta los clientes finales. Homólogo a los peajes de distribución en España.

Se compone de un término fijo y otro variable. No se discrimina por periodos tarifarios. El término fijo para el segmento tarifario estudiado corresponde al presentado en la Tabla 19:

Tarifa de la Red de Distribución (Fijo)	
Segmento	BTN
€/kVA/día	**0,0304**

Tabla 19: Tarifa de Uso de la Red de Distribución, término fijo

La suma de la **Tarifa de Uso Global del Sistema**, la **Tarifa de Uso de la Red de Distribución** y la **Tarifa de Uso de la Red de Transporte** conforman la **Tarifa de Acceso a Redes**.

- **Tarifa de Comercialización**

Este término permite a las Comercializadoras de Último Recurso recuperar los ingresos permitidos por su actividad, recuperando costes como los incurridos en contratación, tratamiento de los datos, cobro o atención al cliente.

La tarifa se compone de dos términos, uno fijo y otro variable. El fijo se destina a financiar los costes fijos como la facturación y el cobro a clientes, mientras que el término variable se destina a las necesidades de capital circulante de la empresa (desfase financiero entre pagos y cobros, impagos…). También se destina parte de ambos términos a las reclamaciones y costes de atención al cliente.

En este caso no se discrimina por potencia contratada para el término fijo, ya que se modelan las previsiones de ingresos para los costes fijos únicamente en base al número de clientes, como se muestra en la Tabla 20:

Tarifa de Comercialización (Fijo)	
Segmento	BTN
€/día	**0,0378**

Tabla 20: Tarifa de Comercialización, término fijo

A modo resumen se presenta la Tabla 21 con todos los términos fijos que conforman la tarifa final:

Componente	Homólogo en España	Coste	Normativa
Tarifa de Uso Global del Sistema	Cargos Regulados y Otros Costes	0,0156 €/kVA/día	Estructura Tarifaria del Sector Eléctrico, Ingresos Permitidos para Empresas Reguladas del sector Eléctrico, Tarifas y Precios para la energía eléctrica (ERSE, 2024)
Tarifa de Acceso a la Red de Distribución	Peajes de Distribución	0,0304 €/kVA/día	
Tarifa de Comercialización	Margen de Comercialización	0,0378 €/día	
Total	**0,046 €/kVA/día + 0,0378 €/día**		

Tabla 21: Tabla resumen término fijo Portugal

A este resultado final se le aplicará el ajuste correspondiente por el Mecanismo de Convergencia Tarifaria en base a la potencia contratada, tal y como se detalla en la Figura 17.

A diferencia de España, la **financiación del bono social no se repercute al consumidor** en este término fijo. La regulación portuguesa no establece que las CUR puedan repercutir dicha financiación sobre el consumidor del servicio regulado, mientras que sí se puede repercutir en el mercado libre y así lo establece la regulación española. Por tanto, se asume que, o bien las CUR están exentas en la financiación de esta ayuda, o bien los fondos salen del margen de la CUR.

1.3.2.2. Término Variable

Este término será proporcional a la energía consumida por el cliente, y dependerá de la opción tarifaria escogida: simple, bihoraria o trihoraria.

- **Tarifa de Uso Global del Sistema (UGS)**

En este caso repercutirá la parte variable de las parcelas de la tarifa UGS, siendo mayoritario el peso de la parcela II, es decir, los CIEG. Se detallan los costes por parcelas en la Tabla 22:

Tarifa de Uso Global del Sistema (Variable)			
Periodos Horarios	Energía Activa (€/kWh)		
	P1	P2	P3
BTN tri-horario	0,1273	0,0209	0,0086
BTN bi-horario	0,0435		0,0086
BTN simple	0,0317		

Tabla 22: Tarifa de Uso Global del Sistema, término variable

- **Tarifa de Uso de la Red de Distribución**

El término variable de la tarifa de distribución, con el mismo destino que su componente fija. Se detallan los costes por parcelas en la Tabla 23:

Tarifa de Uso de la Red de Distribución (Variable)			
Periodos Horarios	Energía Activa €/kWh		
	P1	P2	P3
BTN tri-horario	0,0143	0,0137	0,0033
BTN bi-horario	0,0133		0,0033
BTN simple	0,0099		

Tabla 23: Tarifa de Uso de la Red de Distribución, término variable

- **Tarifa de Uso de la Red de Transporte**

Este término, con una única componente variable, se destina a financiar los ingresos permitidos de REN como empresa concesionaria encargada de gestionar las Redes Nacionales de Transporte (RNT). Se detallan los costes por periodo en la Tabla 24:

Tarifa de Uso de la Red de Transporte			
Periodos Horarios	Energía Activa €/kWh		
	P1	P2	P3
BTN tri-horario	0,0143	0,0137	0,0033
BTN bi-horario	0,0133		0,0033
BTN simple	0,0099		

Tabla 24: Tarifa de Uso de la Red de Transporte, término único

- **Tarifa de Comercialización**

Como se describió en el apartado anterior, el término variable de esta tarifa viene a financiar costes variables de las CUR, como las necesidades de capital circulante, costes de atención al cliente y reclamaciones.

Este término variable no discrimina por periodos horarios ni por nivel potencia. Se detallan el coste variable en la Tabla 25:

Tarifa de Comercialización (Variable)	
Segmento	BTN
€/kWh	**0,0065**

Tabla 25: Tarifa de Comercialización, término variable

- **Tarifa de Energía**

Este término financia la actividad de **compraventa** de **energía** de las CUR, que adquieren parte de la energía demandada por sus consumidores en el **mercado diario** del OMIE y en **mercados a plazo**. Se aprecia como es la componente variable principal, y su coste por periodos horarios se detalla en la Tabla 26.

Como ya se avanzaba, esta tarifa difiere del *coste de producción* en España por ser **estática** para todo el año, a diferencia de uno variable horario. Por tanto, el consumidor paga lo mismo por la energía en cualquier hora del año para cada franja horaria, lo que le da mayor previsibilidad al consumidor, al mismo tiempo en que las tarifas son dinámicas por tener varias franjas horarias disponibles si el consumidor lo elige así.

Se dedicará el apartado 1.3.3. Cálculo del Precio de la Energía a estudiar la construcción de este término por parte del ERSE.

Tarifa de Energía			
Periodos Horarios	Energía Activa €/kWh		
	P1	P2	P3
BTN tri-horario	0,1067	0,1004	0,0839
BTN bi-horario	0,1021		0,0839
BTN simple	0,0956		

Tabla 26: Tarifa de Energía

De la misma manera que para el término fijo, se presenta la Tabla 27 a modo resumen para el término variable:

Componente	Homólogo en España	Coste	Normativa
Tarifa de Uso Global del Sistema	Cargos Regulados y Otros Costes	0,1273 €/kWh (P1)	Estructura Tarifaria del Sector Eléctrico, Ingresos Permitidos para Empresas Reguladas del sector Eléctrico, Tarifas y Precios para la energía eléctrica (ERSE, 2024)
		0,0209 €/kWh (P2)	
		0,0086 €/kWh (P3)	
Tarifa de Acceso a la Red de Transporte	Peajes de Transporte	0,0539 €/kWh (P1)	
		0,0010 €/kWh (P2)	
		0,0009 €/kWh (P3)	
Tarifa de Acceso a la Red de Distribución	Peajes de Distribución	0,0143 €/kWh (P1)	
		0,0137 €/kWh (P2)	
		0,0033 €/kWh (P3)	
Tarifa de Energía	Término de Facturación de Energía	0,1067 €/kWh (P1)	
		0,1004 €/kWh (P2)	
		0,0839 €/kWh (P3)	
Tarifa de Comercialización	Margen de Comercialización	0,0065 €/kWh	
Total P1	**0,3087 €/kWh**		
Total P2	**0,1425 €/kWh**		
Total P3	**0,1032 €/kWh**		

Tabla 27: Tabla resumen término variable Portugal

De nuevo, a este resultado final se le aplicará el ajuste correspondiente por el Mecanismo de Convergencia Tarifaria en base a la potencia contratada, tal y como se detalla en la Figura 189.

La suma y posterior ajuste de todos estos términos dan resultado a la Tarifa de Transitoria de Ventas a Clientes Finales en BTN, nos centraremos en el rango de potencias entre 2,3 kVA y 20,7 kVA. El resultado final que se le repercute al consumidor se detalla en la Figura 19:

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (≤20,7 kVA e >2,3 kVA)			PREÇOS
Potência contratada			EUR/dia
	Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	0,1786
		4,6	0,2325
		5,75	0,2860
		6,9	0,3396
		10,35	0,5004
		13,8	0,6612
		17,25	0,8220
		20,7	0,9827
Energia ativa			EUR/kWh
	Tarifa simples		0,1658
	Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,2008
		Horas de vazio	0,1094
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2448
		Horas cheias	0,1777
		Horas de vazio	0,1094

Figura 19: Costes de la Tarifa Transitoria a Clientes Finales[54]

1.3.2.3 Tasas e Impuestos

Sobre el resultado anterior, se suman las tasas e impuestos correspondientes fijados por el Gobierno portugués.

- **Tasa DGEG (Dirección General de Energía y Geología)**

Esta tasa tiene como destino la financiación de la propia institución que le da nombre. La misión de la DGEG es la de contribuir al diseño, promoción y evaluación de las políticas relativas a la energía y los recursos geológicos, con vistas al desarrollo sostenible y a garantizar la seguridad del abastecimiento (DGEG, 2025)[56].

Se le repercute al consumidor en la forma de **0,84 €/año**.

- **Tasa CAV (Contribución Audiovisual)**

El Gobierno portugués decidió en 2007, a través del Decreto-Lei 230/2007 que el sector audiovisual sería financiado a través de la tarifa eléctrica, al considerar que la mayoría sino la totalidad de los ciudadanos pagan la factura eléctrica.

Se financia a través de la Tasa CAV, y se le repercuten al consumidor final **34,2 €/año**.

- **IECE (Impuesto Especial al Consumo Eléctrico)**

Este impuesto IECE es el homólogo al IEE de España. Como se detalló en el apartado 1.1.5. Impuesto Especial sobre la Electricidad, IEE, la Comisión Europea exige imponer un impuesto mínimo al consumo eléctrico, y en el caso de Portugal, repercuten al consumidor final el mínimo proporcional exigido por la Comisión de 1 €/MWh, a diferencia de España.

Se destina a financiar los PGE portugueses, y se le repercuten al consumidor final **0,001 €/kWh**.

- **IVA (Impuesto al Valor Añadido)**

Este impuesto es homólogo al español con el mismo nombre, pero se repercute de manera muy distinta. Existe un **tipo reducido** del 6% para determinados términos si se cumplen ciertos criterios, y un tipo estándar del 23% para el resto de los términos. Esta reducción se oriente principalmente a los **pequeños consumidores residenciales**.

Si el consumidor cuenta con una potencia contratada menor o igual a 6,9 kVA, los **primeros 200 kWh** del término variable de cada mes se gravan al **tipo reducido** del 6%. Si el cliente tiene familia numerosa este límite se incrementa hasta los primeros 300 kWh de cada mes. Por encima de ambos límites, se grava un 23% estándar.

Si la potencia contratada es menor o igual a 3,45 kVA también se aplica el IVA **reducido** al 6% sobre la **Tarifa de Acceso a Redes**, si es superior, al 23%. La tasa CAV se grava al 6% independientemente de la potencia contratada. El resto de los términos se gravan al tipo estándar del 23%.

Ambas se consideran propuestas muy beneficiosas en favor de los pequeños consumidores.

Todo lo recaudado por este impuesto se destina, al igual que el IECE, a financiar los PGE.

1.3.3. Cálculo del Precio de la Energía

En el documento Estructura Tarifaria del Sector Eléctrico en 2025 (ERSE, 2024) se detalla como para la tarifa de energía, inicialmente se calculan los **costes marginales** de la tarifa de energía. Estos costes se calculan siguiendo la referencia del inicio del periodo regulatorio 2022-2025, es decir, con la media del precio horario del mercado mayorista diario entre 2018 y 2020. Esta se presenta en la Tabla 28.

En 2024 se revisó esta metodología de cálculo, para actualizarlo a la realidad más actual del mercado, ofreciendo como alternativa actualizar el periodo de cálculo a 2020-2022 pero, debido al carácter extraordinario de los años 2021 y 2022 en relación con los precios mayoristas de la electricidad, se decidió continuar usando en 2024 y en 2025 la referencia de precios anterior.

		Referencia del mercado (€/kWh)	**Referencia salida de la RNT (€/kWh)**
Trimestres I y IV	Punta	0,0538	0,0547
	Llano	0,0508	0,0517
	Vacío	0,0439	0,0447
	Super Vacío	0,0394	0,0401
Trimestres II y III	Punta	0,0495	0,0504
	Llano	0,484	0,0492
	Vacío	0,0427	0,0435
	Super vacío	0,0416	0,0423

Tabla 28: Costes marginales de la Tarifa de Energía

La **diferencia** entre la primera columna de la **referencia del mercado** y la segunda de la **referencia de la RNT** son las **pérdidas** consideradas en el transporte desde los puntos de generación. Dichas pérdidas se encuentran en el rango del 1,6% al 1,8%.

Sin embargo, los valores observados difieren en gran medida de los presentados en la Tabla 26: Tarifa de Energía, y es que, para llegar a la tarifa de la energía desde los costes marginales, se les aplica un **factor multiplicativo** para **asegurar la recuperación de los *ingresos permitidos de la actividad de compraventa de energía***. Para 2025 este factor vale 1,73 y en 2024 vale 2,20. Por tanto, la clave se encuentra en la metodología de cálculo ingresos.

- **Ingresos permitidos de las CUR por la actividad de Compraventa de energía**

En el apartado 5.5 del documento *Ingresos Permitidos y Ajustes para 2025 por Empresas del Sector Eléctrico* (ERSE, 2024), se explica con detalle la metodología de cálculo utilizada para obtener los ingresos permitidos por las CUR**Error! Reference source not found.**.

Se estima que la demanda de las CUR para todo 2025 será de 2.457 GWh y que el **precio medio de adquisición** será de **80,14 €/MWh**, en base a las estimaciones de precios forward y las condiciones del mercado. Este valor ya incluye la gestión de los posibles desvíos.

El **precio medio de adquisición** se obtiene en base a la suma de distintos términos. Por un lado, el coste de **adquisición** de la energía, que incluye el precio base del **mercado diario** y el de las subastas de energía de **contratos a plazo**, ponderado en base a las estimaciones de la energía consumida y su origen entre estas dos opciones (37% de mercados a plazo y 63% del mercado diario).

Por otro lado, se incluyen varios ajustes al precio. El **ajuste del CUR** en base al perfil de compras de sus clientes, ya que su consumo puede estar más concentrado en las horas punta que en las horas valle. El **ajuste de la liquidación de RNT** hace referencia a la diferencia entre el precio del mercado y los ajustes posteriores que han de realizarse en el caso de desvíos por parte de la CUR. Por último, se incluyen **costes de servicios del sistema**, entre los que se incluye el coste de banda, estos serían los homólogos a los *servicios de ajuste* en España. Se detalla su impacto en el precio en la siguiente Tabla 299.

Sobre la demanda prevista por parte de los consumidores, es necesario añadir las **pérdidas del sistema**. Según la estimación del ERSE, las pérdidas de transporte y distribución serán de un **16%**, como se indica en la Tabla 3030. Esto eleva la demanda prevista por parte de los consumidores a una adquisición de 2.848 GWh de energía por parte de las CUR.

Sobre el coste global de adquisición, se añaden **otros ajustes** del sistema. Se incluyen **gastos de gestión** del CUR por la actividad de compraventa de energía, y también se realizan **ajustes** respecto a los **años anteriores** del suministro, en el caso de que las CUR hayan incurrido en costes mayores de los estimados previamente al ejercicio. **Este último ajuste permite que se refleje completamente el coste de la energía sobre los consumidores**, en caso de que las estimaciones de consumos y costes no se cumplan.

Tabla 31: Ingresos permitidos por las CUR en 2025	**2025** (€/MWh)	
Precio medio anual de la energía eléctrica para los cálculos previstos[4] (€/MWh)	73,41	63%
Ajuste del CUR al precio base (€/MWh)	1,98	
Precio medio de cierre del aprovisionamiento realizado en mercados a plazo (€/MWh)	68,56	37%
Coste medio unitario de adquisición de energía de las CUR (€/MWh)	**72,88**	
Liquidación de Precios de RNT (€/MWh)	1,60	
Precio de mercado de los servicios del sistema (€/MWh)	5,66	
Coste global de adquisición (€/MWh)	**80,14**	

Tabla 29: Metodología de cálculo del coste de adquisición de la energía

	2022	2023	2024	**2025E**
Demanda (GWh)	2.817	3.015	2.604	2.457
Pérdidas de Transporte	1,8%	2,3%	1,9%	1,8%
Pérdidas de Distribución	13,9%	13,0%	11,6%	14,2%
Total Pérdidas	15,7%	15,2%	13,5%	**16,0%**
Total Adquisición CUR (GWh)	3.260	3.478	2.955	**2.848**

Tabla 30: Pérdidas del sistema portugués (2022-2025)

Finalmente, sumando todos los términos en la Tabla 31 se obtienen unos **ingresos medios** de **94,88 €/MWh** que se acercan más a los presentes en la tarifa de energía, y que coinciden en términos medios con los costes marginales una vez aplicado el factor de ajustes.

[4] Precio medio anual basado en las previsiones de precios plasmadas en los mercados a plazo del OMIP a 30 de noviembre de 2024.

	Miles de €
Costes de adquisición de energía, incluidas pérdidas y coste de desvíos (Total Adquisición CUR * Coste global de adquisición)	228.272
Costes de funcionamiento por la actividad de compraventa de energía	3.625
Ajustes provisionales por ingresos permitidos por la actividad de compraventa para 2024	30.857
Ajustes provisionales por ingresos permitidos por la actividad de compraventa para 2023	7.474
Total de Ingresos	**270.228**
Ingresos permitidos por MWh	**94,88€/MWh**

Tabla 31: Ingresos permitidos por las CUR en 2025

1.4 El Mercado Eléctrico Regulado en Francia

En este apartado se describirá el funcionamiento del mercado eléctrico francés, sus diferencias con el mercado libre y el desglose de términos de su tarifa regulada.

1.4.1 Mercado Regulado

Empezando por los agentes del mercado eléctrico francés, el **operador de la red y del sistema** es **Red de Transporte Eléctrico (RTE)**, que gestiona, mantiene y desarrolla el sistema de transporte francés, homólogo a REE en España. Por otro lado, la **Comisión Reguladora de la Energía (CRE)** es la **autoridad reguladora** responsable del correcto funcionamiento de los mercados eléctricos en beneficio de los consumidores, homólogo a la CNMC en España.

CRE es la encargada de proponer la metodología de cálculo de la tarifa regulada francesa, aunque el Ministerio de Energía debe ratificarla, por lo que la CRE no tiene tanta autonomía como el ERSE en Portugal. El Ministerio también es el que fija los impuestos repercutidos en la factura eléctrica.

El mercado mayorista diario e intradiario es gestionado por la entidad gestora **European Power Exchange Spot S.A.** actuando como **operador del mercado**, que gestiona a su vez otros países del entorno centroeuropeo como Alemania, Suiza o Bélgica, dado su alto grado de acoplamiento. La gestión es la homóloga al OMIE en la Península Ibérica.

Solo existe una única **comercializadora** que ofrece el servicio regulado, que es **EDF**, la comercializadora histórica de Francia, propiedad al 100% del estado francés. Abastece a más del 70% del mercado residencial, tanto libre como regulado. Es propietaria de la mayoría de las centrales nucleares del país, dándole una clara posición de dominio en el mercado.

Tanto consumidores individuales como microempresas pueden optar al servicio regulado, y las condiciones se resumen en dos:

- Conexión a Baja Tensión
- Potencia contratada igual o inferior a 36 kVA

Comparte el criterio de baja tensión con España, pero es más accesible el que el de la potencia máxima contratada.

En Francia existen alrededor de **34 millones de puntos de suministro eléctrico** residenciales, por lo que el **mercado regulado** con **20,1 millones** representa casi el **60%** de la totalidad del mercado, quedando el 36,5% restante en el mercado libre.

El hecho de que el **segmento regulado** en Francia sea **mayoritario** se debe principalmente a la **confianza** de los consumidores hacia **EDF**, que ha sido el **proveedor histórico** en Francia, y confían en la **estabilidad** y **continuidad** de sus tarifas reguladas. También le otorga confianza la supervisión de la CRE sobre este segmento y la competitividad de la tarifa regulada que, al tener acceso a la energía nuclear, tiene costes marginales más competitivos.

A diferencia del mercado libre, los términos de la tarifa regulada son fijados por la CRE para todo el periodo designado. Actualmente los periodos van de febrero hasta enero del año siguiente. En el mercado libre los términos son negociados entre comercializador y consumidor, y pueden estar indexados al mercado mayorista.

