

Trabajo Fin de Máster  
Máster Universitario en  
Sistemas de Energía Eléctrica

Análisis del déficit del sistema eléctrico  
español debido a la entrada en vigor de las  
nuevas tarifas eléctricas

Autora: Natalia Fernández Díaz-Granados

Tutores: Ángel Luis Trigo García y Antonio De La Villa Jaén

Departamento de Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2022



Trabajo Fin de Máster  
Máster Universitario en Sistemas de Energía Eléctrica

**Análisis del Déficit del Sistema Eléctrico Español debido a la entrada en  
vigor de las nuevas tarifas eléctricas**

Autora:

Natalia Fernández Díaz-Granados

Tutores:

Ángel Luis Trigo García

Antonio De La Villa Jaén

Departamento de Ingeniería Eléctrica

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2022

# Agradecimientos

Sin duda este Trabajo Fin de Máster representa la materialización de un sueño. Llegar hasta aquí ha implicado no solo largas horas de estudio, trabajo y dedicación, sino también la superación de mis miedos personales al enfrentarme a una realidad fuera de mi país de origen, de mi familia, amigos y seres queridos.

Dejar Colombia en 2019 y llegar sola a un país desconocido para mí, buscando hacer realidad el sueño de cursar mi Máster en el exterior, ha sido la prueba más grande a la que me he enfrentado hasta ahora. Hoy veo con gran satisfacción el resultado de cada esfuerzo y por eso dedico estas líneas a quienes han hecho parte de este proceso:

A mi hermana, Marcela Sofía, por impulsarme a hacer el máster, por las horas dedicadas a buscar un Máster y una ciudad afín con mis gustos y necesidades, por el tiempo ocupado en todas las gestiones administrativas que implicaba mi vida fuera de Colombia y por las infinitas veces que ha estado para apoyarme en los buenos y malos momentos. Hermana, tú y yo nos escogimos desde antes de nacer, gracias por ser mi compañera y maestra de vida. Una vez más: sin ti no habría sido posible.

A mi madre, Rosario, por sus innumerables esfuerzos a la hora de educarme y cuidar de mí. Gracias por hacer de mí una mujer de bien, por querer mi felicidad y mi bienestar por encima de todo. Gracias por aceptar y respaldar cada una de mis decisiones y por tu amor que me sostiene todos los días de mi vida.

A mi padre, Carlos Augusto, a quien le debo mi pasión por la ingeniería y mi dedicación a los estudios. Gracias por ser mi ejemplo desde niña y por abrir mi mente al mundo académico.

A Miguel y a Irene, mis motores para seguir luchando por cada uno de mis sueños. Con ustedes he comprobado que el amor es la fuerza motriz del Universo.

A Joaquín Giráldez por ayudarme a concebir la idea del TFM y a poder materializarla. Ha sido un honor poder contar con la ayuda y supervisión de un grande del mercado eléctrico español durante el desarrollo de este trabajo. Gracias por compartir tus conocimientos conmigo, por las horas dedicadas a explicarme con paciencia y por motivarme a hacer y terminar el TFM.

Por último, gracias a mis tutores Ángel Trigo y Antonio De La Villa por interesarse en mi TFM y permitirme desarrollarlo. Ha sido un honor realizar este TFM bajo la tutoría de dos grandes ingenieros y mejores seres humanos. Gracias por su cercanía, por su sencillez y por su interés en mi progreso.

# Resumen

En este Trabajo Fin de Máster se detalla información sobre el nuevo régimen tarifario del sector eléctrico español que empezó a operar en junio de 2021. Así mismo analiza la influencia de las nuevas tarifas sobre los ingresos del sistema y por lo tanto provee las bases necesarias para determinar si al finalizar el ejercicio fiscal el sistema se encontrará en una situación deficitaria a nivel financiero.

Haciendo un recorrido por los componentes de los costes e ingresos del sistema eléctrico, se analiza cómo históricamente se ha comportado el equilibrio entre ambos factores y las medidas implementadas en el pasado y en el presente para atajar el déficit.

