

Proyecto Fin de Carrera Ingeniería de la Energía

Evaluación del impacto del mecanismo de ajuste del coste de producción (excepción ibérica) en consumidores acogidos a la tarifa regulada

Autor: Alejandro Sollo Caballero

Tutor: Javier Serrano González

**Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2023



Proyecto Fin de Carrera
Ingeniería de la Energía

Evaluación del impacto del mecanismo de ajuste del coste de producción (excepción ibérica) en consumidores acogidos a la tarifa regulada

Autor:

Alejandro Sollo Caballero

Tutor:

Javier Serrano González

Profesor titular

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2023

Proyecto Fin de Carrera: Evaluación del impacto del mecanismo de ajuste del coste de producción (excepción ibérica) en consumidores acogidos a la tarifa regulada

Autor: Alejandro Sollo Caballero

Tutor: Javier Serrano González

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2023

El Secretario del Tribunal

AGRADECIMIENTOS

A mi familia, por darme la oportunidad de estudiar aquello que me apasiona y apoyarme en todo momento.

A mi pareja por iluminarme en los momentos de oscuridad, por estar y escuchar cuando lo necesitaba.

A mis amigos, por permitirme desconectar cuando era imperioso, reír, llorar, coger aire y seguir.

A mis compañeros de trabajo, que me han ayudado a madurar y mejorar como profesional.

A mis referentes científicos, ingenieros, divulgadores, etc. que sin saberlo han contribuido en mi desarrollo.

A mis profesores, especialmente a mi tutor Javier Serrano, por inspirarme y guiarme en este camino.

A mi gato y mi perro, cuya fidelidad y compañía me ha acompañado en los momentos de soledad.

A mis abuelos, Juan Antonio y María, que a pesar de no estar físicamente siempre lo harán en mi corazón.

Alejandro Sollo Caballero

Grado en Ingeniería de la Energía, ETSI, US

Sevilla, 2023

El contenido del presente documento tiene por objeto la evaluación del impacto en los consumidores acogidos a la tarifa regulada (precio voluntario para el pequeño consumidor, PVPC) del mecanismo de ajuste del coste de producción en el mercado eléctrico español, habitualmente conocido como excepción ibérica o tope del gas, vigente desde el 14 de junio de 2022.

En el primer punto, antecedentes, se expone la motivación, donde se engloba el contexto histórico-social, los motivos, necesidad e interés de la medida, etc. Acto seguido, se desarrolla la introducción, la cual recoge una variedad de apartados de relevancia para entender el cuerpo principal del trabajo, a saber, el Mercado Eléctrico y su carácter marginalista, la cadena de actividades y clasificación de las instalaciones del sistema eléctrico, así como la factura eléctrica.

El segundo punto consta de la normativa referente al tope al gas.

El tercer punto está dedicado a un análisis del impacto de la medida en los consumidores acogidos a la tarifa PVPC.

El cuarto apartado comprende un repaso de otras medidas tomadas en España como reacción a la excepcional situación vivida, así como en otros países de Europa, de manera que se pueda abrir el campo de alternativas a futuro para el sistema eléctrico.

En último lugar se exponen las conclusiones como resultado final del estudio y análisis exhaustivo del tema en cuestión.

ABSTRACT

The content of this document aims to evaluate the impact on consumers covered by the regulated tariff (voluntary price for small consumers, PVPC) of the production cost adjustment mechanism in the Spanish electricity market, usually known as the Iberian exception or gas cap, effective from June 14, 2022.

In the first point, background, the motivation is set out, which includes the historical-social context, the reasons, need and interest of the measure, etc. Next, the introduction is developed, which includes a variety of relevant sections to understand the main body of the work, namely, the Electricity Market and its marginalist nature, the chain of activities and classification of the electrical system installations, as well as like the electric bill.

The second point consists of the regulations regarding the gas limit.

The third point is dedicated to an analysis of the impact of the measure on consumers covered by the PVPC rate.

The fourth section includes a review of other measures taken in Spain in reaction to the exceptional situation experienced, as well as in other European countries, so that the field of future alternatives for the electrical system can be opened.

Lastly, the conclusions are presented as the final result of the study and exhaustive analysis of the topic in question.

<i>Agradecimientos</i>	vii
<i>Resumen</i>	ix
<i>Abstract</i>	xi
<i>Índice</i>	xiii
<i>Índice de Tablas</i>	xiv
<i>Índice de Figuras</i>	xv
<i>Glosario</i>	xvii
1 ANTECEDENTES	1
1.1. MOTIVACIÓN	1
1.2. INTRODUCCIÓN	4
1.2.1 CLASIFICACIÓN DE INSTALACIONES SEGÚN NIVEL DE TENSIÓN.....	4
1.2.2 TIPO DE CONTRATO.....	5
1.2.3 CADENA DE ACTIVIDADES.....	6
1.2.4 MERCADO MARGINALISTA.....	9
1.2.5 FACTURA ELÉCTRICA.....	9
2 NORMATIVA	13
2.1. ARTÍCULOS:.....	14
2.2. RESUMEN DE LA NORMATIVA.....	17
3 ANÁLISIS	19
3.1. PRECIO DEL GAS NATURAL.....	19
3.2. CÁLCULO DE PRECIO DEL MERCADO ELÉCTRICO CON Y SIN TOPE AL GAS (€/MWh).....	20
3.3. PRECIOS ENERGÍA ELÉCTRICA (€/KWH) TARIFA PVPC.....	23
3.4. ANÁLISIS DE AHORRO ECONÓMICO CON Y SIN TOPE AL GAS.....	25
3.5. RESUMEN DE RESULTADOS DEL ANÁLISIS.....	35
4 OTRAS MEDIDAS	37
4.1. FONDOS NEXT GENERATIONS.....	37
4.2. MEDIDAS EXCEPCIONALES.....	37
4.2.1 REDUCCIÓN IEE.....	37
4.2.2 SUPRESIÓN DEL IMPUESTO A LA GENERACIÓN.....	37
4.2.3 REDUCCIÓN IVA.....	37
4.2.4 AUMENTO DEL BONO SOCIAL.....	37
4.3. CAMBIO DE FACTURA ELÉCTRICA.....	38
4.4. INTRODUCCIÓN DE MERCADOS A PLAZO O A FUTURO.....	44
4.5. EXTRAPOLACIÓN DEL MECANISMO DE AJUSTE DE LA PENÍNSULA IBÉRICA A EUROPA.....	45
4.6. ALTERNATIVAS AL MERCADO MARGINALISTA.....	45
5 CONCLUSIONES	47
<i>Referencias Bibliográficas</i>	49

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1. Precios, costes y ahorro con y sin tope al gas. Fuente REE y Elaboración Propia.	21
Tabla 3.2. PE. Precio eléctrico (€/kWh) por periodo con tope al gas. Fuente REE y Elaboración Propia.	24
Tabla 3.3. PE. Precio eléctrico (€/kWh) por periodos sin tope al gas. Fuente REE y Elaboración Propia.	24
Tabla 3.4. Ahorro (€) factura PVPC tope al gas Consumidor 1. Fuente: Elaboración Propia.	28
Tabla 3.5. Ahorro (€) factura PVPC tope al gas Consumidor 2. Fuente: Elaboración Propia.	30
Tabla 3.6. Ahorro (€) factura PVPC tope al gas Consumidor 3. Fuente: Elaboración Propia.	32
Tabla 3.7. Ahorro (€) factura PVPC tope al gas Consumidor 4. Fuente: Elaboración Propia.	34
Tabla 4.1.. Comparativa tarifa 2.0 DHA y 2.0 TD. Fuente CNMC.	41
Tabla 4.2. Comparativa tarifa 2.1 DHA y 2.0 TD. Fuente CNMC.	41
Tabla 4.3. Periodos horarios tarifa eléctrica PYMES. Fuente CNMC.	42
Tabla 4.4. Factura eléctrica PYMES anterior y actual. Fuente CNMC.	43
Tabla 4.5. Periodos horarios tarifa eléctrica Industria. Fuente CNMC.	43
Tabla 4.6. Comparativa tarifa eléctrica Industria anterior tarifa 6.1 y actual. Fuente CNMC.	44
Tabla 4.7. Comparativa tarifa eléctrica Industria anterior tarifa 6.4 y actual. Fuente CNMC.	44

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Precio medio electricidad España histórico anual. Fuente OMIE.	2
Figura 1.2. Interconexiones eléctrica UE. Fuente: EOM.	3
Figura 1.3. Nivel de interconexión eléctrica de los estados miembro UE. Fuente: EOM.	3
Figura 1.4. Niveles de tensión REE. Fuente Opengy.	5
Figura 1.5. Cadena de actividades Sistema Eléctrico Español. Fuente REE.	6
Figura 1.6. Cadena de actividades y organismos. Fuente REE.	6
Figura 1.7. Flujo económico y eléctrico. Fuente CNE.	7
Figura 1.8. Curva de precio de casación mercado marginalista. Fuente CNMC.	9
Figura 1.9. Componentes de la factura eléctrica. Fuente CNMC.	10
Figura 1.10. Distribución porcentual de costes de la energía tarifa PVPC. Fuente CNMC.	11
Figura 1.11. Distribución porcentual de costes regulados. Fuente CNMC.	11
Figura 3.1. Precio GN España y Límite de Precio GN. Fuente: MIBGAS y Elaboración Propia.	19
Figura 3.2. Abastecimiento de GN por países Enero-Junio 2022. Fuente CNMC.	20
Figura 3.3. PME Precio mercado eléctrico en España 2022. Fuente REE.	21
Figura 3.4. PME Precio mercado eléctrico en España 2023. Fuente REE.	22
Figura 3.5. CMA Subvención por MWh que cobran los generadores GN 2022. Fuente REE.	22
Figura 3.6. CMA Subvención por MWh que cobran los generadores GN 2023. Fuente REE.	23
Figura 3.7. PMA Precio medio mensual componente mecanismo de ajuste tope al gas. Fuente REE.	23
Figura 3.8. Precio eléctrico (€/MWh) con y sin tope al gas. Fuente: REE y Elaboración Propia.	25
Figura 3.9. Precio eléctrico PVPC (€/kWh) con y sin tope al gas. Fuente: REE y Elaboración Propia.	25
Figura 3.10. Consumo (kWh) 22-23 Consumidor 1. Fuente: Elaboración propia.	27
Figura 3.11. Consumo periodos (kWh) 22-23 Consumidor 1. Fuente: Elaboración propia.	27
Figura 3.12. Precio factura eléctrica PVPC con y sin tope al gas Consumidor 1. Fuente: Elaboración propia.	28
Figura 3.13. Consumo (kWh) 22-23 Consumidor 2. Fuente: Elaboración propia.	29
Figura 3.14. Consumo periodos (kWh) 22-23 Consumidor 2. Fuente: Elaboración propia.	29
Figura 3.15. Precio factura eléctrica PVPC con y sin tope al gas Consumidor 2. Fuente: Elaboración propia.	30
Figura 3.16. Consumo (kWh) 22-23 Consumidor 3. Fuente: Elaboración propia.	31
Figura 3.17. Consumo periodos (kWh) 22-23 Consumidor 3. Fuente: Elaboración propia.	31
Figura 3.18. Precio factura eléctrica PVPC con y sin tope al gas Consumidor 3. Fuente: Elaboración propia.	32
Figura 3.19. Consumo (kWh) 22-23 Consumidor 4. Fuente: Elaboración propia.	33
Figura 3.20. Consumo periodos (kWh) 22-23 Consumidor 4. Fuente: Elaboración propia.	33
Figura 3.21. Precio factura eléctrica PVPC con y sin tope al gas Consumidor 4. Fuente: Elaboración propia.	34

Figura 3.22. Relación % Ahorro Tope Gas – Potencia Contratada. Fuente: Elaboración propia.	35
Figura 4.1. Diferenciación de tramos horarios potencia tarifa PVPC. Fuente CNMC.	38
Figura 4.2. Tramos horarios potencia antigua tarifa PVPC. Fuente CNMC.	39
Figura 4.3.. Diferenciación de tramos horarios energía tarifa PVPC. Fuente CNMC.	39
Figura 4.4. Diferenciación de tramos horarios energía antigua tarifa PVPC. Fuente CNMC.	40
Figura 4.5. Peso componentes de la factura eléctrica en consumidores domésticos. Fuente CNMC.	40
Figura 4.5. Peso porcentual de costes tarifa eléctrica PYMES. Fuente CNMC.	42
Figura 4.6. Peso porcentual componentes tarifa eléctrica Industria. Fuente CNMC.	44

GLOSARIO

REE	Red Eléctrica Española
PVPC	Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor
CNE	Comisión Nacional de la Energía
CNMC	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidad
COR	Comercializador de Referencia
RD	Real Decreto
M	Mega
W	Vatio
h	Hora
ACER	Agencia Europea de Reguladores
UE	Unión Europea
k	kilo
V	Voltio
MINETUR	Ministerio de Industria, Energía y Turismo
OMIE	Operador del Mercado Ibérico de Energía
S.L.	Sociedad Limitada
S.A.	Sociedad Anónima
IE	Impuesto especial a la electricidad
IVA	Impuesto sobre el valor añadido
PYME	Pequeña y Mediana Empresa
RECORE	Régimen Retributivo Específico
MIBGAS	Mercado Ibérico del Gas
RR	Replacemente Reserve
GNL	Gas Natural Licuado
GN	Gas Natural
OCU	Organización de Consumidores y Usuarios

1 ANTECEDENTES

Los libros rompen la barrera del tiempo y son la prueba de que los seres humanos realmente pueden hacer magia
- Carl Sagan -

1.1. MOTIVACIÓN

Los mercados energéticos nacionales e internacionales alrededor del mundo se han visto inmersos recientemente en grandes tensiones en cuanto a precios y abastecimiento, posiblemente las mayores de los últimos tiempos.

Dicha situación se da debido a una serie de circunstancias sociales y geopolíticas, a saber, la recuperación de la actividad económica mundial tras superar la crisis sanitaria provocada por la pandemia de la COVID-19, con la consiguiente reducción de inversiones en todos los sectores económicos. Esta recuperación fue respaldada por la Unión Europea, a través de los fondos Next Generation UE, lo cual generó un desequilibrio oferta-demanda debido a la rapidez de la recuperación respecto a los niveles de producción, lo que afectó a toda la cadena productiva, especialmente en el ámbito de la energía, viendo incrementado sustancialmente los precios de los combustibles fósiles en el segundo semestre de 2021.

También hay que tener en cuenta el efecto derivado de la invasión rusa en Ucrania, cuyo conflicto implica una profunda crisis socio-humanitaria europea, que afecta notablemente al sector energético. Cabe mencionar el alto grado de dependencia de Europa de los combustibles fósiles de origen ruso, especialmente los países de Europa Central.

En respuesta a esta agresión injustificada, Europa ha aplicado sanciones, así como un plan de reducción de las importaciones de gas y petróleo de Rusia, intentando caminar hacia una mayor independencia energética y no contribuyendo a la financiación del país invasor.

Estas medidas conllevan consecuencias tales como riesgo de desabastecimiento de combustibles fósiles, en mayor medida para los países más dependientes de estos, ejerciendo una presión añadida que refuerza la escalada de precios de la energía, anteriormente mencionada.

Como resultado de esta serie de hechos, los combustibles fósiles han llegado a una cotización nacional e internacional muy por encima de los niveles usuales. En lo que respecta al gas natural en el ámbito ibérico, la cotización del primer cuatrimestre de 2022 fue de 95,98 €/MWh, precio que multiplica por nueve la media de 2020 y duplica la de 2021. Concretamente, el 8 de marzo de 2022 se situó en 241,36 €/MWh, suponiendo un valor de récord histórico.

Por supuesto, todas estas circunstancias afectan el sector eléctrico, impactando directamente en los precios del mercado de la electricidad. Pese a que el mix energético español tiene un límite de participación de instalaciones que emplean combustibles para producir energía eléctrica, con una demanda decreciente en favor de la introducción progresiva de producción de electricidad de origen renovable, el precio mayorista eléctrico se ha visto influido por el precio al alza del gas, de forma que se han alcanzado los precios más altos desde la creación del mercado ibérico de la electricidad, MIBEL, lo que se puede apreciar en la figura 1.1. Como muestra se pueden contraponer el precio medio eléctrico de 2019 que fue 47,48 €/MWh, en 2021 111,90 €/MWh y en el primer cuatrimestre de 2022 219,19€/MWh.

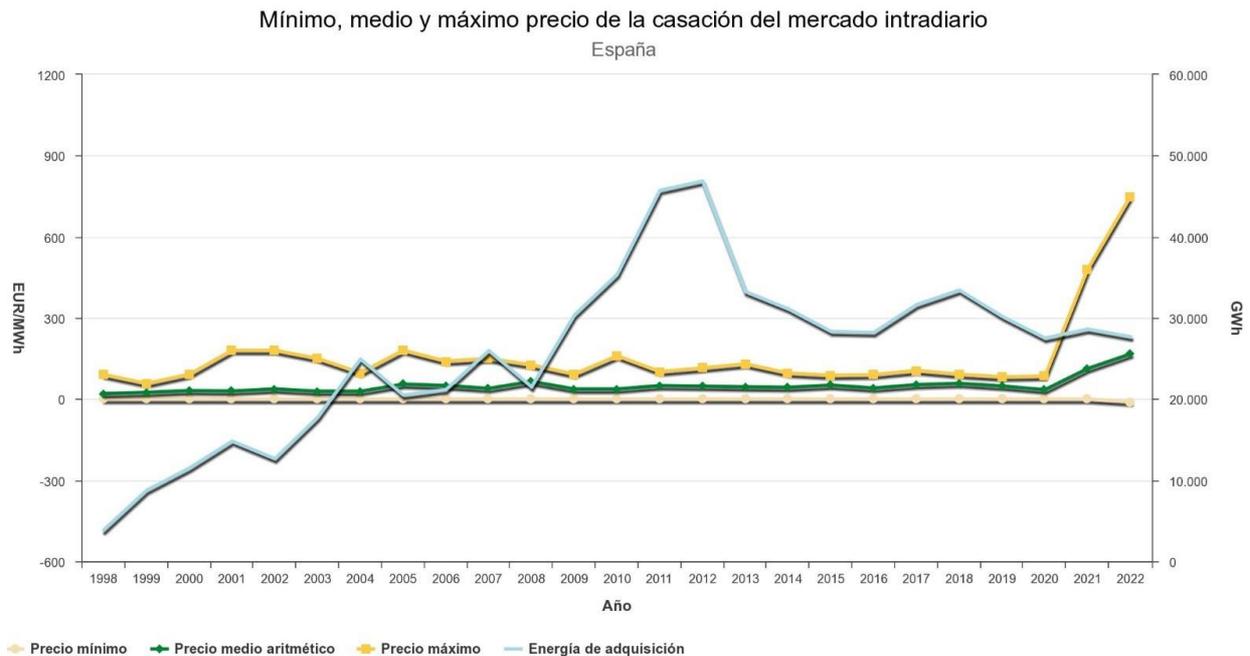


Figura 1.1. Precio medio electricidad España histórico anual. Fuente OMIE.

Motivado por estos sucesos, el Gobierno ha impulsado una serie de medidas para enfrentar los efectos negativos e intentar revertir esta situación, buen ejemplo de ello son las contenidas en el RD 6/2022, de 29 de marzo.

Estos hechos han supuesto el comienzo de un debate en Europa sobre el diseño de los mercados eléctricos, ya que, aunque el incremento de precios es debido a la inestabilidad de abastecimiento internacional por el alto nivel de dependencia de terceros países, el problema también radica en el propio diseño regulatorio.

El mercado marginalista del sector eléctrico ha tenido múltiples beneficios, tanto para consumidores como para productores, fomentando el crecimiento de la producción renovable en el mix, sustituyendo paulatinamente a la producción convencional, reduciendo emisiones de gases de efecto invernadero y ayudando al cumplimiento de los objetivos en política climática y medioambiental.

Pese a la reducción progresiva de la producción de origen fósil, se sigue necesitando debido a la estabilidad y flexibilidad de generación, lo cual ha implicado que la entrada de generación renovable no se haya visto traducido en una bajada directa de los precios, de forma que el precio eléctrico ha ido ligado al del gas.

Esto ha acarreado reacciones, como la realización de informes por parte de la Comisión Europea y la Agencia Europea de Reguladores (ACER), ya que es un problema europeo a abordar de forma conjunta. Entre estas comunicaciones destaca las comunicaciones de la Comisión RepowerEU: acción conjunta para una energía más asequible, segura y sostenible, del 8 y 22 de marzo y 29 de abril de 2022, con el anuncio de medidas de emergencia para limitar el efecto de la escalada del precio gasístico y su contagio al eléctrico, como poner tope a los precios de los generadores que utilizan combustibles fósiles, para reducir la volatilidad del mercado mayorista y dar mayor cobertura a los consumidores finales.

Otro aspecto relevante es la excepcionalidad de la situación de España y Portugal como isla energética, derivada del bajo grado de interconexión de la península ibérica con el resto de Europa. Dicha excepcionalidad se refrendó en el Consejo Europeo de los días 24 y 25 de marzo de 2022, reconociendo la singularidad del mercado ibérico y optando por directrices de tomar medidas urgentes temporales para mitigar los efectos de la subida de precios del gas y su influencia en el precio de la electricidad. Lo cual toma como punto de partida este Real Decreto.

En la figura 1.2. podemos observar el número de interconexiones eléctricas entre los diferentes países miembro de la UE. En ella se puede visualizar la pobreza de España en este aspecto, con sólo 3

interconexiones (Francia, Portugal y Marruecos), respecto a otros países vecinos, véase Francia, y otros de Centro Europa como Alemania que multiplican varias veces esa cifra.