El servicio regulado en Francia es conocido como **Tarifas Reguladas de Venta de Electricidad (TRVE)**, y las tarifas destinadas a consumidores y empresas de Francia continental se denomina **'Tarif Bleu'**. Centrándonos en consumidores individuales, existen 3 opciones tarifarias:

- **Opción Base**: un único precio por kWh para todas las horas. Limitado hasta 6 kVA.
- **Opción Horas Valle**: dos franjas horarias con dos precios por kWh. Durante 8 horas al día, el precio variable es menor. Dichas horas valle (P2) son definidas por Enedis, la empresa distribuidora, generalmente de **22:00 a 6:00**.
- **Opción Tempo**: 3 tipos de días, Azul (más barato), Blanco (medio), Rojo (más caro). Se establece el color del día siguiente cada tarde en base a las previsiones de saturación de la red. Para cada día, dos franjas horarias al igual que en la opción de horas valle.

Respecto a la distribución del mercado regulado, a 31 de de diciembre de 2024, hay más de 20,7 millones de usuarios que tienen contratado la tarif bleu, de los cuales, 20,1 millones son residenciales. El total de

consumo energético llega a los 94,1 TWh, de los cuales 85,7 TWh corresponden a los usuarios domésticos. Se distribuyen de la siguiente manera:

- Opción Base: 10.138.000 usuarios – 26,5 TWh (217,83 kWh/mes)

- Opción Horas Valle: 8.994.000 usuarios – 55,1 TWh (510,53 kWh/mes)

- Opción Tempo: 625.000 usuarios – 4,1 TWh (546,67 kWh/mes)

Estos datos se han obtenido de la siguiente gráfica elaborada por CRE en la resolución 10-2025, basada en datos de EDF[59]. Se representa en la Figura 20.

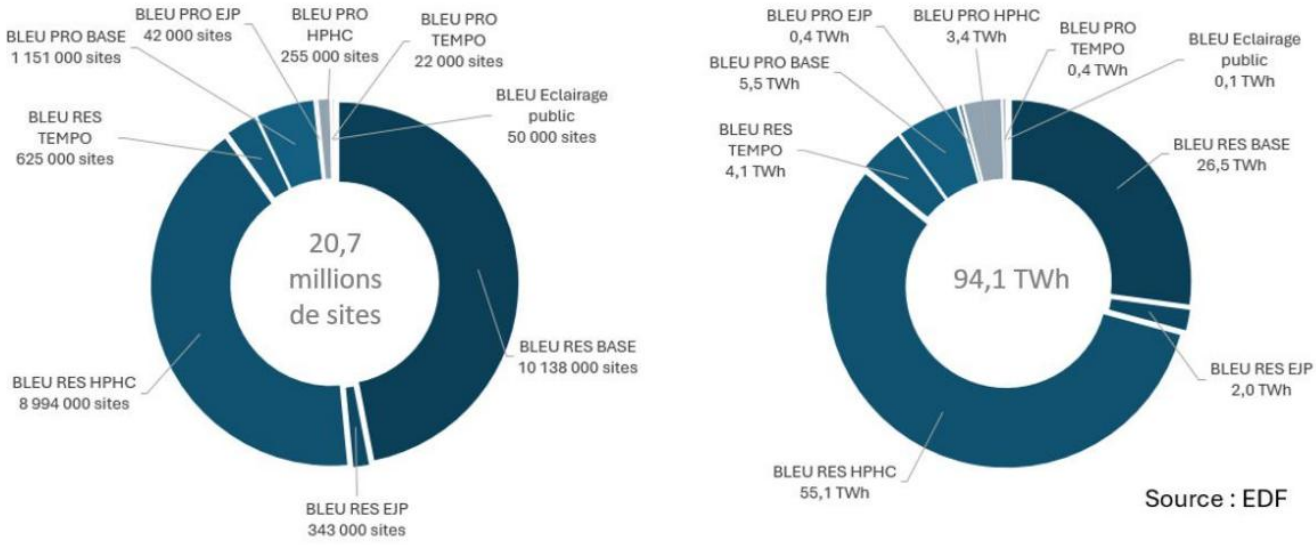


Figura 20: Distribución de los usuarios del mercado regulado francés[59]

En base a las resoluciones de años anteriores, donde se detalla la distribución del mercado en dichos años, se presenta la Figura 21. Se aprecia una clara tendencia a la baja en las opciones tarifarias mayoritarias, base y horas valle (HV), que han perdido más de 2 millones de usuarios en su conjunto desde 2021. La opción más residual, la opción tempo, es la única que ha ganado usuarios, 400.000, pero no compensan la migración de las otras dos opciones.

Este **aumento** en la opción **tempo** puede deberse a un intento de los consumidores de acercarse a tarifas de **precios más dinámicos** para aprovechar horas de menor precio de energía, dado el aumento de precios que vive el sector desde 2021, aunque actualmente menores al del pico de la crisis.

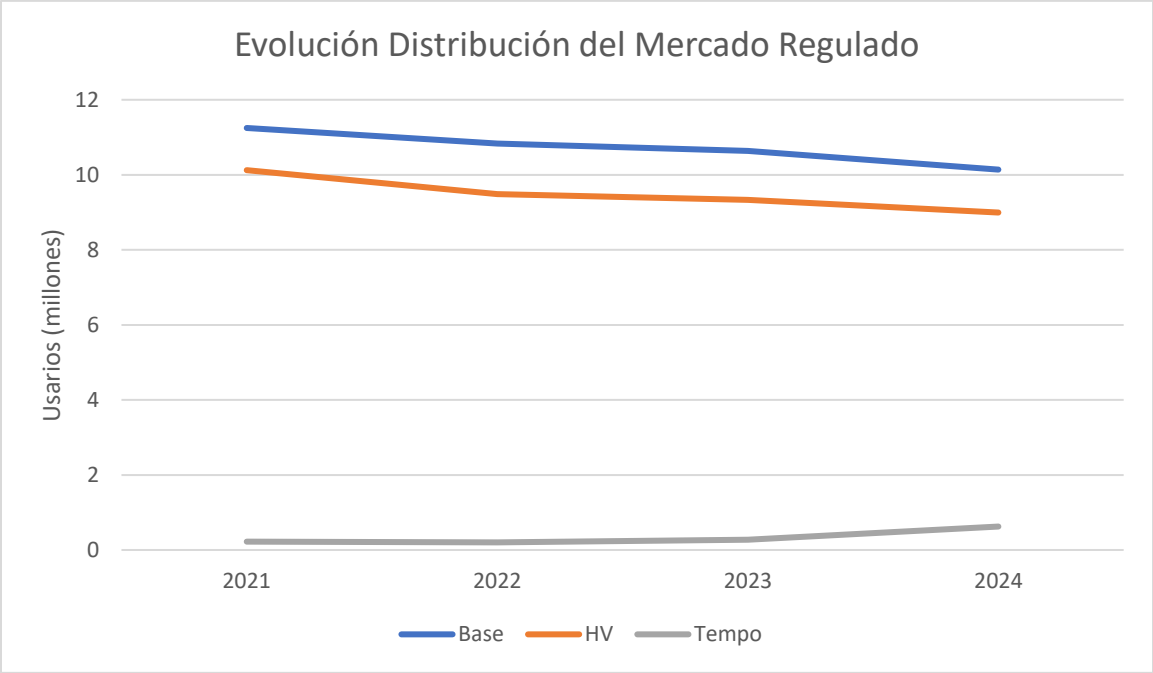


Figura 21: Evolución de la Distribución del Mercado Regulado francés (2021-2024)

1.4.2 Términos de la Tarifa, Francia

El artículo L.337-6 del Código de Energía (República Francesa, 2023)[60] establece que las TRVE se construyan añadiendo los siguientes términos que se describirán en sus respectivos apartados:

- Acceso Regulado a la Electricidad Nuclear Histórica (**ARENH**)
- Coste del **Suministro Adicional**
- Coste del Suministro de **Garantías de Capacidad**
- Coste del **Transporte**
- Coste de **Comercialización**
- Retribución por la **Actividad de Suministro**

El CRE cada año establece los distintos términos de las tarifas reguladas, y en la web de EDF se puede encontrar el precio final repercutido a los consumidores. Consta de dos términos, un **término fijo** dependiente de la potencia contratada y otro **término variable** dependiente de la energía consumida, este último diferenciado por franjas horarias o por días en los casos correspondientes. En la Tabla 322 se muestran los precios de las distintas opciones tarifarias con todos los **impuestos** y **tasas** incluidas, como se presentan en el portal de EDF.

Option Base (TTC)		
Puissance Souscrite (kVA)	Abonnement mensuel (€ TTC/mois)	Prix du kWh (cts € TTC/kWh)
3	10,41	20,16
6	13,72	20,16
9	17,27	20,16
12	20,86	20,16
15	24,20	20,16
18	27,39	20,16
24	34,68	20,16
30	41,99	20,16
36	48,39	20,16

Option Heures Creuses (TTC)			
Puissance Souscrite (kVA)	Abonnement mensuel (€ TTC/mois)	Prix du kWh (cts € TTC/kWh)	
		Heures Pleines	Heures Creuses
6	14,04	21,46	16,96
9	18,01	21,46	16,96
12	21,69	21,46	16,96
15	25,16	21,46	16,96
18	28,74	21,46	16,96
24	36,23	21,46	16,96
30	41,96	21,46	16,96
36	48,72	21,46	16,96

Option Tempo (TTC)							
Puissance Souscrite (kVA)	Abonnement mensuel (€ TTC/mois)	Prix du kWh (cts € TTC/kWh)					
		Bleu HC	Bleu HP	Blanc HC	Blanc HP	Rouge HC	Rouge HP
6	13,97	12,88	15,52	14,47	17,92	15,18	65,86
9	17,45	12,88	15,52	14,47	17,92	15,18	65,86
12	20,96	12,88	15,52	14,47	17,92	15,18	65,86
15	24,23	12,88	15,52	14,47	17,92	15,18	65,86
18	27,50	12,88	15,52	14,47	17,92	15,18	65,86
30	41,27	12,88	15,52	14,47	17,92	15,18	65,86
36	48,45	12,88	15,52	14,47	17,92	15,18	65,86

*Tabla 32: Precios de las 3 opciones tarifarias de la tarif bleu**Error! Reference source not found.***

Al igual que en Portugal, la potencia contratada se mide en **potencia aparente** (kVA) en lugar de potencia activa (kW), de cara a modelar con mayor precisión la carga real en la red y fomentar el uso de electrodomésticos más eficientes. Asimismo, la **potencia contratable** se elige de entre **valores dados** normalizados, no la elige arbitrariamente el consumidor, **reduciendo** la **accesibilidad** del consumidor.

A continuación, se procede a desglosar los términos que componen estos precios.

1.4.2.1 Término Fijo/Suscripción Mensual

El término fijo de la tarif bleu lo conforma parte de la **Tarifa por Uso de las Redes Pública Eléctricas (TURPE)** y la **parte fija del coste de comercialización**. Se establece acorde al artículo L.341-3 del Código de Energía (República Francesa, 2023) **Error! Reference source not found.**, es decir, cubriendo los costes soportados por el gestor del sistema en la medida que estos correspondan a los de un operador eficiente, teniendo en cuenta las directrices de política energética indicadas por el Gobierno y consultando a los agentes del mercado energético.

La TURPE tiene las siguientes componentes:

- **Componente de Gestión**: esta componente cubre los costes de gestión de clientes en los que incurren los administradores de la red, que consisten en los costes relacionados con la bienvenida al usuario, la gestión de los archivos del usuario, la facturación la recuperación y los impagos. Varía en función del nivel de tensión y el contrato, no con la potencia. Sería un posible homólogo al margen fijo de comercialización en España.
- **Componente de Extracción**: tiene una componente fija y otra variable, y cubre principalmente costes operativos y de capital de infraestructura de la red, así como el coste de las pérdidas de la red. La parte fija depende de la potencia contratada. Sería un posible homólogo a los peajes de acceso en España.
- **Componente de Conteo**: cubre los costes de conteo, monitoreo, lectura, transmisión de datos de facturación, costes relacionados con el proceso de reconstrucción del flujo, así como los costes de alquiler y mantenimiento de los contadores. No depende de la potencia contratada.

No se detallan en documentos oficiales los costes de cada componente para cada caso (nivel de tensión, potencia contratada, tipo de contrato…) pero la propia **CRE** cuenta con un **simulador** donde cada

consumidor puede simular el **impacto** de la **TURPE** sobre su facture en base a sus características[62]. No es el caso de la parte fija del coste de comercialización.

1.4.2.2 Término Variable

El término variable se compone de varios términos, desglosados a continuación en la Tabla 33:

- **Costes de Suministro de Energía y Garantías de Capacidad:** Este término es el homólogo al coste de producción horario en España. Además del coste marginal de generación de la propia energía, se incluyen los cargos por capacidad y también el coste de los desvíos.
- **Costes de transporte (Componente Variable de la TURPE):** Del apartado anterior se recoge el término variable de la componente de Extracción de la TURPE, que tiene el mismo destino que la componente fija, la financiación de la infraestructura, su mantenimiento y las pérdidas de la red.
- **Costes de Comercialización:** Aquí se incluyen costes de personal, costes y servicios externos, amortizaciones, tasas e impuestos. También se incluyen los Certificados de Eficiencia Energética (CEE), que son obligaciones de las comercializadoras de financiar acciones de ahorro o eficiencia energética a través de iniciativas y programas.
- **Remuneración por la actividad de suministro:** Se financia un margen de 'riesgo' destinado a cubrir los costes vinculados a los riesgos asociados a la actividad de comercialización, así como asegurar la remuneración de capital invertido en la actividad de suministro. Ha sido incrementado para 2025 del 2% al 2,5%.

Componente	Homólogo en España	Coste	Normativa
Coste de Suministro y Garantías de Capacidad	Coste de Producción Horaria	74,26 €/MWh	Deliberación 10-2025 (CRE, 2025)
TURPE (Variable)	Peajes de Acceso	Depende del Consumidor	Simulador CRE
Coste de Comercialización	Coste de Comercialización	14,42 €/MWh	Deliberación 10-2025 (CRE, 2025)
Remuneración por la actividad de suministro	Retribución Unitaria	4,14 €/MWh	
Total	**99,93 €/MWh + TURPE**		

Tabla 33: Componentes Término Variable

1.4.2.3 Tasas e Impuestos

Para completar la tarif bleu se suman a los dos términos anteriores las tasas e impuestos correspondientes. En el caso de Francia, son 3 impuestos/tasas:

- **CTA**: esta tasa se destina a financiar las pensiones de los trabajadores del sector energético (electricidad y gas). Se calcula como el 21,93% de la parte fija de la TURPE.
- **Impuesto Especial sobre la Electricidad**: mismo término que en España y Portugal, siguiendo la directiva europea, aunque se fija por encima del umbral mínimo de 1€/MWh en 33,7 €/MWh. A diferencia de España y Portugal, sí que tiene un destino específico relacionado con el mercado eléctrico, y es que este impuesto en Francia cumple la función de los ***cargos regulados***.
    - Financia principalmente, los costes de la política energética de apoyo a las renovables, la financiación del bono social y la homogeneización tarifaria del territorio francés.
- **IVA**: al igual que en Portugal existen dos tipos impositivos distintos. Se repercute un 5,5% el término fijo y la tasa CTA, y un 20% sobre consumo y demás impuestos. Financia los PGE franceses, sin un destino específico.

1.4.3 Cálculo del Precio de la Energía

En la resolución 10-2025 de la CRE, ya citada en los apartados anteriores, también se detalla la construcción del precio de la energía, que se ha definido como ***Coste de Suministro de Energía y Garantías de Capacidad***. Se forma a partir de la ponderación y suma de:

- **ARENH**:

Al liberalizar el mercado eléctrico en Francia en 2007, EDF partía con una clara ventaja competitiva al ser propietaria de los 56 reactores nucleares franceses, por ello se estableció el mecanismo ARENH.

Este mecanismo permite a proveedores alternativos obtener electricidad de las centrales nucleares de EDF a un precio fijo de 42 €/MWh hasta un límite de demanda total de 100 TWh.

Se ha cuestionado su efectividad y su carácter perjudicial para EDF, ya que, si el precio de mercado está por encima pierden en coste de oportunidad, y si está por debajo, no hay demanda suficiente.

A partir de este mecanismo se construye parte del precio de la energía. Se asignó el 59,1% del consumo de sus clientes, pero al haber sido excedido el límite de demanda total de 100 TWh, se aplica un coeficiente de asignación de 0,7412 por lo que se cubre el **43,8%** de la demanda a **42€/MWh**.

- **Suministro Adicional**:

  Lo que no cubra el mecanismo ARENH ha de ser compensado a través de compras en el mercado mayorista.

  - Suministro Adicional por **limitación del ARENH**: Para compensar el coeficiente de asignación del ARENH se adquiere en los mercados a plazos el **15,3%** de la demanda a un precio de **74,20 €/MWh**.
  - Suministro Adicional por **coeficiente de bucle**: El coeficiente de bucle se basa en los consumos medios de los clientes y ajusta la cantidad de energía nuclear que los consumidores pueden adquirir a través del ARENH, supone un margen para cubrir los picos de consumo real que las estimaciones de consumo medio no capturan, además de pérdidas en su transporte. Representa el **8,4%** del consumo a un precio de **85,75 €/MWh**.
  - Suministro Adicional de **Mercado**: El restante **32,5%** de la demanda se cubre a un precio de **102,99 €/MWh**.

La suma de todo lo anterior daría un valor medio de **70,42 €/MWh** por la energía.

- **Garantías de Capacidad**:

En el caso de Francia, también se incluyen en el coste de producción los cargos por capacidad, que tienen la misma función que en España. En total suman **2,60 €/MWh** al coste de producción.

- **Coste por desvíos**:

Este término representa los costes derivados de la regulación necesaria para mantener el equilibrio de generación y consumo en cada momento, igual que en España. Repercute en **0,73 €/MWh**.

- **Riesgos cuantificables**:

Desde el 2023 se incluyen en la tarifa los riesgos cuantificados asociados a los costes del suministro. Para 2025 se han cuantificado en **0,51 €/MWh**.

Se resume el impacto de cada componente en la Tabla 34:

Componente	Peso	Coste	Normativa
ARENH	43,8%	42 €/MWh	Deliberación 10-2025 (CRE, 2025)
Suministro Adicional por limitación ARENH	15,3%	74,20 €/MWh	
Suministro Adicional por Coeficiente de Bucle	8,4%	85,75 €/MWh	
Suministro Adicional Mayorista	32,5%	102,99 €/MWh	
Cargos por Capacidad	-	2,60 €/MWh	
Desvíos	-	0,73 €/MWh	
Riesgos Cuantificables	-	0,51 €/MWh	
Total	**74,26 €/MWh**		

Tabla 34: Construcción del Coste de Suministro y Garantías de Capacidad

1.5 El Mercado Eléctrico Regulado en Italia

En este apartado se describirá el funcionamiento del mercado eléctrico italiano, sus diferencias con el mercado libre y el desglose de términos de su tarifa regulada.

1.5.1 Mercado Regulado

Empezando por los agentes que conforman este mercado, el **operador del sistema** es **Terna SpA**, que mantiene la infraestructura, planifica el desarrollo y ejecuta las obras. Por otro lado, la **Autoridad Reguladora de Energía, Redes y Medioambiente (ARERA)** tiene un papel homólogo al ERSE en Portugal, ya que es la **autoridad reguladora**, con autonomía para proponer y fijar la metodología de las tarifas reguladas, con las competencias para fijar los cargos y peajes de la tarifa. El Gobierno únicamente se encarga de fijar los impuestos y tasas correspondientes.

El mercado mayorista italiano es gestionado por la empresa **Gestora del Mercado Energético (GME**), cumpliendo el rol de operador del mercado, y está controlada íntegramente por el estado italiano. El índice del mercado mayorista es conocido como el **PUN Index**.

A diferencia de los países anteriormente descritos, mediante un proceso de licitación que se explicará con mayor detalle en el siguiente apartado, se designa a un comercializador de referencia por cada región del país, siendo 26 áreas distintas.

Italia tiene fecha final para su servicio regulado para clientes no vulnerables y las condiciones para optar a este servicio son mucho más restrictivas. El periodo regulatorio actual va desde **2024-2027**, y se prevé al finalizar este periodo regulatorio todos los clientes hayan migrado al mercado libre. El enfoque de Italia es mantener este servicio como una alternativa siempre presente para los consumidores vulnerables.

Existen dos servicios regulados, la **Tutela Gradual** y la **Mayor Tutela**. Al primero solo pueden optar aquellos clientes no vulnerables que a 1 de junio de 2024 (inicio periodo regulatorio actual) no hubieran migrado al mercado libre. El servicio regulado de Mayor Tutela se reserva para clientes vulnerables, que tienen esta opción disponible, pero no es vinculante para recibir el bono social.

Respecto a las **restricciones** adicionales del servicio, pueden optar tanto **particulares** como **microempresas**, y su punto de suministro debe estar conectado a **baja tensión** y su potencia contratada debe ser menor a **15 kW**.

Dentro del servicio de Tutela Gradual, existen dos opciones tarifarias:

- **Tarifa plana:** un único precio de la energía para todas las horas.
- **Tarifa por franjas horarias:** precio de la energía diferenciado en tres franjas horarias.

Las franjas horarias son establecidas por la ARERA, y se detallan en la Tabla 35.