Se han planteado diferentes hipótesis sobre el comportamiento del sistema eléctrico y cómo en cada caso las nuevas tarifas afectarán los ingresos del sistema por concepto de ATR (Acceso de Terceros a la Red, peaje pagado por todos los usuarios del servicio de energía eléctrica por uso de la red de transporte y distribución). Los casos de estudio son: cambio en la curva de carga, es decir desplazamiento de consumo de energía a las horas donde es más barato el kWh, aumento del autoconsumo en los hogares, posicionamiento del vehículo eléctrico en la sociedad y combinación de las variables anteriores.

Finalmente, se hace un repaso de la situación mediática que ocupa los titulares de prensa y las conversaciones cotidianas sobre los altos precios de la energía en los últimos meses, las principales causas de esta situación y en este contexto las medidas del gobierno para paliar estos altos costes a través del Fondo de Sostenibilidad del Sistema Eléctrico (FNSSE).

# Abstract

This Master's Thesis details information about the new tariff regime in Spanish electricity sector that began operating in June 2021. It also analyzes the influence of the new tariffs on the income of the system and therefore provides the necessary bases for determine if at the end of the fiscal year the system will be in a financial deficit situation.

Going through the components of the costs and revenues of the electricity system, it is analyzed how the balance between both factors has historically behaved and the measures implemented in the past and in the present to handle the deficit.

Different hypotheses have been proposed about the behavior of the electrical system and how in each case the new tariffs will affect the system's income from ATR. The case studies are: change in the load curve, that is, shifting energy consumption to times when kWh is cheaper, increased self-consumption in homes, positioning of the electric vehicle in society, and a combination of the above variables.

Finally, a review is made of the media situation that occupies the headlines and daily conversations about high energy prices in recent months, the main causes of this situation and, in this context, the government measures to handle these high prices costs through the Electricity System Sustainability Fund (FNSSE by its acronym in Spanish).

# Índice

<b>Agradecimientos</b> .....	<b>i</b>
<b>Resumen</b> .....	<b>ii</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>iii</b>
<i>Desarrollo del TFM</i>	
<b>1. Introducción</b> .....	<b>1</b>
<b>2. El déficit de tarifa en el sector eléctrico español</b> .....	<b>2</b>
i. Costes e ingresos del sistema .....	2
ii. Cómo se ha comportado históricamente el déficit en el sector eléctrico español .....	4
iii. Situación actual mediática .....	7
iv. Influencia del nuevo régimen tarifario sobre la estabilidad económica del sistema eléctrico: ¿de vuelta al déficit? .....	8
<b>3. Nuevas tarifas en el sector eléctrico español</b> .....	<b>10</b>
i. Características principales .....	10
ii. Nuevos segmentos tarifarios y sus características .....	10
iii. Principales diferencias entre las tarifas nuevas y las antiguas .....	13
<b>4. Influencia de las nuevas tarifas en el sector eléctrico: análisis de distintos escenarios de estudio</b> .....	<b>15</b>
Término de potencia .....	15
Término de energía .....	18
A. Escenario base: variación de las tarifas del sistema eléctrico y fijación de las demás variables .....	19
B. Escenario 1: variación de la curva de carga .....	29
C. Escenario 2: aumento del autoconsumo en los hogares .....	30
D. Escenario 3: aumento de la demanda del vehículo eléctrico .....	32
E. Escenario 4: relacionamiento de los tres casos anteriores .....	34
F. Resultados obtenidos aplicando los nuevos peajes .....	35
<b>5. Análisis del Déficit año 2021</b> .....	<b>41</b>
<b>6. Conclusiones</b> .....	<b>44</b>
<b>Índice de Figuras</b> .....	<b>45</b>
<b>Índice de Tablas</b> .....	<b>46</b>
<b>Bibliografía</b> .....	<b>48</b>

# 1. Introducción

Desde el año 2000 y durante 13 años consecutivos el sistema eléctrico español (conformado por el conjunto de empresas que generan, transportan distribuyen y comercializan energía y los respectivos entes regulatorios) se encontraba en una situación de déficit, esto es que los ingresos regulados no eran suficientes para cubrir los costes del sistema. Durante varios años sufrió incluso de déficit ex ante, es decir se sabía antes de empezar el ejercicio fiscal que el sistema iba a terminar en desequilibrio negativo porque los peajes de acceso eran insuficientes para cubrir los costes esperados.