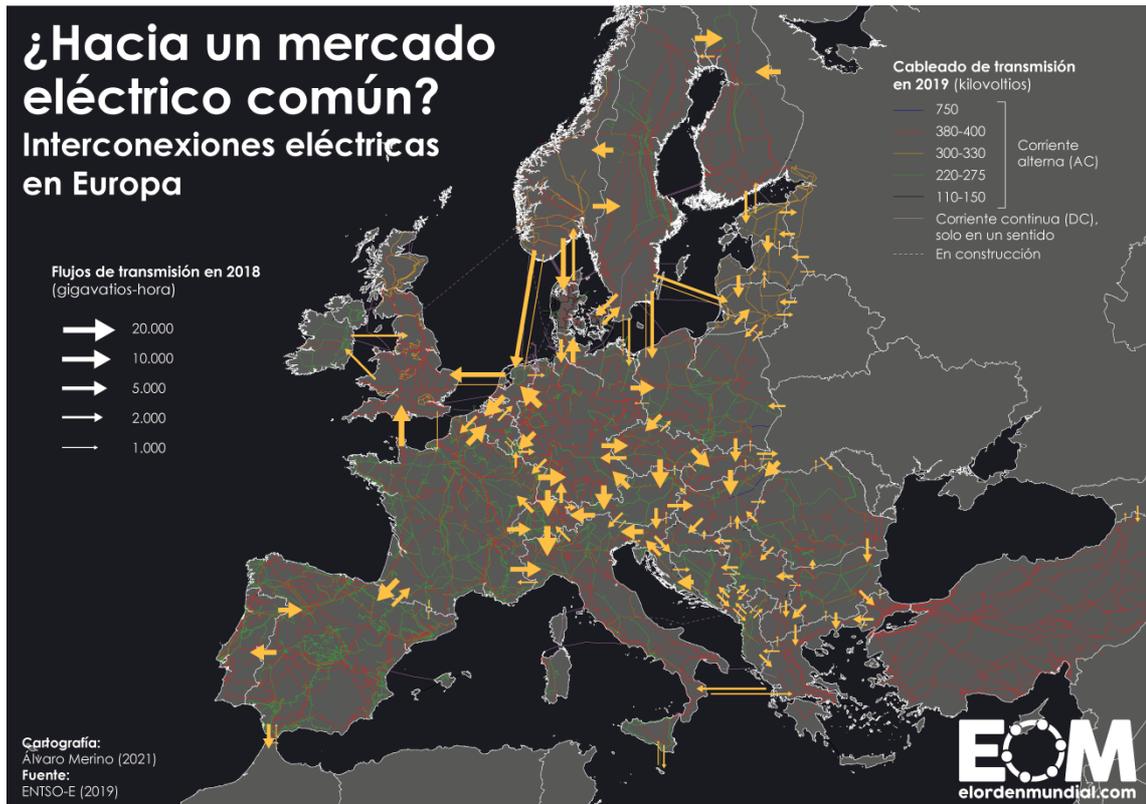


Figura 1.2. Interconexiones eléctrica UE. Fuente: EOM.

Otro aspecto a tratar referente a este tema es el nivel de interconexión, representado en la figura 1.3., calculado como el porcentaje de la producción nacional de energía que cada estado puede transportar a sus vecinos. Se puede apreciar como el que lidera esta lista es Luxemburgo, con un índice de 200%, estando España a la cola de la misma con un valor del 6,5%.

Una Unión Europea (des)conectada

Nivel de interconexión eléctrica: % de la producción nacional de energía que cada Estado miembro puede transportar a sus vecinos (2020)

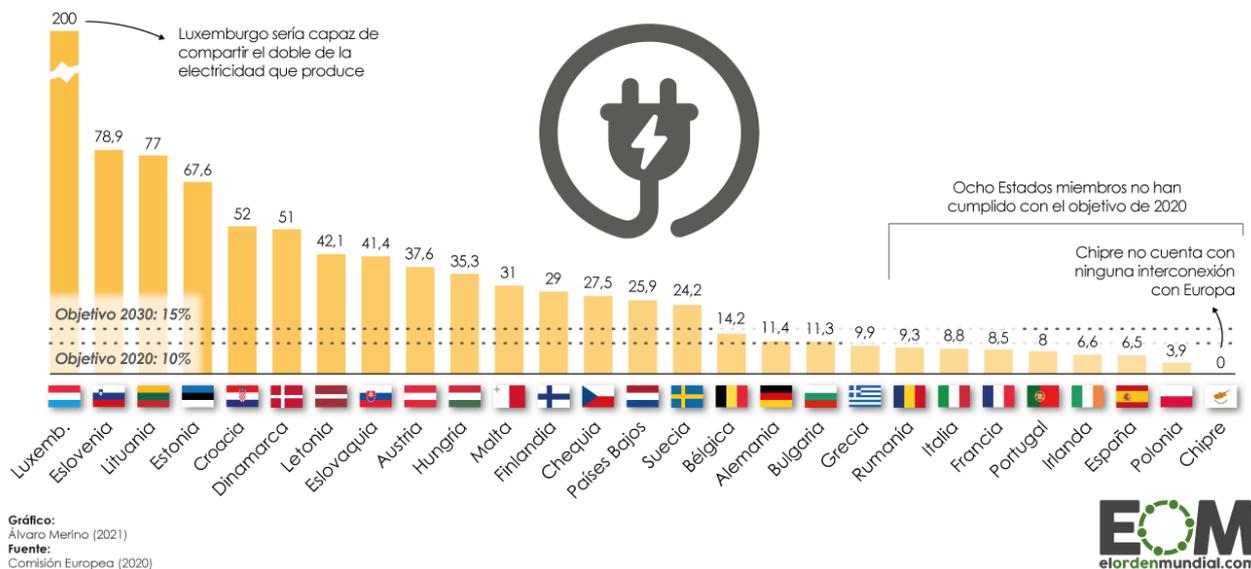


Figura 1.3. Nivel de interconexión eléctrica de los estados miembro UE. Fuente: EOM.

1.2. INTRODUCCIÓN

1.2.1 CLASIFICACIÓN DE INSTALACIONES SEGÚN NIVEL DE TENSIÓN

La **tensión eléctrica** o diferencia de potencia es una magnitud física que cuantifica la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos, lo que produce un flujo o cesión de electrones en sentido de mayor potencial al menor, mediante un material conductor, que se denomina corriente eléctrica, de forma que tiende a un estado de equilibrio.

Según el valor del voltaje podemos distinguir 3 niveles de tensión:

- **Baja tensión (BT):** valor de tensión inferior a 1 kV. Esta es la que usan la mayoría de los consumidores domésticos y pequeñas empresas, debido a que es la más común en los aparatos eléctricos. Están conectados a la red de distribución de electricidad y reciben electricidad a través de tomas de corriente estándar. El peligro es menor que en alta y media tensión, pero se necesitan protecciones eléctricas como interruptores y deben ser realizadas y manipuladas por profesionales autorizados. Es el único nivel de tensión en el que se pueden acoger a la tarifa PVPC los consumidores.

Para este nivel de voltaje, se distinguen principalmente dos tipos de instalaciones por la forma en que se distribuye la corriente eléctrica y el número de conductores involucrados

- **Instalación Eléctrica Monofásica:** se identifica por tener dos conductores, es decir, una sola fase de corriente alterna (AC) y un conductor neutro, pudiendo incluir otro conductor de tierra por seguridad.

El voltaje nominal típico en una instalación monofásica es de 120 V (en América del Norte) o 230 V (en Europa y otras regiones). También puede haber variaciones, como 110 V o 220 V, dependiendo de la ubicación y las regulaciones locales.

En cuanto a sus aplicaciones se incluyen su uso en hogares, pequeños comercios, en las cuales no se requiere una gran cantidad de energía.

- **Instalación Eléctrica Trifásica:** se caracteriza por utilizar tres conductores activos (fases) y un conductor neutro (en algunos casos) o tierra.

El voltaje nominal depende de la región, así como de sus aplicaciones. Generalmente para sistemas de baja tensión se emplean 208 V (en América del Norte) y 380 V o 400 V (en Europa)

Las aplicaciones típicas más usuales de este tipo de instalaciones son en industrias, comercios, hospitales, etc. donde se requiere una mayor potencia eléctrica debido a una mayor demanda de energía.

En resumen, la principal diferencia entre las instalaciones eléctricas monofásicas y trifásicas radica en el número de fases de corriente alterna utilizadas, el número de conductores y las aplicaciones típicas. Las instalaciones monofásicas son adecuadas para cargas más pequeñas y aplicaciones residenciales y comerciales más simples, mientras que las instalaciones trifásicas son esenciales para aplicaciones industriales y comerciales que requieren una mayor potencia eléctrica y un suministro de energía más equilibrado.

- **Media tensión (MT):** valor de tensión en el rango de 1 a 36 kV. Pueden ser aéreas o subterráneas. Este nivel de tensión es el que aparece una vez generada la electricidad en la central eléctrica en alta tensión y llega a una subestación que hace la transformación. También están en este nivel de tensión los grandes consumidores tales como aeropuertos, hospitales, industrias, etc. La seguridad debe ser mayor que en el caso anterior debido a su mayor peligrosidad.
- **Alta tensión (AT):** valor de tensión superior a 36 kV. Su principal uso es para el transporte de electricidad en distancias grandes. Para ello se precisa de transformadores que elevan el voltaje para reducir la tensión que circula a través de la línea eléctrica, de forma que las pérdidas por calor de los cables conductores y efectos electromagnéticos sean las menores posibles.

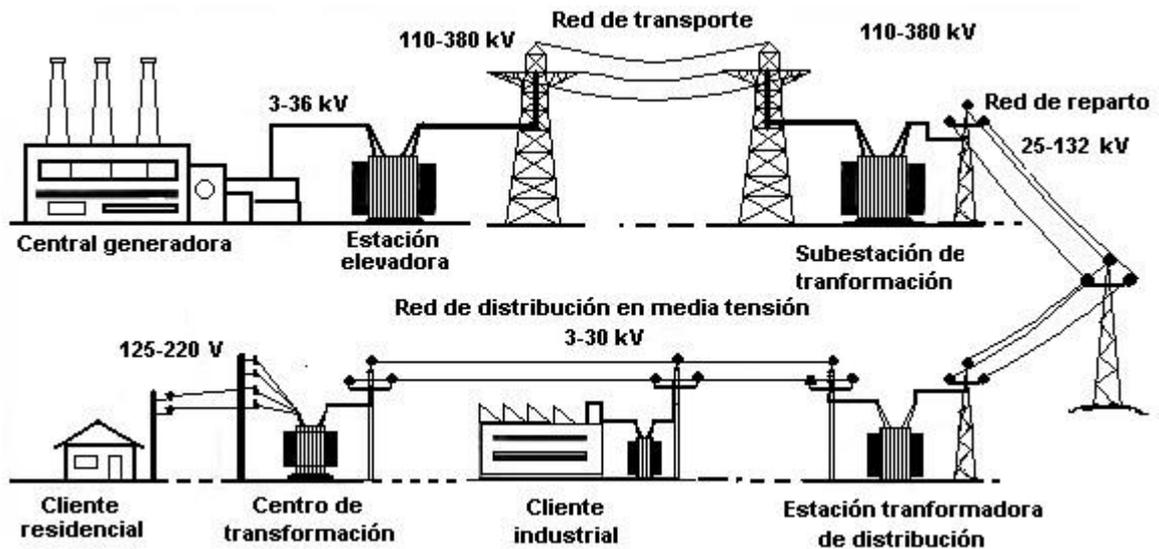


Figura 1.4. Niveles de tensión REE. Fuente Opengy.

1.2.2 TIPO DE CONTRATO

En el Sistema eléctrico español, desde el 1 de abril de 2014, los puntos de suministro eléctrico de baja tensión, inferiores a 1 kV y potencia contratada menor o igual a 10 kW, pueden acceder al suministro eléctrico a través de las siguientes modalidades de Contratación, las cuales tienen una componente de peajes por transporte y distribución y otra componente de energía consumida en el cual se diferencian:

- **Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC):** con Comercializador de Referencia (COR) y precio regulado por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR). Las empresas comercializadoras están obligadas a ofrecer este, cuyo precio de la energía se fija directamente según los valores del pool hora a hora, con un margen comercial. Este es el único que puede acogerse a bono social, es decir, descuentos y ayudas, generalmente el sector de la población más vulnerable. La duración es anual y prorrogable. Tiene un peaje con dos periodos de potencia y tres de energía. Como inconveniente tiene la volatilidad, aunque históricamente ha tenido precios por debajo del mercado libre. Para reducir este problema, el cual se ha visto incrementado por las sucesivas crisis recientes, se va a introducir el mercado a futuro o a plazos, incluyendo una componente del precio a varios meses. También existe PVPC con precio fijo a 12 meses. Si el consumidor se encuentra en situación de vulnerabilidad puede acogerse a un mecanismo de rebaja de la factura eléctrica, fijado por el gobierno, denominado bono social o tarifa de último recurso, suponiendo un descuento del 25% sobre la tarifa PVPC y de un 40% si se considera vulnerable severo, existiendo un límite de energía consumida en ambos casos.
- **Mercado libre:** contrato cuyo importe de energía se acuerda entre consumidor y comercializadora libre pudiendo haber diferenciación en tramos horarios, precio fijo, etc. Tiene como desventaja que el consumidor debe tener un mayor conocimiento y responsabilidad, asumiendo un papel activo en la contratación, ya que en las condiciones se pueden incluir cláusulas sobre permanencia, contratación de otros servicios, revisión de ofertas, penalizaciones etc. Pese a ello, tiene como ventaja una mayor estabilidad, de forma que el valor varía menos al no estar directamente relacionado con el precio del pool.

En cuanto a los precios medios finales domésticos (€/MWh), impuestos incluidos, con potencia instalada inferior a 10 kW, período 2015-2020 (fuente CNMC): los precios del mercado libre son hasta un 34 % mayores que los de PVPC en el año 2020.

1.2.3 CADENA DE ACTIVIDADES.

La cadena de valor del Sistema eléctrico se compone de Generación, Transporte, Distribución Comercialización y Consumo en la que intervienen numerosas partes implicadas.

En las figuras 1.5 y 1.6. se puede observar la cadena de actividades del sistema eléctrico, así como los distintos agentes implicados y la relación entre los mismos.

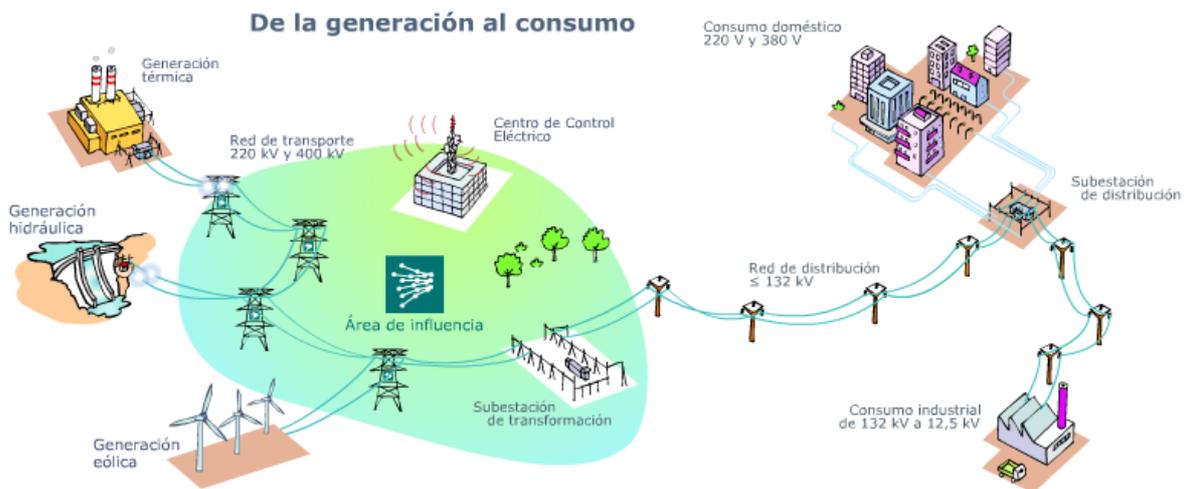


Figura 1.5. Cadena de actividades Sistema Eléctrico Español. Fuente REE.

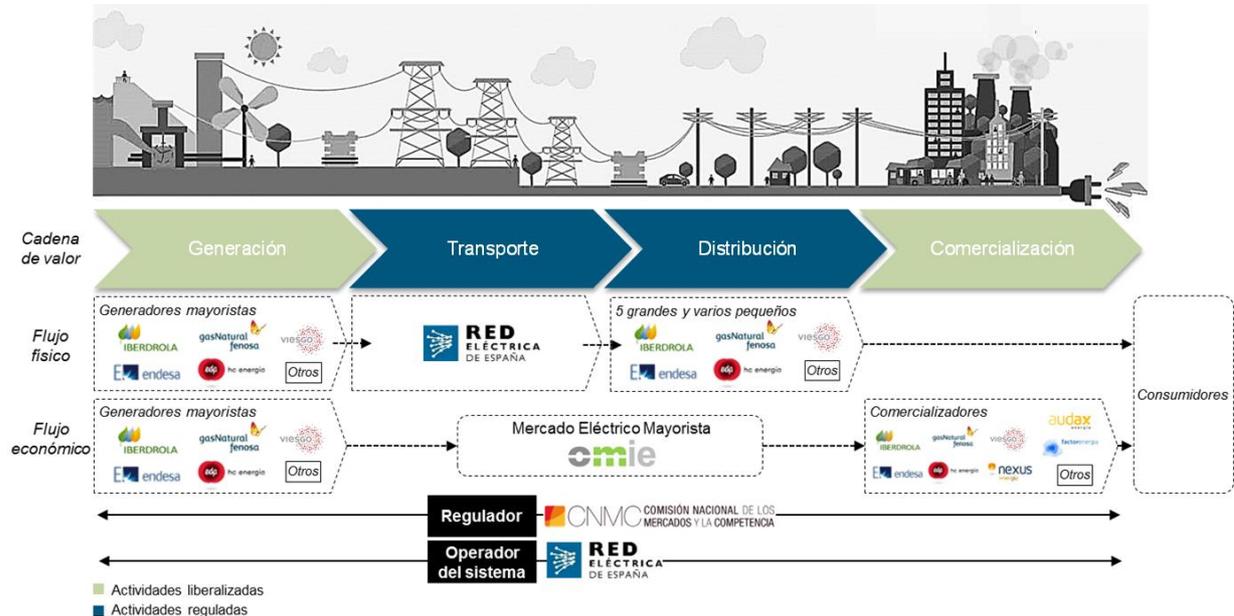


Figura 1.6. Cadena de actividades y organismos. Fuente REE.

Los **consumidores** son los agentes de mercado que demandan y consumen la energía eléctrica de la red. Estos han sido clasificados anteriormente en el punto 1.2.1. “CLASIFICACIÓN DE INSTALACIONES SEGÚN NIVEL DE TENSIÓN”

La empresa **distribuidora** es la compañía propietaria de la red que alimenta la zona donde nos conectamos y es responsable de la calidad del suministro, lectura y gestión del contador. El consumidor no puede cambiar de empresa distribuidora ni tiene relación económica con esta, así como sucede con el transporte y generación.

La empresa **comercializadora** es aquella que puede vender energía eléctrica a los consumidores, con la que dicho consumidor contrata el suministro eléctrico y a la que se paga la factura de la luz. Según la Ley del Sector Eléctrico, los propietarios de las redes de distribución de electricidad deben permitir su uso a las compañías comercializadoras. Estas se pueden clasificar en:

- **Comercializadoras de referencia:** son las que pueden ofrecer el PVPC, tarifa regulada y bono social. Entre ellas se encuentran por ejemplo: Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L., Curenergía Comercializador de Último Recurso, S.A.U., Comercializadora Regulada, Gas & Poder, S.A., Comercializador de Referencia Energético, S.L.U., etc.
- **Comercializadoras libres:** comprenden el resto de compañías que pueden vender energía eléctrica a los consumidores finales, no pudiendo ofertar PVCP. Algunas importantes son: Endesa Energía S.A.U., Iberdrola, S.A., Repsol Generación Eléctrica S.A.U., Cepsa Gas y Electricidad, S.A.U.

Es menester señalar el carácter de oligopolio del mercado eléctrico en España, de forma que más del 80 % del total de la cuota de mercado se reparte en tan sólo 3 grandes empresas, a saber, según nº de clientes, Iberdrola 34 %, Endesa 34 % y Naturgy 14 %.

La figura 1.7. representa un esquema de los diferentes agentes del mercado eléctrico y como se relacionan entre ellos, indicando la dirección del flujo eléctrico y económico.

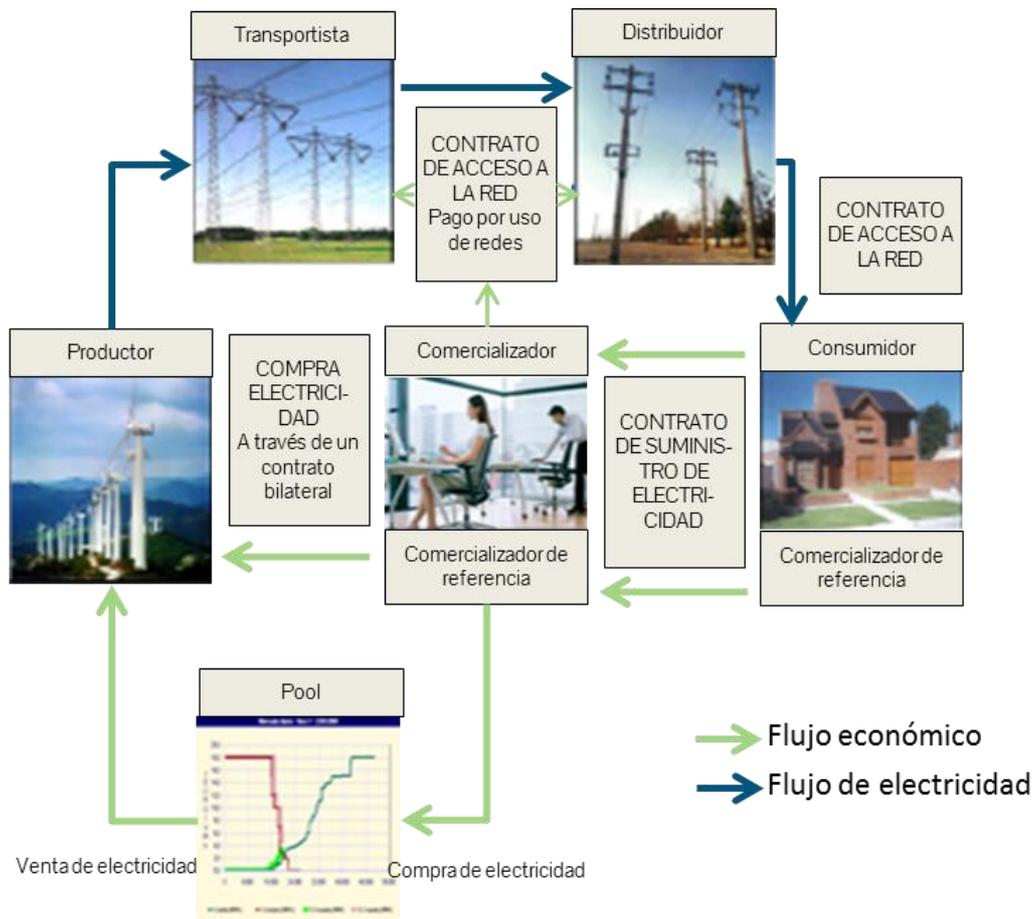


Figura 1.7. Flujo económico y eléctrico. Fuente CNE.