Periodo	Días	Horario
F1	Lunes a Viernes	8:00-19:00
F2	Lunes a Viernes	7:00-8:00, 19:00-23:00
F2	Sábados	7:00-23:00
F3	Lunes a Sábados	23:00-7:00
F3	Domingos y Festivos	Todo el día

Tabla 35: Franjas horarias establecidas por la ARERA

Respecto a la distribución del mercado libre y regulado, según datos de la ARERA en su comunicado a 26 de junio de 2024, al inicio del periodo regulatorio actual se estimaban en 7,5 millones de consumidores acogidos a los servicios regulados, **3,8 millones en la Mayor Tutela** y **3,7 millones en la Tutela Gradual**. Habiéndose estimado en 30,2 millones los puntos de suministro en Italia, si solo se tienen en cuenta los clientes no vulnerables, la proporción de los consumidores en el mercado regulado supone el 14% del total[63].

En años anteriores, no existía un servicio regulado diferenciado para los clientes no vulnerables, y el servicio regulado no es obligatorio para los clientes vulnerables, por lo que no podemos asociar las migraciones a un segmento en específico. Aun teniendo en cuenta esto, la política de liberalización del mercado ha sido efectiva en los últimos años, pasando de 12,4 millones de usuarios en el servicio regulado en 2021, 10,6 millones en 2022 y 7,5 millones en 2024 según datos de la ARERA.

A diferencia del mercado libre, todos los términos de la tarifa de la Tutela Gradual son fijados por la ARERA para cada mes. En el mercado libre los términos son negociados entre comercializador y consumidor, y pueden estar indexados al mercado mayorista.

1.5.2 Términos de la Tarifa

Todos los términos de la tarifa son fijados por la ARERA, basados en su metodología. La factura se divide en 3 términos principales: **término fijo por cliente**, **término fijo de potencia** (proporcional a la potencia contratada), y **término variable** (proporcional a la energía consumida).

El consumidor puede elegir el valor de potencia contratada que desee entre 1 kW y 15 kW, con saltos de 1 kW, o bien puede elegir de entre los valores normalizados: 1,5 kW, 3 kW, 4,5 kW, 6 kW, 10 kW o 15 kW.

A los 3 términos anteriores se le suman después los correspondientes impuestos, establecidos por el Gobierno.

Los valores de las componentes de estos términos se detallan en el documento Alegato A a la Deliberación 362/2023/R/eel (ARERA, 2025), que modifica algunos términos del servicio regulado para el año 2025[64]. Para las componentes variables, como el precio de la energía, se publica un Excel mensualmente con los precios de cada mes, en la web de ARERA [65].

1.5.2.1 Término fijo por cliente

Este término se le repercute al cliente independientemente de su potencia contratada o su consumo, se expresa en €/año, y se ajusta a los días del periodo de facturación correspondiente. Lo conforman dos componentes:

- **Parámetro Gamma**

Volviendo al proceso de **licitación** de las **comercializadoras** de último recurso para cada área definida de Italia. En el proceso de licitación, para hacerse con el contrato, las comercializadoras **ofertan descuentos** a los consumidores en forma de euros de descuento por cliente por año. Este descuento es un criterio clave a la hora de valorar la licitación.

La licitación del periodo actual se dio en 2024 para el periodo regulatorio actual, es decir, hasta 2027. Para mantener la uniformidad en todo el territorio, el descuento a aplicar en la factura resulta de la media de los descuentos en cada región ponderados por el número de clientes. Esta media ponderada resulta en **-72,6542 €/cliente/año** para el servicio de Tutela Gradual.

- **Transporte y Gestión del Contador**

Este término cuenta con otra componente proporcional a la potencia y otra proporcional al consumo, pero no se desglosa cuál es el destino de cada una. Viene a financiar los **costes** incurridos por las actividades de

transporte de electricidad en las redes nacionales de transporte, redes de **distribución** locales y por actividades de **medición**, que incluyen la gestión de los contadores.

Representan el homólogo de la suma de los peajes de acceso en España y el alquiler del contador. Se le repercute al consumidor **22,8 €/año**.

Agregando todos los términos, se observa en la Tabla 36 que un consumidor de la Tutela Gradual no paga término fijo, sino que se le descuentan anualmente **49,8542 €/año**. Este descuento es resultado de una propuesta interesante de licitación para el servicio regulado, pero difícil de llevar a cabo, ya que para que las comercializadoras puedan ofertar descuentos significa que obtienen margen de alguna otra componente, sin llegar a ser transparente.

Componente	Homólogo en España	Coste (€/cliente/año)	Normativa
Parámetro Gamma	Margen de Comercialización	-72,6542	Alegato A a la Deliberación 362/2023/R/eel (ARERA, 2025)
Transporte y gestión del contador	Peajes de Transporte + Peajes de Distribución + Alquiler del Contador	22,8	
Total	**-49,8542 €/cliente/año**		

Tabla 36: Componentes término fijo por cliente, Italia

1.5.2.2 Término fijo de potencia

Este término será proporcional a la potencia contratada de cada consumidor, y se expresa como €/kW/año, por lo que también se ajustará a los días del periodo de facturación. Únicamente comprende un solo término.

- **Transporte y Gestión del Contador**

Como se describió en el apartado anterior, no se diferencia en el destino de este término en función de las componentes fijas o variables, por lo que asumimos que tienen el mismo destino que el anteriormente descrito en el apartado anterior. Se coste es de **25,2788 €/kW/año**.

1.5.2.3 Término variable

Este término es proporcional al consumo del periodo de facturación, y en función de la opción tarifaria, puede haber un coste para todas las horas o estar diferenciado por franjas horarias.

- **Cargo por energía eléctrica para clientes domésticos, C_{ELD}**

Este cargo cubre los costes de adquisición de energía en el mercado mayorista. Se tratará en detalle en el apartado 1.4.3 Cálculo del Precio de la Energía. Puede ser igual para todas las horas o variar en base a las franjas horarias, dependiendo de la opción tarifaria, se muestran todos los costes en la Tabla 37:

Opción tarifaria		€/kWh
Monohorario		0,157331
Trihorario	F1	0,174153
	F2	0,166777
	F3	0,141395

Tabla 37: Coste del cargo por energía, enero 2025

- **Cargo de despacho para clientes domésticos, C_{DISPD}**

Cargo destinado a cubrir los costes de despacho de la energía eléctrica en el mercado mayorista, incluidos los cargos por capacidad. Los costes del servicio de despacho comprenden los servicios de ajuste, es decir, la regulación primaria/secundaria, el coste de banda, el coste de las restricciones técnicas y la remuneración del propio operador del sistema, sin incluir los desvíos. Suponen **0,022728 €/kWh**.

- **Cargo por desequilibrio eficiente para clientes domésticos, C_{SED}**

Cargo destinado a cubrir los costes de desvíos de un operador eficiente, es decir, los desequilibrios por desvíos en demanda o generación. Suponen **0,000560 €/kWh**.

- **Cargo de compensación por el servicio de protección gradual, C_{PSTGD}**

Este cargo se destina a cubrir los saldos de compensación relacionados con el servicio de Tutela Gradual, de cara a que los comercializadores no enfrenten pérdidas por ofrecer este servicio regulado. En función de

las pérdidas/ganancias acumuladas de los proveedores, el signo de este término puede variar. En el caso de 2025, la compensación es para el consumidor, suponen **-0,016010 €/kWh**.

- **Transporte y gestión del contador**

Mismo destino que el descrito en los dos apartados anteriores. Se le repercuten al consumidor **0,1189 €/kWh**.

- **Cargos de sistema A_{RIM}**

En este apartado de cargos del sistema, se distinguen entre 3 cargos distintos:

- A_{4RIM}: cubre los costes de igualación de las aportaciones sustitutivas del régimen de tarifario especial reconocido. **0,001445 €/kWh**.

- A_{SRIM}: cubre costes derivados de la adopción de medidas de protección tarifaria, entre ellas el bono social. **0,000866 €/kWh**.

- A_{SVRIM}: cubre costes derivados de intervenciones a favor del desarrollo tecnológico e industrial para la eficiencia energética. **0,000200 €/kWh**.

Esto hace un total de **0,002511 €/kWh**.

- **Cargos de sistema, A_{SOS}**

En este otro apartado de cargos del sistema, se distinguen entre 2 cargos distintos:

- A_{3*SOS}: cubre los costes de apoyo a las tecnologías de generación renovables y de cogeneración. Homólogo de los costes RECORE en España. **0,022108 €/kWh**.

- A_{ESOS}: mismo destino que el anterior, pero para empresas sin alto consumo energético. **0,007569 €/kWh**.

Esto hace un total de **0,029677 €/kWh**.

A modo resumen se presenta la Tabla 38 con todos las componentes del término variable:

Componente		Coste	Normativa
C_{ELD}	Monohorario	157,331 €/MWh	Alegato A a la Deliberación 362/2023/R/eel (ARERA, 2025)
	F1	174,153 €/MWh	
	F2	166,777 €/MWh	
	F3	141,395 €/MWh	
C_{DISPD}		22,728 €/MWh	
C_{SED}		0,560 €/MWh	
C_{PSTGD}		102,99 €/MWh	
Transporte y gestión del contador		2,60 €/MWh	
A_{RIM}	A_{4RIM}	1,445 €/MWh	
	A_{SRIM}	0,866 €/MWh	
	A_{SVRIM}	0,200 €/MWh	
A_{SOS}	A_{3*SOS}	22,108 €/MWh	
	A_{ESOS}	7,569 €/MWh	
Total Monohorario		**210,317 €/MWh**	
Total Trihorario	**Total F1**	**227,139 €/MWh**	
	Total F2	**219,763 €/MWh**	
	Total F3	**194,381 €/MWh**	

Tabla 38: Componentes término variable, Italia enero 2025

1.5.2.4 Impuestos

En Italia se repercuten dos impuestos sobre la factura de la luz.

- **El Accise (IECE)**

Representa el **impuesto especial** sobre la electricidad que los países europeos están obligados a gravar a través de la factura. Se destina a financiar los PGE, sin un destino concreto dentro del sistema eléctrico.

Se grava de manera proporcional al consumo, siendo el impacto en la factura de **22,70 €/MWh**. Aunque existen **exenciones** para potencias no superiores a 3 kW, los primeros 150 kWh de consumo mensual. Para el resto del consumo, y para potencias superiores, se repercute íntegramente.

- **IVA**

Al igual que el Accise, lo recaudado por el IVA financia los PGE en general, sin ninguna partida específica. Se repercute un **10%** sobre la base imponible de la suma de todos los términos anteriores, incluido el Accise.

En el caso de Italia, se aplica un IVA reducido sobre la electricidad, lo cual se considera positivo para el consumidor y en línea con el carácter de **servicio básico** de este suministro para los hogares. Lógicamente esto afecta a la recaudación para financiar los PGE, pero su efecto positivo puede ser mayor a lo que se pudiera recaudar.

1.5.3 Cálculo del Precio de la Energía, Italia

El término de energía en Italia corresponde al término **CELD**, y su construcción se diferencia del resto de términos de energía que se han visto en el resto de las geografías estudiadas. El precio de la energía para u mes dado se publica después del propio mes, y se calcula como el producto de la **media aritmética** del **precio horario** de la electricidad del **PUN Index** para ese mes, y el **factor de pérdidas *fp***; así se detalla en el artículo 48.7 del Alegato A a la Deliberación 362/2023/R/eel (ARERA, 2025)[64].

El valor del **factor de pérdidas** se detalla en la tabla 4 del TIS (Texto Integral del Sistema de Medida) actualizado para 2025 (ARERA, 2025)[66]. Para el caso de un consumidor conectado a **baja tensión**, las pérdidas consideradas son del **10%**, por lo que, si la media mensual aritmética del precio mayorista para las horas F1 del mes de mayo son de 100 €/MWh, al consumidor se le aplicará el factor de pérdidas incrementando el precio hasta los 110 €/MWh.

A diferencia del resto de países, en Italia el **consumidor no conoce de antemano** (ni con un día ni con un año) el **precio** que va a pagar por la energía consumida en ningún momento. Esta metodología puede generar crítica por no permitir al consumidor anticiparse a precios elevados en determinadas franjas o para juzgar si le conviene o no esta oferta.

Capítulo 2: Estado de la Cuestión

El ámbito de este proyecto, además de realizar una comparativa de la estructura de costes de las tarifas reguladas de la electricidad de España, Portugal, Francia e Italia, es el de la divulgación sobre la composición en detalle de la propia factura española, donde este servicio regulado tiene una proporción de clientes significativa. Respecto a estos dos principales objetivos, encontramos varios trabajos de investigación, aunque se encuentran de manera aislada.

Por un lado, la labor de divulgación se aprecia en su máxima extensión de la mano del profesor y doctor José Luis Sancha, que contribuye a la divulgación en distintos ámbitos del sector eléctrico regularmente, y especialmente sobre la tarifa eléctrica a través de su libro "Presume de entender (a fondo) las facturas de la luz y el gas". El profesor Sancha también ha escrito artículos de en el ámbito comparativo con otros países, véase "El Sistema Eléctrico Español (IV). Comparación de tarifas con otros países". También el IIT en colaboración con la Fundación Naturgy publicó el informe "La electricidad en España: formación del precio, composición de la factura y comparativa con otros países", que aplica para ambos ámbitos relevantes para el presente trabajo. También se publican informes anuales desde la entidad europea Eurostat sobre las estadísticas de precios de la electricidad en todos los países de la Unión Europea.

Capítulo 3: Definición del Trabajo

3.1 Justificación

Un mayor consumo de energía eléctrica se relaciona con una mayor calidad y estándares de vida, por lo que hacer la electricidad más accesible supone mejorar en gran medida las condiciones de vida de los consumidores con menos recursos. Dado que el servicio regulado en España está ligado a las ayudas de los consumidores vulnerables, inspirarse en los modelos de tarifas de otros países puede generar propuestas en beneficio de todos los consumidores, y especialmente de los vulnerables. Estas propuestas pueden ayudar a hacer del modelo de servicio regulado actual más accesible, más justo, más comprensible y previsible.

Encontrar fórmulas de abaratamiento de los costes también pueden beneficiar a la actividad industrial, que adquiere ventajas competitivas con otros territorios, generando un impacto positivo para la sociedad en su conjunto.

La comparativa de precios de los términos de la factura española con el resto de los países también ayuda a juzgar al consumidor si los precios regulados establecidos por las instituciones españolas son correctos. Los precios de la energía quedan fuera del alcance de este proyecto, ya que depende de muchas variables externas de cada geografía (clima, composición del mix, porcentaje de renovables, interconexiones…)

Adicionalmente, dado el bajo grado de comprensión de la propia factura eléctrica, la divulgación y explicación de los modelos actuales ayudarán a los consumidores a ser capaces de juzgar por sí mismos las ofertas más convenientes y a ser críticos, lo que genera más posibilidades de llegar a modelos más beneficiosos para los consumidores.

3.2 Objetivos

Haciendo referencia a varios puntos ya mencionados anteriormente, se podrían resumir los objetivos de este proyecto en 5 puntos:

El primero sería el de **divulgación**. Para el análisis de los términos de la factura regulada, se han consultado multitud de publicaciones oficiales detallando los distintos cargos regulados y el destino de cada componente en la factura. Viendo la complejidad de estos y el desconocimiento por parte de los consumidores, se considera una oportunidad idónea para divulgar estos detalles y comprender realmente los términos que componen la factura, de cara a tomar decisiones con mayor fundamento y, por tanto, mejores.

El segundo objetivo consiste en **analizar las regulaciones y directivas europeas** provenientes de la Unión Europea que regulan los mercados interiores de electricidad de cada país miembro. De cara a la comparación entre las tarifas reguladas de cada país, es esencial conocer qué medidas y términos presentes en la factura provienen de estas medidas supranacionales, ya que los gobiernos nacionales no tienen poder de derogación o modificación sobre ellas, y serán comunes entre los países a comparar.

El tercer objetivo de este trabajo será el de **comparar la tarifa regulada PVPC** con la de los **países vecinos** seleccionados para esta análisis, Portugal, Francia e Italia. Una vez analizados todos los términos de la tarifa regulada española, como hemos mencionado, se analizará qué términos provienen de las regulaciones europeas, cómo enfocan los mismos términos en los otros países, qué términos incluyen que nosotros no, y el coste final que tendría que afrontar un consumidor de perfil estándar en España comparado con el coste de los otros países analizados. En concreto, se analizará la factura regulada correspondiente a un mes de 2025 en cada uno de los mencionados países.

El cuarto objetivo consistirá en realizar un **análisis** de la **evolución de la tarifa regulada en España** en los últimos años, qué términos se han modificado, cómo ha evolucionado el balance entre ingresos y costes del sistema y cómo se han ido adaptando a las necesidades del sistema y de los consumidores.

Por último, el quinto objetivo de este trabajo es realizar un análisis de la estructura y regulación correspondiente a las ayudas del Bono Social entre países, en beneficio de los consumidores vulnerables-

Con todos estos objetivos se pretende dar una labor divulgativa, de concienciación, crítica y constructiva, con el fin conjunto de ayudar a todos los consumidores.

3.3 Metodología

Dado que el trabajo tiene como principal objetivo analizar y comparar las tarifas de los países mencionados, se ha empleado una metodología basada en **análisis documental**, el **estudio comparativo** y el **tratamiento** de datos **cuantitativos**.

Se consultó la regulación vigente publicadas en el Boletín Oficial del Estado y en los boletines de la CNMC en el caso de España, y el de las instituciones homólogas a estas para cada país estudiado. Adicionalmente se recopilaron informes técnicos y estudios previos elaborados por organismos internacionales.

Una vez recopilada la información de cada país, se procedió a la comparación de los marcos regulatorios entre países, definiendo unos criterios comunes de comparación. En función de la propia estructura de los términos, la discriminación en base al tipo de consumidor (doméstico, industrial…). En esta fase se identificarán similitudes y diferencias en su enfoque regulatorio.

En aquellos casos en los que se cuente con datos numéricos sobre la evolución y la estructura de las tarifas, se emplearán técnicas de análisis cuantitativo. Se representarán los datos con los gráficos idóneos en cada caso, se relativizarán los datos de precios en base al poder adquisitivo de cada país y se calcularán medias, variaciones y tendencias cuando sea necesario.

Finalmente, el punto clave de este trabajo reside en la interpretación de estos resultados, que lleven a conclusiones sobre convergencias y divergencias entre modelos tarifarios, señalando aquellas medidas que benefician a los consumidores y llegan a unos precios finales más baratos y justos. Se discutirá el impacto de estas políticas regulatorias en los precios finales y sus posibles implicaciones para la futura evolución de las tarifas reguladas.

Capítulo 4: Comparativa de los costes de cada tarifa

En el presente capítulo se ha modelado una factura teórica de un consumidor estándar para el mes de enero del año 2025 basada en los términos desglosados en el

Capítulo 1. Introducción y Planteamiento para cada país de los estudiados.

Se ha seleccionado el mes de enero por la disponibilidad de los datos, no se considera un mes representativo para evaluar los precios del mercado mayorista, por su elevada demanda. Además, en Portugal y Francia los costes de la energía son modelados anualmente, lo que generaría distorsiones en la comparación con España e Italia. En cualquier caso, el análisis de estos costes no se incluye en los objetivos del trabajo.

Para el cálculo de la tarifa de cada país se han seleccionado varias **características** para modelar a un consumidor estándar del servicio regulado. Su selección ha estado orientada, pero en última instancia, son arbitrarios.

- **Potencia contratada** de **4 kW** para todas las horas
- **Consumo** mensual de **200 kW**
- **Perfil del consumo** basado en los coeficientes de perfilado del **ESIOS**
- **Consumidor continental**
- **Tarifa** más **dinámica** en cada caso
- **Contador monofásico** inteligente

El perfil de consumo se ha obtenido del propio apartado de ESIOS en la web de REE (REE, s.f.) y se encuentra íntegro en el Anexo II[67].

4.1 Factura de España

Como se describió en el apartado 1.1.3 1.1.3 Factura modelo Tarifa PVPC, por un lado, se encuentra el término fijo y por otro lado el término variable, que varía horariamente y es publicado cada día a las 20:00. Se han recopilado los datos diarios del apartado correspondiente del PVPC en la web de REE para estos términos variables horarios. Sus valores para todas las horas se encuentran en el Anexo II.

- **Término Fijo**

Se ha calculado el coste del término fijo sobre la recopilación de la Tabla 6. En España no hay restricción respecto a los valores de potencia contratables dentro del rango establecido, se puede elegir la potencia en saltos de 0,1 kW por lo que se eligen directamente **4 kW de potencia**. Se ajustan los términos a los 31 días del mes de enero. La financiación del bono social es la única componente independiente de la potencia contratada.

Por el término fijo, el cliente tendría que pagar **10,84€** para el mes de enero, esto es independiente de su consumo. Se observa el coste de cada componente fija en la Tabla 39. La **cuantía más grande** resulta ser la parte fija de los **peajes de distribución**, que supone más del 60% del coste total de este término.