Este panorama obligó al Gobierno a tomar medidas de contingencia para frenar la deuda que año tras año aumentaba y recuperar las finanzas del sistema. Así las cosas, entró en vigor en 2014 la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico que lo reformaba completamente, implementando medidas para garantizar que los ingresos cubrieran los costes del sistema a través de la reforma de los peajes de acceso e introduciendo la distinción entre peajes y cargos. Gracias a estos cambios, el 2014 fue el primer año en presentar superávit al final del ejercicio después de más de una década de déficit que dejaba un endeudamiento de 28.000 M€ aproximadamente a finales de 2013. Este panorama positivo ha sido sostenible para el sistema eléctrico durante los siguientes años, sin embargo en este Trabajo Fin de Máster nos hemos detenido a analizar el comportamiento del déficit en el último ejercicio fiscal, debido a que en junio de 2021 entró en vigor un nuevo método para calcular los peajes del sistema, lo que por supuesto genera cambios significativos en los ingresos regulados y por lo tanto varía el equilibrio entre los costes e ingresos del sistema.

Adicionalmente las tarifas de acceso también han cambiado y con ellos los periodos tarifarios; es decir que el coste de la energía es variable para todos los usuarios conforme a la hora del día, el día de la semana y la época del año en la que consume energía. Se espera que esta implementación traiga consigo la modificación de los hábitos de consumo de los consumidores, ya que se espera un mayor consumo de energía en las horas donde es más barato el kWh y no en los horarios que históricamente lo han hecho. En este contexto en el TFM se plantean una serie de escenarios de estudio para determinar cómo la incursión de las nuevas tarifas eléctricas afecta los ingresos y por lo tanto el equilibrio entre costes e ingresos; el primero de ellos es la variación de la curva de carga debido a lo explicado anteriormente. Así mismo, debido a la transición energética que se vive hoy por hoy, donde la descarbonización ha implicado mayor electrificación y la conciencia medioambiental está a la orden del día, el autoconsumo en los hogares se ha propagado así como el reemplazo de los vehículos convencionales por los eléctricos. Es por esto que en el TFM se estudia la influencia de las nuevas tarifas ante escenarios de aumento de autoconsumo en los hogares, aumento de la demanda del vehículo eléctrico y por último la combinación de los tres factores anteriores: desplazamiento de la curva de carga, aumento de autoconsumo y posicionamiento del vehículo eléctrico.

Terminado el recorrido por la historia reciente del sistema eléctrico español a nivel financiero detallando los costes e ingresos del sistema, la explicación de las nuevas tarifas y su influencia en los ingresos del sistema, estaremos listos para analizar la situación mediática que hoy nos ocupa sobre los altos precios de la energía y los planes de acción del gobierno en el futuro cercano para hacer frente a esta situación y al déficit de tarifa que a día de hoy debe ser tratado con el fin de evitar un endeudamiento mayor del sistema eléctrico.

## 2. El déficit de tarifa en el Sector Eléctrico español

### i. Costes e ingresos del sistema

Toda actividad económica está prevista de una serie de costes e ingresos que deben estar en equilibrio para la sostenibilidad de la misma y el sistema eléctrico no es la excepción. En el objetivo de llevar electricidad hasta los consumidores finales, se incurre en costes que deben ser cubiertos por los ingresos que genera la actividad para que la estructura financiera del sistema sea viable. El déficit de tarifa se presenta cuando los ingresos son insuficientes para cubrir los costes.