El OMIE es el Operador del Mercado Ibérico de la Energía, el cual se encarga de la recepción de ofertas de venta emitidas cada período por los agentes que forman parte del mercado diario energético y de ofertas de adquisición de energía. También debe informar a los agentes del mercado eléctrico la información del operador necesaria para que su energía contratada aplique para la casación y práctica de las liquidaciones, así como recepcionar y gestionar garantías.

Otras de las funciones son la casación de ofertas de venta y adquisición partiendo la oferta menor hasta igualar la demanda en cada período y la determinación de los precios de la energía resultante de las casaciones del mercado diario eléctrico para cada período y su comunicación a los distintos agentes del mercado. Además, es responsable de la liquidación y comunicación de pagos y cobros correspondientes a los precios de la energía resultantes de las casaciones y otros costes, así como la comunicación de los mismos a los agentes del mercado.

El OMIE debe comunicar al operador del sistema las ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica, así como las altas, bajas y modificaciones de los agentes implicados, comunicando a la autoridad competente cualquier comportamiento de los agentes del mercado que pueda suponer una alteración del correcto funcionamiento del mismo.

Tiene por deber la operación de los sistemas informáticos para la transparencia de las transacciones realizadas en el mercado de producción, proponer reglas de funcionamiento del mercado de producción, así como supervisar el cumplimiento de las mismas por parte de los agentes implicados, así como informar los resultados de la casación referidos a sus unidades de producción a los diferentes agentes del mercado eléctrico, así como el precio marginal y final de la energía eléctrica del mercado diario e intradiario y sus componentes, publicando los índices de precios medios horarios y las curvas agregadas de oferta y demanda de los mercados diario e intradiario, así como la evolución del mercado de energía eléctrica.

Red Eléctrica Española (REE) es el Operador del mercado eléctrico, cuyas funciones constan de la operación del sistema, lo cual comprende garantizar la seguridad y continuidad, coordinación del sistema de producción y red de transporte, supervisando que la energía producida por los generadores se transporte hasta las redes de distribución con unas condiciones de calidad y cumpliendo la normativa.

Tiene la responsabilidad de realizar previsiones de demanda de energía, gestión de instalaciones de generación y transporte eléctrico, de manera que la producción programada en las centrales coincida con el consumo. En el caso de no coincidir, debe de dar las instrucciones de ajuste a las centrales para que aumenten o disminuyan la generación, permitiendo márgenes para enfrentar pérdidas o cambios en los consumidores. Esto se debe a que la energía eléctrica no puede almacenarse en grandes cantidades, por lo que se debe igualar la producción con la demanda eléctrica en cada instante, de forma que exista un equilibrio a tiempo real, manteniendo la frecuencia del sistema eléctrico en 50 Hz.

Otra tarea asignada es la de gestión los mercados de servicios de ajuste o restricciones técnicas a la asignación de los servicios complementarios y gestión de desvíos, así como la responsabilidad de la regulación secundaria y Energía de balance tipo Replacement Reserve (RR), la cual tiene por objeto combatir las desviaciones del equilibrio del sistema entre consumo y generación, y la elaboración de previsiones de evolución de la demanda eléctrica anual, las cuales son importantes para los planes de desarrollo de la red.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) es el regulador del mercado eléctrico, el cual supervisa el funcionamiento, competencia y transparencia del mercado eléctrico, gestiona el sistema de garantías de origen y etiquetado eléctrico procedente de energías renovables, coordina con CCAA y contratación pública y además se encarga de la Actividad Internacional, colaborando en el marco de la Red Europea de Autoridades de Competencia (ECN) para el cumplimiento de la normativa en esta materia en todo el Espacio Económico Europeo, así como coordinando acciones con otros organismos internacionales.

1.2.4 MERCADO MARGINALISTA.

El sistema marginalista es la forma en que se determina el precio del mercado eléctrico en España.

En el mercado eléctrico existen productores de electricidad (generadores) que ofrecen diferentes cantidades de electricidad en función de sus costos de producción y la disponibilidad de recursos energéticos, lo que se denomina **oferta**. Por otro lado, están los consumidores que requieren electricidad para satisfacer sus necesidades, es decir, la **demanda**. De esta forma, se traza una curva de oferta agregada que muestra la cantidad de electricidad que los generadores están dispuestos a suministrar a diferentes precios. Además, se traza una curva de demanda agregada que muestra la cantidad de electricidad que los consumidores están dispuestos a comprar a diferentes precios, obteniendo la **curva de oferta y demanda (figura 1.6)**, de manera que el precio donde se cruzan ambas curvas es el precio de equilibrio o marginal, el cual determina el precio de la electricidad. Además, el generador cuyos costos de producción son los más altos entre los generadores que están abasteciendo el mercado en ese momento se conoce como el **generador marginal** y establece el precio de la electricidad para todos los participantes del mercado. En España generalmente es el Gas Natural. De esta manera se produce la **liquidación del mercado**, una vez que establecido el precio marginal, todos los generadores que venden electricidad en el mercado reciben este precio por su producción. Esto incentiva a los generadores a operar de manera eficiente para reducir sus costos y, en última instancia, beneficiar a los consumidores. Este proceso se realiza a través de subastas o programas de programación horaria para garantizar que la oferta y la demanda se equilibren de manera eficiente.

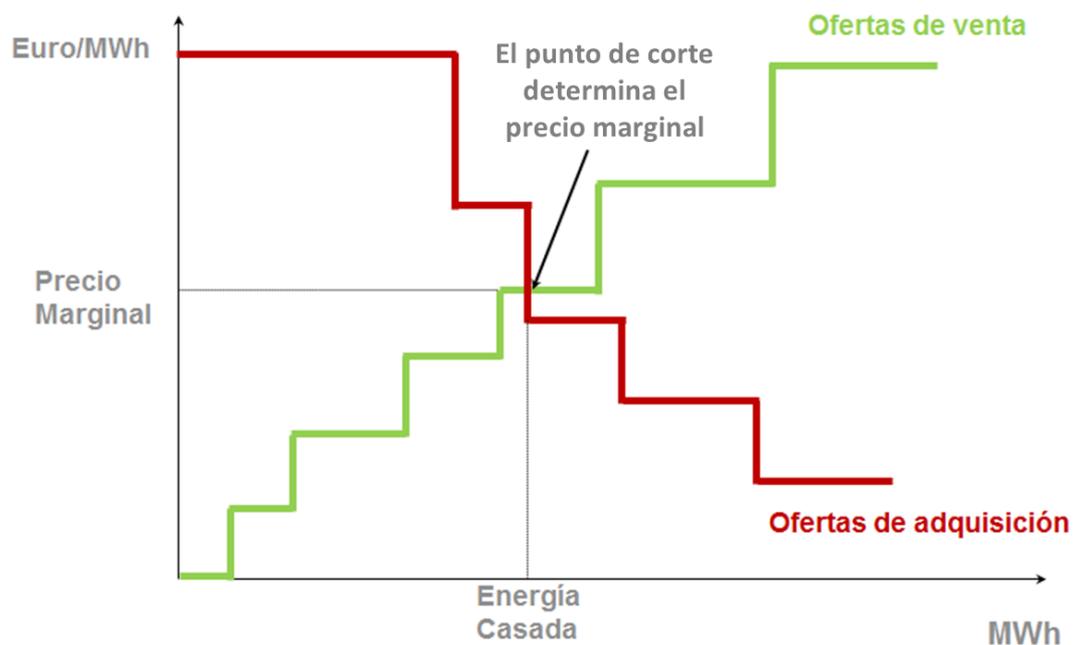


Figura 1.8. Curva de precio de casación mercado marginalista. Fuente CNMC.

1.2.5 FACTURA ELÉCTRICA.

La factura eléctrica se compone de varios conceptos, principalmente los términos relacionados con el nivel de consumo, es decir, la potencia contratada y energía consumida, así como otros referentes a impuestos y cargos empleados en la financiación del sistema eléctrico en su conjunto, los cuales se pueden ver en la figura 1.9.

La Potencia es la capacidad que tiene un aparato de consumir energía. **La potencia contratada** en una factura eléctrica se refiere a la cantidad máxima de electricidad que un consumidor ha acordado con la compañía eléctrica que puede utilizar de manera simultánea en su hogar o negocio. Se puede diferenciar en

los periodos punta y valle. Se mide en kilovatios (kW) y se establece al momento de firmar el contrato de suministro eléctrico.

La energía es el producto de la potencia por el tiempo de funcionamiento, **por lo que la componente de la factura de energía consumida** es la correspondiente a la cantidad de electricidad que ha sido utilizada durante un período de tiempo específico y mide en kilovatios-hora (kWh), teniendo un carácter variable, en función de la actividad del consumidor. Se distinguen en periodos de punta, llano y valle con precios diferenciados según la demanda. Esta depende de la eficiencia de los equipos, estación del año, tipo de tarifa, precios del mercado eléctrico. Se mide mediante un contador.

El impuesto especial sobre la electricidad o IEE, forma parte de las tasas y cargos de la factura y tiene por objeto de recaudación de fondos para el Estado. Está regulado por las autoridades fiscales y energéticas de España, de forma que las empresas eléctrica deben cumplir la normativa para que se aplique correctamente. Este se calcula como un porcentaje aplicado a la base imponible, que es el consumo de electricidad en kWh (kilovatios-hora). La tarifa varía y puede cambiar de un año a otro según la legislación fiscal. Existen ciertas exenciones con objeto de fomentar la competitividad. El IEE IEE es recaudado por las empresas eléctricas, que actúan como agentes de retención y luego transfieren los ingresos recaudados al gobierno. Esto significa que los consumidores pagan el impuesto directamente a través de su factura eléctrica, de forma que los ingresos recaudados se destinan a financiar programas y proyectos relacionados con la energía y el medio ambiente, así como a otros fines de interés público.

Otra componente, con un peso menor, es el coste **alquiler del contador** o equipo de medida, el cual se aplica a los consumidores que no tienen uno en propiedad.

La componente de **peajes de transporte y distribución** son precios regulados determinados por la CNMC, destinados a recuperar los costes de las redes de transporte y distribución.

El concepto de Cargos hace referencia a precios regulados determinados por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, destinados a cubrir costes de financiación de renovables, déficit de tarifa anual, sobrecoste de producción de energía fuera de la península y tope al gas, medida objeto de estudio del presente trabajo.

El Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) se cobra a los consumidores por la mayoría de los bienes y servicios, incluida la electricidad. Este depende del tipo de consumo y de la energía consumida. Existe la tarifa estándar al 21%, así como otras reducida del 10%, las cuales pueden variar según la legislación y situación socio-económica.

Existe otra componente como es el caso de los clientes con una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo, los cuales recibirán una **compensación por excedentes**, de forma que se retribuye la producción eléctrica no autoconsumida vertida a red.

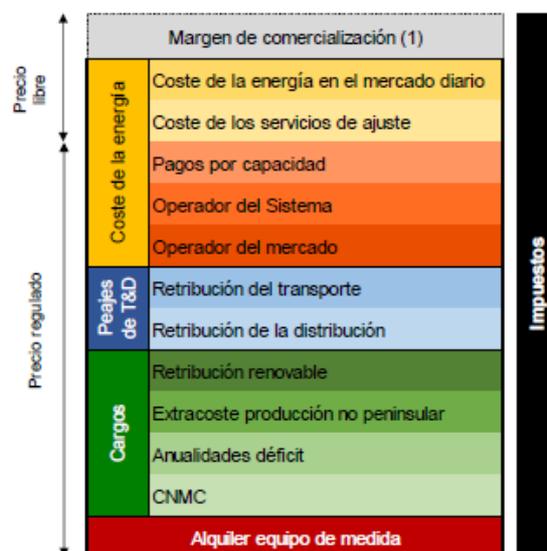


Figura 1.9. Componentes de la factura eléctrica. Fuente CNMC.

La distribución en porcentajes de los costes de la factura eléctrica en la tarifa PVPC se representan en la figura 1.10 y se puede observar que la mayor parte del importe se debe al coste de la energía del mercado, 85,4%, siendo la suma del resto de costes el 14,6%.

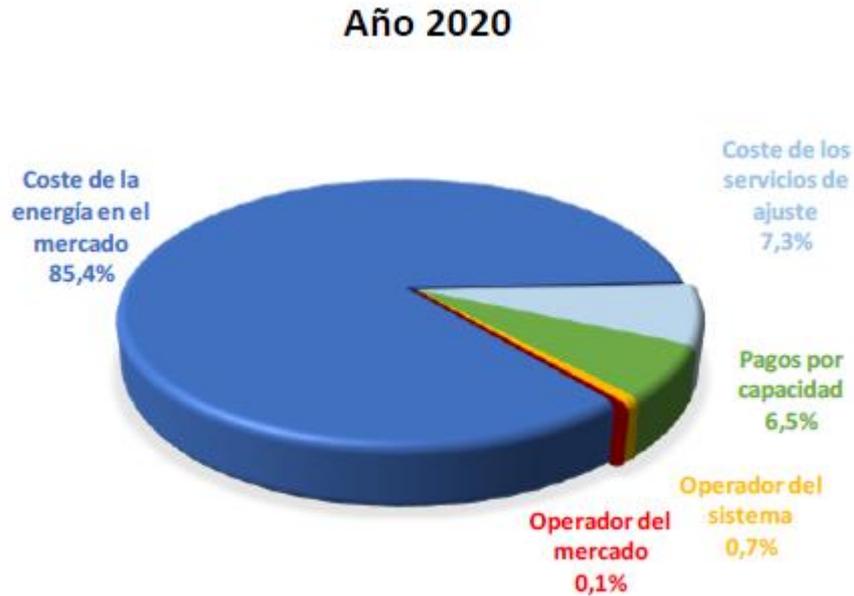


Figura 1.10. Distribución porcentual de costes de la energía tarifa PVPC. Fuente CNMC.

Es importante comentar el peso de los distintos apartados a los que se destinan los costes regulados (figura 1.11.), siendo el mayor el fomento a las energías renovables con el 37,4%, seguido de la distribución con el 31,4%, el transporte con el 16,4 % y la suma del resto el 14,8%.

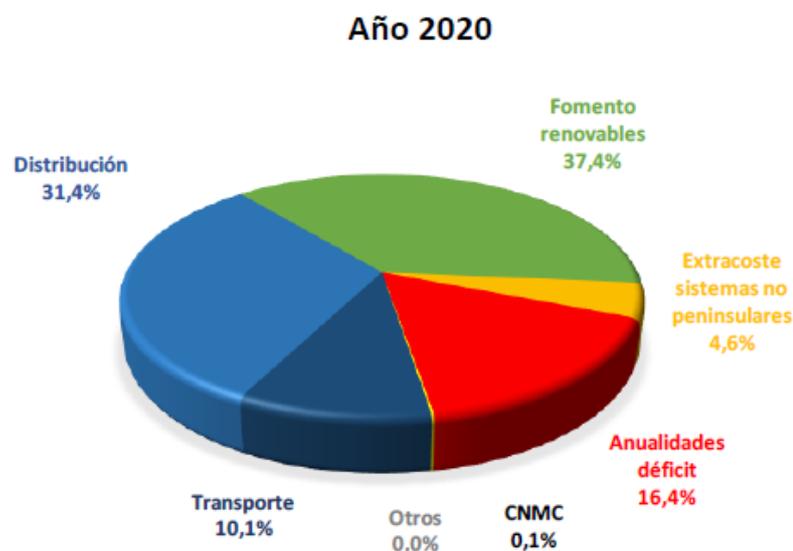


Figura 1.11. Distribución porcentual de costes regulados. Fuente CNMC.

2 NORMATIVA

No me deje solo entre personas llenas de certezas. Esa gente es terrible.

-Antonio Tabucchi-

En el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el Mercado Mayorista. Se desarrolla un mecanismo acotado en el tiempo que pone límite a los precios gasísticos, lo que se traduce en una bajada del precio del mercado eléctrico, como resultado de su diseño marginalista, que implica que la última unidad de generación necesaria para abastecer la demanda es la que fija el precio, siendo frecuentemente esta tecnología marginal el gas natural.

Esta medida consta de un mecanismo de ajuste del coste de producción de tecnologías fósiles marginales, que causa una reducción en las ofertas de estas en el mercado, implicando una bajada del precio de casación del mercado. Las cantidades del ajuste son financiadas por los consumidores que se benefician del mismo, lo que conlleva un precio final por debajo del que se daría sin la medida. La duración a priori es de 1 año y se aplica de forma simultánea en España y Portugal por estar ambos integrados en MIBEL.

El mecanismo respeta los principios del mercado de la energía, no distorsionando el comercio de electricidad y contribuye a la descarbonización, incentivando la electrificación renovable.

El valor de ajuste se calcula como la diferencia entre un precio de referencia del gas y el precio efectivo del mercado diario spot de gas natural, de forma que las centrales recuperan sus costes, sin implicar incentivos a estas, consiguiendo precios de mercado que permitan que las tecnologías infra marginales puedan recuperar sus inversiones y se fomente la generación renovable.

El precio de referencia del gas del mecanismo de ajuste será variable, partiendo 6 meses con una cifra de 40€/MWh, incrementándose de forma escalonada en los seis meses posteriores en 5 €/MWh mensuales, hasta un valor de 70 €/MWh. De manera que se tienda a una salida progresiva de la medida que permita la adaptación de los agentes al escenario sin ajuste.

El coste del ajuste se partirá entre la parte de la demanda ibérica que se beneficiará directamente de este, debido a que adquiere la energía a un precio referenciado del mercado mayorista o por que se ha contratado teniendo en cuenta el beneficio del ajuste.

La reducción del precio de casación marginal ibérico conllevará un aumento del flujo exportador en la frontera franco-hispana por el aumento de diferencia de precio entre ambos países.

La aprobación del mecanismo no es sino una medida extraordinaria que va ligada a la necesidad de la reforma del precio voluntario del pequeño consumidor (PVPC), debido a que la volatilidad y alza de precios del mercado diario e intradiario ha afectado de forma especial los consumidores de potencia contratada menor o igual a 10 kW acogidos a este, entre los que se hallan los usuarios de mayor vulnerabilidad con acceso a bono social.

Por tanto, se introduce una variación en el cálculo del precio del PVPC, de manera que en lugar de emplear exclusivamente el precio del mercado diario e intradiario en cada hora, se reduzca la volatilidad incorporando una componente de precio basada en una cesta de productos de mercado a plazo (anuales, trimestrales y mensuales), de forma que aumentará la liquidez de los mercados ibéricos a plazo con mayor actividad de las comercializadoras de referencia.

La liquidez de mercado a plazos en la Península está siendo afectada por las crisis de la guerra de Rusia y Ucrania, provocando incertidumbre en los precios, además de que ha sido usualmente baja debido a que las tecnologías renovables, cogeneración y residuos (40% de la demanda eléctrica), acogidas al régimen retributivo específico (RECORE), solo participaban en el mercado diario e intradiario, ya que se cubría el riesgo por desviaciones de precio, pero ahora el RD 6/2022 lo modifica, incentivando el RECORE en el mercado a plazo.

Por tanto, se incorpora al mecanismo de ajuste por desviaciones en el precio de mercado referencias a productos de mercado a plazo. Para cada año del semiperiodo regulatorio (3 años) se establecerán coeficientes de ponderación de cada producto, siendo coherente con la ponderación en el cálculo del PVPC.

Se modifica la Ley 12/2009, de 30 de octubre, reguladora del derecho de asilo y de la protección subsidiaria, para iniciar el sistema de acción concertada del RD 220/2022, 29 de marzo, donde se aprueba el reglamento que regula el sistema de acogida en materia de protección internacional, gracias al Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR), respaldada en el Plan de Choque para la economía de los cuidados y refuerzo de las políticas de inclusión del Consejo Europeo. La necesidad de dicha reforma se acrecienta por el conflicto de Rusia y Ucrania, en el que España ha acogido refugiados, sobre los que se puede aplicar.

La gestión del nuevo modelo busca superar las limitaciones del sistema de subvenciones, estableciendo una mayor conexión entre entidades, con una visión plurianual e incrementando la estabilidad y efectividad.

Para ello se erige una plataforma global de innovación y emprendimiento South Summit, que genera conexiones entre todos los implicados, sectores económicos, corporaciones, inversores, etc. siendo un motor clave de desarrollo internacional. También se trabaja en la Ley de Fomento del Ecosistema de Empresas Emergentes, promoviendo la colaboración público-privada, Fondo Next Tech, etc.

2.1. ARTÍCULOS:

Artículo 1. Mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista.

Con objeto de reducir el precio de la electricidad del mercado mayorista, se establece un mecanismo de ajuste proporcional a la internalización del mayor coste de aprovisionamiento de los combustibles fósiles empleados por las instalaciones en la producción eléctrica.

La duración será de 12 meses a partir de que se publique en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Autorización por parte de la Comisión Europea, nunca más allá del 31 de mayo de 2023. Dicha duración ha sido prorrogada en la actualidad hasta el 31 de diciembre de 2023.

Artículo 2. Ámbito de aplicación.