Componente	Coste
Peajes de Transporte (P1+P2)	1,00 €
Peajes de Distribución (P1+P2)	6,95 €
Cargos Regulados (P1+P2)	1,44 €
Margen de Comercialización	1,06 €
Financiación del Bono Social	0,40 €
Total	**10,84 €**

Tabla 39: Coste del término fijo en España, enero 2025

- **Término Variable**

Al ser componentes variables horarias, se han recopilado todos los valores publicados para el mes de enero también en la web de REE[67]. En base al consumo en dicha hora (conocido a través del perfil) y al precio de dicha hora, se han calculado las medias de cada componente. Todos los valores recopilados se presentan en el Anexo II.

Por el término variable, el consumidor habría pagado **33,30 €** por sus 200 kWh consumidos, con la distribución del perfil de consumo seleccionado. El **componente** con **más peso** en la factura es el **precio medio horario**, seguido de las pérdidas y los cargos regulados. Las **pérdidas** del periodo dado ponderadas por consumo resultan en un **20,4%** de pérdidas de la red. Se muestra el coste de cada componente en la Tabla 40: Desglose Costes del término variable, enero España.

El impacto de los mercados a plazo en este mes fue negativo a favor del consumidor, aunque se limita a una reducción de solamente el 5%. Lo que sí logra es reducir la volatilidad del precio, pasando la **desviación típica** de los **precios diarios** pasa de **0,50** a **0,43**.

Resulta llamativo que en el periodo punta, el coste de producción de la energía únicamente represente la mitad del coste total de la energía para ese periodo.

Componente		€/MWh	Coste por franjas	Coste total
Peajes de Transporte	P1	4,357	0,24 €	0,34 €
	P2	2,041	0,10 €	
	P3	0,004	0,00 €	
Peajes de Distribución	P1	29,877	1,65 €	2,38 €
	P2	14,499	0,72 €	
	P3	0,075	0,01 €	
Cargos Regulados	P1	58,305	3,23 €	4,08 €
	P2	11,661	0,58 €	

Componente		€/MWh	Coste por franjas	Coste total
	P3	2,915	0,28 €	
Precio Medio horario	**P1**	**118,98**	**6,58 €**	**20,09 €**
	P2	**110,25**	**5,49 €**	
	P3	**84,51**	**8,02 €**	
Mercados a plazo (Impacto diario medio)		-8,71 €/MWh		-1,36
Servicios de Ajuste	P1	9,74	0,54 €	2,55 €
	P2	10,20	0,51 €	
	P3	15,85	1,50 €	
Otros Costes	P1	4,417	0,24 €	0,73 €
	P2	3,576	0,18 €	
	P3	3,205	0,30 €	
Pérdidas	P1	*18,8%*	1,31 €	4,49 €
	P2	*18,9%*	1,09 €	
	P3	*22,5%*	2,09 €	
Total P1		**240,21 €/MWh**	**13,29 €**	**33,30 €**
Total P2		**164,89 €/MWh**	**8,21 €**	
Total P3		**124,36 €/MWh**	**11,80 €**	

Tabla 40: Desglose Costes del término variable, enero España

Sobre la suma del término fijo y el variable se sumarán el IEE, el IVA y el alquiler del contador.

- **IEE**

La suma del término fijo y el variable representan la base imponible del **IEE**, cuyo tipo impositivo es del 5,1127%. Siendo la base imponible de **44,14 €**, este impuesto añade **2,26 €** al total de la factura.

- **Alquiler del Contador**

Asumiendo que este consumidor tiene un **contador monofásico**, que es el más habitual entre clientes estándar, pagaría a la empresa distribuidora por los 31 días de enero **0,83 €**.

- **IVA**

La base imponible del IVA se calcula como la suma de todos los términos anteriores, incluido el IEE. Sobre esta base de 47,22€ se aplica un **21%** de tasa impositiva, que suponen **9,92 €** adicionales que pagar en la factura del mes de enero.

Finalmente, en total, un consumidor con las características descritas pagaría **57,14 €** en su factura de enero de 2025, como se muestra en la Tabla 41.

Términos	**Coste (€)**
Término Fijo	10,84
Término Variable	33,80
IEE	2,26
Alquiler de Contador	0,83
IVA	9,92
Total	**57,14 €**

Tabla 41: Resumen Coste términos España

- **Simulación de la factura**

Para corroborar que los costes teóricos de la factura se trasladan de forma transparente al consumidor, se ha simulado la factura del consumidor modelado para el mes de enero en el **comparador/simulador** oficial de la **CNMC**[68].

Únicamente es necesario contar con un fichero de consumo como el obtenido del propio ESIOS, introducir el código postal del consumidor y su potencia contratada.

Como se aprecia en la Figura 22, el cálculo de costes es casi idéntico, con una diferencia de 2 céntimos.

Resultado de la simulación

Su facturación

Periodo: del **31/12/2024** al **31/01/2025**	
Días facturables en total: **31 días**	
Término Fijo	10,45 €
Término variable	33,30 €
Financiación del bono social	0,40 €
Impuesto eléctrico	2,26 €
Equipo de medida	0,83 €
IVA o equivalente	9,92 €
TOTAL FACTURA	57,16 €

Figura 22: Simulación del coste de la factura, enero España

- **Desglose de coste por componentes**

A continuación, en la Tabla 42: Coste por componentes España, enero 2025, se presentan los costes de cada componente agregada de cara a comparar con el resto de los países estudiados.

Las componentes más importantes de la factura son el **coste de la energía** (33% de la factura), los **impuestos** (21% de la factura) y los **peajes de acceso** (19%), especialmente los de **distribución**.

Componente	Coste
Peajes de Transporte	1,34 €
Peajes de Distribución	9,33 €
Cargos Regulados	5,52 €
Margen de Comercialización	1,69 €
Financiación del Bono Social	0,40 €
Coste de Energía	18,73 €
Servicios de Ajuste	2,55 €
Pérdidas	4,49 €
Otros Costes (Excluidos costes de Comercialización)	0,10 €
Alquiler del Contador	0,83 €
Impuestos	12,18 €
Total	**57,14 €**

Tabla 42: Coste por componentes España, enero 2025

4.2 Factura de Portugal

Para el cálculo de la tarifa portuguesa se utilizará el mismo perfil de consumo obtenido del ESIOS. Sin embargo, es necesario hacer dos **modificaciones** para el modelo portugués.

Por un lado, es necesario elegir de entre las **potencias normalizadas** contratables en este servicio, presentadas en la Tabla 17: Ejemplo potencias contratables. Además, dado que se usa como unidad de medida la **potencia aparente**, es necesario tener en cuenta el **factor de potencia** de un consumidor estándar residencial, que suele estar en torno a **0,95** y **1**[69].

Por tanto, la potencia aparente del consumidor modelado sería de 4,21 kVA y el valor superior más cercano es de **4,6 kVA** que será el elegido para este modelo.

Por otro lado, el perfil de consumo seleccionado se establece para cada hora, pero las franjas horarias establecidas por el ERSE como se aprecia en la Tabla 16, en algunos casos no acaban/empiezan al final de una hora, sino a mitad de una hora. Por ello, se ha realizado un **ajuste** de las **franjas horarias** para mantener su duración en tamaño pero que finalicen al ocaso de una hora dada españolas, dando lugar a las franjas presentadas en la Tabla 43.

La opción tarifaria seleccionada ha sido la **trihoraria**, ya que es la que más dinámica, y se asemeja a la estructura horaria del PVPC español.

Periodo	Días	Horario
F1	Lunes a Viernes	9:00-12:00, 19:00-21:00
F2	Lunes a Viernes	7:00-9:00, 12:00-19:00, 21:00-24:00
F2	Sábados	9:00-13:00, 19:00-22:00
F3	Lunes a Viernes	0:00-7:00
F3	Sábados	0:00-9:00, 13:00-19:00, 22:00-24:00
F3	Domingos y Festivos	Todo el día

Tabla 43: Franjas horarias ajustadas para el modelo de Portugal

Realizados estos dos ajustes, se procedió a calcular el coste de la tarifa en Portugal para el mes de enero.

A diferencia de España, los términos proporcionales al consumo no varían horariamente, únicamente varían en función de las franjas horarias, por lo que en este caso para el cálculo del término variable solamente es necesario identificar la proporción del consumo en cada una de las franjas en base a los ajustes realizados.

- **Consumo en F1: 33,63 kWh**
- **Consumo en F2: 85,36 kWh**
- **Consumo en F3: 81,01 kWh**

El cálculo de la tarifa portuguesa es más directo, al presentarse directamente en el ERSE el coste por **potencia contratada** (término fijo) y por **energía activa** (término variable), como se presentó en la Figura 19: Costes de la Tarifa Transitoria a Clientes Finales.

No se ha construido el precio final basado en la suma aditiva de las tarifas ya que es necesario aplicar el ya mencionado **Mecanismo de Convergencia Tarifaria**.

- **Término Fijo**

Por la potencia seleccionada de 4,6 kVA se repercuten al consumidor **0,2325 €/día** que para el mes de enero (31 días) son **7,20 €**.

- **Término Variable**

El término variable trihorario tiene tres precios distintos, **0,2448 €/kWh** para **F1**, **0,1777 €/kWh** para **F2** y **0,1094 €/kWh** para **F3**. Proporcionalmente al consumo en cada franja, el consumidor pagaría **32,26 €** por el término variable.

- **Tasas e Impuestos**

Posteriormente, se aplican la tasa **DGEG** y la tasa **CAV** de **0,07 €** y **2,85 €** respectivamente para los 31 días del mes de enero.

En el caso de Portugal, el **Impuesto Especial** que se aplica a la electricidad es proporcional al consumo de 0,001 €/kWh y no un tipo impositivo porcentual, que para el consumo mensual de 200 kWh supone una adición de **0,20 €** a la factura.

Por último, el **IVA** cuenta con dos bases imponibles distintas para dos tipos impositivos diferenciados. El tipo reducido del 6% se aplica sobre el término variable íntegro, ya que el consumidor está debajo del umbral de 200 kWh de consumo y 6,9 kVA de potencia máxima, añadiendo **2,11 €** a la factura.

Se aplica un 23% al resto de términos, que suma 1,72 € a la factura, con un total de **3,83 €** de IVA.

Sumando todos estos términos en la Tabla 44, se obtiene que el consumidor modelado pagaría **46,42 €** que pagaría el consumidor modelado en el mes de enero en Portugal.

Componente	**Coste**
Término de Potencia	14,04 €
Precio por Energía	32,26 €
Tasa CAV	2,85 €
Tasa DGEG	0,07 €
IEC	0,20 €
IVA	3,83 €
Total	**46,42 €**

Tabla 44: Construcción tarifa regulada Portugal

- **Simulación de la factura**

Al ser más directo el cálculo de la factura por su alta transparencia y baja complejidad, corroborar los resultados con un simulador oficial no resulta tan importante como en España, pero de igual manera está a disposición del consumidor un **comparador** de ofertas del **ERSE**[70].

Para poder utilizar el simulador es **necesario conocer** la potencia contratada y el **consumo por franjas** horaria, por lo que sería necesario realizar cálculos adicionales una vez obtenido el perfil de consumo del punto de suministro en cuestión, a diferencia del comparador de la CNMC.

El resultado de la simulación presentado en la Figura 23 es un valor anual, por lo que sería necesario reajustarlo a 31 días de 365 días anuales. Este ajuste nos daría un coste para los 31 días de enero de **46,28 €**, lo que supone una diferencia aceptable menor al 2% respecto a lo calculado.

Figura 23: Simulación del coste de la factura, 2025 Portugal

- **Desglose de coste por componentes**

Para desglosar los costes de los dos términos podría ser necesario considerar el **Mecanismo de Convergencia Tarifaria** descrito en el apartado 1.3.1 Mercado Regulado. Sin embargo, dado que la **recaudación** es teóricamente **equivalente** en términos medios según el ERSE, asumimos que el destino de cada término sí se refleja en lo recaudado por la factura.

En la Tabla 45 se presenta a modo de agrupación el coste de cada componente. Las 3 partidas más importantes en Portugal son las homólogas de España: la **tarifa de energía** (36% del total), la **tarifa de Uso Global del Sistema** (20%) y las **tasas e impuestos** (15%).

Componente	Equivalente en España	Coste
Tarifa de Uso de la Red de Transporte	Peajes de Transporte	1,97 €
Tarifa de Uso de la Red de Distribución	Peajes de Distribución + Alquiler del Contador	6,25 €
Tarifa de Uso Global del Sistema	Cargos Regulados + Otros Costes	8,99 €
Tarifa de Comercialización	Margen de Comercialización	2,47 €
Tarifa de Energía	Coste de Energía + Servicios de Ajuste	16,34 €
Pérdidas[5]	Pérdidas	2,62 €
Tasas e Impuestos	IEE + IVA	6,95 €
Total	**45,58 €**	

Tabla 45: Coste por componentes, Portugal enero 2025

[5] Calculado a partir del coeficiente de pérdidas del 16% estimado por el ERSE en la Tabla 30.

4.3 Factura de Francia

Para el cálculo de la *tarif bleu* francesa se utilizará el mismo perfil de consumo obtenido del ESIOS. Sin embargo, es necesario hacer una **modificación** para el modelo francés.

Al igual que en Portugal, el consumidor solo puede elegir su potencia a contratar de entre unos valores normalizados, aunque en este caso, hay menos opciones. También se mide la potencia en forma de potencia aparente, siguiendo con un **factor de potencia** de en torno a **0,95-1** el cliente estándar modelado contrataría 4,21 kVA. El siguiente valor superior de potencia seleccionable sería de **6 kVA**.

De entre las tres opciones tarifarias, base, horas valle o tempo, se ha seleccionado la **opción valle**, ya que consideramos que al tener dos franjas horarias se asemeja más al modelo PVPC español. La opción tempo no se considera representativa, ya que aumenta en los días críticos el precio en hasta 6 veces, y esto afectaría al perfil del consumidor, además de dificultar el cálculo de las componentes.

También se agrupó el consumo horario sobre las franjas horarias de Francia, teniendo en cuenta que las horas valle de 22:00 a 6:00 todos los días.

- **Consumo en punta: 144,74 kWh**
- **Consumo en valle: 55,26 kWh**

El cálculo de la factura francesa es el más directo de los países estudiados, ya que sólo hay dos términos, que se presentan con todos los impuestos incluidos, ya expuestos en la Tabla 32. Aunque más directo a la hora de hacer cálculos, resulta ser menos transparente para el consumidor al no desglosar todas las componentes detrás del precio.

- **Suscripción mensual**

Para los 6 kVA de potencia contratada, la suscripción fija mensual son **14,04 €**. En esta suscripción se incluyen todos los gastos fijos e impuestos correspondientes.

- **Precio por kWh**

El precio por energía en las horas punta es de 0,2146 €/kWh y en las horas valle 0,1696 €/kWh. Teniendo en cuenta los consumos para cada franja horaria, el total por kWh sería de **40,33 €** incluyendo todos los impuestos y tasas y demás componentes.

Sumando estas dos componentes, obtenemos como se aprecia en la Tabla 46 un coste total de la factura del mes de enero de **54,47 €**. Si se compararan los costes con España sería necesario considerar el exceso de potencia contratada por las escasas opciones para el consumidor de potencia contratable.

Componente		**Coste**
Suscripción mensual		14,04 €
Precio por Energía	0,2146 €/kWh	31,06 €
	0,1696 €/kWh	9,37
Total		**54,47 €**

Tabla 46: Construcción tarifa regulada en Francia

- **Simulación de la factura**

Aunque sea más directo, también se han corroborado los cálculos con el **comparador oficial** del Gobierno francés, para asegurar que se trasladan los costes como se indica en la página del comercializador [71]. Es necesario conocer el consumo por franjas para utilizarlo, además de la potencia.

En la Figura 24 se muestra el resultado de la simulación en términos anuales, con un coste anual de 653 €, que ajustado mensualmente son exactamente 54,74 €. La diferencia de menos de 30 céntimos probablemente vino dada por los decimales del consumo, más precisos en los cálculos.

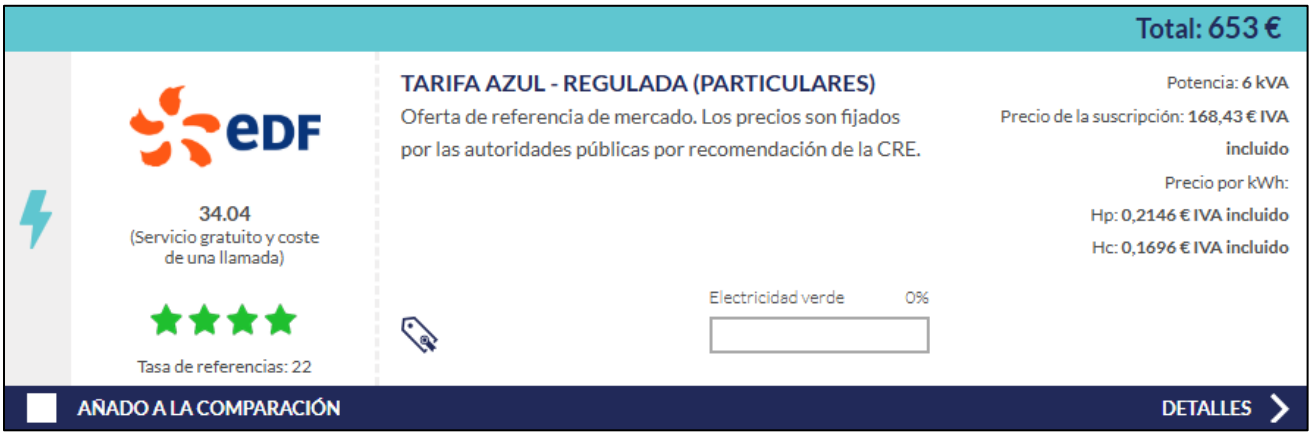


Figura 24: Simulación del coste de la factura, Francia 2025

- **Desglose por componentes**

El desglose de costes en Francia ha sido más complicado que en las otras geografías, ya que la regulación es mucho **menos transparente** y se realizan ajustes posteriores para llegar al precio final que no se describen correctamente, ya que el coste de la **factura final no coincide** con la suma del **coste teórico** de cada componente descrita.

En primer lugar, para obtener el coste asociado a la TURPE, que no se describe en ningún documento oficial, se ha de realizar una **simulación** en la web de **CRE** destinado a realizar este cálculo **Error! Reference source not found.**. También es necesario conocer el consumo por franjas horarias. Como se observa en la Figura 25, el coste anual asociado a la TURPE para el consumidor seleccionado sería de 286,01 €. Ajustado mensualmente el coste sería de **23,83 €**.

Como se observa en la Tabla 47, hay una **diferencia** ligeramente superior a los **3 €** entre los **costes teóricos** obtenidos del simulador y la **suscripción** que paga el consumidor, por lo que hay una clara falta de transparencia respecto a estos costes. A la hora de realizar la comparativa final, se agrupará este sobrecoste como **margen de comercialización**.

Facture annuelle d'utilisation des réseaux publics d'électricité

Les montants exprimés sont hors taxes.

Composante de gestion (€)	16,92
Composante de soutirage (€)	224,76
Part Puissance	60,48
Part Énergie	164,28
Composante de comptage (en €)	22,44
Composante annuelle de l'énergie réactive	0,00
Contribution tarifaire d'acheminement	21,89
TOTAL (€)	**286,01**

Figura 25: Simulación de la componente TURPE

Componente	Coste
Componente de Gestión	1,44 €
Componente de Extracción Fija	5,14 €
Componente de Conteo	1,91 €
CTA	1,86 €
IVA (5,5%)	0,57 €
Total Teórico	**10,91 €**
Coste Real Suscripción	**14,04 €**

Tabla 47: Desglose de costes fijos, Francia

El coste y el porcentaje de pérdidas repercutidos al consumidor tampoco se desglosan explícitamente, por lo que para desglosarlo se ha usado una **estimación** del **10% de pérdidas** basado en un informe de la CRE [72]. Corresponde a una parte de la componente de extracción variable, y su valor **base** se corresponde al precio de la energía de **66,4 €/MWh** descrito en 1.4.3 Cálculo del Precio de la Energía, Francia.

Teniendo esto en cuenta, y con los resultados de la simulación de la TURPE, se observó el mismo problema de descuadre que en la suscripción fija, reflejado en la Tabla 48, en este caso, a favor del consumidor.

Componente	Coste
Componente de Extracción Variable (sin pérdidas)	12,36 €
Pérdidas	1,33 €
Coste de Suministro	14,85 €
Coste de Comercialización	3,71 €
IECE	6,74 €
IVA (20%)	6,72 €
Total Teórico	**45,71 €**
Coste Real Suscripción	**40,32 €**

Tabla 48: Desglose de costes variables, Francia

El desglose de los costes teóricos por componente para ambos términos se presenta en la Tabla 499. Las componentes principales son la de **extracción** (32% del total), las **tasas e impuestos** (25% del total) y el coste de **energía** (25% del total).

Aunque las tasas e impuestos tengan más carga que en España y Portugal, habría que tener en cuenta que el **IEE** en Francia cumple la función de los **cargos regulados**.

También es llamativo el **alto impacto** de la componente de **extracción** de la TURPE, siendo mayor que el coste de la energía, hecho que no se da en ninguna de las geografías estudiadas.