Al sistema de liquidaciones del sector eléctrico lo conforman una serie de ingresos y pagos regulados. Los ingresos provienen principalmente de:

- Peajes de acceso. Abonados por los consumidores en la factura de la luz en los términos de potencia y energía.
- Pagos del Tesoro a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) provenientes de impuestos y tasas y de los recaudos de los pagos por derechos de CO<sub>2</sub>. Los principales impuestos y tasas que representan ingresos para el sistema eléctrico están establecidos en la Ley 15/2012 donde se establecen las medidas fiscales para la sostenibilidad energética, destacando el IVPEE (Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica, el cual grava la actividad de generación de energía eléctrica en todo el territorio español). Por su parte, los ingresos por derechos de emisión de CO<sub>2</sub> son abonados por las compañías generadoras de energía con tecnologías que hacen uso de combustibles fósiles.
- Pagos por capacidad. Ingresos provenientes de los pagos que se realizan los consumidores para que determinadas centrales de generación por estén disponibles en caso de necesidad del sistema (normalmente el sistema ingresa más de lo que paga por este concepto). No figuran explícitamente en la factura de la luz, pero se añaden al precio de casación del mercado y por lo tanto están intrínsecos en el término de energía.

Por su parte, los principales costes del sistema son:

- Remuneración a los generadores por la energía vertida a la red.
- Retribución a las actividades reguladas: transporte, distribución y el régimen de renovables.
- Amortización de la deuda acumulada por antiguos ejercicios con déficit.
- Extracostes de generación en los sistemas no peninsulares.
- Costes de pagos por capacidad. Retribuciones a las generadores por estar disponibles en caso de que sea necesario.

Los recaudos con los que se cubren los costes provienen principalmente de los pagos realizados por los consumidores en la tarifa de la luz. Para comprender las bases financieras del Sistema eléctrico es preciso ahondar en los componentes que conforman esta estructura. Un consumidor de electricidad paga cuatro conceptos en la factura:

## **1. Coste de la energía.**

Es el pago que se hace por la energía adquirida a las empresas generadoras a través de las comercializadoras. Esta energía se comercializa en el mercado mayorista diario, negociando un precio para cada hora entre los agentes que participan de este negocio: generadores y comercializadores, siendo estos últimos con quien los consumidores mantienen una relación contractual. El mercado de energía spot (diario e intradiario) está organizado a nivel de la Península Ibérica; en el caso de España lo gestiona OMIE (Operador del Mercado Ibérico – Polo Español). Sin embargo, OMIE no determina el precio de la energía aisladamente sino que se rige por el marco regulatorio europeo utilizando un algoritmo común para un amplio número de países: Euphemia.

El precio de la energía influye de manera diferente sobre los consumidores dependiendo de lo acordado en el contrato con la empresa comercializadora, que a su vez va a depender de los acuerdos de compraventa de energía que haya tranzado la compañía comercializadora con el generador. En España hay alrededor de 700 compañías comercializadoras de electricidad y el consumidor puede elegir libremente con cuál quiere establecer una relación contractual.

## **2. Peajes**

Costes de la red de transporte y distribución, es decir la infraestructura eléctrica que se utiliza para llevar la energía desde las centrales de generación hasta el usuario final, incluyendo la operación y mantenimiento de esta. Son costes regulados que calcula la CNMC y que distribuye entre todos los consumidores.

## **3. Cargos**

Implican “otros” costes asumidos por los consumidores que provienen de políticas energéticas. El cálculo y la distribución de estos costes entre los consumidores es competencia del Ministerio de Transición Energética y Reto Demográfico (MITECO) y principalmente están conformados por:

- Coste de las primas renovables. Retribución establecida para incentivar la entrada de tecnologías de generación de energía renovable hasta el año 2012. Es una retribución adicional a la recibida por la venta de energía en el mercado para las empresas generadoras de energía a partir de fuentes renovables.
- Retribución a la cogeneración. Es decir, los pagos por la electricidad generada en la industria a partir de la energía térmica que se produce en los procesos de combustión, la cual no se dispara al medio ambiente sino que se aprovecha para generar energía eléctrica a través de una central térmica.
- Costes relativos a la amortización de la deuda del sector eléctrico, la cual se ha producido debido a la acumulación de varios años de déficit.
- Extracostes de generación en los sistemas no peninsulares. Debido a que no hay interconexión entre las islas y la península, la energía generada en las Islas Canarias, Baleares, Ceuta y Melilla proviene casi en su totalidad de centrales térmicas que para su funcionamiento utilizan derivados del petróleo. El coste de los hidrocarburos es asumido por todos los consumidores debido a políticas de igualdad territorial, consistentes en que todos los españoles paguen el kWh al mismo precio independientemente de dónde residan.