Se aplicará a las siguientes instalaciones de producción peninsular del mercado diario: Instalaciones de producción de energía eléctrica de ciclo combinado de gas natural, tecnología convencionales carbón, las acogidas al grupo a.1 del artículo 2 del RD 413/2014, de 6 de junio, las acogidas a la disposición transitoria primera de este acogidas a la disposición segunda del RD 661/2007, 25 de mayo, que regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, que no dispongan de marco retributivo regulado en el artículo 14 de la Ley 24/2023, 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y las instalaciones de cogeneración que utilicen gas natural como energía primaria acogidas a la modalidad general de régimen remuneratorio del artículo 4ºB RD 23/2010, 25 de marzo. De forma que si nominan la ejecución de contratos bilaterales con entrega física con dichas instalaciones no percibirán el ajuste del artículo 3 por la energía declarada, siendo aplicable únicamente sobre la energía negociada en unidades de oferta de venta de energía ante el operador de mercado.

Artículo 3. Determinación de la cuantía unitaria diaria del ajuste por unidad de producción eléctrica [€/MWh].

$$Y_i = \frac{(P_{GN} - PR_{GN})}{0,55}$$

Y_i: cuantía unitaria diaria del ajuste, en €/MWh, que corresponde a la instalación i-ésima.

PGN: Precio del gas natural, e €/MWh. Se determina como el precio medio ponderado de las transacciones en productos Diarios (D+1 en adelante) y Fin de Semana (si aplica) con entrega al día siguiente de gas natural en el PVB registradas en el MIBGAS.

PRGN: precio de referencia del gas natural, en €/MWh, inicialmente 40€, aumentando 5€/MWh al mes hasta que termine la vigencia del RD.

Si el PGN es menor que PRGN, entonces Yi será nulo.

MIBGAS facilitará al operador del mercado eléctrico y a los operadores del sistema el PGN a aplicar el día D antes de las 9:45 del día D-1. Antes de las 10:00 del día D-1, se publicará en el sistema de información del operador del mercado eléctrico el PG, así como Yi. El operador comunicará por medios automatizados a los operadores del sistema de dichos valores.

Artículo 4. Participación en el mercado de las instalaciones de producción con derecho al mecanismo de ajuste.

El agente de mercado debe solicitar al operador de mercado y operador del sistema el alta.

Artículo 5. Procedimiento de fijación de precio del mercado diario ibérico y participación en los mercados intradiario y en los servicios de ajuste del sistema.

La casación y precio de mercado diario, así como los servicios de ajuste, se realizarán según las reglas del mercado diario vigentes. Las instalaciones susceptibles de percibir el mecanismo de ajuste ofertarán teniendo en consideración la cuantía unitaria Yi del ajuste.

Artículos 6 y 7. Liquidación del mecanismo de ajuste.

El operador del mercado realizará la liquidación del mecanismo de ajuste mediante la negociación en los mercados diarios, intradiario y contratación bilateral. (artículos 2.2, 7 y 8)

Los operadores del sistema liquidarán el mecanismo de ajuste por la asignación en el proceso de solución de restricciones técnicas diario, en tiempo real y en los mercados de servicio de energía de balance. Asimismo, regularizarán la liquidación del operador del mercado a las unidades de adquisición en base a las medidas en barras de central (artículo 7.6, 3, 4 y 5).

El coste o ingreso total de la liquidación del mecanismo de ajuste en cada período de negociación será el resultado de computar la liquidación a las instalaciones correspondientes. Este supondrá una obligación de pago o derecho de cobro, distribuida por el operador del mercado entre todas las unidades de adquisición de los agentes del mercado ibérico, proporcional a la energía programada.

Estarán exentas de pago del coste del ajuste las unidades de oferta de almacenamiento, véase, baterías, bombeo y servicios auxiliares de generación.

El operador del mercado comunicará al operador del sistema español el importe horario de la liquidación del ajuste del mercado diario e intradiario antes de las 19:00 para el PVPC de cada hora del día D+1.

Artículo 8. Incorporación progresiva del coste de ajuste para la energía sujeta a instrumentos de cobertura.

Para cada mes de aplicación del mecanismo de ajuste, los volúmenes de energía correctamente declarados por los agentes de mercado se desagregarán en todas las horas del mes linealmente. La energía resultante se tendrá en cuenta en el reparto del coste del ajuste restándola a la energía programada correspondiente a la unidad de adquisición horaria del agente de mercado, hasta alcanzar valor cero. Esta será remitida por el operador del mercado al operador del sistema para la liquidación del ajuste. Si la energía exenta es mayor que la medida en barras de central, se considerará valor nulo.

Artículo 9. Formación de precios de las unidades de adquisición.

El operador de mercado definirá el precio aplicable a las unidades de adquisición, siendo la suma del precio en €/MWh resultado de la casación y la parte proporcional del ajuste.

Artículo 10. Prestación de garantías.

El operador del mercado requerirá a los agentes titulares de unidades de adquisición la formalización de garantías (GAJ) que den cobertura a las obligaciones económicas de la liquidación derivada del mecanismo de ajuste, teniendo en cuenta la potencia máxima (Pmax), precio de riesgo de ajuste(PRAJ) en €/MWh, energía exenta de pago(EEXA), durante 24 periodos(p) horarios(r=1), cubriendo 2 días dichos requerimientos(n=2), pudiendo verse incrementados con impuestos.

$$GAJ = \sum_z \left[\sum_{ua} (Pmax(ua, z) * p * r) - EEXA(z, d) \right] * n * PRAJ$$

Artículo 11. Régimen aplicable en caso de incumplimientos.

En caso de incumplimiento de la obligación de pago de la liquidación correspondiente al reparto del ajuste realizado por el operador del mercado, este ejecutará las garantías del titular de la unidad de adquisición pertinente, pudiendo ser prorrateado con intereses si no son suficientes, pudiendo llegar a suspender la participación, en cuyo caso los clientes se traspasarían al comercializador de referencia con PVPC, así como se comunica a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Artículo 12. Supervisión del mecanismo de ajuste de los costes de producción de energía eléctrica en España.

La supervisión del mecanismo de ajuste será llevada a cabo por el operador del mercado y el operador del sistema eléctrico, comunicando a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia actuaciones contrarias al correcto funcionamiento, como manipulación, falta de programación, etc. pudiendo llegar a considerarse infracciones muy graves y perder la condición de agente de mercado.

Artículo 13. Precio final del mercado peninsular y territorios no peninsulares.

El coste del ajuste será un componente del precio final horario del mercado peninsular, establecido en la disposición adicional sexta del RD 216/2014, 28 de marzo, la metodología de cálculo de PVPC.

El coste del ajuste se descontará del valor del precio medio final diario del mercado peninsular para el cálculo del PpeninD, a efectos de la liquidación a las comercializadoras, consumidores y generadores para su consumo de servicios auxiliares.

Para el cálculo del precio de comercializadoras de referencia no peninsular, no se descontará del precio horario final peninsular de adquisición de energía de los comercializadores de referencia peninsular que adquieren su energía en el mercado de producción peninsular el coste del mecanismo de ajuste.

El coste del ajuste no se descontará del total de ingresos obtenidos de la demanda.

Artículo 14. Uso de las rentas de congestión para el pago del coste total del mecanismo de ajuste.

El valor adicional de las rentas de congestión netas procedentes de las subastas mensuales de asignación de capacidad en la interconexión con Francia, se empleará para la disminuir el coste del ajuste, siendo el operador del sistema el responsable del cálculo y el operador del mercado el encargado de la distribución de ingresos.

• Disposiciones adicionales:

- **Disposición adicional tercera.** Suspensión de la aplicación del ajuste a las centrales de carbón. En el caso de que el valor del ajuste sea mayor que la diferencia entre el coste de producción de las centrales de carbón con coste del combustible, el precio de los derechos de emisión del CO₂ y el coste de producción de las centrales infra marginales, se podrá suspender la aplicación del ajuste a las centrales de carbón previo Acuerdo de Consejo de Ministros.
- **Disposición adicional quinta.** Fomento de la liquidez de los mercados a plazo y protección de los consumidores acogidos al PVPC de energía eléctrica. Para reducir la volatilidad del PVPC y fomentar la protección de los consumidores, se realizará modificaciones del RD 216/2014, introduciendo una componente de precio basada en una cesta de productos a plazo (futuros anuales, trimestrales y mensuales) en el mercado diario e intradiario, incentivando la eficiencia energética, almacenamiento y gestión de la demanda, estableciendo coeficientes de ponderación de cada producto de la cesta para el PVPC.

2.2. RESUMEN DE LA NORMATIVA

El Real Decreto Ley 2010/2022 introduce el mecanismo de ajuste temporal del coste de producción de la excepción ibérica o tope al gas, implantado el 14 de junio de 2022, el cual limita los precios del GN en el mercado, cuya fuente de energía suele ser la que determina el precio marginal del Mercado Eléctrico y su precio se ha visto sumergido en notables subidas por las recientes crisis acontecidas, así como por la centralización en determinados países con complejas relaciones socio-económicas.

El objetivo es la reducción del precio marginal del mercado eléctrico, ya que están directamente relacionados, de forma que disminuya el importe de la factura eléctrica de los consumidores.

El coste de la medidas la financian los consumidores acogidos al precio regulado o PVPC, consumidores acogidos a contratos con tarifas indexadas al mercado mayorista de la electricidad, consumidores acogidos a contratos firmados a partir del 26 de abril de 2022, consumidores cuyo contrato se renueva o prorroga en fecha posterior al 26 de abril de 2022, desde la fecha en que se produce la renovación o prórroga y consumidores acogidos a contratos de precios fijos con comercializadoras que no tienen coberturas de precios en los mercados a plazo, independientemente de la fecha de firma del contrato.

El valor del mecanismo de ajuste se halla mediante la diferencia entre el precio de referencia del gas (iniciará en 40€/MWh, incrementándose 5€/MWh al mes durante los siguientes 6 meses, hasta 70 €/MWh) y el precio efectivo del mercado diario de GN, de manera que los generadores recuperan sus costes.

Se aplica a las instalaciones de producción de energía eléctrica de ciclo combinado de gas natural, tecnología convencionales carbón, las acogidas al grupo a.1 del artículo 2 del RD 413/2014, de 6 de junio, las acogidas a la disposición transitoria primera de este acogidas a la disposición segunda del RD 661/2007, 25 de mayo, que regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, que no dispongan de marco retributivo regulado en el artículo 14 de la Ley 24/2023, 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y las instalaciones de cogeneración que utilicen gas natural como energía primaria acogidas a la modalidad general de régimen remuneratorio del artículo 4ºB RD 23/2010, 25 de marzo.

La cuantía unitaria diaria del ajuste (€/MWh) se determina con la fórmula, (explicada en el punto anterior):

$$Y_i = \frac{(P_{GN} - PR_{GN})}{0,55}$$

El coste o ingreso total de la liquidación el mecanismo de ajuste por será el resultado de computar la liquidación a las instalaciones implicadas.

El operador de mercado definirá el precio aplicable a las unidades de adquisición, siendo este el resultado de sumar el precio (€/MWh) resultado de la casación y la parte proporcional del mecanismo de ajuste.

El coste del tope al gas será un componente del precio final horario del mercado, establecido en la disposición adicional sexta del RD 216/2014, 28 de marzo, la metodología de cálculo de PVPC.

El coste del ajuste se descontará del valor del precio medio final diario del mercado para el cálculo del PpeninD.

3 ANÁLISIS

Somos polvo de estrellas que piensa acerca de las estrellas.
Somos la forma en la que el universo se piensa así mismo.
- Carl Sagan -

En este apartado se hará un análisis acerca del efecto de la medida del mecanismo de ajuste tope al gas en la factura eléctrica de la tarifa PVPC, en función de los precios del GN y electricidad, para diferentes perfiles de consumo con potencia contratada menores de 10 kW.

3.1. PRECIO DEL GAS NATURAL

Después de los mayores precios del gas de la historia, indicado anteriormente en el apartado 1.1 MOTIVACIÓN, debido principalmente a que Rusia de enviar gas por gaseoductos a Europa aproximadamente una quinta parte del consumo del continente a raíz de la guerra con Ucrania, recientemente estos valores se han visto sensiblemente reducidos, siendo los factores que han influido en esta acusada bajada los siguientes:

- Disminución de la demanda de China, debido a las restricciones por la covid-19 y la consecuente reducción de actividad, siendo este país uno de los mayores consumidores de este combustible fósil. Esto ha provocado que las reservas pasaran de estar bajo mínimos a situarse en la situación opuesta.
- Sustitución de parte de la demanda de gas ruso por GNL proveniente de EE. UU., aproximadamente una cuarta parte, así como otros países como Noruega.
- Estación invernal suave y retardada, viéndose reducida así en nivel de demanda de GN.

En la siguiente gráfica (3.1) se puede apreciar la evolución de los precios de Gas Natural, así como el precio del límite al tope del gas impuesto por el mecanismo de ajuste desde julio de 2022 hasta agosto de 2023, así como las estimaciones para el último trimestre de 2023 y para el año 2024. Se observa el crecimiento en los meses de julio a noviembre de 2022, excepto septiembre, alcanzando un máximo en noviembre, para luego disminuir como se explica en el párrafo anterior. Además, se puede apreciar como a partir de marzo el límite impuesto por la medida es mayor que el precio del GN en el mercado.

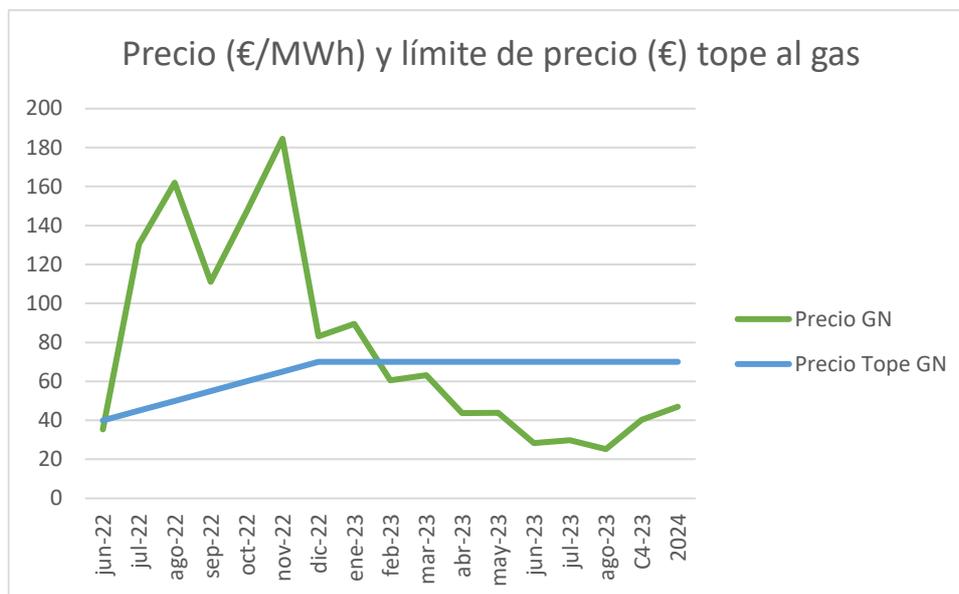


Figura 3.1. Precio GN España y Límite de Precio GN. Fuente: MIBGAS y Elaboración Propia.

La siguiente figura es una representación de los distintos países que han abastecido durante los meses de enero a junio de 2022 a España de GN, entre los que destacan EE.UU con el 34,49% Nigeria con el 31,473%, Argelia con el 24,74% y Rusia con el 10,6%.

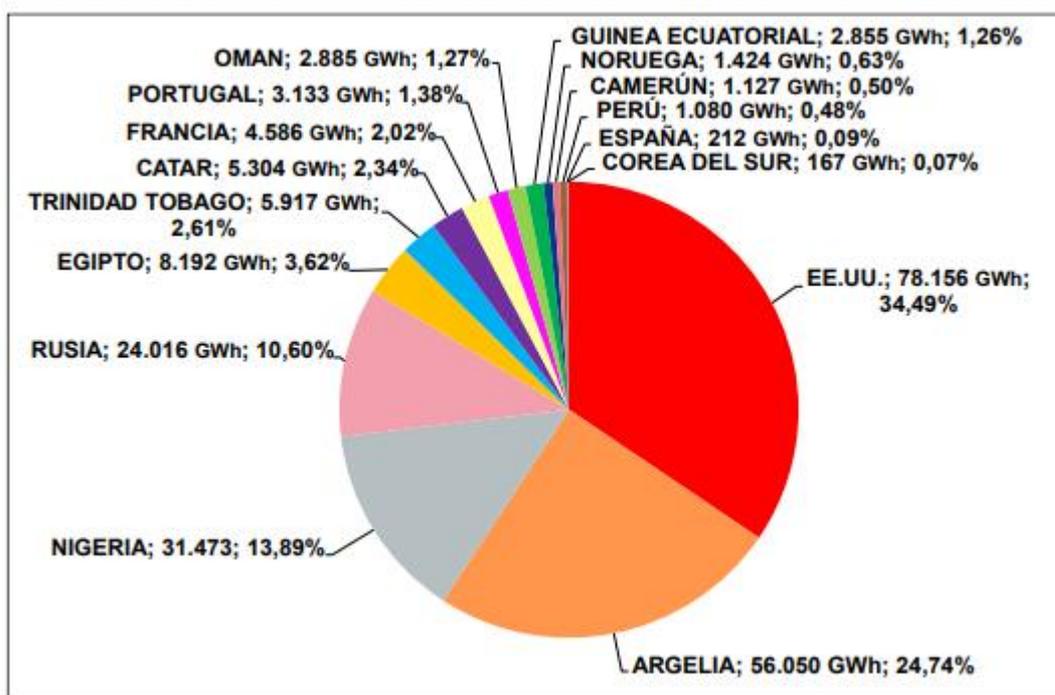


Figura 3.2. Abastecimiento de GN por países Enero-Junio 2022. Fuente CNMC.

3.2. CÁLCULO DE PRECIO DEL MERCADO ELÉCTRICO CON Y SIN TOPE AL GAS (€/MWh)

No existen datos suficientes acerca del efecto del mecanismo de ajuste del tope al gas, por lo que se ha seguido un método para poder estimarlo que consiste en sumar el precio de mercado más el recargo por MWh por el mecanismo de ajuste que pagan los consumidores y comparar dicha suma con el precio de mercado más la subvención por MWh que cobran los generadores afectados. De esta forma, la primera cantidad es el precio efectivo para el consumidor registrado con el mecanismo de ajuste y la segunda aproximaría el coste unitario de producción del generador marginal en ausencia de la subvención, lo cual sería una aproximación al precio de mercado en tales condiciones.

En la siguiente tabla se muestran los diferentes datos empleados para hallar el precio del mercado eléctrico con y sin la medida de mecanismo de ajuste del tope al gas.

AÑO	MES	PME (€/MWh)	PMA (€/MWh)	PMEFCMA (€/MWh)	CMA (€/MWh)	PMEFSMA (€/MWh)	DIFERENCIA (€/MWh)	% AHORRO
2022	JUNIO	169,58	47,83	217,41	130,35	299,93	82,52	27,51
2022	JULIO	142,87	113,07	255,94	164,43	307,3	51,36	16,71
2022	AGOSTO	154,37	148,59	302,96	221,8	376,17	73,21	19,46
2022	SEPTIEMBRE	143,24	103,01	246,25	155,42	298,66	52,41	17,55
2022	OCTUBRE	129,53	34,31	163,84	41,27	170,8	6,96	4,07
2022	NOVIEMBRE	118,58	10,28	128,86	34,73	153,31	24,45	15,95
2022	DICIEMBRE	101,33	42,52	143,85	112,96	214,29	70,44	32,87
2023	ENERO	73,99	3,13	77,12	27,64	101,63	24,51	24,12
2023	FEBRERO	135,39	-0,97	134,42	5,62	141,01	6,59	4,67
2023	MARZO	95	0	95	0	95	0	0
2023	ABRIL	72,78	0	72,78	0	72,78	0	0
2023	MAYO	74,05	0	74,05	0	74,05	0	0
2023	JUNIO	93,34	0	93,34	0	93,34	0	0

Tabla 3.1. Precios, costes y ahorro con y sin tope al gas. Fuente REE y Elaboración Propia.

Siendo:

- PME: Precio del mercado eléctrico.
- PMA: Precio del mecanismo de ajuste de la excepción ibérica.
- PMEFCMA: Precio del mercado eléctrico final con mecanismo de ajuste.

$$PMEFCMA = PME + PMA$$

- CMA: Coste del mecanismo de ajuste. Subvención a los generadores.
- PMEFSMA: Precio del mercado eléctrico final sin mecanismo de ajuste.

$$PMEFSMA = PME + CMA$$

$$DIFERENCIA = PMEFSMA - PMEFCMA$$

$$AHORRO = \left(\frac{DIFERENCIA}{PMEFSMA} \right) * 100$$

En las siguientes figuras podemos ver la evolución de los precios del mercado eléctrico en España durante el año 2022 (figura 3.3) y 2023 (figura 3.4)

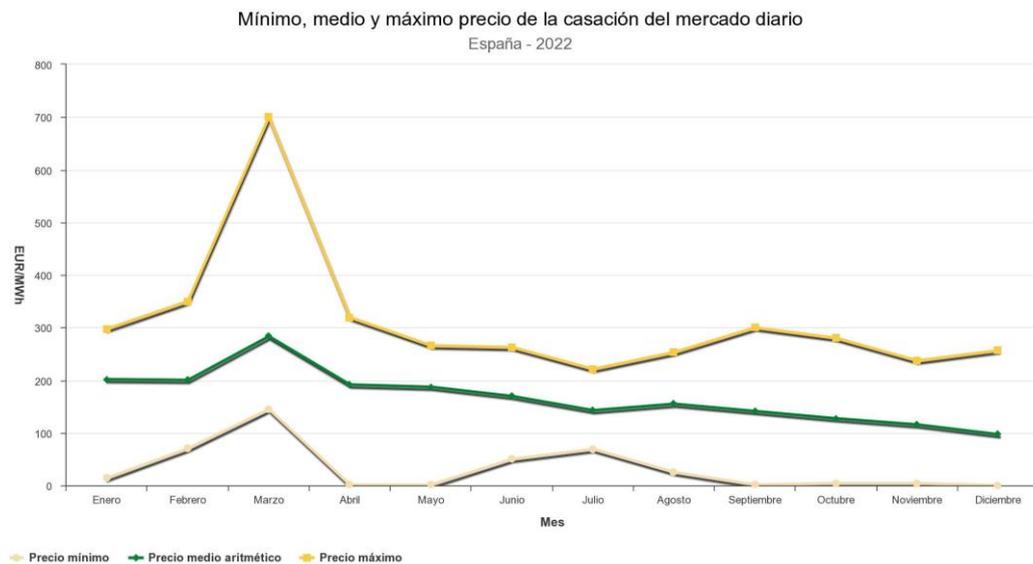


Figura 3.3. PME Precio mercado eléctrico en España 2022. Fuente REE.