Componente	Equivalente en España	Coste
Componente de Extracción	Peajes de Transporte y Distribución	17,46 €
Componente de Conteo	Alquiler del Contador	1,91 €
Costes de comercialización	Margen de Comercialización	8,31 €
Tarifa de Energía	Coste de Energía + Servicios de Ajuste	14,85 €
Pérdidas (Estimación)	Pérdidas	1,49 €
Tasas e Impuestos	IVA + Cargos Regulados	16,03 €
Total		**60,05 €**[6]

Tabla 49: Coste por componentes teóricas, Francia 2025

[6] Valor basado en la regulación y simuladores disponibles para el consumidor.

4.4 Factura de Italia

Para el cálculo de la tarifa italiana se utilizará el mismo perfil de consumo obtenido del ESIOS. La potencia contratada, que se mide en potencia activa, en este caso puede ser la considerada para el consumidor medio, de 4 kW.

Al igual que en Portugal, se ha seleccionado la opción **trihoraria** por ser la más dinámica disponible. Agrupando el consumo en las franjas horarias descritas en la Tabla 35, se agrupan de la siguiente manera:

- **Consumo en la franja F1: 65,31 kWh**
- **Consumo en la franja F2: 60,40 kWh**
- **Consumo en la franja F3: 74,29 kWh**

Como ya se describió en el 1.5.2 Términos de la Tarifa, la **regulación** es notablemente **transparente** y se publica mensualmente el coste desglosado de cada componente en un libro Excel, lo que simplificó significativamente el cálculo por términos (fijo por cliente, fijo por potencia, variable) y por componentes.

Siguiendo el coste de los términos descrito en el apartado 1.5.2 Términos de la Tarifa se llegó al coste final de la factura, como se presenta en la Tabla 50. Pese a los descuentos del término fijo por cliente, el **alto coste** de la **energía** hace que la italiana sea la **factura más cara** para el periodo y consumidor dado.

Término		Coste
Fijo por Cliente	-49,8542 €/cliente/año	-4,23 €
Fijo por Potencia	25,2788 €/kW/año	8,52 €
Variable	0,227139 €/kWh	14,83 €
	0,219763 €/kWh	13,27 €
	0,194381 €/kWh	14,44 €
Accise	0,227 €/kWh	4,54 €
IVA	10%	6,20 €
Total		**56,59 €**

Tabla 50: Coste factura final, Italia enero 2025

- **Simulación de la factura**

Existe el *Portel Offerte*, un comparador de tarifas que muestra la simulación para el servicio regulado. Sin embargo, la simulación del precio es anual y dado que el término de energía varía mensualmente, no sirve para verificar nuestro cálculo.

- **Desglose por componentes**

El desglose viene ya dado por la información disponible en ARERA, y se presenta en la Tabla 51. Las 3 componentes con más peso en la factura son el **coste de generación** (60% de la factura), la **componente de transporte y gestión del contador** (23%) y los impuestos (17%).

Componente	Equivalente en España	Coste
Transporte y gestión del contador	Peajes de Acceso + Alquiler del Contador	13,23 €
Cargos Regulados	Cargos Regulados	6,44 €
$C_{PSTGD} + C_{ELD}$	Margen de Comercialización	-9,37 €
C_{ELD} (Sin pérdidas 10%) + C_{DISPD} + C_{SED}	Coste de Energía + Pérdidas + Servicios de Ajuste	33,70 €
Pérdidas	Pérdidas	2,90 €
Accise	IEE	4,54 €
IVA	IVA	5,10 €
Total		**56,59 €**

Tabla 51: Coste por Componentes, Italia Enero 2025

4.5 Comparación de Facturas entre Países

Para poder comparar las **componentes** bajo el mismo criterio entre geografías, se han agregado por **grupos comunes**. La designación de las componentes se ha realizado en base a la **terminología** de **España**. En la componente de *otros costes* se incluyen las que no se cubran en ninguno de los otros grupos de componentes.

Previo al análisis comparativo de las facturas, cabe recordar que el mes seleccionado no se considera representativo de todo el año, y por tanto no se va a comparar el coste de la energía entre las geografías, dependiente del mix de generación y en el caso de Portugal y Francia, calculados para todo el año.

También es necesario considerar que, en **Portugal** y **Francia**, la **potencia contratada** es necesariamente **mayor** que la modelada para España e Italia (más en Francia que en Portugal) por las opciones limitadas ofrecidas al consumidor y su factor de potencia.

A continuación, se presentan la Tabla 52: Comparación de Coste por Componentes por Países y las conclusiones de la misma:

Componente	España	Portugal	Francia	Italia	Media
Peajes de Acceso + Alquiler del Contador	11,49 €	8,22 €	19,53 €	13,23 €	13,11 €
Cargos Regulados	5,92 €	8,99 €	6,74 €[7]	6,44 €	7,02 €
Margen de Comercialización	1,69 €	2,47 €	8,31 €	-9,37 €	0,78 €
Pérdidas de la red	4,49 €	2,62 €	1,33 €	2,90 €	2,84 €
	20,4%[8]	*16%*	*10%*	*10%*	*13,7%*
Coste de Energía + Servicio de Ajuste	21,28 €	16,34 €	14,85 €	33,70 €	21,54 €
Otros Costes	0,09 €	0,83 €	-	-	€
Tasas e Impuestos	12,18 €	6,95 €	9,29 €	9,68 €	9,51 €
Carga de Impuestos en la Factura	*21%*	*15%*	*17%*	*17%*	*17,5%*
Total	**57,14 €**	**46,42 €**	**54,74 €**[9]	**56,59 €**	**53,72 €**

Tabla 52: Comparación de Coste por Componentes por Países

[7] Coste proveniente de la recaudación del IEE en Francia, pero con destino de *Cargos Regulados*
[8] Media del mes de enero en España
[9] Coste real de la factura del consumidor

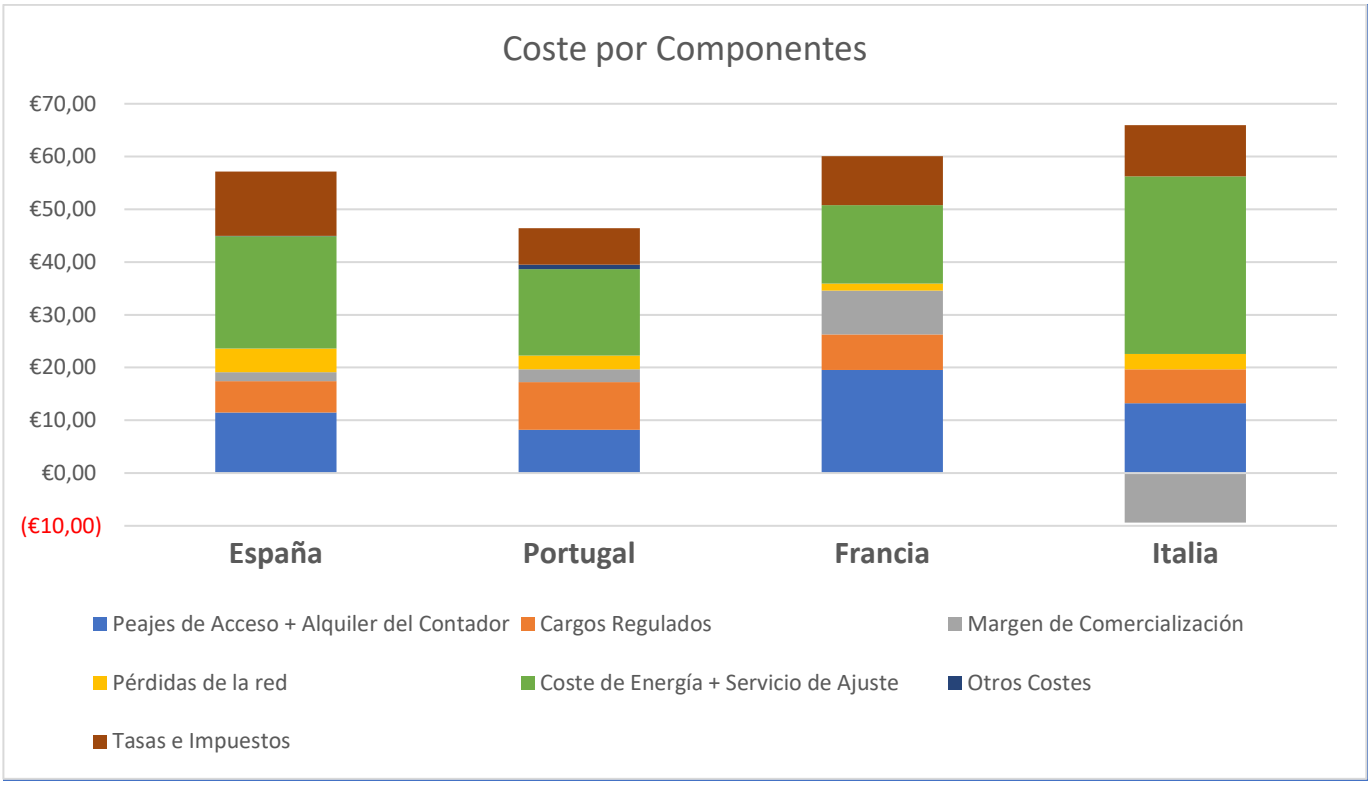


Figura 26: Desglose de coste por componentes por países

4.5.1 Coste Peajes de Acceso

En el apartado de peajes de acceso, donde la mayor parte del coste corresponde a los peajes de las redes de **distribución**, España se encuentra en la media.

El modelo en todos los países es similar, una parte fija proporcional a la potencia contratada y otra proporcional al consumo, diferenciadas por periodos horarios.

Ahora bien, para **relativizar** los costes de los peajes de acceso entre diferentes países, es necesario tener en cuenta variables técnicas que condicionan directamente los costes de operación o mantenimiento… por lo que se propone utilizar la siguiente variable: **Km de red de distribución / puntos de suministro** [km/p].

Esta variable integra el **tamaño** de la **infraestructura** de la red de distribución (componente mayoritaria de los peajes) y la **dispersión territorial** de los consumidores. Teóricamente países con baja densidad de puntos de suministro tendrían valores más altos de esta variable, justificando costes de los peajes más altos frente a países con redes más compactas. Los valores se recopilan en la Tabla 53.

	España	**Portugal**	**Francia**	**Italia**
Kilómetros de Red de Distribución [km]	792.489[74]	142.834[75]	1.400.000[76]	1.290.000[77]
Puntos de suministro [p]	30.232.566	6.352.941	34.000.000	30.200.000
Kilómetros de Red de Distribución / Puntos de suministro [km/p]	**0,026**	**0,022**	**0,041**	**0,042**

Tabla 53: Kilómetros de líneas de distribución por países

Habiendo **relativizado** en la Tabla 54 el coste de los peajes de acceso de cada país, Italia es el país en el que se pagan menos peajes teniendo en cuenta los km de líneas de distribución existentes por cada punto de suministro. **España** se encuentra por **encima de la media** y solo por detrás de Francia, con los mayores costes.

	España	Portugal	Francia	Italia	Media
Peajes de Acceso + Alquiler del Contador	11,49 €	8,22 €	19,53 €	13,23 €	13,11 €
Kilómetros de Red de Distribución / Puntos de suministro [km/p]	0,026	0,022	0,041	0,042	0,033
Ratio €/(km/p)	**442**	**374**	**476**	**315**	**401**

Tabla 54: Relativización de los Peajes de Acceso

4.5.2 Cargos Regulados

Esta es la componente más **subjetiva** de la factura, ya que no se basa en criterios técnicos, sino en el **criterio político** del **Gobierno**, que decide arbitrariamente lo que financian los cargos. En general coinciden todos los países en las **ayudas** a **renovables** y en la **homogeneización tarifaria** con los territorios no continentales.

En este contexto, resulta interesante el enfoque de **Francia**, que **financia** los cargos regulados a través del **IEE**. Es el único país que destina este impuesto a financiar los cargos regulados relacionados con el mercado eléctrico en lugar de destinarlo sin partida específica a los PGE.

Esta alternativa a la distribución de este impuesto y a la financiación de los cargos se considera positiva, ya que se **eliminan** la componente de los **cargos regulados** – que ya se ha descrito como ausente de criterios técnicos – y se destinan los impuestos recaudados en base al criterio del gobierno. También tiene sentido al considerar que las políticas energéticas del Gobierno podrían financiarse a través de los PGE.

Respecto a los costes de esta componente entre países, en todas las geografías se imputa como un término proporcional al consumo, en algunos casos con diferenciación por franjas horarias. España resulta ser el país con menor coste de esta componente, pero sin diferencias significativas con el resto de los países.

4.5.3 Margen de Comercialización

La comparación entre países respecto a esta componente de la factura resultó ser enormemente **dispar**. Aunque en todos los países se incluye las mismas actividades de la comercializadora a financiar – además de la retribución por el servicio – **Francia** resulta tener un **coste excesivamente alto** comparado con España y Portugal, que se asume como consecuencia de la discordancia entre costes teóricos y los costes reales.

Por otro lado, en **Italia** destaca por ser un coste negativo, resultado del descuento por el **parámetro gamma** mencionado en el apartado 1.5.2.1 Término fijo por cliente.

La **propuesta de Italia** resulta atractiva por el beneficio del consumidor, pero **imposible** de llevar a cabo en **España** con el modelo del PVPC actual. El modelo italiano de licitación para determinar los comercializadores de último recurso por zonas geográficas no se podría llevar a cabo en España ya que la metodología de retribución de las comercializadoras es única y centralizada. Además, el **modelo PVPC se basa en trasladar todos los costes al consumidor** para facilitar la labor del comercializador, por lo que no tendrían margen de donde poder ofrecer descuentos.

4.5.4 Pérdidas

Previo al análisis, cabe resaltar que, en el caso de **Francia**, se ha utilizado una **estimación** de pérdidas, pero no se desglosa oficialmente el coste de las pérdidas por consumidor.

Además, en **España**, el coeficiente de **pérdidas** es **horario**, y por tanto está ligado al mes de enero, que tiene más pérdidas que otros meses, mientras que en el resto de las geografías el coeficiente es anual.

Teniendo esto en cuenta, se pueden obtener escasas conclusiones de la comparativa, en la que España destaca negativamente, con un coeficiente de pérdidas muy superior al del resto de países. Aun teniendo en cuenta el resultado español como la media mensual, la media anual estará más cerca de Portugal que de Francia e Italia, y de esto sí que se han podido obtener conclusiones.

Siguiendo el principio de pérdidas por disipación de calor por efecto Joule, las **pérdidas** aumentan **cuadráticamente** con la **intensidad** que circula por la línea. Por tanto, si se tuvieran **dos líneas de distribución** en lugar de una, la intensidad que circularía por cada una sería la mitad del original, y las pérdidas, un cuarto de las originales en cada línea, la **mitad de las pérdidas originales**.

Continuando con este razonamiento, se observó en la Tabla 54 que, en Francia e Italia, donde las pérdidas son 6 p.p. menores a las de Portugal, existen alrededor de un **80% más de kilómetros de red por punto de suministro**, lo que justificaría estas pérdidas menores.

4.5.5 Precio de la Energía

La componente del precio de la energía es la que cuenta con mayor peso en todas las geografías. Aunque, al igual que para las pérdidas, hay que considerar el carácter **variable horario de España**, donde este precio es el resultado del mercado mayorista en el mes de **enero**, mientras que, para el resto de las geografías, se usan distintas metodologías para su cálculo anual. En el caso de **Italia**, también está **ligado** al mes de **enero**.

Adicionalmente, este coste depende directamente del mix energético, que se refleja en el caso de **Francia**, con el precio más barato por el acceso a su energía nuclear limitada a 42 €/MWh, aunque el límite **ARENH** está pendiente de revisión. **Italia** es el país donde más se paga por la energía en bruto, en parte por elevado peso del **gas natural** en su mix – 39% del total [78] – y también por no estar tan integrado en el mercado europeo como sí lo está Francia.

Aunque el caso de Francia sea muy especial por la limitación ARENH, en este y el sistema portugués el consumidor está más beneficiado. En ambos casos, el consumidor tiene previsibilidad sobre el coste de la energía, con un elevado peso de los mercados a plazo.

	España	**Portugal**	**Francia**	**Italia**
Coste [€]	21,28 €	16,34 €	14,85 €	33,70 €
Precio de la Energía [€/MWh]	106,4	81,7	74,3	168,5

Tabla 55: Precios mayoristas de la electricidad por geografías

4.5.6 Carga de Impuestos

Para comparar la carga de impuestos entre geografías se ha calculado la **carga de impuestos** como el **peso** de los distintos impuestos sobre el **coste total de la factura**.

En el caso de **Francia**, el coste del **IEE no se ha tenido en cuenta** para este cálculo, ya que **cumple la función de los cargos regulados**, no como en el resto de las geografías.

Teniendo en cuenta el ajuste anterior, se observa en la Tabla 56, **España** destaca como el país con la **mayor carga** de impuestos, donde representa un 21% del coste total de la factura. El resto de las geografías se encuentran en niveles ligeramente inferiores 15% - 17%.

Respecto a la forma de aplicación de estos impuestos, todos los países excepto España tienen o bien un sistema de **tipos impositivos diferenciados** para el IVA en beneficio del pequeño consumidor residencial, o bien un tipo reducido (menor al 21%).

Adicionalmente, el resto de los países aplica un **tipo impositivo proporcional al consumo** en lugar de uno porcentual para el **IEE**, lo cual se considera positivo para el consumidor, ya que aplicar un tipo porcentual magnifica el efecto de los precios más altos y la volatilidad sobre el consumidor. Desde un punto de vista práctico, permite a los Estados prever mejor sus ingresos por este impuesto.

Por otro lado, en todas las geografías, para **la base imponible del IVA se tienen en cuenta el resto de los impuestos/tasas**, lo que magnifica el efecto de este impuesto y los demás. Por tanto, **se pagan impuestos sobre impuestos**, lo que se considera injusto para el consumidor.

	España	**Portugal**	**Francia**	**Italia**
Tipo impositivo del **IEE**	5,1127%	0,001 €/kWh	0,0337 €/kWh	0,0227 €/kWh
Tipo impositivo del **IVA**	21%	*6%* *23%*	*10%* *20%*	*10%*
Carga sobre la factura total [%]	***21%***	***15%***	***17%***	***17%***

Tabla 56: Carga impositiva por países

4.5.7 Coste Total

Para comparar el coste final de la factura, debemos de tener en cuenta de nuevo el carácter mensual del coste de la factura española e italiana, que afecta al precio negativamente.

Portugal cuenta con el **coste más bajo** de la factura, y destaca positivamente en todas las métricas, en términos absolutos.

Para relativizar el coste total de la factura y determinar cuál es la más accesible para el consumidor, se ha considerado el poder adquisitivo medio en cada país, medido a través de la variable **Paridad de Poder Adquisitivo (PPA)**. La agencia Eurostat realiza un seguimiento de esta variable, donde la media de la UE es la base 100. Los últimos datos disponibles son de 2024 166[79].

Teniendo en cuenta estos datos, como se observa en la Tabla 57: Coste total real por países ajustado por PPA, España se confirma como el país con mayores precios en términos reales para el consumidor modelado, aunque, de nuevo, habría que tener en cuenta el carácter mensual del precio de la energía. Aun teniendo esto en cuenta, sigue siendo mayor que el coste en Italia que también tiene un precio de la energía mensual.

La más **accesible** en **términos reales** finalmente sería la factura **francesa**, más barata que la portuguesa.

	España	**Portugal**	**Francia**	**Italia**
Coste de la Factura	57,14 €	46,42 €	54,74 €	56,59 €
PPA (base 100 = media UE)	*0,92*	*0,82*	*0,99*	*0,98*
Coste Real por país (Coste/PPA)	***62,11 €***	***56,61 €***	***55,29 €***	***57,74 €***

Tabla 57: Coste total real por países ajustado por PPA

Capítulo 5: Ayudas a Consumidores Vulnerables

En el presente capítulo se describirá y analizará el trato de los distintos países sobre los **consumidores vulnerables**, las **condiciones** para ser considerados como tales, las **ayudas/descuentos** que se otorgan a dichos consumidores para facilitarles el acceso a la energía y el **impacto** que tendrían sobre la factura final.

Para simular el impacto que tendría esta ayuda sobre la factura se ha considerado a un consumidor con las mismas características de consumo que en el capítulo anterior.

Adicionalmente, se ha considerado a un consumidor que cobre la mitad del **salario mínimo** de cada país (por entrar en el umbral máximo de ingresos para cada país) sin otros ingresos y que sea **unipersonal**.

Los **descuentos** seleccionados son aquellos **disponibles a enero de 2025**.

5.1 Consumidores vulnerables en España

En España existen unos descuentos específicos para ayudar a los consumidores vulnerables del mercado eléctrico, que se conoce como el **Bono Social**.

Existen 3 rangos distintos de consumidor vulnerable en España, que en total representan más de **1,7 millones de consumidores** a 31 de mayo de 2025 [80]:

- **Vulnerable**
- **Vulnerable severo**
- **En riesgo de exclusión social**

Todas las condiciones relativas a la concesión y a la propia dotación del descuento/ayuda las regula el **Ministerio de Transición Ecológica**. Sin embargo, la solicitud y **tramitación** de la concesión la realizan las propias **CUR** a través de sus portales específicos. Su renovación es automática cada dos años de forma indefinida si se siguen cumpliendo los requisitos que permitieron al consumidor optar a esta ayuda.