#### 4. Impuestos

A los tres costes anteriores se le aplican en cascada dos impuestos:

- Impuesto Eléctrico (IE). Solo aplicado cuando hay energía consumida.
- IVA. Aplicado sobre la cuantía incrementada por el impuesto eléctrico. Normalmente es del 21% pero está reducido al 10% en el caso de los consumidores domésticos.

##### ii. **Cómo se ha comportado históricamente el déficit en el sector eléctrico español**

El déficit de tarifa es la diferencia entre los costes y los ingresos del sistema eléctrico, cuando estos últimos son menores que los costes.

Para que el sistema eléctrico sea un negocio sostenible y viable a nivel financiero, se debe garantizar el equilibrio entre los costes del mismo. Sin embargo, la diferencia entre los costes e ingresos no es nula y es allí cuando nos encontramos en escenarios de superávit o déficit eléctrico. Cuando los costes superan los ingresos nos encontramos en un escenario de déficit; cuando la situación es contraria se plantea un superávit.

##### **Antecedentes**

Desde al año 2000 y durante 13 años consecutivos, se evidenciaba falta de convergencia entre los costes y los ingresos del sistema en general (especialmente en la retribución a las empresas distribuidoras, pues los ingresos no eran suficientes para cubrir sus costes), generando una deuda acumulada creciente en el sistema eléctrico insostenible a nivel financiero. En ese contexto, la CNMC, en aquel entonces CNE, consideró la aplicación urgente de medidas regulatorias para frenar el déficit, por consiguiente disminuir la deuda y lograr un funcionamiento más eficiente y competitivo del mercado.

En el año 2000 surge por primera vez el déficit eléctrico debido a que el coste de la energía previsto fue menor que las retribuciones hechas a las empresas distribuidoras y esta diferencia no pudo ser compensada con los ingresos regulados del sistema. Esta situación se sostuvo durante los siguientes años y en el 2007 se estableció el déficit ex ante, situación aún más preocupante, porque implicaba asumir a priori que los ingresos del sistema serán menores que sus costes durante el ejercicio fiscal, situación extendida hasta 2013.

De acuerdo a las liquidaciones de la CNMC (antes CNE) para 2013 los costes del sistema eléctrico español se triplicaron respecto al año 2005, principalmente por el aumento de los costes por retribución a la generación con energías renovables y la retribución a las actividades de transporte y distribución. Para mantener el equilibrio financiero del negocio habría sido necesario aumentar en la misma medida los ingresos, que podría haberse dado por el aumento de los peajes, incremento de la demanda (para recaudar más ingresos aportados por los consumidores en término de energía) o ambos; sin embargo este no fue el caso ya que a pesar de que los peajes de acceso aumentaron, no fue suficiente para cubrir los costes y a esto se le sumó la caída significativa de la demanda debido a la crisis económica que enfrentaba el país (ver Figura 1). Este descenso de la demanda afectó principalmente a los consumidores conectados en baja tensión, los cuales representan el grupo tarifario más numeroso y por lo tanto las mayores aportaciones económicas en términos de ingresos de acceso.

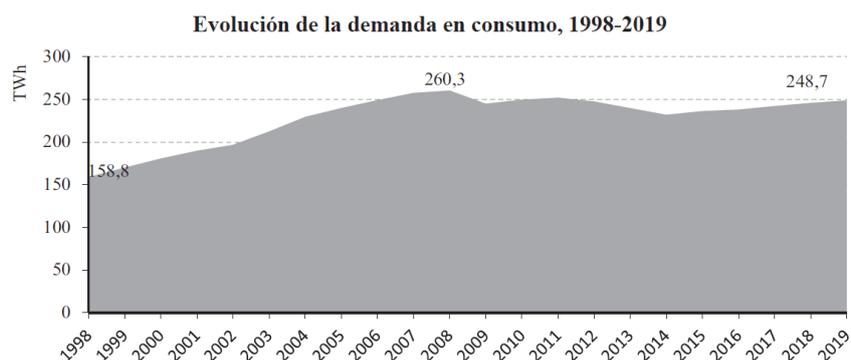


Figura 1. Evolución de la demanda

Fuente: Artículo Ismael Bahillo “El equilibrio financiero de los sectores eléctrico y gasista”