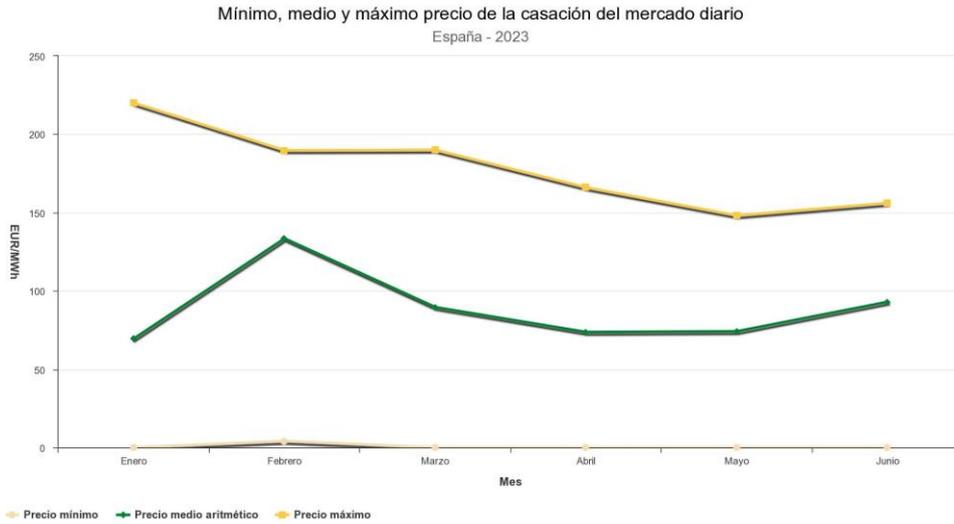


Figura 3.4. PME Precio mercado eléctrico en España 2023. Fuente REE.

En cuanto la evolución del precio medio mensual del mecanismo de ajuste a los consumidores en el mercado, es decir, la subvención por MWh que reciben los generadores, desde junio de 2022 hasta junio de 2023, se puede ver gráficamente (figuras 3.5 y 3.6) como crece hasta alcanzar un pico superior a los 200€/MWh en agosto de 2022, para luego disminuir, con un pequeño repunte en diciembre y enero del mismo año, volviendo a decrecer después hasta tener valor nulo a partir de marzo de 2023, debido a que el precio del tope al gas empezó a ser mayor que el propio precio del GN.

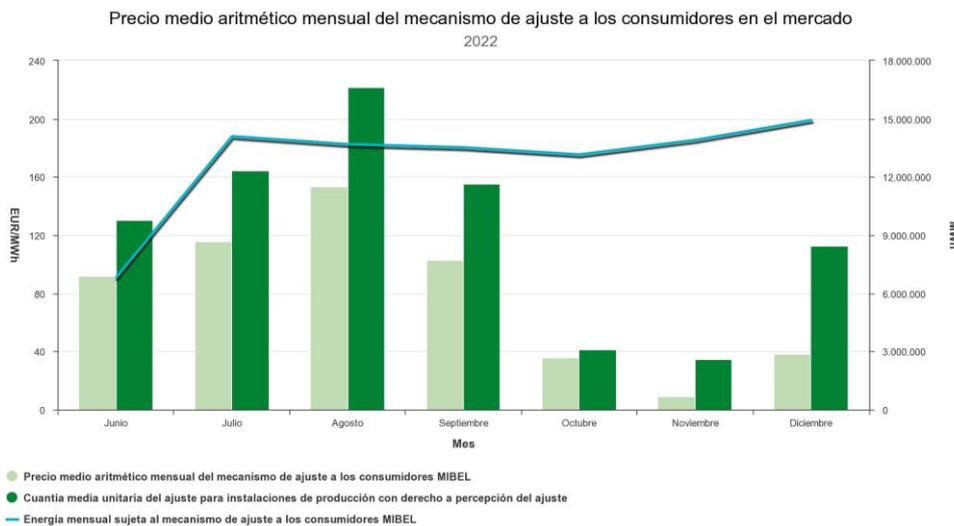


Figura 3.5. CMA Subvención por MWh que cobran los generadores GN 2022. Fuente REE.

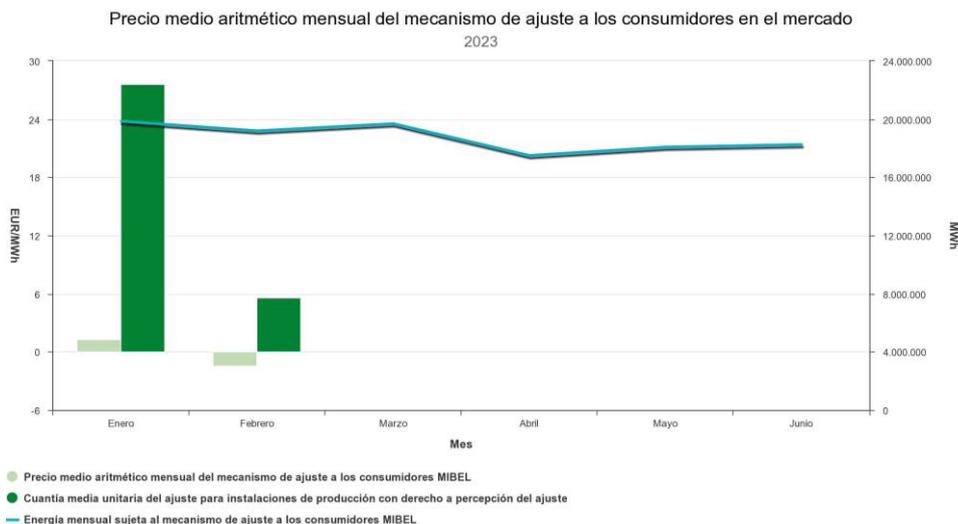


Figura 3.6. CMA Subvención por MWh que cobran los generadores GN 2023. Fuente REE.

En lo que respecta al precio medio mensual de la componente del mecanismo de ajuste de costes del tope al gas, se puede observar en la figura 3.7. como sigue un patrón similar a la anterior por el mismo motivo que esta, alcanzando pico en torno a 148, 59 € y con valor cero a partir de marzo de 2023.

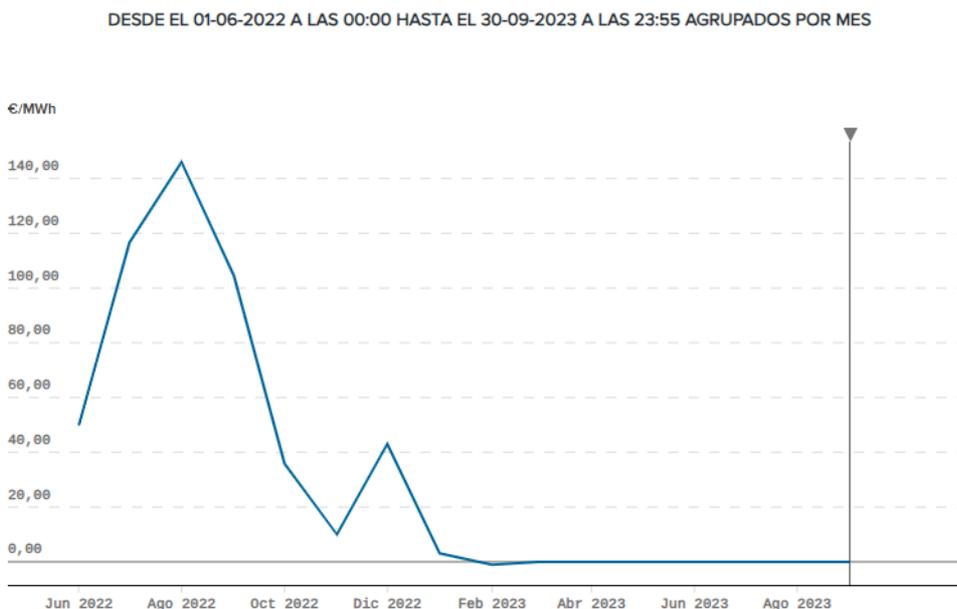


Figura 3.7. PMA Precio medio mensual componente mecanismo de ajuste tope al gas. Fuente REE.

3.3. PRECIOS ENERGÍA ELÉCTRICA (€/KWH) TARIFA PVPC.

En cuanto al cálculo de la factura eléctrica se ha obtenido los datos de los precios del mercado eléctrico (€/kWh) por periodos (Punta, Llano y Valle) para la tarifa PVPC, con y sin tope al gas, recogida en las siguientes tablas 3.2. y 3.3 (los datos seleccionados en amarillo claro son los meses desde que se empezó a aplicar la medida Junio, hasta Febrero que ha dejado de tener efecto por que el límite del GN está por debajo de su precio real):

PRECIO ELÉCTRICO POR PERIODOS CON TOPE AL GAS					
AÑO	MES	PUNTA (€/kWh)	LLANO (€/kWh)	VALLE (€/kWh)	MEDIA (€/kWh)
2022	ENERO	0,379751	0,291824	0,252581	0,295542
2022	FEBRERO	0,379751	0,280925	0,254151	0,295439
2022	MARZO	0,480829	0,392322	0,349402	0,399834
2022	ABRIL	0,334133	0,276583	0,237149	0,273746
2022	MAYO	0,315801	0,266973	0,230337	0,264016
2022	JUNIO	0,336775	0,289359	0,263519	0,291347
2022	JULIO	0,364683	0,318384	0,315271	0,331876
2022	AGOSTO	0,406653	0,364987	0,379368	0,382916
2022	SEPTIEMBRE	0,369369	0,308498	0,288627	0,317384
2022	OCTUBRE	0,296039	0,234998	0,198429	0,232468
2022	NOVIEMBRE	0,255262	0,19511	0,162714	0,197508
2022	DICIEMBRE	0,259094	0,19909	0,196418	0,213604
2023	ENERO	0,215367	0,144808	0,08798	0,136521
2023	FEBRERO	0,264973	0,208954	0,167917	0,206025
2023	MARZO	0,206873	0,149814	0,131127	0,158719
2023	ABRIL	0,185235	0,134811	0,113984	0,133112
2023	MAYO	0,180319	0,132887	0,11105	0,133136
2023	JUNIO	0,204453	0,155759	0,122174	0,15212
2023	JULIO	0,203462	0,154719	0,11725	0,14869

Tabla 3.2. PE. Precio eléctrico (€/kWh) por periodo con tope al gas. Fuente REE y Elaboración Propia.

PRECIO ELÉCTRICO POR PERIODOS SIN TOPE AL GAS					
AÑO	MES	PUNTA (€/kWh)	LLANO (€/kWh)	VALLE (€/kWh)	MEDIA (€/kWh)
2022	ENERO	0,379751	0,291824	0,252581	0,295542
2022	FEBRERO	0,379751	0,280925	0,254151	0,295439
2022	MARZO	0,480829	0,392322	0,349402	0,399834
2022	ABRIL	0,334133	0,276583	0,237149	0,273746
2022	MAYO	0,315801	0,266973	0,230337	0,264016
2022	JUNIO	0,429500538	0,259986498	0,18412674	0,275488836
2022	JULIO	0,542394072	0,336791078	0,247020848	0,350950495
2022	AGOSTO	0,659139417	0,426019775	0,319114585	0,438208686
2022	SEPTIEMBRE	0,588300151	0,461999331	0,385737196	0,465329127
2022	OCTUBRE	0,404037665	0,370316764	0,325959926	0,359034707
2022	NOVIEMBRE	0,372872468	0,341597642	0,304393656	0,335024627
2022	DICIEMBRE	0,777217332	0,716838433	0,60799527	0,692387422
2023	ENERO	0,521612301	0,400838939	0,346936167	0,40594585
2023	FEBRERO	0,395514355	0,292586116	0,264700735	0,307702588
2023	MARZO	0,206873	0,149814	0,131127	0,158719
2023	ABRIL	0,185235	0,134811	0,113984	0,133112
2023	MAYO	0,180319	0,132887	0,11105	0,133136
2023	JUNIO	0,204453	0,155759	0,122174	0,15212
2023	JULIO	0,203462	0,154719	0,11725	0,14869

Tabla 3.3. PE. Precio eléctrico (€/kWh) por periodos sin tope al gas. Fuente REE y Elaboración Propia.

En las siguientes figuras se presentan los valores del precio del Mercado Eléctrico en €/MWh, así como en €/kWh para la tarifa PVPC en el período comprendido entre junio de 2022 (implantación de la medida) hasta junio de 2023. En dichas gráficas se puede observar como el precio de la electricidad es mayor sin el mecanismo de ajuste que con él.

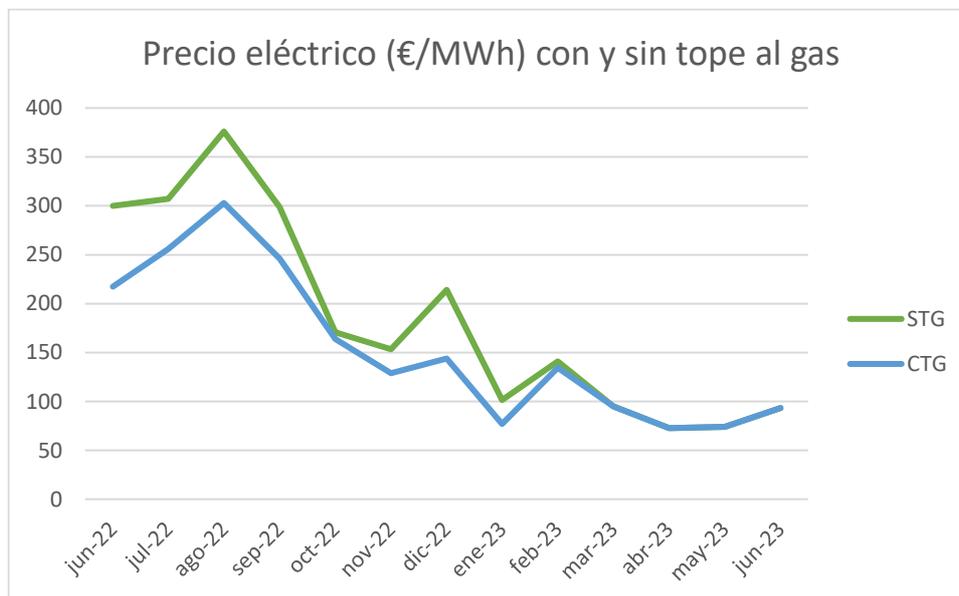


Figura 3.8. Precio eléctrico (€/MWh) con y sin tope al gas. Fuente: REE y Elaboración Propia.

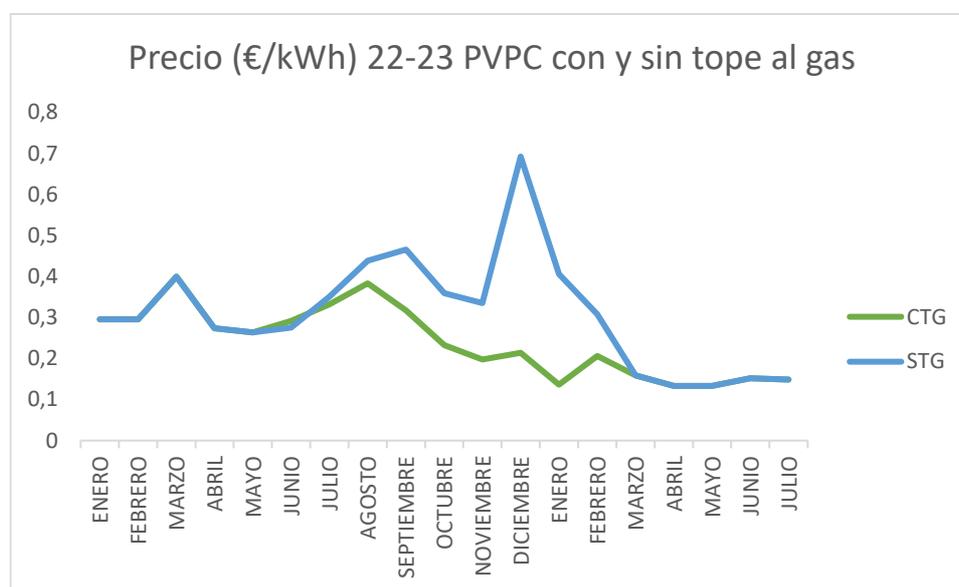


Figura 3.9. Precio eléctrico PVPC (€/kWh) con y sin tope al gas. Fuente: REE y Elaboración Propia.

3.4. ANÁLISIS DE AHORRO ECONÓMICO CON Y SIN TOPE AL GAS.

Para analizar el impacto de la medida se han obtenido los datos de demanda de energía eléctrica (kWh) mensuales medios y por periodos, los cuales se pueden observar en siguientes figuras, para cuatro consumidores acogidos a PVPC con distintas potencias contratadas menores de 10 kW.

El cálculo de los componentes de la factura eléctrica es el siguiente:

- **Térmico Potencia Contratada (Coste PC (€)):**

Depende del valor de la potencia contratada (kW), días del mes, coeficientes y margen de comercialización.

Existen dos coeficientes según el período en el que actúa y otro del margen de comercialización:

- Coeficiente de Punta: 0,0643
- Coeficiente de Valle: 0,0026
- Coeficiente de margen de comercialización: 3,133

$$COSTE PC PUNTA = 0,0643 * PC PUNTA * N^{\circ}DÍAS MES$$

$$COSTE PC VALLE = 0,0026 * PC VALLE * N^{\circ}DÍAS MES$$

$$MARGEN COMERCIAL = \frac{3,133 * PC * N^{\circ}DÍAS MES}{365}$$

$$COSTE PC = COSTE PC PUNTA + COSTE P VALLE + MARGEN COMERCIAL$$

Por simplicidad se ha supuesto que la potencia contratada de punta y valle son la misma, ya que esto no es relevante para los resultados del estudio.

- **Término Energía Consumida (Coste EC (€)):**

Depende de la demanda de energía eléctrica (EC (kWh)), así como del precio de la electricidad (PE (€)) en el mercado eléctrico, el cual se ha calculado para los casos con y sin la medida de la excepción ibérica.

$$COSTE EC PUNTA = EC PUNTA * PE PUNTA$$

$$COSTE EC LLANO = EC PUNTA * PE LLANO$$

$$COSTE EC VALLE = EC PUNTA * PE VALLE$$

$$COSTE EC = \Sigma (EC * PE)$$

- **Impuesto Especial sobre la Electricidad (IEE (€)):**

Se calcula como el 0,5% del resultado de sumar de los términos de potencia y energía:

$$IEE = 0,005 * (COSTE PC + COSTE EC)$$

- **Alquiler del contador o equipo de medida (Coste AC (€)):**

Por simplicidad se ha estimado un coeficiente medio representativo que multiplica al número de días del mes:

$$COSTE AC = 0,25 * N^{\circ}DÍAS MES$$

- **Impuesto sobre el valor añadido (Coste IVA(€)):**

Se aplica a la suma del resto términos, diferenciándose el 10% hasta Junio de 2022 y 5% para los siguientes meses:

$$COSTE IVA = 0,1 * (COSTE PC + COSTE EC + IEE + COSTE AC)$$

$$COSTE IVA = 0,05 * (COSTE PC + COSTE EC + IEE + COSTE AC)$$

- **Coste mecanismo de ajuste tope al gas (Coste MA (€)):**

Esta componente, cuyos valores se han obtenido sólo se aplica para el cálculo de la factura con la

medida del tope al gas, siendo el importe empleado para financiar el mecanismo de ajuste.

Finalmente el coste de la factura se halla mediante la suma de todos los términos, distinguiendo con tope al gas (CTG) y sin tope al gas (STG):

$$COSTE FACTURA CTG = COSTE PC + COSTE EC CTG + IEE + COSTE AC + IVA + COSTE MA$$

$$COSTE FACTURA STG = COSTE PC + COSTE EC STG + IEE + COSTE AC + IVA + COSTE MA$$

- **Consumidor 1:** Cliente acogido a tarifa PVPC con potencia contratada de 5,75 kW.

La demanda de energía del Consumidor 1 desde enero de 2022 hasta julio de 2023 se puede ver gráficamente en las figuras 3.10. de consumo mensual en kWh y 3.11 consumo mensual por periodos en kWh. Se observa un rango de consumo que abarca desde los 250 kWh hasta los 580 kWh.

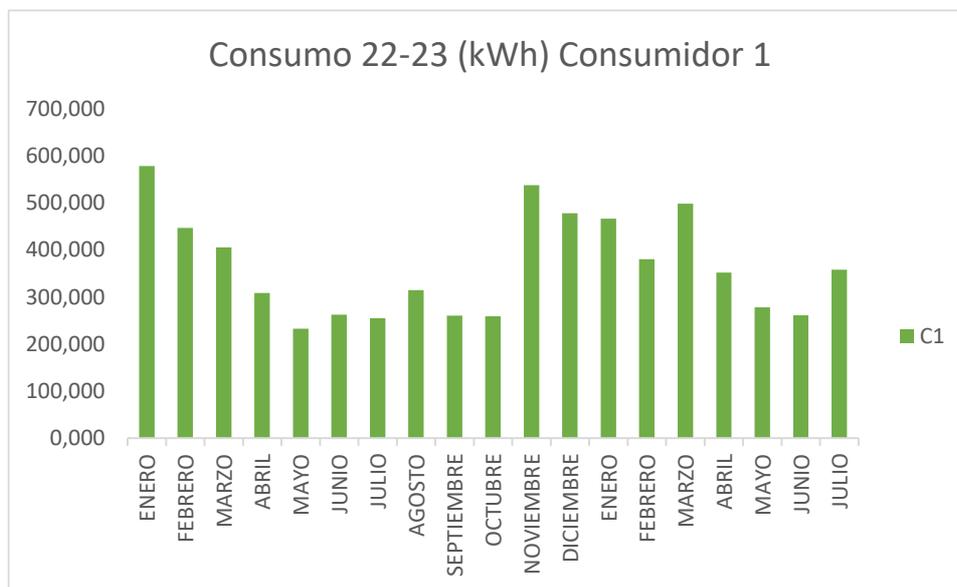


Figura 3.10. Consumo (kWh) 22-23 Consumidor 1. Fuente: Elaboración propia.