La **financiación** de esta ayuda se reparte entre todos los **agentes del mercado eléctrico**. A través de la Orden TED/1487/2024 (artículos 10 y 11) se establecen los porcentajes de reparto de la financiación entre los agentes en [24]:

- **Producción**: 40,63% (0,432343 €/MWh producido)
- **Transporte**: 1,74% (0,003434 €/€ retribuido)
- **Distribución**: 8,36% (0,802443 €/punto de suministro)
- **Comercialización**: 48,45% (4,650987 €/puntos de suministro)
- **Consumidores directos en mercado**: 0,82% (0,358725 €/MWh consumido)

Sin embargo, todos estos agentes pueden trasladar estos costes de financiación sobre los consumidores individuales, hecho en el que incurren las CUR siguiendo la ley. Así se incluye el término de **financiación del Bono Social** en la factura, siguiendo el principio de trasladar todos los costes a los consumidores.

5.1.1 Condiciones de la Ayuda - España

La condición común para todos los tipos de consumidores vulnerables es la de estar acogido al **servicio regulado del PVPC**, con la limitación de potencia de 10 kW que conlleva. Esta **condición es única entre los países estudiados**, y puede ser criticada por lo que supone ligar al consumidor vulnerable a la ya comentada volatilidad del mercado, la falta de previsibilidad, y porque se obliga al consumidor vulnerable a elegir este servicio, aunque cuente con una oferta que se adapte mejor a sus necesidades.

También es necesario que el punto de suministro sea el de la vivienda habitual del consumidor.

- **Vulnerable:**

Además de estar acogido al servicio PVPC el consumidor debe cumplir **al menos un requisito** de los siguientes:

- El **nivel de renta** de la Unidad de Convivencia debe ser **igual o inferior** a 1,5 veces el Indicador Público de Renta a Efectos Múltiples (IPREM), que equivale a 900€ al mes con 14 pagas, **12.600 €/año**. El multiplicador de 1,5 veces aumenta en 0,3 (2.520 €/año) por cada miembro adicional de la unidad mayor de edad, y 0,5 (4.200 €/año) para cada miembro menor de edad en la unidad. Otras condiciones como ser discapacitado, víctima del terrorismo o víctima de violencia de género aumentan el multiplicador en 1.

- Tener el título de **familia numerosa**.
- Siendo todos los miembros de la unidad de convivencia pensionistas, que todos reciban la pensión mínima y si tienen algún ingreso adicional, que este no supere los 500 € anuales.
- Ser beneficiario de **Ingreso Mínimo Vital**.

- **Vulnerable Severo:**

Debe cumplir alguna de las siguientes condiciones más restrictivas que las del consumidor vulnerable:

- Que el **nivel de renta** sea al menos un **50% menor** al umbral necesario para ser considerado **vulnerable** en cada caso.
- Teniendo el título de familia numerosa, que la renta de la unidad de convivencia sea menor a 2 veces el IPREM (16.800 €/año).
- Que siendo todos los miembros de la unidad de convivencia pensionistas (recibiendo todos reciban la pensión mínima y sus ingresos adicional no superen los 500 € anuales) su renta sea igual o inferior a 1 vez el IPREM (8.400 €/año).

- **En Riesgo de Exclusión Social:**

Son aquellos consumidores vulnerables severos, que son **atendidos** por los **Servicios Sociales** o la Administración local y financian al menos el 50% del importe de su factura. El suministro de estos consumidores no podrá ser interrumpido.

5.1.2 Ayudas y Descuentos - España

La ayuda para los consumidores consiste en un **descuento** en **porcentaje** que se aplica sobre **el término de potencia y el término de energía**. **No se aplica sobre los impuestos**, que teniendo en cuenta la elevada carga impositiva (la más alta de las geografías estudiadas) limita el impacto de la ayuda.

El hecho de no disminuir los impuestos que paga sobre la factura implica que proporcionalmente un consumidor vulnerable pague más impuestos sobre su factura.

Adicionalmente, existe un **límite anual al consumo descontable**, que se muestra en la Tabla 5858.

Categoría	Límites máximos al consumo anual
Unidad de convivencia formada por dos personas o demandante individual	1.587 kWh
Unidad de convivencia formada por tres personas / Pensionistas (cuantía mínima) / Unidad de convivencia formada por dos personas siendo una de ellas un menor.	2.222 kWh
Unidad de convivencia formada por cuatro personas / Unidad de convivencia formada por tres personas siendo dos de ellas menores.	2.698 kWh
Unidad de convivencia formada por cinco o más personas / Unidad de convivencia formada por cuatro personas siendo tres de ellas menores / Familias numerosas.	4.761 kWh

Tabla 58: Límites anuales de consumo para el Bono Social[81]

Sobre los consumidores en condiciones normales se aplican los siguientes descuentos:

- **Vulnerable**: 35% de descuento sobre los términos de potencia y energía.
- **Vulnerable Severo**: 50% de descuento sobre los términos de potencia y energía.
- **Consumidor en Riesgo de Exclusión Social**: 50% de descuento sobre los términos de potencia y energía e ininterrumpibilidad del suministro.

Se han prologado para 2025 las ayudas especiales por la crisis energética de 2022. Los porcentajes de descuento son los presentados en la Tabla 59, y se aprecia que tras el final de 2025 las ayudas volverán a sus valores habituales.

Descuentos	01/01 – 30/06	01/07 – 31/12	Condiciones habituales
Vulnerable	50%	42,5%	**35%**
Vulnerable Severo	65%	57,5%	**50%**

Tabla 59: Descuentos por el Bono Social

5.1.3 Impacto sobre la Factura

Se ha calculado el descuento efectivo como el cociente entre el descuento y el coste final base presentado en el Capítulo 4: Comparativa de los costes de cada tarifa, que era de 57,14 €.

Se ha tenido en cuenta el **límite anual** de consumo para un consumidor unipersonal, de 1.587 kWh. Mensualmente, suponen **132,50 kWh** de consumo, frente a los 200 kWh del perfil de consumo seleccionado, es decir, el descuento del término variable del 50% se limita a un 33%.

Siendo el salario mínimo español de 16.576 € anuales, el consumidor modelado cobraría 8.288 € anuales, entre los umbrales de 6.300 € y de 12.600 €, por lo que siendo unipersonal, el consumidor es vulnerable.

Los resultados se presentan en la Tabla 60, donde se aprecia un **descuento** para el caso modelado de un **28,4%** sobre la factura. La diferencia entre el descuento que se aplica actualmente y el teórico habitual sería de 6 p.p.

Tipo de Consumidor	Descuento Efectivo a enero 2025	Descuento en Condiciones Habituales
Vulnerable	**28,4%**	22,6%
Vulnerable Severo	36,9%	28,4%

Tabla 60: Impacto del Bono Social sobre la Factura

5.2 Consumidores vulnerables en Portugal

En Portugal las ayudas homólogas al bono social español se denominan **Tarifa Social**. Se ponen a disposición de hogares con dificultades económicas, pero no se diferencian distintos tipos de consumidores vulnerables como en España.

Las ayudas son gestionadas por la **DGEG**, que aplica automáticamente los descuentos a los consumidores, aproximadamente **767.000 consumidores vulnerables** [82]. Las condiciones para optar a la ayuda las establece el Gobierno.

Igual que el Bono Social en España, esta ayuda en Portugal la financian los agentes del mercado eléctrico, aunque las **comercializadoras reguladas no trasladan este coste** a los consumidores, como sí ocurre en España. Las comercializadoras del mercado libre pueden o no trasladarlo.

5.2.1 Condiciones de la Ayuda - Portugal

Para optar al servicio es necesario que el punto de suministro sea la **residencia habitual**, estar conectado a **baja tensión** y que la **potencia contratada sea menor a 6,9 kVA**. No es necesario para esta ayuda estar suscrito al servicio regulado, también pueden optar a esta ayuda los clientes del mercado libre.

Sobre la **definición** de un **consumidor vulnerable**, en Portugal únicamente se sigue un criterio económico. La unidad familiar no puede cobrar más de **6.272,64 € anuales** (menos de 500 €/mes en 14 pagas), más restrictivo que en España en este sentido. Este umbral aumenta en un 50% por cada miembro de la unidad familiar sin ingresos.

También puede optar a este servicio un **beneficiario** de alguna de estas otras **prestaciones**:

- Suplemento solidario para personas mayores
- Ingresos de inclusión social
- Prestación por desempleo
- Subsidio familiar (ayuda por hijos en función de la renta)
- Pensión social de vejez (mínima no contributiva)
- Pensión de invalidez social en virtud del régimen especial de protección de la invalidez o del complemento de prestaciones sociales para la inclusión.

5.2.2 Ayudas y Descuentos - Portugal

Para estas ayudas se aplica por un lado un **descuento porcentual** y por otro lado **exenciones** a determinadas tasas.

En primer lugar, se aplica un **descuento porcentual** sobre el coste **antes de impuestos** de manera que el descuento resultante **equivaliera a un 33,8% de descuento para un consumidor suscrito a la tarifa regulada estudiada.**

Por otro lado, los consumidores vulnerables quedan exentos del IEC, y tienen una exención parcial de la tasa CAV, que pasa de 2,85 € mensuales a 1 €.

En el caso de Portugal, los **descuentos** sí que **reducen** lo pagado por **IVA**.

5.2.3 Impacto sobre la Factura - Portugal

Sabiendo que el consumidor unipersonal cobra la mitad de los 12.180 € de salario mínimo en Portugal, es decir, 6.090 € anuales, podría optar a esta ayuda al estar por debajo del umbral de 6.272 €.

Para determinar el descuento nominal de la Tarifa Social, existe un **simulador Excel** elaborado por la **ERSE** que detalla cuál es el descuento total de la tarifa, disponible en su página web [83].

Para el consumidor con el perfil de consumo seleccionado, con la opción tarifaria trihoraria y la potencia contratada de 4,6 kVA se aplicaría un descuento de **17,74 €**, que equivale a un descuento efectivo sobre la factura de un **38,2%**, superior al de España.

	Rubricas sujeitas à taxa normal de IVA de 23%	Valor	=	Quantidade	x	Preço
Tarifa de Acesso às Redes →	Termo de potência - com taxa normal de IVA	3,85 €	=	31 dias	x	0,1241 €/dia
Tarifa de Acesso às Redes →	Consumo em horas de vazio	0,78 €	=	16 kWh	x	0,0473 €/kWh
Tarifa de Acesso às Redes →	Consumo em horas cheias	1,94 €	=	41 kWh	x	0,0473 €/kWh
Tarifa de Acesso às Redes →	Consumo em horas de ponta	1,85 €	=	39 kWh	x	0,0473 €/kWh
Taxas e Impostos →	Imposto Especial de Consumo (IEC)	0,20 €	=	200 kWh	x	0,001 €/kWh
	Sub-total sem IVA	**8,61 €**				
	Sub-total com IVA de 23%	**10,60 €**	[A]			

	Rubricas sujeitas à taxa reduzida de IVA de 6%	Valor	=	Quantidade	x	Preço
Tarifa de Acesso às Redes →	Consumo em horas de vazio	0,83 €	=	18 kWh	x	0,0473 €/kWh
Tarifa de Acesso às Redes →	Consumo em horas cheias	2,08 €	=	44 kWh	x	0,0473 €/kWh
Tarifa de Acesso às Redes →	Consumo em horas de ponta	1,98 €	=	42 kWh	x	0,0473 €/kWh
Taxas e Impostos →	Contribuição audiovisual	1,85 €	=	1 mês	x	1,85 €/mês
	Sub-total sem IVA	**6,74 €**				
	Sub-total com IVA de 6%	**7,14 €**	[B]			
	Desconto da tarifa social	**17,74 €**	[A] + [B]			

Figura 27: Simulación del descuento de la Tarifa Social[83]

5.3 Francia

En Francia, la ayuda equivalente al Bono Social es conocida como el **chéque energie**, que como su nombre indica, en lugar de un descuento sobre la factura del consumidor se trata de una cuantía determinada que se concede al consumidor vulnerable.

Este servicio se gestiona íntegramente a través del Gobierno y del Ministerio de Energía, y se concede al inicio del próximo curso en base a los datos del curso presente. Además, la financiación de esta ayuda proviene de los presupuestos generales del país, no es financiada por el mercado eléctrico.

Actualmente más de **5.500.000 consumidores franceses** se benefician de esta ayuda, provenientes de ejercicio fiscal del año anterior. Los criterios de elegibilidad para el siguiente curso aún no han sido publicados por retrasos en los presupuestos generales del país.

5.3.1 Condiciones para optar a la Ayuda - Francia

No es necesario estar suscrito al servicio regulado para beneficiarse de esta ayuda. Siguiendo los últimos criterios publicados, es necesario tener **menos de 11.000 € de ingresos anuales** por Unidad de Consumo para llegar al umbral de concesión de la ayuda. El primer miembro del hogar forma 1 punto de la unidad del consumo, el segundo miembro 0,5 puntos y del tercero en adelante 0,3 puntos adicionales.

Una vez se aprueba la solicitud de la ayuda por primera vez, no es necesario volver a solicitarla, ya que se envía automáticamente a la última dirección proporcionada.

También existe un **simulador** del gobierno francés que permite determinar de manera más rápida y sencilla si tiene derecho a recibir la ayuda y en qué cuantía.

5.3.2 Ayudas y Descuentos - Francia

La cuantía de la ayuda a percibir por el consumidor vulnerable **depende** del total de **ingresos** por unidad de consumo y del número de **miembros** de la unidad de consumo. Varían entre 277 € el máximo y 48 € el mínimo. A menores ingresos y más miembros, mayor es la cuantía. Los montantes concretos se presentan en la Tabla 61.

Escala de verificación de energía

	RFR / UC < 5.700 €	5.700 € ≤ RFR / CU < 6.800 €	6.800 € ≤ RFR / CU < 7.850 €	7.850 ≤ RFR / CU < 11.000 €
1UC	194 €	146 €	98 €	48 €
1 < UC < 2	240 €	176 €	113 €	63 €
2 UC o más	277 €	202 €	126 €	76 €

Tabla 61: Cuantías del Cheque de Energie - 2022[84]

Ahora bien, la ayuda se recibe en forma de cheque, que solo pueden aceptar determinados proveedores para pagar facturas de luz y de gas, o costes de calefacción. Se puede acordar con los proveedores de energía que apliquen este descuento automáticamente cada año.

5.3.3 Impacto sobre la Factura - Francia

Si el consumidor modelado cobra 10.812 € – equivalente al 50% del salario mínimo en Francia – y siendo unipersonal, entraría en el primer umbral de la ayuda, la menos cuantiosa, como se observa en la Tabla 61.

Se asume que el descuento se divide equitativamente para cada mes. Con los 48 € de ayuda, el descuento mensual sería de apenas 4 € mensuales. Trasladado a la factura, supondría un descuento de un **7,3%** en la factura.

5.4 Italia

El sistema italiano es el más complejo de los 4 países analizados, ya que cuenta con un **servicio regulado exclusivo** para los **consumidores** considerados como **vulnerables**, y por otro lado se encuentra el bono social, al que pueden optar consumidores vulnerables que estén o no en el este servicio regulado exclusivo.

Este servicio es conocido como Mayor Tutela, y se ofrece por el **Servicio Eléctrico Nacional (SEN)** que cumple la labor de comercializador de último recurso único para todo el territorio nacional. Se puede considerar este servicio como una garantía para los consumidores vulnerables que, si no tienen otra opción, siempre pueden contratar este servicio.

Para el cálculo del descuento efectivo, es necesario tener en cuenta el coste de la tarifa de la Mayor Tutela, ya que los vulnerables no pueden optar al servicio de Tutela Gradual.

Los datos más recientes (IV trimestre de 2023) muestran que existen unos **2.850.000 consumidores vulnerables** [85]. En el mismo documento se detalla que el coste total de la ayuda para el año 2023 fue de 1.427 millones de euros y que se financió por los consumidores del mercado eléctrico – a través de la componente A_{SRIM} – y parte a través de los presupuestos generales del estado italiano.

5.4.1 Condiciones para ser considerado vulnerable - Italia

En primer lugar, existen dos ayudas distintas, una por **dificultades económicas** y otra por **dificultades físicas**, y no son mutuamente excluyentes. En ambos casos, es necesario que el punto de suministro sea en la vivienda habitual, y no es necesario estar suscrito al servicio regulado.

Para solicitar el bono por dificultades económicas es necesario que el indicador ISEE sea de hasta un máximo de **9.530 €** con hasta 3 hijos en el hogar, o de hasta 20.000 € con 4 hijos o más. Este indicador lo calcula la administración pública, en base a los ingresos del hogar y los activos de los miembros.

El bono por dificultades físicas se concede en el caso de que un miembro del hogar tenga una enfermedad grave que requiera del uso de equipos electrodomésticos que consuman mucha energía. Es necesario detallar la enfermedad, la necesidad de utilizar electrodomésticos y las horas de uso diario.

La definición de **consumidor vulnerable** engloba la del bono social, pero tiene un alcance mayor. Entran dentro de esta definición:

- Mayores de 75 años
- Titulares del Bono por dificultades económicas
- Personas discapacitadas (según la Ley 5 de febrero de 1992)
- Residentes en territorio no continental
- Consumidores con marcapasos

5.4.2 Ayudas y Descuentos - Italia

Independientemente del servicio contratado, el rango de las ayudas del bono social por dificultades económicas va de los 168 € a los 240 €. Un rango mucho menor que el de Francia, por lo que, en este caso, todas las ayudas tendrán un impacto similar.

Una vez sido considerado para optar al bono social, las cuantías varían en función del tamaño de la familia. Estas se muestran en la Tabla 6262.

Composición básica del ISEE	Bonificación total año 2025 €/año para POD	Bono diario año 2025 €/día para POD	Bono mensual año 2025 €/30 días para POD
Tamaño de la familia 1-2 miembros	167,90	0.46	13.80
Tamaño de la familia: 3-4 miembros	219.00	0.60	18.00
Tamaño de la familia más de 4 miembros	240.90	0.66	19.80

Tabla 62: Cuantías del Bono Social por dificultades económicas [86]

Para el bono por dificultades físicas, la cuantía total dependerá de la potencia del equipo utilizado, y el consumo extra del consumidor por usar dicho equipo. Se muestra en la Tabla 6363.

Consumo extra respecto a un usuario típico (2700/kWh/año)	Bandas de potencia	Bono ordinario (CCF) (*)	Ejemplo de facturación mensual
BANDA MÍNIMA hasta 600 kWh/año	hasta 3 kW	167.9	13.8
	3,5 kW	208.05	17.1
	4,0 kW	222.65	18.3
	desde 4,5 kW y más	237.25	19.5
BANDA MEDIA entre 600 y 1200 kWh/año	hasta 3 kW	335.8	27.6
	3,5 kW	361.35	29.7
	4,0 kW	375,95	30.9
	desde 4,5 kW y más	390,55	32.1
BANDA MÁXIMA superior a 1200 kWh/año	hasta 3 kW	500.05	41.1
	3,5 kW	514.65	42.3
	4,0 kW	529.25	43.5
	desde 4,5 kW y más	543.85	44.7

Tabla 63: Cuantías del Bono Social por dificultades físicas [87]

Respecto al impacto de estos descuentos sobre la factura, es necesario hacer el cálculo de una factura de un consumidor suscrito al servicio de Mayor Tutela, ya que la Tutela Gradual se reserva a clientes no vulnerables.

- **Cálculo de una Factura de la Mayor Tutela**

La tarifa se estructura de la misma manera que la de Tutela Gradual, pero con valores distintos. En este apartado no se analizará el peso de las componentes de cada término, ya que únicamente se está evaluando el coste del servicio. Todos los términos son publicados por la ARERA de manera trimestral.

El coste variable por la energía se divide en dos franjas horarias, por un lado, la franja F1 y por otro lado las franjas F2 y F3.

Se ha calculado basado en el perfil del consumidor presentado en el Capítulo 4: Comparativa de los costes de cada tarifa.

Término		Coste
Fijo por Cliente	64,1183 €/cliente/año	5,44 €
Fijo por Potencia	25,2788 €/kW/año	8,59 €
Variable	0,220368 €/kWh	14,39 €
	0,207968 €/kWh	28,01 €
Accise	0,227 €/kWh	4,54 €
IVA	10%	6,10 €
Total		**67,06 €**

Tabla 64: Coste factura Mayor Tutela, enero 2025

Es muy llamativo que el coste de este servicio (sin tener en cuenta la ayuda del bono social), sea notablemente superior a la factura del mismo consumidor en el servicio regulado Tutela Gradual (67 € frente a 56 €). Esto resalta el notable impacto positivo para el consumidor del **parámetro gamma** derivado de la competencia entre las comercializadoras por ofrecer el servicio regulado para consumidores no vulnerables.

Aun siendo llamativa esta diferencia, si se sigue con el criterio de uniformidad territorial para la Mayor Tutela, y se tiene en cuenta la presencia de consumidores en territorios de más difícil acceso, se puede entender que los costes fijos sean mayores.

5.4.3 Impacto sobre la Factura - Italia

Se analiza únicamente el impacto del **bono social** por **dificultades económicas**, ya que el de dificultades físicas no podría reflejarse de manera realista en el perfil de consumo seleccionado.