En respuesta a la caída de la demanda, el Gobierno reestructuró las tarifas de acceso dándole más peso al término de potencia que al de energía en varios grupos tarifarios. Este cambio supuso un incremento de aproximadamente el 11% de los ingresos por peajes de acceso, sin embargo la respuesta de los consumidores fue optimizar la potencia contratada y por lo tanto la estrategia del Gobierno fracasó como medida para aumentar los ingresos del sistema.

El escenario de déficit ex ante permanecía durante varios años consecutivos debido al continuo crecimiento de los costes y la reducción o estancamiento de la demanda de energía, lo cual a su vez repercutió en el rápido endeudamiento del sistema eléctrico: alcanzó una deuda acumulada de aproximadamente 28.000 M€ en 2013, esto es 30% más que los costes de acceso en el mismo año. A estas alturas el panorama era catastrófico: en una década el sistema eléctrico español multiplicó su deuda por veinticinco. El Gobierno hablaba de “insostenibilidad económica del sistema eléctrico” y consideraba una reforma global del sector con el fin de darle un vuelco a dicha situación. En la Figura 2 se observa la evolución del déficit a partir del año 2000:

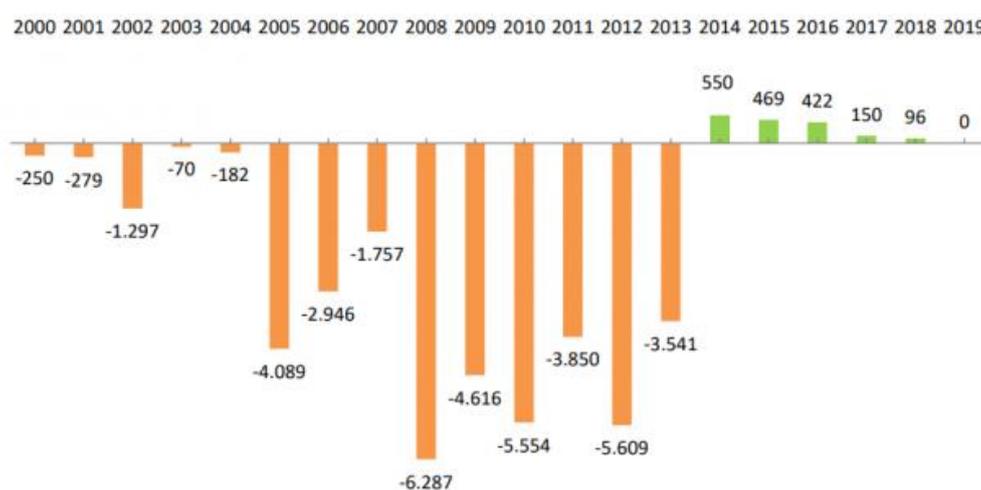


Figura 2. Déficits y superávits en el periodo 2000 – 2019 (M€)

Fuente: CNMC “Informe sobre el estado actual de la deuda del Sistema Eléctrico”

Así las cosas, entre 2012 y 2013 se aprobó importante normativa con el fin de corregir la situación deficitaria. Destaca la aprobación de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico que lo reformaba significativamente, de la cual es importante recalcar lo siguiente:

- Distinción de los costes del sistema entre peajes de acceso y cargos.
- Introducción de medidas para garantizar que los ingresos del sistema sean suficientes para satisfacer los costes del mismo.
- Ante escenarios de déficit al final del ejercicio fiscal, establece la corrección automática a través del incremento de peajes.
- Ante escenarios de superávit no permite bajar los cargos si el sistema sigue teniendo deuda acumulada.
- Establecimiento de mecanismos para prever escenarios de desajuste futuros.
- Fijación de los sujetos que financiarían el posible déficit futuro.