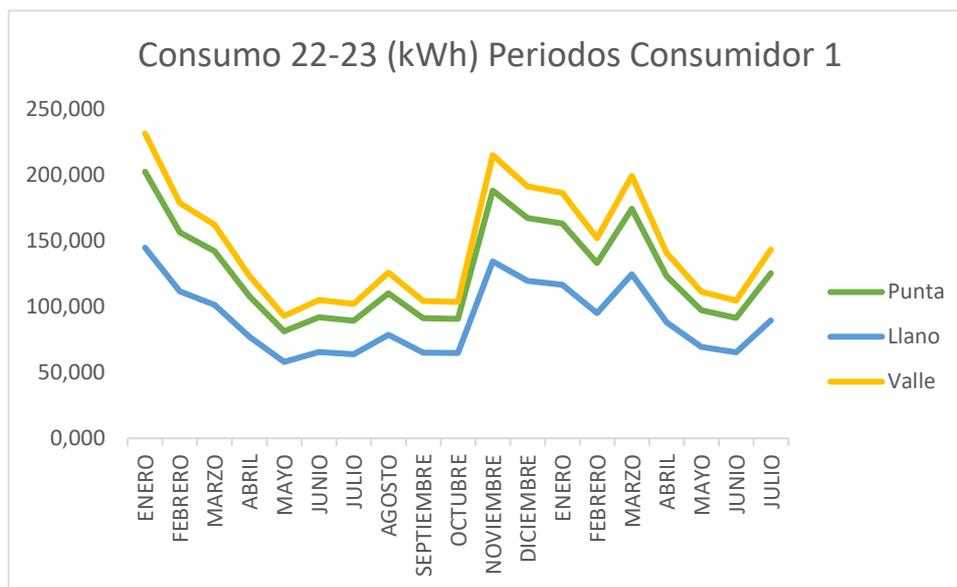


Figura 3.11. Consumo periodos (kWh) 22-23 Consumidor 1. Fuente: Elaboración propia.

La figura 3.12 comprende una comparativa de la evolución del precio de la factura del Consumidor 1 con y sin el mecanismo de ajuste del tope al gas. Se observa como los primeros meses de aplicación del mecanismo es mayor con la medida que sin esta, debido a que una parte importante de los consumidores de mercado libre no empezaron a pagar este importe hasta revisar sus contratos, recayendo así un mayor peso sobre los consumidores de tarifa regulada. No obstante, en los meses posteriores la situación es la contraria, llegando a tener un valor máximo en diciembre de 2022 de aproximadamente 370 € sin tope al gas, mientras que con la limitación del mismo el precio es inferior a 140€, reduciéndose la diferencia cada mesa hasta no existir a partir de marzo de 2023, debido a que el límite del precio al gas es menor al precio de GN en el mercado. Además, como se ve claramente, el área bajo la curva sin tope al gas es mucho mayor que en el caso con el mecanismo de ajuste, de forma que se produce un ahorro significativo, concretamente 400,04€, lo que supone un 25% como se ve en la tabla 3.4.

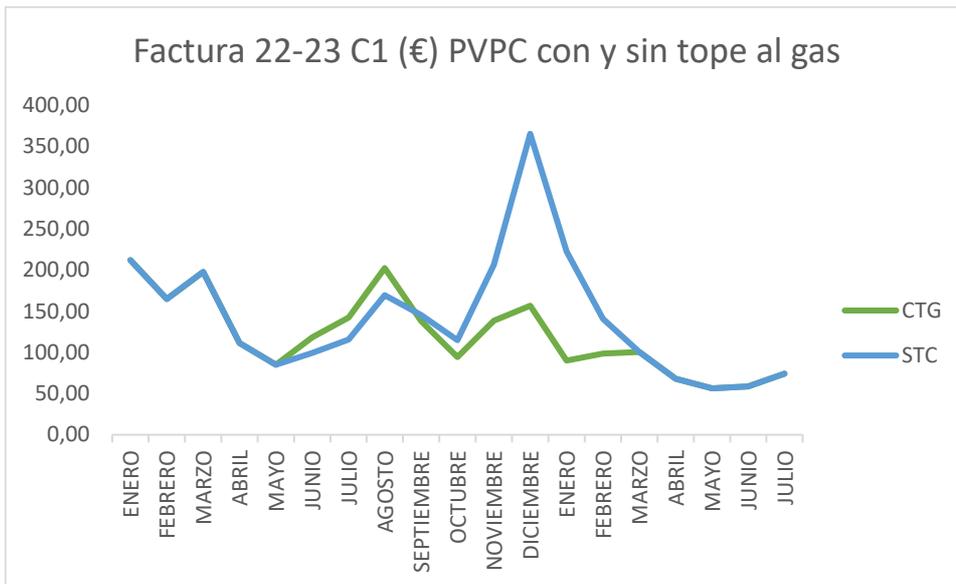


Figura 3.12. Precio factura eléctrica PVPC con y sin tope al gas Consumidor 1. Fuente: Elaboración propia.

PERIODO APLICACIÓN MEC. AJ.	
COSTE FACTURA JUN22-FEB23	
SIN MEC.AJ. (€)	CON MEC. AJ. (€)
1579,66	1179,62
AHORRO MEC. AJ. (€)	
400,04	
AHORRO MEC. AJ. %	
0,25	

Tabla 3.4. Ahorro (€) factura PVPC tope al gas Consumidor 1. Fuente: Elaboración Propia.

- **Consumidor 2:** Cliente acogido a tarifa PVPC con potencia contratada de 3,3 kW.

.La demanda de energía del Consumidor 2 desde enero de 2022 hasta julio de 2023 se puede observar gráficamente en las figuras 3.13. consumo mensual en kWh y 3.14 consumo mensual por periodos en kWh. Se observa un rango de consumo que comprende desde los 210 kWh hasta los 450 kWh.

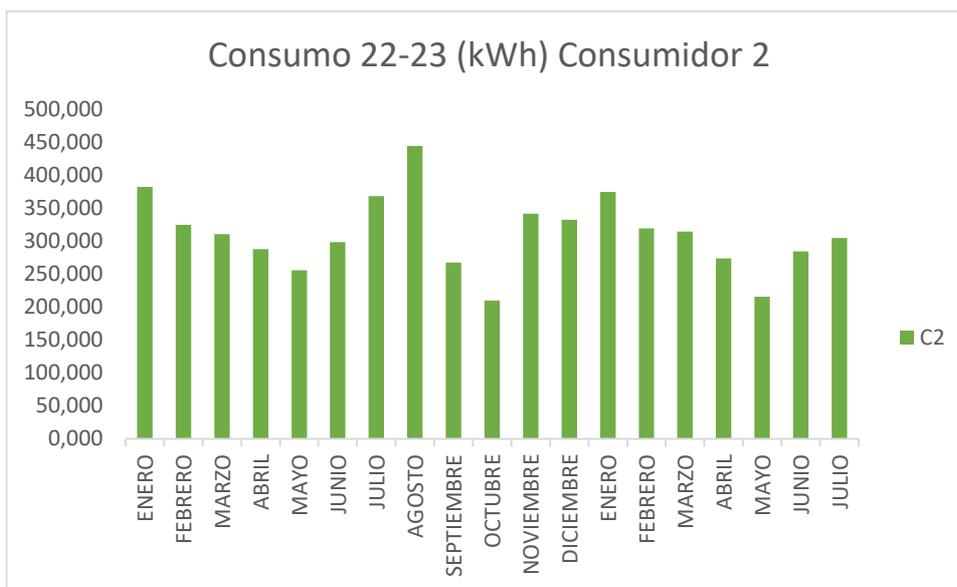


Figura 3.13. Consumo (kWh) 22-23 Consumidor 2. Fuente: Elaboración propia.

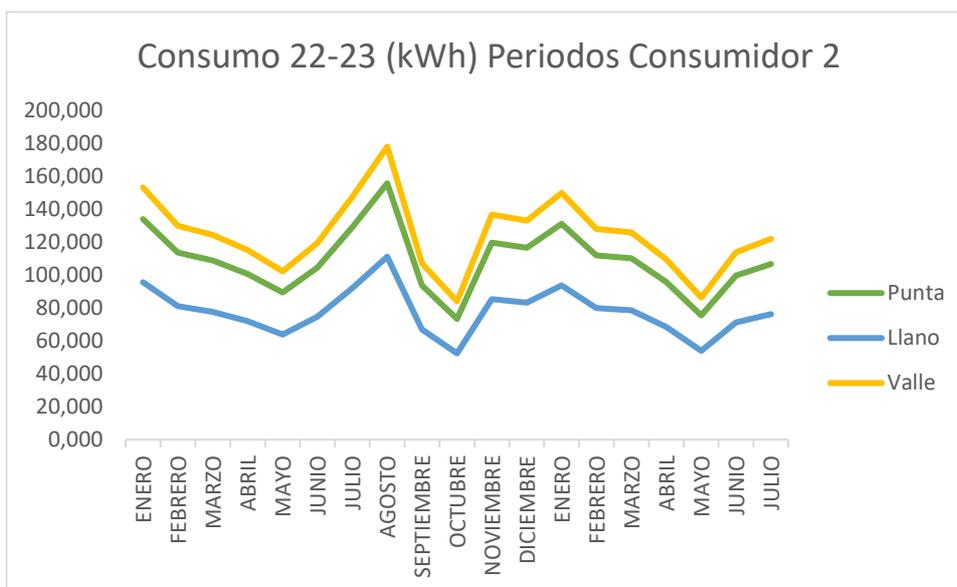


Figura 3.14. Consumo periodos (kWh) 22-23 Consumidor 2. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 3.15 se puede ver una comparativa de la evolución del precio de la factura del Consumidor 2 con y sin el mecanismo de ajuste del coste de producción de la excepción ibérica. Se observa como los primeros meses de implantación de la medida, al igual que en el caso del Consumidor 1, es mayor con el mecanismo de ajuste que sin este, por el motivo explicado anteriormente. De la misma forma, en los meses siguientes el importe de la factura sin el límite al precio gas crece hasta un máximo en diciembre de 2022, correspondiente a 250 €, mientras que con el tope al gas el precio es inferior a 100€, de forma que la diferencia va disminuyendo progresivamente hasta que ambos precios son iguales, como se explica con anterioridad. Además, se puede observar que el área bajo la curva sin la aplicación de la medida es significativamente superior que en el caso con el mecanismo de ajuste, de manera que se produce un ahorro de 247,16 €, lo que supone un 18% como se ve en la tabla 3.5.

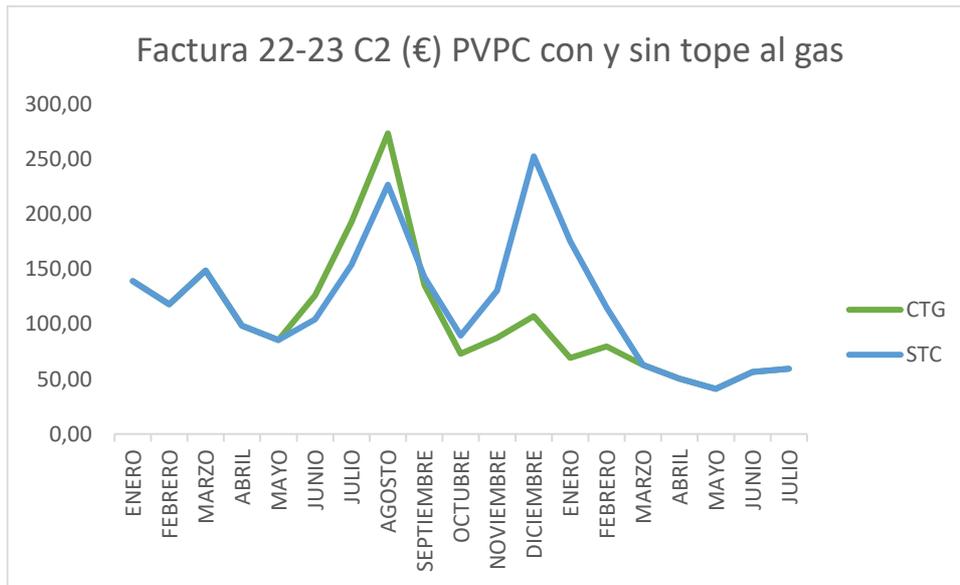


Figura 3.15. Precio factura eléctrica PVPC con y sin tope al gas Consumidor 2. Fuente: Elaboración propia.

PERIODO APLICACIÓN MEC. AJ.	
COSTE FACTURA JUN22-FEB23	
SIN MEC.AJ. (€)	CON MEC. AJ. (€)
1393,50	1146,34
AHORRO MEC. AJ. (€)	
247,16	
AHORRO MEC. AJ. %	
0,18	

Tabla 3.5. Ahorro (€) factura PVPC tope al gas Consumidor 2. Fuente: Elaboración Propia.

- **Consumidor 3:** Cliente acogido a tarifa PVPC con potencia contratada de 6,928 kW.

La demanda de energía del Consumidor 3 desde enero de 2022 hasta julio de 2023 está representada gráficamente en las figuras 3.16. consumo mensual en kWh y 3.17 consumo mensual por periodos en kWh. El consumo se halla comprendido entre 400 kWh y 1300 kWh.

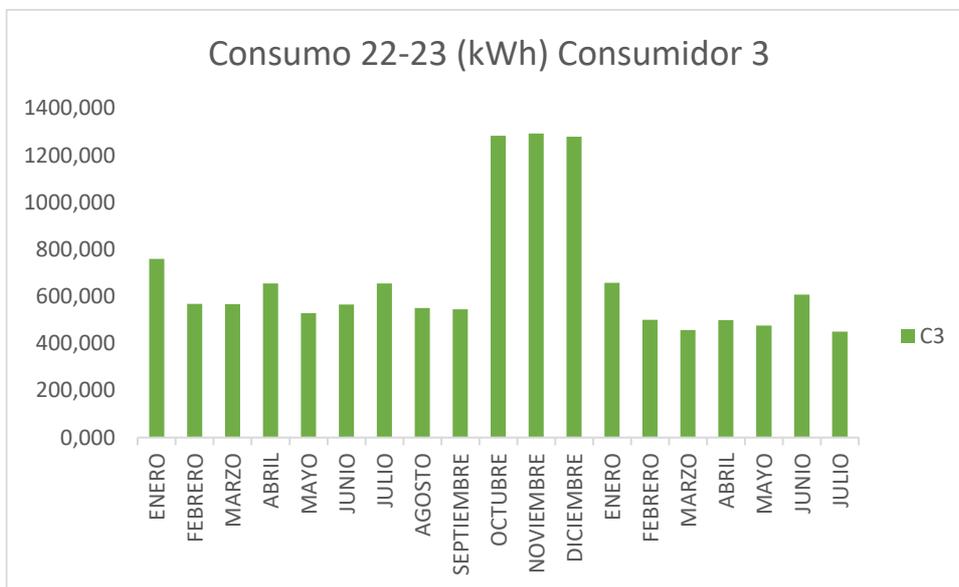


Figura 3.16. Consumo (kWh) 22-23 Consumidor 3. Fuente: Elaboración propia.

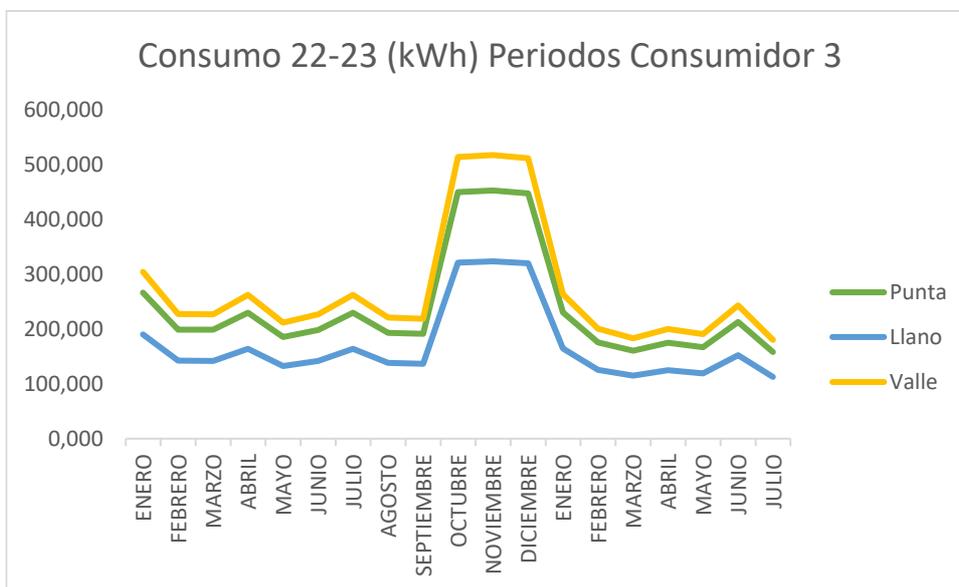


Figura 3.17. Consumo periodos (kWh) 22-23 Consumidor 3. Fuente: Elaboración propia.

La comparación entre el precio de factura del Consumidor 3 incluyendo el mecanismo de ajuste y sin él se puede observar en la figura 3.18. De la misma forma que en los casos anteriores, el precio es menor al principio sin límite al precio del gas que con él, pero en los meses siguientes el importe de la factura sin el tope al precio del gas crece hasta un máximo en diciembre de 2023, con una cifra de 1.000 €, mientras que con el tope al gas el precio es 400 € aproximadamente, de forma que esta diferencia va siendo cada vez menor hasta desaparecer en marzo de 2023, como se comenta anteriormente. El ahorro de este cliente es de 912 €, lo que implica un 26% como se infiere de la tabla 3.6.

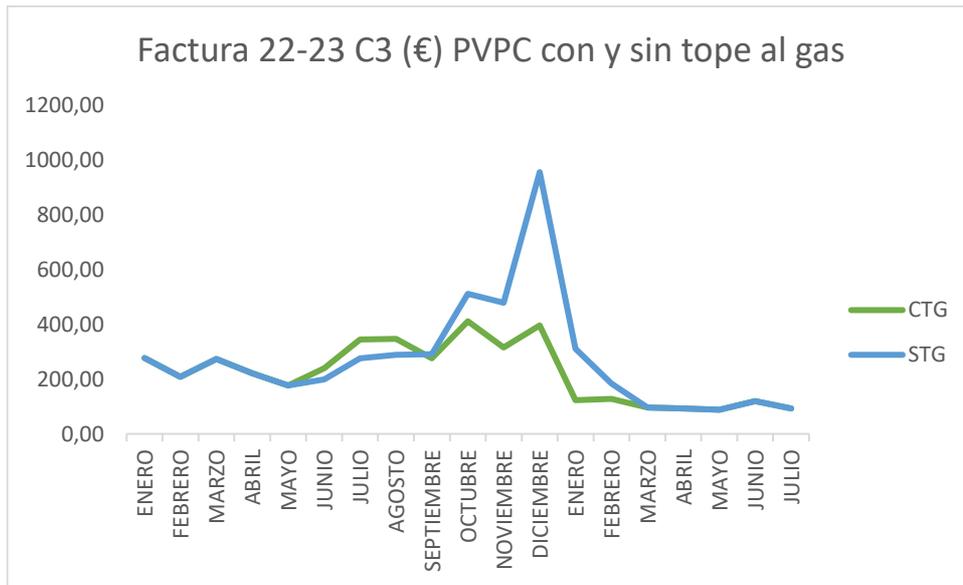


Figura 3.18. Precio factura eléctrica PVPC con y sin tope al gas Consumidor 3. Fuente: Elaboración propia.

PERIODO APLICACIÓN MEC. AJ.	
COSTE FACTURA JUN22-FEB23	
SIN MEC.AJ. (€)	CON MEC. AJ. (€)
3494,18	2582,07
AHORRO MEC. AJ. (€)	
912,11	
AHORRO MEC. AJ. %	
0,26	

Tabla 3.6. Ahorro (€) factura PVPC tope al gas Consumidor 3. Fuente: Elaboración Propia.

- **Consumidor 4:** Cliente acogido a tarifa PVPC con potencia contratada de 4,4 kW.

El consumo eléctrico del Consumidor 4 desde enero de 2022 hasta julio de 2023 está representado en las figuras 3.19. consumo mensual en kWh y 3.20 consumo mensual por periodos en kWh. La demanda energética del cliente está acotada, de forma aproximada, entre 250 kWh y 530 kWh.

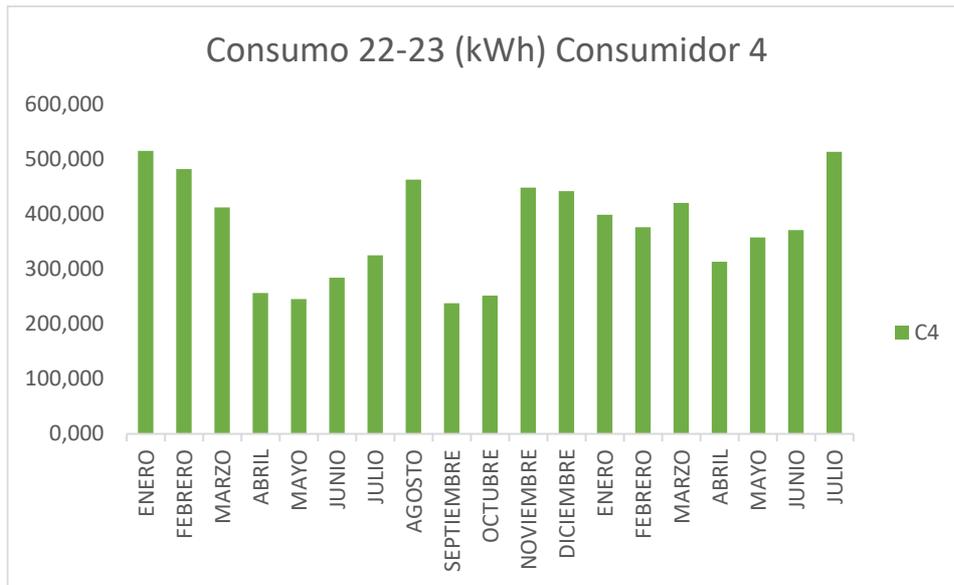


Figura 3.19. Consumo (kWh) 22-23 Consumidor 4. Fuente: Elaboración propia.