Teniendo en cuenta que en Italia no existe un salario mínimo general (depende de cada gremio), se ha considerado un consumidor unipersonal con 9.000 € de ingresos anuales, para ser considerado así consumidor vulnerable. Esto equivale a un descuento por 31 días de **14,26 €**.

El impacto de estos descuentos sobre el importe calculado de 67,06 € sería de un **21%**. Sin embargo, si aplicáramos este descuento sobre el importe de la tarifa de Tutela Gradual (más próxima a los precios del mercado libre), el impacto sería de un **25%**.

5.5 Comparación del Bono Social entre países

En este apartado se comparan las distintas características anteriormente descritas para el Bono Social de cada país estudiado. Para el cálculo del impacto del bono sobre la factura, se modelará para el 'primer' consumidor que pueda solicitar la ayuda, es decir, el caso más desfavorable en caso de contar con más de una cuantía.

5.5.1 Accesibilidad

En primer lugar, se resalta que **España** es el único país de los estudiados donde el acceso a esta **ayuda se limita a los consumidores del servicio regulado**.

En cuanto a la accesibilidad para solicitar el Bono Social, España es el país donde es más sencillo en términos de ingresos optar a la ayuda. Es necesario juzgarlo también en términos relativos, como se presenta en la Tabla 6565.

- **Relativizando la Accesibilidad**

Para **relativizar** la accesibilidad del Bono Social en términos económicos, se ha calculado una ratio entre el **umbral máximo de ingresos** para optar al bono y el **salario mediano** de cada geografía. Cuanto más alta esta ratio, más accesible, pues cubre un mayor rango de salarios.

Se ha seleccionado el **salario mediano** en lugar del salario medio, ya que este último se ve afectado por los valores extremos. Refleja mejor así la **distribución real de los ingresos**, siendo más realista y representativa que la media. Además, la UE define como umbral de pobreza el 60% del salario mediano nacional (UE, 2022) por lo que es más útil para comparar el umbral para solicitar la ayuda y el umbral de pobreza.

No se han publicado los salarios medianos para el año presente, por lo que se han **ajustado con la inflación** los **datos disponibles** para realizar una estimación del salario mediano de cada país en 2025. Los datos disponibles se han obtenido de Eurostat [89], y los resultantes se presentan en la Tabla 65.

España es también en términos relativos, tiene los **criterios de renta más accesibles**, con una ratio de 0,51 sobre el salario mediano, es decir, los salarios no superiores al 51% del salario mediano están cubiertos por

la ayuda. En Portugal y Francia la ratio es similar, en torno al 0,4. Y en Italia, al menos para hogares unipersonales, es la menor con una ratio de 0,34.

Es llamativo que, de los 4 países analizados, **ninguno cubre a la totalidad de consumidores considerados en situación de pobreza**, según la UE. Para cubrir a estos consumidores, la ratio debería ser de al menos 0,6.

	España	**Portugal**	**Francia**	**Italia**
Umbral máximo de ingresos para solicitar el Bono Social	12.600 €/año	6.272 €/año	11.000 €/año	9.530 €/año
Salario mediano del país	24.483 €/año[10]	15.425 €/año[11]	26.293 €/año[12]	28.007 €/año[13]
Proporción relativa umbral (veces el salario mediano)	**0,51**	**0,41**	**0,42**	**0,34**

Tabla 65: Accesibilidad relativa al Bono Social

En el caso de España y Portugal, también pueden aplicar los pensionistas que cobran la pensión mínima no contributiva.

En España también tienen derecho a solicitar esta ayuda las **familias numerosas** que, aunque sea positivo para apoyarlas, **no tienen por qué ser consumidores vulnerables** en el sentido de la necesidad económica de la ayuda. Además, el propio criterio económico ya eleva el umbral para solicitarla en función del número de hijos.

[10] Ajustado con la inflación acumulada 2023-2025 del 4,86%.
[11] Ajustado con la inflación acumulada 2022-2025 del 9,05%.
[12] Ajustado con la inflación acumulada 2022-2025 del 8,06%.
[13] Ajustado con la inflación acumulada 2022-2025 del 8,60%.

También se considera muy positivo que en Italia se tenga en cuenta la realidad de los consumidores que por su condición física tengan que hacer uso de aparatos electrodomésticos de alto consumo.

5.5.2 Tipo de Descuento

Respecto a la forma en la que se aplica el descuento del Bono Social, el modelo **portugués** se considera el más **efectivo**. Un **descuento porcentual** sobre el precio antes de impuestos, con la consecuente **reducción** del **IVA**, acompañada de otras **deducciones fiscales**.

Un **descuento porcentual** ayuda al consumidor en momentos de precios altos de la misma manera que en precios bajos, así se **mantiene el poder adquisitivo** del bono de manera constante. También cumple mejor su función, que es reducir la carga de la factura para trasladarlo a un porcentaje del ingreso disponible. Resulta más sencillo para el cálculo económico.

Adicionalmente, se considera **positivo** que en Portugal se **descuente la parte proporcional del IVA** sobre el descuento del Bono Social, hecho que no sucede en España. Sería más justo fiscalmente para los consumidores vulnerables, reduciendo así además la carga fiscal más alta de las geografías estudiadas.

5.5.3 Impacto de la Ayuda

Por último, además de ser el tipo de descuento más efectivo en su forma, también es **Portugal** el país donde el bono social tiene el **mayor impacto sobre la factura**. Bien es cierto que en Portugal solo existe un único modelo de ayuda, y en otros países hay rangos para la ayuda

Destaca muy negativamente el caso de Francia. No es coherente que a un consumidor se le considere vulnerable con que la ayuda recibida no llegue a aliviar en un 10% la factura del consumidor, que en términos absolutos se traduce en 4 € mensuales.

El impacto en la factura teórica y todo lo anterior se resume en la Tabla 6666.

	España	Portugal	Francia	Italia
Financiación	Agentes del mercado eléctrico	Agentes del mercado eléctrico	Presupuestos Generales	Mercado + Presupuestos Generales
Condiciones para solicitar el Bono Social	12.600 €/año hogar (aumenta con miembros)	6.272 €/año hogar (aumenta con miembros sin ingresos)	11.000 €/año hogar (aumenta con miembros)	9.530 €/año hogar (hasta 3 hijos) y 20.00 €/año hogar (4 hijos o más)
	Familia numerosa	Subsidio familiar		
	IMV	Beneficiario de otras prestaciones		
	Ligado a la Tarifa Regulada	**Independiente de la Tarifa Regulada**	**Independiente de la Tarifa Regulada**	**Independiente de la Tarifa Regulada**
Tipo de descuento	Porcentual, sin reducción de la base imponible. Con límite de consumo	Porcentual + deducciones en impuestos y reducción de la base imponible. Con límite de consumo	Cuantía fija	Cuantía fija
Descuento efectivo mínimo hogar unipersonal	**28,4%**	**38,2%**	**7,3%**	**24%**

Tabla 66: Resumen comparativo del Bono Social por geografías

Capítulo 6: Conclusiones y Reflexiones Finales

Finalmente se procede a valorar toda la información anterior en forma de reflexiones sobre el modelo actual del servicio regulado de la electricidad en España, inspirándose en las medidas y regulaciones específicas de los países estudiados en el presente trabajo de investigación.

6.1 Accesibilidad del Servicio

La **potencia contratada** es la variable clave para poder acceder al servicio, que varía entre geografías, y es **Portugal** el país **más accesible** en este aspecto, con hasta 41,4 kVA de potencia contratable. En Francia los clientes con hasta 36 kVA de potencia contratada y en España se limita la potencia contratable a 10 kW. Sin considerar la proporción de clientes en cada segmento de potencia, **España** destaca como la geografía **menos accesible** en este aspecto.

En términos generales, **Italia** cuenta el **servicio** es mucho **más restrictivo** que en el resto de los países, ya que únicamente pueden contratar servicio regulado los clientes que estuvieran suscritos a este servicio antes de la reforma llevada a cabo el 1 de julio de 2024, o bien los consumidores vulnerables, que pueden optar al servicio exclusivo para estos.

Este planteamiento alineado con la migración total hacia un mercado libre, aunque legítima, se distancia de la garantía de servicio universal para todos los consumidores establecida en el artículo 28 de la Directiva (UE) 2019/944, ya que lo limitan a los clientes vulnerables a través de la Mayor Tutela.

Otros aspectos de la accesibilidad involucran la **libertad** a la hora de elegir la **potencia a contratar** y la **facilidad** de los consumidores de **consultar** y **comprender** los **términos** que componen la **tarifa** regulada. Este segundo punto se considera de especial relevancia en España, donde tan solo una fracción mínima de los consumidores llegan a comprender en profundidad.

Sobre el primer punto, **España destaca positivamente**, al tener **libertad** para elegir el **valor de potencia** deseada (por debajo de 10 kW), pudiéndose elegir entre saltos de 0,1 kW. Esto permite al consumidor ajustar su potencia contratada de la manera más representativa con sus necesidades. En **Francia** o **Portugal** en cambio el consumidor debe escoger de entre varios **valores** de potencia **normalizados**.

Sobre la **comprensión de la factura**, **España** destaca ahora **negativamente**. Para llegar a visualizar todas las componentes de la factura, su definición, valor y destino, en España es necesario consultar multitud de documentos en formato legislativo – que dificulta aún más su comprensión – y de varios organismos distintos, aunque sí que es transparente en cuanto a la metodología.

Por tanto, se recomendaría establecer un **documento recopilatorio** como el Alegato A a /la Deliberación 362/2023/R/eel en Italia, consultado para describir el sistema regulado italiano y sus términos. Este documento combina terminología, definiciones, destinos y costes.

En la web de la italiana ARERA también existe un **'diccionario' de términos** que los usuarios pueden consultar en cualquier momento de manera sencilla.

6.2 El papel de las Autoridades Reguladoras

Los reguladores únicos del sistema eléctrico en cada país son la **CNMC** en España, el **ERSE** en Portugal, la **CRE** en Francia y la **ARERA** en Italia.

La **primera diferencia** clara entre España y el resto de los países estudiados se puede apreciar en el propio nombre de cada agencia, y es que la **CNMC** es la única en la que la agencia regulatoria tiene un **carácter multisectorial**, mientras que el ámbito de actuación del resto de agencias es exclusivo del sector energético. Esto es relevante de cara a los criterios técnicos para los nombramientos de los miembros del consejo de la CNMC.

Sobre la **autonomía** de las autoridades, las competencias de la **CNMC** están **limitadas** al cálculo y metodología de los **peajes de acceso** a las redes, la metodología de **retribución del OM y del OS**, y recomendaciones no vinculantes. El resto de los términos de la factura, como el de producción eléctrica, los cargos regulados o el margen de comercialización dependen del Ministerio de Transición Ecológica. Como se ha descrito, esto lleva a la falta de una metodología clara y al seguimiento de criterios políticos en lugar de técnicos en algunos casos.

El **ERSE**, la **CRE** y la **ARERA** en cambio son las **encargadas del diseño metodológico** y del establecimiento del coste de cada término de la tarifa regulada. En el caso de Francia, el Gobierno puede limitar el impacto de las subidas en el coste de adquisición mediante subsidios, pero no interviene sobre el cálculo metodológico de los términos.

Por tanto, se considera que un **mayor ámbito de competencias** de la CNMC a la hora de fijar la metodología de cálculo de los términos del PVPC – como pueda tener el ERSE en Portugal – garantiza una **mayor eficiencia** y **criterios técnicos** a la hora de diseñar este servicio regulado.

Respecto a la **independencia** de la propia agencia, todas las agencias siguen los mandatos de 6 o 7 años para evitar coincidir con periodos electorales. En el caso de **España**, los miembros del consejo se nombran mediante Real Decreto a **propuesta** del **ministro de Economía**, existiendo una comisión para evaluarlos. El **Congreso de los Diputados** tiene la posibilidad de **vetarlos** con una mayoría absoluta. En el resto de los países, existen otros mecanismos adicionales de independencia y/o de veto sobre los miembros propuestos.

En **Portugal**, aunque sea el gobierno el que realice todos los nombramientos del consejo en última instancia, el **proceso de selección** de los posibles nombrados lo realiza una **comisión independiente**, que únicamente sigue criterios técnicos.

En **Francia**, los nombramientos se diferencian para la presidencia y los comisarios de la CRE. El presidente es **nombrado** por decreto del **presidente de la República**, pero este puede ser **vetado** por la **Asamblea Nacional o el Senado** (con mayoría de 2/3). El nombramiento de los comisarios se divide en uno por decreto por el presidente del senado, otro por el presidente de la asamblea, otro por el presidente del consejo económico, social y Medioambiental, y otro por el presidente del tribunal de cuentas.

En Italia, se realiza una proposición de nombramiento conjunto de la presidencia de la ARERA y sus consejeros, que tienen que ser aprobados por mayoría de 2/3 de las comisiones competentes de la Cámara de Diputados y Senado, que se considera totalmente distinto a tener la posibilidad de veto.

Por tanto, la **CNMC** cuenta con **menos competencias** que el resto de las autoridades, siendo **multisectorial** los criterios técnicos no están centrados en el sector energético, pero sí que cuenta con **garantías de independencia** en línea con el resto de los países estudiados, aunque también se consideraría positivo una **comisión independiente** dedicada a su selección.

6.3 Metodología de Cálculo del Coste de la Energía

El servicio regulado **PVPC** se basa en la **indexación horaria** del coste de la energía al **mercado mayorista**, lo que, como se describió en el primer capítulo de este trabajo, llevó a críticas y migraciones al mercado libre cuando se dio la crisis energética de los años 2021-2022.

Existen varias razones para que el precio de la energía se calcule de esta manera. **Trasladar el coste íntegro de la energía desde el mercado mayorista al consumidor facilita la labor de las COR** como servicio universal para aceptar a los consumidores. **Permite aprovechar las horas de precios más baratos** – en línea con el derecho a precios dinámicos que establece la UE.

Sin embargo, también existen **críticas** a este modelo. La principal, y muy llamativa durante la crisis, es la **volatilidad** que se traslada también directamente al consumidor al exponerlo al mercado mayorista. Por esto mismo se estableció el *Término de Ajuste* en el cálculo del precio, que se comentará a continuación. También existe una clara **falta de previsibilidad** para el consumidor. No es realista considerar que el consumidor revise cada día a la hora de publicación los precios horarios del día siguiente y adaptar su estilo de vida y de consumo para minimizar el coste de su suministro.

Sobre la reforma del **Término de Ajuste**, pese a que sí consiguen reducir en cierta medida la volatilidad en los precios – la **desviación típica** de los precios diarios entre el promedio de estos (medida de dispersión relativa) **pasa de 0,50 a 0,43** – este término entra en conflicto con uno de los argumentos positivos de las tarifas dinámicas, y es que **reducen el impacto** que pueden llegar a tener las **horas de precios más baratos** por la producción renovable.

El camino a futuro lleva a un mayor peso de los mercados a plazos en la composición de la factura, que propone un servicio menos volátil y con más previsibilidad – siempre que se comuniquen a los consumidores el peso y los precios de los productos adquiridos por las comercializadoras con antelación – además de seguir trasladando el coste real de la energía a los consumidores.

Respecto al resto de países, en **Portugal** se establecen **precios** anuales fijos o diferenciados por franjas horarias. Los precios se basan en la energía adquirida en mercados a plazo y en las estimaciones de los precios del mercado diarios, según los mercados a plazo.

El caso de **Francia**, aunque similar a Portugal, es un **caso especial** por el suministro a precio fijo regulado del **ARENH**. La parte del **suministro no cubierta por el ARENH**, se adquiere en su totalidad en los **mercados a plazo**, por tanto, se puede afirmar que traslada el coste real del suministro a los consumidores.

El caso italiano no se considera un modelo ideal sobre el que inspirarse.

La cuestión más importante es qué se quiere **priorizar** por parte de la administración, ya que, si se le quiere dar más **estabilidad** a los **consumidores** es necesario darles un mayor peso a los mercados a plazo, pero no es posible llevarlo al 100% del suministro, por lo que siempre tendrá que haber ajustes. Si se quieren evitar estos ajustes – como los presentes en Portugal para ejercicios pasados – para **disminuir la complejidad** del sistema **para la labor del COR**, se mantendrá la componente mayorista.

Pese a sus puntos negativos, un **precio horario** también **conciencia al consumidor** sobre el **carácter variable** del **coste de la energía**, que no cuesta lo mismo en una hora que en otra. Aunque esta cuestión se puede resolver de la misma manera con la diferenciación por franjas horarias, que ya se logra con la estructura de financiación de los peajes de acceso.

6.4 Impacto de los Derechos de emisión de CO_2

Se considera que el **mercado de derechos de emisión** de CO_2 presente en el mercado europeo está teniendo **impactos notables** sobre el mercado eléctrico.

El impacto de los derechos de emisión para el mes de enero ya se cuantificó en **24,85-31,95 €/MWh** para el coste de producción y **29,82-38,35 €/MWh teniendo en cuenta las pérdidas**, que ya representa aproximadamente un tercio del coste de producción total para el mes estudiado.

Con la implantación de la **ETS2**, más agentes económicos tendrán que adquirir estos derechos en el futuro y la cantidad de derechos disponibles va a continuar disminuyendo cada año. Por tanto, se prevé que vaya a **aumentar la demanda** y **disminuir la oferta**, lo que provocará inevitablemente el **aumento del coste** por cada derecho de emisión, y por tanto, su impacto en la factura.

Por el diseño del **sistema marginalista**, impactos sobre la última tecnología en entrar el mix como pueden ser los **futuros del gas natural** para los ciclos combinados o los propios **derechos de emisión** sobre tecnologías contaminantes **afectan a todos los consumidores** y beneficia a los productores inframarginalistas. Esto ocurre cuando las centrales de ciclo combinado entran en el mix energético diario, no así si entran por restricciones técnicas a petición de REE. Por ello, sería positivo una revisión de la estructura de financiación de estos derechos.

Sobre el **destino de los fondos recaudados**, en base a las directivas, como **mínimo el 50%** de los fondos recaudados debe destinarse a **proyectos relacionados con la energía o el clima**, el resto se ingresos pueden ser integrados en los PGE. Por tanto, parte del coste de los derechos pasan a ser impuestos al consumidor.

Sobre los proyectos que se dan en España, se financian proyectos de **eficiencia energética**, **fondos para la transición energética** o a la **reducción** de los **cargos regulados**. Adicionalmente, se compensa a las empresas electrointensivas, que asumen un coste mayor por la energía debido al impacto de los derechos de emisión.

Aunque con parte de lo recaudado se compense a los consumidores, se ignora la magnitud del sobrecoste que asumen todos los consumidores, hecho que debiera de revisarse.

6.5 Impuestos

En primer lugar, se recalca la **elevada carga fiscal** sobre la factura regulada de **España**, que es la más alta de entre los países estudiados. Esto se ve **magnificado** si los impuestos se aplican en **forma de porcentaje** y aumentan los precios, siendo España el único país que aplica el **IEE** en esta forma.

La existencia de un impuesto especial puede ser criticable desde varios aspectos como ya se mencionaron al presentar este término de la factura en el Capítulo 1. Introducción y Planteamiento. Pese a su carácter obligatorio, se puede juzgar el modelo del resto de países estudiados.

Bien se podría **reducir este impuesto al mínimo estipulado** por la UE, cosa que ya hace **Portugal**, gravando el mínimo de 1 €/MWh. Bien se podría dar un **destino específico a lo recaudado** por este impuesto, que se hace en **Francia**, donde se financian los **cargos regulados** a través del IEE. O también se podría **gravar en forma de término fijo** (€/MWh) en lugar de un tipo porcentual, que perjudica al consumidor cuando el precio de la electricidad es más caro.

En cualquier caso, es necesario tener en cuenta que los ingresos provenientes del IEE suponen más de 1.000 millones de € de ingresos anuales recurrentes para las CC.AA. y cualquier modificación que afecte a la recaudación debería ser compensada por más recaudación o menor gasto.

Sobre el **IVA** también se han encontrado propuestas interesantes del resto de países estudiados. **Italia** repercute un **tipo reducido general** a los consumidores residenciales del **10%**. En **Francia** el **término fijo** y otras tasas tienen un **IVA reducido** del 5,5% y para el resto de los términos repercuten un 20% de IVA, menor que España. Y **Portugal** cuenta con un **tipo reducido al 6%** el **término variable** para pequeños consumidores.

Todos los países a excepción de España cuentan con distintas propuestas fiscales que benefician al consumidor residencial. Bien reducir el tipo impositivo general o establecer tipos impositivos diferenciados en favor de los consumidores individuales se consideraría positivo.

De igual manera que para el IEE, es necesario considerar que cualquier cambio sobre el tipo impositivo aplicado actualmente afectaría a la recaudación, que es aproximadamente de 5.900 millones de euros y afecta directamente a los PGE.

6.6 Bono Social

Lo primero a señalar sobre el Bono Social resulta ser que **ninguno de los países** estudiados **cubre totalmente** el umbral de renta por debajo del 60% del salario mediano, que establece la UE como **umbral de pobreza**. Sería ideal ajustar dichos umbrales de renta.