Como resultado de la implementación de estas medidas, en 2014 cambió el panorama y se logró que fuese el primer año con superávit después de 14 años consecutivos con déficit en el sistema eléctrico. Destaca la reducción significativa de los costes sistema debido al cambio en la retribución a las generadoras a partir de fuentes renovables, ya que se sustituye el régimen de primas por una retribución basada en la rentabilidad de las empresas. Así mismo, los ingresos regulados del sistema tuvieron tendencia al alza debido al cambio de peajes de acceso.

El estado de superávit se ha mantenido en los siguientes ejercicios hasta el día de hoy, sin embargo sigue existiendo una deuda de aproximadamente 12.000 M€. En este sentido es preciso tener en cuenta que la CNMC ha hecho un llamado en varias ocasiones a que se emplee el superávit para amortizar de forma anticipada la deuda del sistema eléctrico, sin embargo dicho superávit se emplea sólo de forma parcial para este fin, ya que los fondos van dirigidos a otras necesidades como devolución de bono social e inversión en instalaciones de generación de energía a partir de fuentes renovables en territorios no peninsulares.

La regulación del sistema eléctrico se sigue reinventando y por lo tanto ha sufrido nuevamente reformas en el año 2021, siendo la más significativa y mediática el cambio de las tarifas de acceso y el cobro de los peajes de cara al consumidor. La búsqueda es mantener el equilibrio financiero del sistema y la reducción del endeudamiento hasta su desaparición total prevista para 2028, como se observa en la Figura 3:

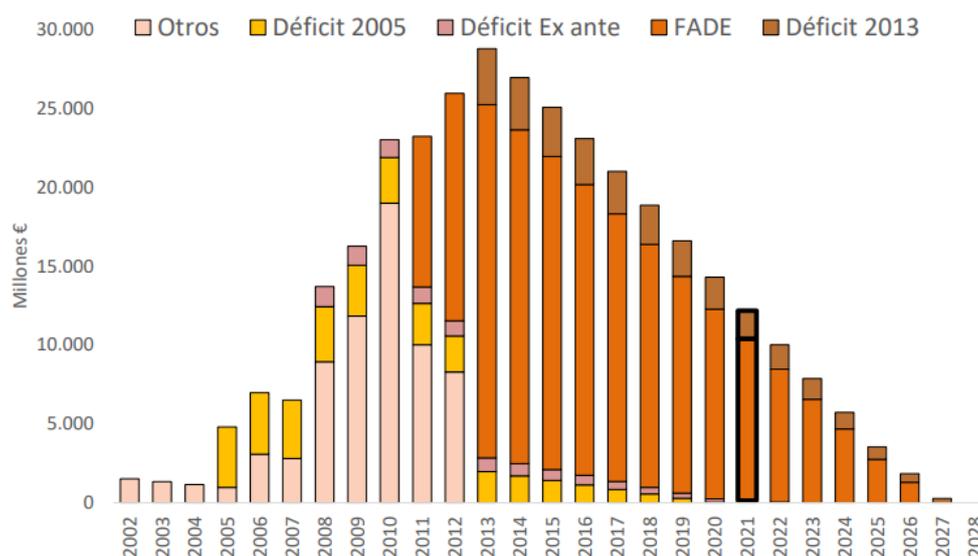


Figura 3. Evolución histórica y previsión a futuro de la deuda del sistema eléctrico  
Fuente: CNMC “La deuda del sistema eléctrico en España”

### iii. Situación actual mediática

Mucho revuelo social ha tenido la incursión de las nuevas tarifas del sistema eléctrico; la situación ha sido mediática y mucho se ha dicho sobre este tema.

Uno de los principales componentes de la factura de la luz es el costo de la energía adquirida por las comercializadoras a las generadoras; entonces, si generar energía es más costoso, también lo será la factura de la luz.