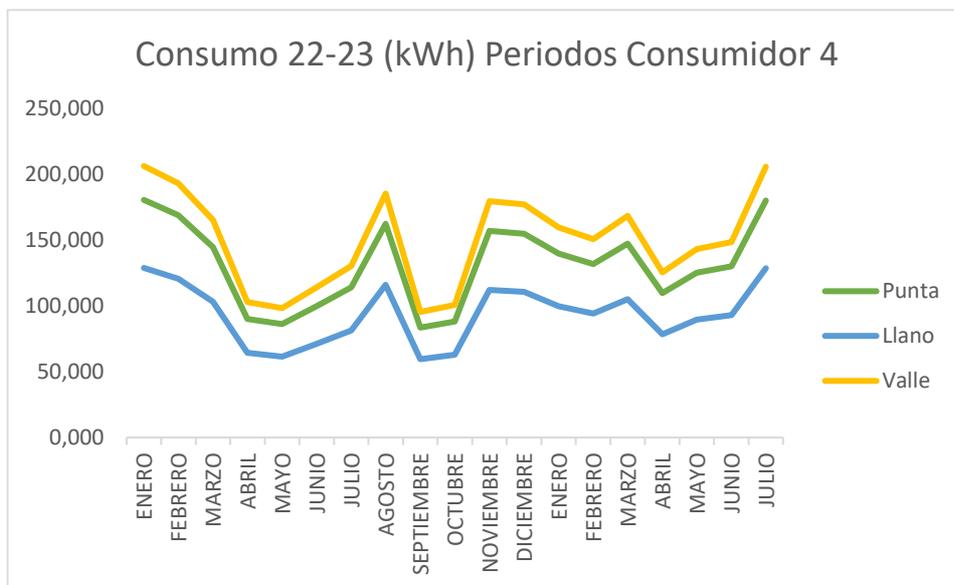


Figura 3.20. Consumo periodos (kWh) 22-23 Consumidor 4. Fuente: Elaboración propia.

La comparativa entre precios de factura del Consumidor 4 con el mecanismo de ajuste del coste de producción de la excepción ibérica y sin este se puede observar en la figura 3.21. Igual que en los otros consumidores analizados, el precio es menor en los meses iniciales sin límite al precio del gas que con él, tornándose en escenario opuesto en los meses posteriores, de manera que el importe de la factura sin el límite al precio del gas crece hasta un máximo en diciembre de 2023, con un valor de 350 €, mientras que con el tope al gas el precio es 150 €, de forma que esta diferencia va siendo cada vez menor hasta ser cero en marzo de 2023, explicado previamente. El ahorro de este consumidor es de 327,82 €, lo que implica un 21% como se observa de la tabla 3.7.

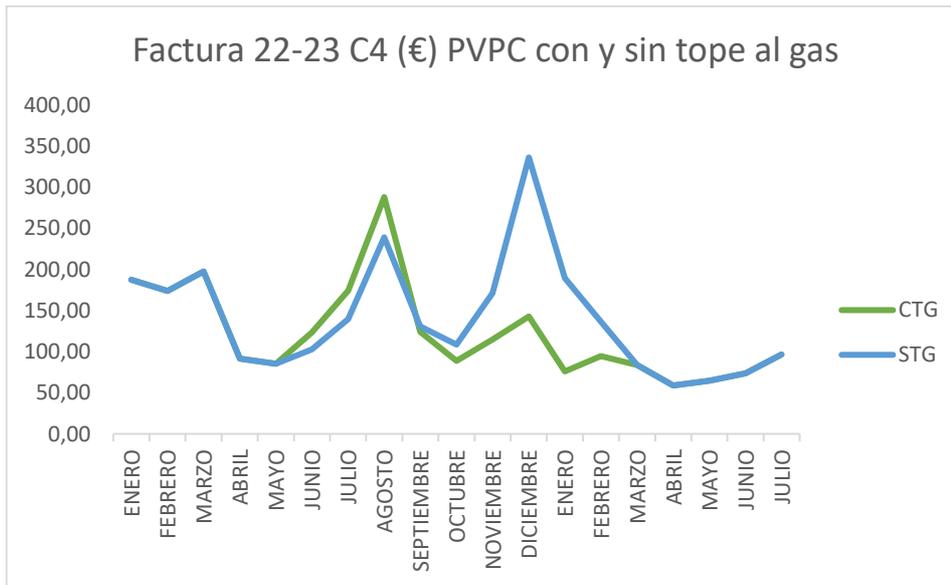


Figura 3.21. Precio factura eléctrica PVPC con y sin tope al gas Consumidor 4. Fuente: Elaboración propia.

PERIODO APLICACIÓN MEC. AJ.	
COSTE FACTURA JUN22-FEB23	
SIN MEC.AJ. (€)	CON MEC. AJ. (€)
1554,65	1226,83
AHORRO MEC. AJ. (€)	
327,82	
AHORRO MEC. AJ. %	
0,21	

Tabla 3.7. Ahorro (€) factura PVPC tope al gas Consumidor 4. Fuente: Elaboración Propia.

3.5. RESUMEN DE RESULTADOS DEL ANÁLISIS

Del análisis de los datos y cálculos realizados se han obtenido los siguientes resultados:

La medida ha tenido un efecto positivo en los pequeños consumidores, suponiendo un ahorro significativo del rango de 250 a 900 € o de entre el 18 y el 26% del precio de la factura eléctrica en los meses en los que se ha aplicado el límite al gas.

Como se puede observar en la figura 3.22, el ahorro obtenido por la medida del tope al gas aumenta conforme la potencia contratada es mayor.

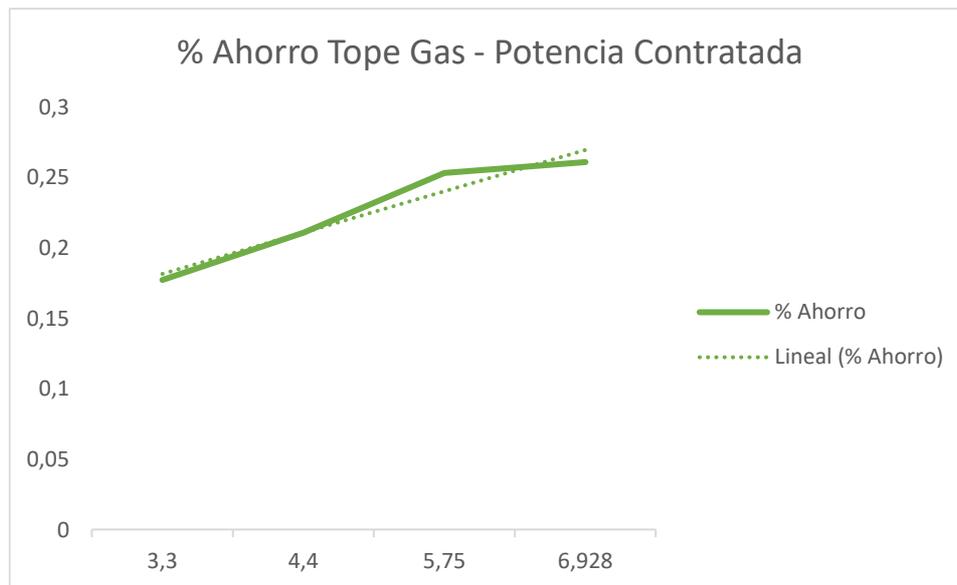


Figura 3.22. Relación % Ahorro Tope Gas – Potencia Contratada. Fuente: Elaboración propia.

Se puede observar que el coste de la factura eléctrica es mayor en los dos primeros meses de aplicación de la medida que sin ella. Esta causa se puede deber al hecho de que se ha calculado para la tarifa PVPC, a cuyos consumidores se les integró en la factura desde el inicio de la implantación del mecanismo de ajuste, no así a los consumidores del mercado libre, que fueron incluyéndolo en su factura conforme se fueron revisado los contratos. Por tanto, el mayor peso inicial de la medida recayó sobre los consumidores acogidos a la tarifa regulada de la electricidad.

A partir del mes de marzo de 2023 no se aplicó el coste del tope al gas. Esto se debe a que el precio del GN ha estado por debajo del límite impuesto en la medida objeto del presente estudio.

4 OTRAS MEDIDAS

Si una idea no parece absurda de entrada, pocas esperanzas hay para ella.

-Albert Einstein-

4.1. FONDOS NEXT GENERATIONS.

En julio de 2020 la Unión Europea acordó los fondos NextGenerationEU es un instrumento temporal de recuperación económica dotado con más de 800.000 millones de euros ejecutado con el fin de reparar los daños sociales causados por las crisis recientes, así como fomentar las energías renovables frente a los combustibles fósiles. Los fondos pueden utilizarse para conceder préstamos reembolsables por un volumen de hasta 360.000 millones de euros y transferencias no reembolsables por una cantidad de 390.000 millones de euros.

4.2. MEDIDAS EXCEPCIONALES

En el Real Decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre, Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, Real Decreto-ley 6/2022, Real Decreto-ley 17/2022, de 20 de septiembre, y Real Decreto-ley 18/2022, de 18 de octubre, se aprueban y prorrogan medidas excepcionales de refuerzo de la protección a los consumidores de energía, reduciendo impuestos de la factura eléctrica y aumentando las ayudas a los sectores más vulnerables. Estas medidas son:

4.2.1 REDUCCIÓN IEE.

Desde el 16 de septiembre de 2021 Se ha reducido el tipo impositivo del Impuesto Especial sobre la Electricidad del 5,11269632% al 0,5%, vigente en la actualidad hasta el 31 de Diciembre de 2023.

4.2.2 SUPRESIÓN DEL IMPUESTO A LA GENERACIÓN

El impuesto a la generación eléctrica pasó del 7% a estar suprimido. Esta medida está vigente en la actualidad y se ha prorrogado hasta el 31 de Diciembre de 2023.

4.2.3 REDUCCIÓN IVA.

Otra de las medidas paralelas para paliar los efectos de la crisis sobre la sociedad española, especialmente en los sectores más vulnerables, es reducir temporalmente el IVA de la factura eléctrica al 10% y, posteriormente, al 5%. Esto afecta a los consumidores de potencia contratada menor o igual a 10 kW.

4.2.4 AUMENTO DEL BONO SOCIAL

Se ha aumentado los porcentajes de descuento aplicable del bono social, del 25% al 65% para los consumidores vulnerables y del 40% al 80% para los vulnerables severos. Además, se ha ampliado el número de personas que pueden acceder a esta medida, así como no se puede suprimir el suministro eléctrico a los consumidores a la misma.

4.3. CAMBIO DE FACTURA ELÉCTRICA

En cumplimiento de la normativa europea, el Real Decreto-ley 1/2019 introduce la diferenciación de la tarifa de acceso entre peajes y cargos.

Desde el 1 de junio de 2021, se aplica la nueva estructura de peajes y cargos de los términos de energía y de potencia de la factura de electricidad, lo que afecta directamente al denominado Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), la tarifa eléctrica regulada.

Por el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, mediante el que se establece el método de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, Red Eléctrica de España publica cada día a las 20:15 horas los precios horarios para el siguiente día.

Esta curva de precios horarios es el resultado de sumar el coste de producción de la energía, los pagos por los peajes de transporte y distribución y por los cargos que corresponden por la energía consumida. El coste de producción está compuesto por el precio horario resultante del mercado diario de energía, operado por el Operador del Mercado Ibérico de la Electricidad (OMIE); los servicios de ajuste gestionados por Red Eléctrica de España en calidad de operador del sistema, además de otros costes recogidos en la normativa vigente.

Este nuevo PVPC, con la nueva tarifa 2.0 TD, sustituye a las 2.0 A, 2.0 DHA, 2.0 DHS, 2.1 A, 2.1 DHA y 2.1 DHS que existían hasta el 31 de mayo de 2021, por una única, que cuenta con una discriminación horaria en tres periodos en los que la aplicación de peajes y cargos regulatorios variará, aumentando la diferencia de precios entre los periodos:

Potencia: se diferencian dos períodos y para cada uno se puede contratar una potencia distinta, lo que puede beneficiar la recarga de vehículos eléctricos:

Potencia punta: tramo horario desde las 8 de la mañana hasta las 24 de la noche. Tendrá asociado un coste mayor que la potencia valle

Potencia valle: rango de horas desde las 24 de la noche hasta las 8 de la mañana, así como todas las horas de los festivos, sábados y domingo. Constará de un coste sensiblemente inferior que la anterior.



Figura 4.1. Diferenciación de tramos horarios potencia tarifa PVPC. Fuente CNMC.

En la anterior estructura de la factura existía diferenciación, por lo que el coste no variaba, como se puede ver en la figura 4.2.



Figura 4.2. Tramos horarios potencia antigua tarifa PVPC. Fuente CNMC.

Energía: se distinguen tres períodos, siendo de mayor a menor coste:

Periodo punta: tramo horario desde las diez de la mañana hasta las dos de la tarde y de las seis de la tarde hasta las diez de la noche los días no festivos de lunes a viernes.

Periodo llano: comprendido por un rango de horas desde las ocho a las diez de la mañana, de las dos a las 6 de la tarde y de las diez a las doce de la noche.

Periodo valle: compuesto por las horas de la noche, a saber, desde las cero horas hasta las ocho horas de la mañana, así como las horas del sábado, domingo y festivos.

Esto permite la posibilidad de ahorro si el consumidor adapta sus consumos a las horas de menor precio.



Figura 4.3.. Diferenciación de tramos horarios energía tarifa PVPC. Fuente CNMC.

Previamente la discriminación tenía un carácter optativo, es decir, sin discriminación horaria, diferenciación en dos tramos o en tres, como se observa en la figura 4.4.



Figura 4.4. Diferenciación de tramos horarios energía antigua tarifa PVPC. Fuente CNMC.

Los objetivos del cambio de estructura de factura eléctrica son realizar una transición hacia una economía baja en emisiones, fomentando el consumo eléctrico en detrimento de la energía de origen fósil, promover el desplazamiento del consumo a períodos de menor demanda, así como facilitar la recarga de vehículos eléctricos.

Los peajes y cargos para los consumidores domésticos suponen, aproximadamente, el 50% del coste total de la factura eléctrica, donde el peso de cada componente varía según el perfil de consumo y el precio de la energía en el mercado diario. Esto implica una mayor vulnerabilidad y sensibilidad antes cambios en los precios de estos que son lo más volátiles.



Figura 4.5. Peso componentes de la factura eléctrica en consumidores domésticos. Fuente CNMC.

En cuanto a las consecuencias ocasionadas por el cambio en la factura de electricidad, se encuentran el hecho de que todos los consumidores domésticos pasan a tener el mismo peaje, de forma que afectará a la facturación correspondiente a peajes, cargos y capacidad según si tenían previamente o no discriminación horaria:

Consumidores que no tenían previamente discriminación horaria: aproximadamente 19 millones de consumidores, se reduce de media 17€/año para potencia contratada menor a 10 kW y 197€/año para potencias entre 10 y 15 kW.

Consumidores que tenían previamente discriminación horaria: unos 10 millones de consumidores, para los de potencia contratada menor de 10 kW aumentará entre 24 y 46€/año, así como se reducirá para las potencias entre 10 y 15 kW en un rango de 72 a 110€/año.

Datos de contrato	Situación vigente (2.0 DHA)		Nueva estructura (2.0 TD)				
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3		
Potencia contratada (kW) (A)	4,47		4,47		4,47		
Energía consumida (kWh) (B)	1.479	1.751	831	802	1.597		
Precios regulados	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3		
Término de potencia peajes y cargos (€/kW y año) (C)	38,043426		30,672660		1,424359		
Término de energía peajes y cargos (€/kWh) (D)	0,062012	0,002215	0,133118	0,041772	0,006001		
Precio unitario pagos por capacidad (E)	0,004771	0,000805	0,001780	0,000297	0,000000		
Coefficiente de pérdidas (%) (F)	16,7%	15,1%	16,7%	16,3%	18,0%		
Facturación regulada	Periodo 1	Periodo 2	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Total
Por potencia (€) (G) = [(A) * (C)]	169,99		169,99	137,06		6,36	143,42
Por energía (€) (H) = (B) * (D)	91,73	3,88	91,73	110,61	33,52	9,58	153,71
Por pagos por capacidad (I) = (B) * (E) * [1 + (F)]	8,23	1,62	8,23	1,73	0,28	-	2,00
Total	269,95	5,50	275,45	249,39	33,80	15,95	299,14
Diferencia respecto facturación vigente							
En euros							23,68
En porcentaje							8,6%

Tabla 4.1.. Comparativa tarifa 2.0 DHA y 2.0 TD. Fuente CNMC.

Datos de contrato	Situación vigente (2.1 DHA)		Nueva estructura (2.0 TD)				
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3		
Potencia contratada (kW) (A)	12,19		12,19		12,19		
Energía consumida (kWh) (B)	5.589	8.113	3.442	3.150	7.111		
Precios regulados	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3		
Término de potencia peajes y cargos (€/kW y año) (C)	44,444710		30,672660		1,424359		
Término de energía peajes y cargos (€/kWh) (D)	0,074568	0,013192	0,133118	0,041772	0,006001		
Precio unitario pagos por capacidad (E)	0,004771	0,000805	0,001780	0,000297	0,000000		
Coefficiente de pérdidas (%) (F)	16,6%	15,0%	16,7%	16,3%	18,0%		
Facturación regulada	Periodo 1	Periodo 2	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Total
Por potencia (€) (G) = [(A) * (C)]	541,69		541,69	373,84		17,36	391,20
Por energía (€) (H) = (B) * (D)	416,79	107,03	523,82	458,14	131,59	42,67	632,40
Por pagos por capacidad (I) = (B) * (E) * [1 + (F)]	31,09	7,51	38,60	7,15	1,09	-	8,24
Total	989,58	114,54	1.104,12	839,12	132,68	60,03	1.031,84
Diferencia respecto facturación vigente							
En euros							- 72,28
En porcentaje							-6,5%

Tabla 4.2. Comparativa tarifa 2.1 DHA y 2.0 TD. Fuente CNMC.

En el caso de las PYMES, el cambio en la factura eléctrica (anterior tarifa 3.0 para baja tensión y 3.1 para media) supone el paso de una tarifa con potencia y energía dividida en tres periodos a seis, con tres franjas horarias en días laborables comprendidas por punta, llano y valle, mientras que en sábados, domingos y festivos se engloban en el período valle, de forma que supone un aumento de horas valle de 2.920 a 4.680 horas para baja tensión y de 4.030 a 4.680 horas para el caso de media tensión, lo que supone que el peso del período valle sea un 53% de las horas anuales aproximadamente. Además, este cambio conlleva una reducción media de la parte regulada del orden del 4 al 6 %.

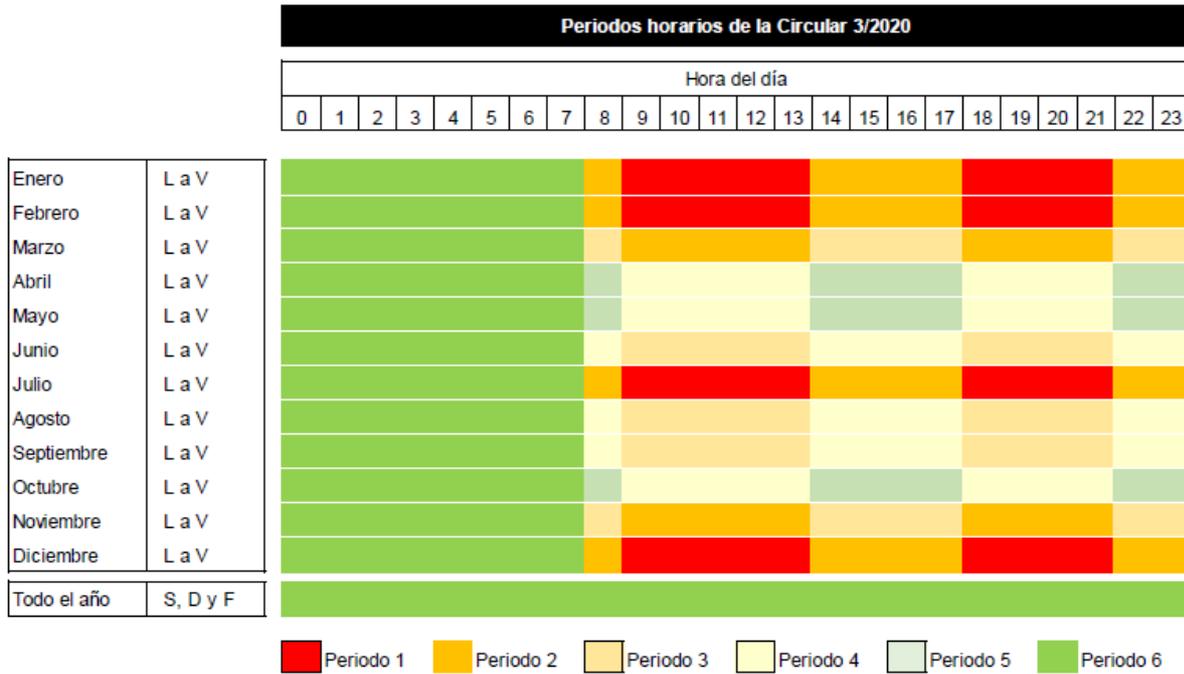


Tabla 4.3. Periodos horarios tarifa eléctrica PYMES. Fuente CNMC.

El principal coste en la factura de PYMES corresponde al apartado de energía, el cual supone aproximadamente el mismo peso porcentual que la suma de costes, peajes y cargos, como podemos observar en la siguiente figura, aunque esto variará en función del perfil de consumo, nivel de tensión y precio de la energía en el mercado.