Además, **España** es el único país que **limita la accesibilidad** de esta ayuda a los **consumidores regulados**, lo que va en contra de la libre elección de los consumidores. El consumidor vulnerable puede llegar a encontrar una oferta que se adapte mejor a sus necesidades en el mercado libre, y no por ello debería de dejar de poder optar a esta ayuda.

Respecto al **modelo de financiación**, únicamente Francia financia íntegramente esta partida a través de sus presupuestos generales, en el resto de los países se financia a través de los propios agentes del mercado eléctrico. Financiarlo a través de los **presupuestos generales**, que provienen de impuestos de la propia factura lleva a **pasos intermedios**, mientras que financiarlo **a través del** propio **mercado eléctrico** permite una **mayor visibilidad**.

Respecto a la forma de la ayuda, se considera **más positivo** para el consumidor un **descuento** en forma **porcentual** que mantenga el efecto reductor del descuento de manera constante, ya que, si se aplica en forma de cheque de distintos valores en función de los ingresos, en algunos casos el descuento sobre la factura será ínfimo y no tendrá apenas efecto sobre el consumidor, como fue el caso estudiado en el capítulo anterior para Francia. Además, establecer múltiples umbrales añade complicaciones adicionales para la administración, por lo que el **modelo portugués** se considera el **más efectivo** y **menos complejo**.

Por último, el **descuento** porcentual que se aplica en **España no reduce proporcionalmente** los **impuestos** de la factura, mientras que en **Portugal sí**. Se considera que **reducir proporcionalmente** los impuestos es lo más **justo fiscalmente**, aunque habría que tener de nuevo en cuenta el impacto sobre los ingresos de la administración.

Capítulo 7: Bibliografía

[1] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. "PANEL DE HOGARES 4T 2024". https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor_contenidos/Notas%20de%20prensa/2025/20250509_NP_Panel%20hogares_%20satisfacci%C3%B3n%20servicios_def.pdf

[2] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. "PANEL DE HOGARES 2T 2024". https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor_contenidos/Notas%20de%20prensa/2024/20241205_NP_Panel_servicios%20de%20electricidad%20y%20gas%20natural.pdf

[3] Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. *Boletín Oficial del Estado*, núm 285, 35097-35130. https://www.boe.es/eli/es/l/1997/11/27/54

[4] Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica. Boletín Oficial del Estado, 82, 31971-31989. https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2009-5618

[5] Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social. *Boletín Oficial del Estado*, 111, 39404-39419. https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2009-7581

[6] Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación. *Boletín Oficial del Estado*, 77. https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2014-3376&tn=1&p=20140329

[7] Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008. *Boletín Oficial del Estado*, 312. https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2007-22458

[8] Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural. *Boletín Oficial del Estado*, 11, 2219-2244. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-315

[9] Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico. *Boletín Oficial del Estado*, 66, 31103-31123. https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2021-4239

[10] Circular 3/2020, de 15 de enero, 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 y distribución de electricidad. *Boletín Oficial del Estado*, 21. https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-1066

[11] Red Eléctrica de España. (2025). *Precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC).* https://www.ree.es/es/operacion/sistema-electrico/pvpc

[12] ICE Endex. (2022). *Dutch TTF Gas Futures*. https://www.theice.com/products/27996665/Dutch-TTF-Gas-Futures/data

[13] Iberdrola México. (2020). *¿Cómo funciona una central de ciclo combinado?* https://www.iberdrolamexico.com/te-interesa/cinco-datos-interesantes-de-los-ciclos-combinados/

[14] Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español. (2022). *Informe Anual 2022.* https://www.omie.es/sites/default/files/2023-02/Informe%20Anual%202022%20ESP.pdf

[15] Real Decreto-ley 12/2021, de 24 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la fiscalidad energética y en materia de generación de energía, y sobre gestión del canon de regulación y de la tarifa de utilización del agua. *Boletín Oficial del Estado*, 151, 76274-76289. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-10584

[16] Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad. Boletín Oficial del Estado, 221. https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-14974

[17] Real Decreto 446/2023, de 13 de junio, por el que se modifica el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica, para la indexación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica a señales a plazo y reducción de su volatilidad. *Boletín Oficial del Estado*, 141,84282-84302. https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2023-14048

[18] Recomendación 2003/361/CE de la Comisión, de 6 de mayo de 2003, sobre la definición de microempresas, pequeñas y medianas empresas. Diario Oficial de la Unión Europea, L 124, 20.5.2003, p. 36–41. https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2003-80730

[19] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (2025). *Informe de Supervisión de los Cambios de Comercializador – Segundo Trimestre de 2024*. https://www.cnmc.es/sites/default/files/5935574.pdf

[20] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (2024). *Nota de Prensa 28 de junio de 2024.* https://www.cnmc.es/prensa/panel-hogares-servicios-electricidad-gas-20240628

[21] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (2024). *Nota de Prensa 5 de diciembre de 2024.* Panel de Hogares CNMC. https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor_contenidos/Notas%20de%20prensa/2024/20241205_NP_Panel_servicios%20de%20electricidad%20y%20gas%20natural

[22] Resolución de 28 de abril de 2021, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el contenido mínimo y el modelo de factura de electricidad a utilizar por los comercializadores de referencia. Boletín Oficial del Estado, 103. https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-7120

[23] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (2024). *Resolución por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad a partir del 1 de enero de 2025* (RAP/DE/009/24). *https://www.cnmc.es/sites/default/files/5691243.pdf*

[24] Orden TED/1487/2024, de 26 de diciembre, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico y se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2025 y por la que se aprueba el reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social y al coste del suministro de electricidad de los consumidores a que hacen referencia los artículos 52.4.j) y 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, correspondiente al año 2025. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2024-27289

[25] Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital. (2016). Orden ETU/1948/2016, de 22 de diciembre, por la que se fijan determinados valores de los costes de comercialización de las comercializadoras de referencia a incluir en el cálculo del precio voluntario para el pequeño consumidor de energía eléctrica en el período 2014-2018. *Boletín Oficial del Estado*, 310, 90406-90411. https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2016-12274

[26] Sala Tercera del Tribunal Supremo. (2015). Sentencia de 3 de noviembre de 2015, de la Sala Tercera del Tribunal Supremo, por la que se anula el apartado 2 de la disposición adicional octava del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para

el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación. *Boletín Oficial del Estado*, 32, 9712-9712. https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2016-1182

[27] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (2016). *Informe sobre el margen comercial.* https://www.cnmc.es/sites/default/files/1208252_12.pdf

[28] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (2024). *Resolución por la que se establece la cuantía de retribución del Operador del Sistema Eléctrico para 2025 y los precios a repercutir a los agentes para su financiación (RAP/DE/004/24).* https://www.cnmc.es/sites/default/files/5700086.pdf

[29] Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia. *Boletín Oficial del Estado*, núm. 252. https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2014-10517

[30] Red Eléctrica de España. (2025). Potencia máxima instantánea. Red Eléctrica de España. https://www.ree.es/es/datos/demanda/potencia-maxima-instantanea

[31] Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales. *Boletín Oficial del Estado*, 312. https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-1992-28741

[32] Directiva 2003/96/CE Del Consejo de 27 de octubre de 2003 por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad. Diario Oficial de la Unión Europea, L 283, 51–70. https://www.boe.es/doue/2003/283/L00051-00070.pdf

[33] Ley 22/2009, de 18 de diciembre, por la que se regula el sistema de financiación de las Comunidades Autónomas de régimen común y Ciudades con Estatuto de Autonomía y se modifican determinadas normas tributarias. Boletín Oficial del Estado, 305. https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2009-20375

[34] Agencia Tributaria. (2025). *Informe Anual de Recaudación Tributaria – 2024*. https://sede.agenciatributaria.gob.es/static_files/AEAT/Estudios/Estadisticas/Informes_Estadisticos/Informes_Anuales_de_Recaudacion_Tributaria/Ejercicio_2024/IART24_es_es.pdf

[35] Ministerio de Hacienda. (s.f.). *Publicación de los presupuestos autonómicos.* Secretaría General de Coordinación Autonómica y Local. https://serviciostelematicosext.hacienda.gob.es/SGCIEF/PublicacionPresupuestos/aspx/MenuREP.aspx

[36] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (2014). *Informe sobre el precio de alquiler de los contadores electrónicos con discriminación horaria y con posibilidad de telegestión tipo 5.* https://www.cnmc.es/sites/default/files/1514025_10.pdf

[37] Orden IET/2732/2015, de 11 de diciembre, por la que se designa a Operador del Mercado Ibérico de la Energía-Polo Español, SA, como operador designado para el mercado eléctrico, al amparo de lo previsto en el reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de la congestión. *Boletín Oficial del Estado*, 301. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2015-13737

[38] Orden IET/1491/2013 (España, 2013), de 1 de agosto, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para su aplicación a partir de agosto de 2013 y por la que se revisan determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial para el segundo trimestre de 2013. *Boletín Oficial del Estado*, 185. *Boletín Oficial del Estado*, 301. https://www.boe.es/buscar/pdf/2013/BOE-A-2013-8561-consolidado.pdf

[39] Ley 37/1992, de 28 de diciembre, del Impuesto sobre el Valor Añadido. *Boletín Oficial del Estado,* 312. https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-1992-28740

[40] Operador del Mercado Ibérico de Energía. (2019). *Detalle del Funcionamiento del Mercado Intradiario.* https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/mercados_intradiario_y_continuo.pdf

[41] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2023). Resolución de 30 de junio de 2023, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación del sistema eléctrico 14.12 "Estimación del coste de los componentes del precio voluntario para el pequeño consumidor". https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2023-15276

[42] Operador del Mercado Ibérico de Energía. (2019). *Detalle del Funcionamiento del Mercado Diario.* https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/mercado_diario.pdf

[43] Operador del Mercado Ibérico de Energía. (2025). Mercado diario, Curvas agregadas de oferta y demanda. https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/aggragate-suply-curves?scope=daily&date=2025-04-01&hour=1

[44] Comisión Europea. (2019). DIRECTIVA (UE) 2019/944 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE. https://www.boe.es/doue/2019/158/L00125-00199.pdf

[45] Comisión Europea. (2019). REGLAMENTO (UE) 2019/943 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 5 de junio de 2019 relativo al mercado interior de la electricidad. https://www.boe.es/doue/2019/158/L00054-00124.pdf

[46] Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones. *Diario Oficial de la Unión Europea*, 197. https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2015-81457

[47] Decisión (UE) 2024/560 de la Comisión, de 8 de diciembre de 2023, por la que se concede al Reino de España una excepción con respecto a determinadas disposiciones del Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo y de la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo en relación con Canarias [notificada con el número C(2023) 8638]. *Diario Oficial de la Unión Europea*, 560. https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2024-80217

[48] Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de octubre de 2003, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad y por la que se modifica la Directiva 96/61/CE del Consejo. *Diario Oficial de la Unión Europea*, 275. https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2003-81756

[49] Directiva 2009/29/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para perfeccionar y ampliar el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero. *Diario Oficial de la Unión Europea*, 140. https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2009-81014

[50] Directiva (UE) 2023/959 del Parlamento Europeo y del Consejo de 10 de mayo de 2023 que modifica la Directiva 2003/87/CE por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Unión y la Decisión (UE) 2015/1814, relativa al establecimiento y funcionamiento de una reserva de estabilidad del mercado en el marco del régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Unión. *Diario Oficial de la Unión Europea*, 130. https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2023-80664

[51] SENDECO2. (s.f.). *Precios CO_2. https://www.sendeco2.com/es/precios-co2*

[52] Tendencias de generación por ciclos combinados. (s.f.). Emisiones contaminantes – Tendencias de los ciclos combinados (Cap. 4.3). 1Library. Recuperado de https://1library.co/article/emisiones-contaminantes-tendencias-de-los-ciclos-combinados.wq2k456q

[53] Entidad Reguladore de Servicios Energéticos. (2023). *Relatorio Anual sobre los Mercados de Electricidad y Gas Natural en 2023.* https://www.erse.pt/media/2knplxqj/relat%C3%B3rio_ce-2023_pt.pdf

[54] Entidad Reguladore de Servicios Energéticos. (2024). *Tarifas y Precios para la Energía y Otros Servicios en 2025.* https://www.erse.pt/media/xczdo4as/tep-se-2025.pdf

[55] Entidad Reguladore de Servicios Energéticos. (2024). *Estructura Tarifaria del Sector Eléctrico en 2025*. https://www.erse.pt/media/fsnmfjgi/estrutura-tarif%C3%A1ria-se-2025-dez2024.pdf

[56] Dirección General de Energía y Geología. (2025). *Missão da DGEG*. https://www.dgeg.gov.pt/

[57] Decerto-Lei n.º 230/2007, de 14 de junho. *Diario Da República*. https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/230-2007-639144

[58] Entidad Reguladore de Servicios Energéticos. (2024). PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA 2025 DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO. https://www.erse.pt/media/nspbdme2/proveitos-e-ajustamentos-2025.pdf

[59] Comisión Reguladora de Energía. (2025). Deliberación de la Comisión de Regulación de Energía del 15 de enero de 2025 que propone tarifas reguladas de venta de electricidad para los consumidores abonados a una potencia inferior o igual a 36 kVA en Francia metropolitana y para todos los consumidores de zonas no interconectadas. Resolución 2025-10. https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/2025/250115_2025-10_TRVE_inf_36.pdf

[60] República Francesa. (2023). *Código de Energía*. Artículos L100-1 a L851-2. https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000039370397

[61] EDF. (2025). Grille de prix de l'offre de fourniture d'électricité « Tarif Bleu ». https://particulier.edf.fr/content/dam/2-Actifs/Documents/Offres/Grille_prix_Tarif_Bleu.pdf

[62] CRE. (s.f.). Calculatrice détaillée. https://calculatrice.cre.fr/

[63] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. (2024). *I numeri dei servizi pubblici: Aggiornamento giugno 2024*. https://www.arera.it/fileadmin/allegati/com_stampa/24/240628agg.pdf

[64] ARERA. (2024). *Alegato A a la Deliberación 362/2023/R/eel*. https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/23/362-23alla.pdf

[65] ARERA. (2025). Valori di tutte le componenti di prezzo di Tutela Graduale. https://www.arera.it/fileadmin/area_operatori/prezzi_e_tariffe/stg_domesticiNonVulnerabili.xlsx

[66] ARERA. (2025). Alegato A alla deliberazione 30 luglio 2009. https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/09/TIS.pdf

[67] REE. (s.f.) Perfilado de ESIOS – PVPC. https://www.esios.ree.es/es/pvpc

[68] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (s.f.). Comparador de Ofertas de Energía. https://comparador.cnmc.gob.es/

[69] Iberdrola. (2024). ¿Qué es el factor de potencia?. Blog. https://www.iberdrola.es/blog/luz/factor-de-potencia-que-es

[70] ERSE. (s.f.). Simulador e Comparador de Ofertas Comerciais. https://simuladorprecos.erse.pt/

[71] CRE. (s.f.). Comparateur officiel du médiateur national de l'energie. https://comparateur-offres.energie-info.fr/

[72] CRE. (s.f.). Calculatrice détaillée. https://calculatrice.cre.fr/

[73] Connaissance des Energies. (2025). Électricité : à combien s'élèvent les pertes en ligne en France? https://www.connaissancedesenergies.org/questions-et-reponses-energies/electricite-combien-selevent-les-pertes-en-ligne-en-france#:~:text=Sur%20les%20r%C3%A9seaux%20de%20distribution%2C%20Enedis%20(qui,%C3%A0%20pr%C3%A8s%20de%206%25%20de%20l'%C3%A9lectricit%C3%A9%20achemin%C3%A9e.

[74] SmartGridsInfo. (2020). *Las principales cifras para analizar la evolución y tendencia del sector eléctrico español.* https://www.smartgridsinfo.es/2020/02/07/principales-cifras-analizar-evolucion-tendencia-sector-electrico-espanol?utm_source=chatgpt.com

[75] Entidad Reguladora de Servicios Energéticos. (2018). *CARACTERIZAÇÃO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM BT EM PORTUGAL CONTINENTAL.* https://www.erse.pt/media/1m4oipbr/guia-caraterizacao_das_redes_de_distribuicao_em_bt.pdf

[76] CRE. (2024). *Présentation des réseaux d'électricité.* https://www.cre.fr/electricite/reseaux-delectricite/presentation-des-reseaux-delectricite.html#:~:text=Les%20r%C3%A9seaux%20de%20distribution%20d'%C3%A9lectricit%C3%A9,-Les%20r%C3%A9seaux%20publics&text=Leur%20longueur%20cumul%C3%A9e%20d%C3%A9passe%201,%C3%A9olien%2C%20photovolta%C3%AFque%2C%20etc.)

[77] ENEL. (2024). La rete di distribuzione italiana: alla scoperta del lungo viaggio dell'energia https://corporate.enel.it/media/esplora-notizie/notizie/2024/09/espansione-rete-distribuzione-2024

[78] LowCarbonPower.org Mix Italia. Electricity in Italy in 2024. https://lowcarbonpower.org/region/Italy

[79] EUROSTAT. (2024). Seguimiento del PPA. https://ec.europa.eu/eurostat/web/purchasing-power-parities/database

[80] MITECO. (2025). Datos de beneficiarios del Bono Social. https://www.miteco.gob.es/es/energia/energia-electrica/bono-social/datos-beneficiarios-bono-social.html

[81] MITECO. (2025). *Preguntas frecuentes sobre el bono social de la electricidad.* https://www.miteco.gob.es/es/energia/energia-electrica/bono-social/preguntas-frecuentes-bono-social.html

[82] DGEG. (2025). *Estadísticas de la Tarifa Social de la Energía.* *https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-transversais/politicas-de-protecao-ao-consumidor-de-energia/tarifa-social-de-energia/estatisticas/*

[83] ERSE. (2024). Tarifa social de Venta a Clientes Finales. https://www.erse.pt/media/ywpbkl2y/s_tarifas_net.xlsx

[84] Ministère de l'Économie. (s.f.). *¿Cómo beneficiarse del cheque energético?* https://www.economie.gouv.fr/particuliers/tout-savoir-cheque-energie#

[85] ARERA (2024), *Relazione 210/2024/I/COM*. https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/24/210-24.pdf

[86] ARERA. (2025). *Bono social por dificultades económicas. https://www.arera.it/consumatori/bonus-sociale/bonus-sociale-per-disagio-economico/a-quanto-ammontano*

[87] ARERA. (2025). *Bono social por dificultades físicas. https://www.arera.it/consumatori/bonus-sociale/bonus-sociale-per-disagio-economico/a-quanto-ammontano*

[88] Eurostat. (2022). EU statistics on income and living conditions (EU-SILC) methodology - monetary poverty of elderly people. https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=EU_statistics_on_income_and_living_conditions_(EU-SILC)_methodology_-_monetary_poverty_of_elderly_people

[89] Eurostat. (2022). *Estadísticas de Ingresos 2022. https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Earnings_statistics*

Anexo I: Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible

El presente proyecto se alinea con varios de los objetivos de la Agenda 2030 conocidos como Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), ya que el objetivo es el de mejorar y criticar el modelo de las tarifas eléctricas actuales. Al ser la electricidad uno de los suministros esenciales, y relacionarse con el uso de energías renovables y contar con medidas para favorecer a los consumidores más desfavorecidos, se relacionará con varios de los ODS.

En primer lugar, uno de los aspectos esenciales de este trabajo será encontrar fórmulas que logren abaratar el coste de la factura final, ya sea por reducción de cargos impositivos ajenos a la generación eléctrica, por evitar sobrecostes en los precios de generación o en cambios en los propios términos de la factura. Por ello el principal ODS que estaríamos desarrollando sería el ODS 7, que defiende una 'Energía asequible y no contaminante'.

Respecto a la segunda parte del ODS, también se revisarán medidas de otros países que fomenten la generación de tecnologías no contaminantes, ya sean renovables, nuclear o hidroeléctrica. Pese a ello, el modelo de asignación de precios marginalistas ya fomenta el uso de energías no contaminantes más baratas sobre las contaminantes más caras, en parte por los derechos de emisión de CO_2 y su coste extra.

También se podría argumentar que una energía más limpia y asequible lleva a este trabajo a alinearse con el tercer ODS, ya que un mayor consumo energético se suele correlacionar con mayor bienestar y las menores emisiones con menos enfermedades respiratorias.

Fomentar las energías no contaminantes también es determinante para la lucha contra el cambio climático, que al no emitir partículas contaminantes como el CO_2 a la atmósfera, evitamos el efecto invernadero que generan, principal contribuyente del calentamiento global.

Por último, un aspecto clave de la composición de la factura eléctrica es el de la protección del consumidor vulnerable. En el modelo actual se establece un cargo por el que todos los usuarios del sistema contribuyen a financiar un descuento para los consumidores que reúnan las características de vulnerable. En el presente trabajo se profundizará en este tipo de medidas para que se llegue a un modelo donde se proteja a este colectivo, tratando de reducir las desigualdades entre estratos sociales. Con el objetivo de que todos los colectivos puedan tener un consumo eléctrico similar sin destinar una excesiva proporción de su renta disponible, se alinea con el ODS 10.

Anexo II: Términos Variables del mes de enero

Enlace al documento Excel recopilatorio de los términos variables horarios del mes de enero:

Términos Variables Enero.xlsx