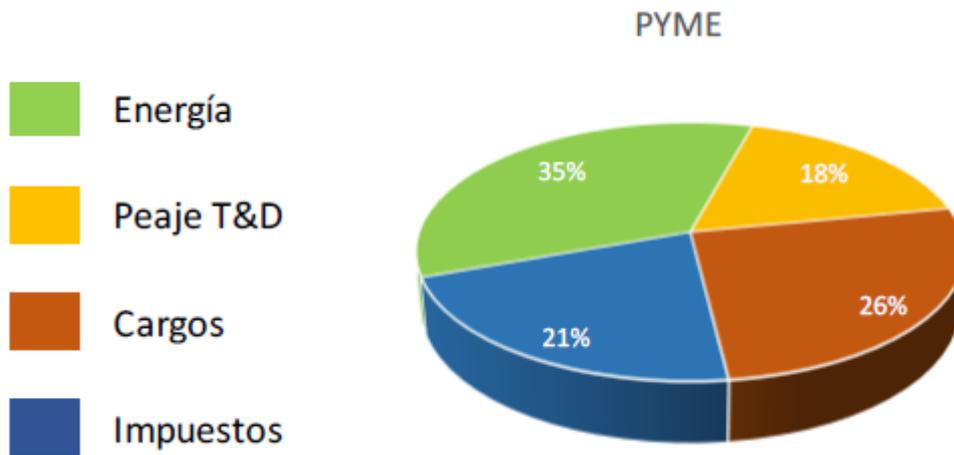


Figura 4.5. Peso porcentual de costes tarifa eléctrica PYMES. Fuente CNMC.

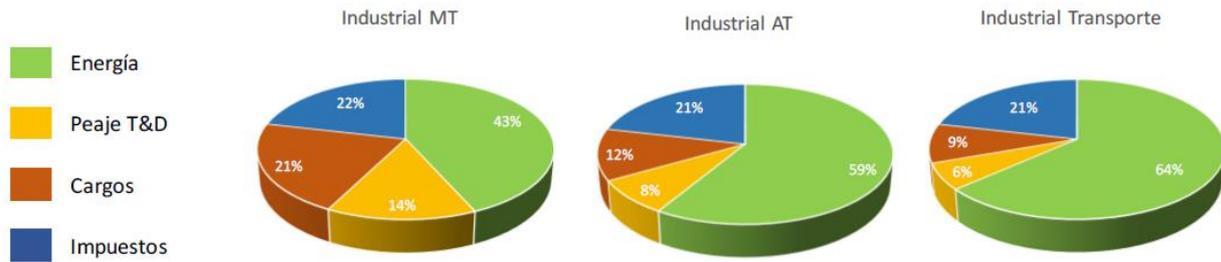


Figura 4.6. Peso porcentual componentes tarifa eléctrica Industria. Fuente CNMC.

En cuanto al impacto sobre la parte regulada de los peajes podemos distinguir:

Conectadas a redes de distribución (anteriores 6.1 a 6.3): aumenta en un rango del 3 al 12%

Conectadas a redes de transporte (anterior 6.4): disminuye el 3%.

Peajes de acceso y pagos por capacidad vigentes							Nueva estructura							
Datos de contrato	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6		
Potencia contratada (kW) (A)	523,6	531,9	542,9	547,7	574,8	885,4	523,6	531,9	542,9	547,7	574,8	885,4		
Energía consumida (kWh) (B)	232.896	297.693	158.983	254.128	295.690	1.236.336	270.965	330.923	302.954	326.022	128.230	1.119.733		
Precios regulados							Precios regulados							
Término de potencia peajes y cargos (€/kW y año) (C)	39,139427	19,586654	14,334178	14,334178	14,334178	6,540177	30,535795	25,894705	14,909149	12,094449	3,338660	2,108693		
Término de energía peajes y cargos (€/kWh) (D)	0,026674	0,019921	0,010615	0,005283	0,003411	0,002137	0,050891	0,039222	0,021931	0,012193	0,004437	0,002892		
Precio unitario pagos por capacidad (E)	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	0,000000	0,001031	0,000476	0,000317	0,000238	0,000238	0,000000		
Coefficiente de pérdidas (%) (F)	7,1%	7,7%	6,5%	6,7%	6,4%	7,5%	6,7%	6,8%	6,5%	6,6%	4,3%	7,7%		
Facturación regulada							Facturación regulada							
Por potencia (€) (G) = [(A) * (C)]	20.493,92	10.417,54	7.781,65	7.850,79	8.239,23	5.790,71	60.573,85	15.988,95	13.772,60	8.093,78	6.624,10	2.263,93	1.867,05	48.610,41
Por energía (€) (H) = (B) * (D)	6.212,27	5.930,34	1.687,61	1.342,56	1.018,83	2.642,05	18.833,66	13.784,58	12.979,45	6.644,08	3.975,19	568,96	3.238,27	41.190,52
Por pagos por capacidad (I) = (B) * (E) * [1 + (F)]	1.604,84	962,18	335,00	402,33	471,71	-	3.766,05	297,97	168,23	102,28	82,64	31,83	-	682,95
Total	28.311,03	17.300,07	9.804,25	9.595,67	9.729,77	8.432,76	83.173,56	30.071,50	26.920,28	14.840,14	10.681,92	2.864,71	5.165,32	90.483,88
Diferencia respecto facturación vigente														
En euros												7.310,32		
En porcentaje												8,8%		

Tabla 4.6. Comparativa tarifa eléctrica Industria anterior tarifa 6.1 y actual. Fuente CNMC.

Peajes de acceso y pagos por capacidad vigentes							Nueva estructura							
Datos de contrato	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6		
Potencia contratada (kW) (A)	3.616,3	3.924,2	4.171,4	4.449,0	4.915,4	6.235,8	3.616,3	3.924,2	4.171,4	4.449,0	4.915,4	6.235,8		
Energía consumida (kWh) (B)	1.554.862	2.345.063	1.195.125	2.128.872	2.593.149	14.404.323	1.934.229	2.609.316	2.333.293	2.652.911	1.161.834	13.509.912		
Precios regulados							Precios regulados							
Término de potencia peajes y cargos (€/kW y año) (C)	13,706295	6,859077	5,019707	5,019707	5,019707	2,250315	14,187995	10,305949	5,219607	4,146783	1,405484	0,964592		
Término de energía peajes y cargos (€/kWh) (D)	0,008465	0,007022	0,004025	0,002285	0,001475	0,001018	0,013458	0,010452	0,005904	0,003933	0,000775	0,000650		
Precio unitario pagos por capacidad (E)	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	0,000000	0,001031	0,000476	0,000317	0,000238	0,000238	0,000000		
Coefficiente de pérdidas (%) (F)	1,9%	2,0%	1,7%	1,8%	1,7%	2,0%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,5%	1,7%		
Facturación regulada							Facturación regulada							
Por potencia (€) (G) = [(A) * (C)]	49.565,92	26.916,16	20.939,39	22.332,70	24.673,97	14.291,90	159.710,05	51.307,92	40.441,87	21.773,26	16.449,05	6.905,54	6.139,70	145.020,36
Por energía (€) (H) = (B) * (D)	13.161,91	16.467,03	4.770,13	4.864,47	3.810,14	14.663,60	57.737,29	26.030,86	27.272,57	13.775,76	10.433,90	900,42	7.430,40	85.843,90
Por pagos por capacidad (I) = (B) * (E) * [1 + (F)]	10.192,82	7.101,65	2.365,25	3.216,20	3.900,04	-	26.795,96	2.026,10	1.261,91	751,49	641,50	280,66	-	4.361,65
Total	72.920,54	50.484,84	28.094,78	30.413,37	32.384,15	28.945,51	243.243,29	79.364,88	68.976,34	36.300,51	29.524,45	8.085,63	13.570,10	235.825,91
Diferencia respecto facturación vigente														
En euros												-7.417,38		
En porcentaje												-3,0%		

Tabla 4.7. Comparativa tarifa eléctrica Industria anterior tarifa 6.4 y actual. Fuente CNMC.

4.4. INTRODUCCIÓN DE MERCADOS A PLAZO O A FUTURO

En el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, se introduce la necesidad de introducir en el cálculo del precio eléctrico, una componente de los mercados a plazos, los cuales reducen la incertidumbre y facilita la planificación con respecto al actual. En lugar de depender de los precios diarios o intradiarios, las compañías eléctricas y los consumidores podrían participar en subastas para adquirir contratos de suministro a largo plazo a precios menos volátiles.

4.5. EXTRAPOLACIÓN DEL MECANISMO DE AJUSTE DE LA PENÍNSULA IBÉRICA A EUROPA

Debido al éxito de la medida del mecanismo de ajuste de la excepción ibérica, Europa está trabajando para aplicarlo a todos los países miembros de la UE.

El Consejo de la Unión Europea, el 19 de Diciembre de 2022 emitió una nota de prensa en la que se expresaba la intención de desarrollar una medida de mecanismo de ajuste que limite el precio del gas de la siguiente forma:

Se trata de un mecanismo temporal que se activa a partir del 15 de febrero y solo en determinadas circunstancias en las que el precio del gas en el mercado europeo de referencia, el TTF, supere los 180 euros por megavatio hora (MWh), así como que ese precio sea 35 euros mayor que el coste de referencia en el mercado del gas natural licuado durante esas mismas tres jornadas.

El objetivo de este umbral máximo de precios es limitar los episodios de costes excesivos de gas en la Unión Europea que no reflejan los precios del mercado mundial, según la institución comunitaria. No obstante, no equivale, ni anula, a la excepción ibérica ya que el tope de precios al que se refiere el mecanismo ibérico únicamente afecta al gas utilizado para generar electricidad en el sistema de España y Portugal.

Así, en el caso de que el precio del gas europeo se aleje de los valores de referencia del gas a nivel mundial, se pondría en marcha este tope para impedir que los países europeos compren el recurso fósil por encima de 180 €/MWh.

La extensión del tope al gas al resto de Europa puede suponer una reducción importante de los precios del mercado eléctrico de los países miembro de la UE, especialmente de los de Europa Central como Alemania, los cuales tienen un mayor grado de dependencia del GN importado de terceros países.

4.6. ALTERNATIVAS AL MERCADO MARGINALISTA

Ampliando la información del apartado 1.2.4. MERCADO MARGINALISTA, los principales inconvenientes o aspectos negativos de este método de fijación de precios de mercado son los siguientes:

- **Volatilidad de los precios:** El sistema marginalista puede llevar a una alta volatilidad en los precios de la electricidad, especialmente en momentos de alta demanda o escasez de recursos de generación. Esto puede resultar en precios extremadamente altos en el mercado mayorista, lo que a su vez puede generar preocupaciones sobre la asequibilidad de la electricidad para los consumidores.
- **Incentivos para la inversión:** Al depender del precio marginal, el sistema marginalista puede no proporcionar suficientes incentivos para la inversión en infraestructura de generación y almacenamiento de energía, ya que los generadores pueden estar más enfocados en obtener ganancias a corto plazo que en la seguridad del suministro a largo plazo.
- **Desplazamiento de tecnologías limpias:** El sistema marginalista puede favorecer a las fuentes de energía más baratas en el corto plazo, como los combustibles fósiles, sobre las fuentes de energía renovable. Esto no puede estar alineado con los objetivos de transición energética y reducción de emisiones de carbono.
- **Riesgo de manipulación del mercado:** En algunos casos, se han planteado preocupaciones sobre la manipulación del mercado en el sistema marginalista, donde los participantes pueden tratar de influir en los precios para su propio beneficio.
- **Impacto en la seguridad del suministro:** La dependencia del precio marginal puede no garantizar la seguridad del suministro eléctrico en situaciones de alta demanda o interrupciones inesperadas en la generación, ya que los precios pueden dispararse a niveles muy altos.
- **Complejidad:** El sistema marginalista puede ser complejo y difícil de entender para los consumidores y otros actores del mercado, lo que puede dificultar la participación activa en el mercado eléctrico.
-

Ante estas desventajas hay un debate en la actualidad acerca del mismo, en los que aparecen otros métodos alternativos de estructurar el Mercado Eléctrico, entre los que se encuentran:

4.7.1. "Pay As Bid": El modelo "Pay As Bid" (Pagar según la Oferta) es un enfoque utilizado en algunos mercados eléctricos para determinar los precios y compensar a los generadores de energía. A diferencia del sistema marginalista, donde todos los generadores reciben el mismo precio de mercado (el precio del generador más caro necesario para satisfacer la demanda), el modelo Pay As Bid asigna a cada generador el precio que ofertó en el mercado, lo que significa que diferentes generadores pueden recibir precios diferentes según sus ofertas. Este se compone de:

Ofertas de generadores: En este modelo, los generadores de energía hacen ofertas específicas en el mercado eléctrico, indicando la cantidad de energía que están dispuestas a generar y el precio al que están dispuestos a venderla. Estas ofertas incluyen la cantidad de energía que pueden generar a diferentes precios.

Ordenación de ofertas: Una vez que se han recibido todas las ofertas de los generadores, se ordenan de menor a mayor precio. Esto crea una curva de oferta que muestra cuánta energía está disponible a diferentes precios.

Demandas de consumidores: Por otro lado, los consumidores indican cuánta energía necesitan ya qué precio están dispuestos a comprarla, según la actividad que desarrollan.

4.7.2. Precios indexados: Los precios indexados en el mercado eléctrico son una forma de establecer los precios de la electricidad calculando en un índice o referencia específica en lugar de fijarlos de manera estática. Este enfoque permite que los precios reflejen mejores las condiciones económicas y los factores que influyen en el costo de la electricidad.

Una de las características principales es la elección del **índice o referencia**: En un sistema de precios indexados, se selecciona un índice o referencia que servirá como base para determinar los precios de la electricidad. Este índice puede ser una medida de los precios de los combustibles, como el gas natural, el petróleo o el carbón, que son componentes importantes en la generación de electricidad. También puede ser un índice relacionado con la inflación u otros factores económicos que afectan los costos de la energía.

Otro punto importante es el establecimiento de **contratos** entre los generadores y los consumidores de electricidad, basados en precios indexados. Estos contratos especifican cómo se calcularán los precios de la electricidad en función del índice o referencia elegido. Por ejemplo, un contrato podría estipular que el precio de la electricidad será el índice de precios del gas natural más un margen fijo.

Los precios indexados se **actualizan periódicamente**, generalmente de manera mensual o trimestral, en función de los cambios en el índice de referencia. Esto significa que los precios pueden o disminuir en respuesta a las fluctuaciones del costo de los insumos energéticos o económicos subyacentes. Esto hace que se necesite proporcionar una mayor **transparencia y predictibilidad** a los participantes del mercado, ya que reflejan directamente los cambios en los factores que influyen en los costos de generación de electricidad.

Tanto los generadores como los consumidores comparten el **riesgo de las fluctuaciones** en el índice o referencia elegido. Si los precios de los combustibles aumentan, los consumidores pueden experimentar aumentos en sus facturas, pero si los precios disminuyen, también pueden beneficiarse de tarifas más bajas.

En resumen, los precios indexados pueden ser una opción atractiva para las partes interesadas que desean protegerse contra la volatilidad de los precios de la electricidad y tener una mayor visibilidad sobre cómo se determinan sus costos energéticos. Sin embargo, también conllevan cierto grado de incertidumbre, ya que los precios están sujetos a cambios en el índice o referencia elegido.

5 CONCLUSIONES

Las libertades que se compran con dinero no son libertades sino privilegios de unos pocos. La desigualdad es tiempo.
-Íñigo Errejón-

De los resultados obtenidos de la evaluación del efecto de la medida objeto de estudio (apartado 3. ANÁLISIS) se infiere una repercusión favorable en los consumidores, suponiendo un ahorro significativo en el coste de factura eléctrica de en torno a una quinta parte de la misma, el cual crece con el nivel de consumo. El éxito del mecanismo de ajuste ha hecho que se estudie la aplicación en el resto de países pertenecientes de la Unión Europea.

El resto de las medidas implementadas (apartado 4. OTRAS MEDIDAS) como reacción a la desestabilización de los precios son necesarias y positivas para los consumidores. Las que están relacionadas con componentes de la factura eléctrica, a saber, el cambio en la estructura horaria, IVA, IEE, Impuesto a la Generación y Bono Social, suponen un ahorro directo y significativo para el consumidor. Los Fondos Next Generations UE implican una inversión para acometer las diferentes reformas necesarias del sistema, como pueden ser la introducción de los mercados a plazo o la modificación del Mercado Marginalista.

Otros análisis interesantes podrían ser la extensión del estudio a consumidores con mayores niveles de demanda de energía eléctrica, es decir, PYMES y grandes consumidores e Industrias, comparando el efecto y su relación con el nivel de consumo de energía. La posibilidad de ampliación del mismo dependerá de si mantiene el carácter temporal o se torna permanente.

La posición geográfica de España junto con Portugal (excepción ibérica), plantea oportunidades y desafíos singulares en cuanto a la generación y distribución de energía. Es evidente que el sistema eléctrico español y europeo se encuentra en un punto crucial de su evolución. Se están implementando cambios paulatinamente para ajustar y equilibrar los precios, de forma que faciliten la compraventa por parte de los agentes que participan en él. Estos cambios cada vez son más necesarios debido a las sucesivas crisis acaecidas, así como a la gran dependencia de la energía por parte de terceros países, con la consecuente inestabilidad ante conflictos socioeconómicos.

La transición hacia fuentes de energía más limpias y sostenibles es un imperativo global, y España, que cuenta con una abundante cantidad de sol y viento, no es una excepción, de forma que está a la cabeza en desarrollo e instalación de plantas solares y eólicas. La modernización de la infraestructura eléctrica es esencial para garantizar la seguridad y la fiabilidad del suministro, así como para cumplir con los compromisos de lucha contra el cambio climático. La adaptación a las demandas cambiantes de la sociedad, como la movilidad eléctrica y la creciente electrificación de la economía, también exige cambios profundos en el sistema.

Para lograr estos objetivos, es esencial una colaboración estrecha entre el sector público y privado, así como una planificación estratégica a largo plazo que tenga en cuenta la eficiencia, la resiliencia y la accesibilidad. La excepción ibérica, en términos de recursos naturales, debe ser aprovechada de manera responsable y sostenible.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. (2022). Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo. En *boe.es* (*BOE-A-2022-4972*). Jefatura del Estado. <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2022/03/29/6/con>
- Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. (2022). Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo. En *boe.es* (115 *BOE-A-2022-7843*). Jefatura del Estado. <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2022/05/13/10/con>
- Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. (2019). Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero. En *boe.es* (11 *BOE-A-2019-315*). Jefatura del Estado. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-315
- Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. (2014). Real Decreto-ley 216/2014, de 28 de marzo. En *boe.es* (77 *BOE-A-2014-3376*). Jefatura del Estado. <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2022/05/13/10/con>
- CNMC. (2022, enero). Guía informativa para los consumidores de electricidad. *cnmc.es*. <https://www.cnmc.es/guia-informativa-para-los-consumidores-de-electricidad-202201>
- CNMC. (2021, enero). La nueva factura de la luz: Nociones básicas. *cnmc.es*. <https://www.cnmc.es/la-nueva-factura-de-la-luz>
- CNMC. (2021, enero). La nueva factura de la luz: Consumidores domésticos. *cnmc.es*. <https://www.cnmc.es/la-nueva-factura-de-la-luz>
- CNMC. (2021, enero). La nueva factura de la luz: Consumidores domésticos. Impacto económico. *cnmc.es*. <https://www.cnmc.es/la-nueva-factura-de-la-luz>
- CNMC. (2021, enero). La nueva factura de la luz: Consejos para reducir la factura. *cnmc.es*. <https://www.cnmc.es/la-nueva-factura-de-la-luz>
- CNMC. (2021, enero). La nueva factura de la luz: Componentes de la factura de electricidad. *cnmc.es*. <https://www.cnmc.es/la-nueva-factura-de-la-luz>
- CNMC. (2021, enero). La nueva factura de la luz: Consejos para reducir la factura. *cnmc.es*. <https://www.cnmc.es/la-nueva-factura-de-la-luz>
- CNMC. (2021, enero). La nueva factura de la luz: PYMES, tarifas 3.0A y 3.1A. *cnmc.es*. <https://www.cnmc.es/la-nueva-factura-de-la-luz>
- CNMC. (2021, enero). La nueva factura de la luz: INDUSTRIAS, tarifas 6.1 a 6.4. *cnmc.es*. <https://www.cnmc.es/la-nueva-factura-de-la-luz>
- CNMC. (2021, enero). La nueva factura de la luz: Coste de adaptación de la potencia. *cnmc.es*. <https://www.cnmc.es/la-nueva-factura-de-la-luz>
- CNMC. (2021, enero). La nueva factura de la luz: . *cnmc.es*. <https://www.cnmc.es/la-nueva-factura-de-la-luz>
- REE. (s. f.). Red Eléctrica Española. <https://www.ree.es/es>
- OMIE. (s. f.). Operador del Mercado Ibérico de la Energía. <https://www.omie.es/>
- OCU. (2023, 1 agosto). Precio Eléctrico. <https://www.ocu.org/vivienda-y-energia/gas-luz/informe/precio-luz>

- MIBGAS. (s. f.). Mercado Ibérico del Gas. <https://www.mibgas.es/es/cccontent/presentacion-y-funciones>
- MIBEL. (s. f.). Mercado Ibérico de la Electricidad. https://www.mibel.com/es/home_es/
- Council of the European Union. (2022, 19 diciembre). Council agrees on temporary mechanism to limit excessive gas prices. <https://web.archive.org/web/20230314105131/https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2022/12/19/council-agrees-on-temporary-mechanism-to-limit-excessive-gas-prices/>
- BOE. (2022, 20 septiembre). En el Real Decreto-ley 17/2022. boe.es. <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2022/10/18/18/con>
- BOE. (2022b, octubre 18). Real Decreto-ley 18/2022. boe.es. <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2022/10/18/18/con>
- BOE. (2021, 14 septiembre). Real Decreto-ley 17/2021. boe.es. <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2021/09/14/17/con>
- Rodríguez Rodríguez, D. (2022, junio). La entrada en funcionamiento del límite al precio del gas: una nota. docdroid.net. <https://www.docdroid.net/AYxwp93/entrada-funcionamiento-topeap2022-15-pdf>
- Un año de intervenciones.AP2022-27.pdf. (s. f.). DocDroid. <https://www.docdroid.net/jMV2Ax1/un-ano-de-intervencionesap2022-27-pdf>
- Merino, Á. (2021, 29 octubre). La interconexión eléctrica, el otro gran reto energético de la Unión Europea - Mapas de el orden Mundial - EOM. El Orden Mundial - EOM. <https://elordenmundial.com/mapas-y-graficos/interconexion-sistema-electrico-europeo/>