En la actualidad ha habido un incremento innegable en el precio del kWh el cual viene dado por el aumento del precio de la energía en el mercado mayorista. Las razones de este aumento son simples: aumento del precio del gas y aumento del precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>. Si el precio del gas es mayor, el precio de la energía también lo será porque cuesta más producirla; este tema genera a su vez suspicacias ya que el aumento del precio del gas viene dado por tensiones políticas entre los países consumidores y los países proveedores de este combustible. Este aumento en el precio de la generación de la energía además de afectar la economía de los consumidores, representa un riesgo para la estabilidad económica del sistema ya que sus costes aumentan y por lo tanto aumenta la posibilidad de estar en situación deficitaria.

La situación del aumento del precio de la energía no es aislada en España en comparación con el resto de Europa, ya que como hemos visto anteriormente el precio de la energía no lo determina OMIE aisladamente sino que se rige por el marco regulatorio europeo utilizando un algoritmo común. En este sentido el precio de la energía se ha visto notablemente afectado por decisiones políticas que implican sanciones de la Unión Europea a los combustibles rusos por la invasión de Ucrania, ya que Rusia es un importante proveedor de gas a diferentes países de Europa.

En un año normal el precio del gas en España está entre los 15-20 €/MWh, pero en la actualidad debido a lo explicado anteriormente el precio ha superado los 80 €/MWh. A esta situación se une que los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> están alrededor de los 80€ por tonelada de CO<sub>2</sub>, valor muy superior al de años anteriores, dado que las exigencias de sostenibilidad medioambiental son cada vez más altas y las empresas que generan emisiones de CO<sub>2</sub> están obligadas a justificarlas con la entrega del mismo número de derechos de emisión o se exponen a sanciones muy elevadas. Los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> se adquieren en subastas públicas donde cada vez la oferta es menor y la demanda mayor, haciendo que el precio suba y que se mantenga su tendencia al alza. Esta combinación de factores hace que la generación energía utilizando gas como fuente primaria sea más costosa, la cual representa alrededor del 30% del total de energía eléctrica generada en España en un año, pues las empresas generadoras deben incorporar en su oferta estos extracostes.

No se prevé la mejora de esta situación en el corto plazo debido a una combinación de factores como el crecimiento de la demanda de energía tras el COVID, los bajos niveles de almacenamiento de gas y la presencia de tensiones políticas entre países que han afectado no solo al sector eléctrico sino a la economía en general.

Es importante destacar que a todo este panorama se le sumó en junio de 2021 la puesta en funcionamiento de la nueva metodología de cálculo de peajes y cargos, es decir la incursión de las nuevas tarifas del sistema eléctrico español. Los consumidores han percibido aumento significativo en sus facturas de luz y han atribuido esta alza al cambio de peajes, debido al revuelo mediático y al desconocimiento de otros aspectos del funcionamiento del sector como estructura de costes y normativa.

La real intención de la implementación de los nuevos peajes ha sido conseguir la sostenibilidad del sistema eléctrico y la descarbonización de la economía a través de del ahorro energético, la eficiencia, el autoconsumo y el despliegue del vehículo eléctrico. Se han diseñado nuevos periodos horarios que tienen como objetivo desplazar la demanda de electricidad a horas de menor saturación de la red (ya que la energía es más barata en las horas valle) y con ello evitar mayores inversiones en la infraestructura de la red. Adicionalmente, con la nueva metodología tarifaria hay un mayor componente variable, fomentando así un consumo más eficiente ya que los usuarios buscarán ajustar su consumo a las horas más baratas. También se impulsará el autoconsumo que reduce la demanda de energía procedente de la red y el despliegue del vehículo eléctrico ya que durante las horas que se carga la energía es más barata. Finalmente la nueva estructura tarifaria busca repartir de manera más eficiente los ingresos del sistema ya que los cargos están destinados a financiar costes como el régimen de renovables, la cobertura del déficit de años anteriores y el sobre coste de generación de energía en territorios no peninsulares.

#### **iv. Influencia del nuevo régimen tarifario sobre la estabilidad económica del sistema eléctrico: ¿de vuelta al déficit?**

La CNMC es la institución encargada de la gestión y liquidación de ingresos y pagos del sistema, por lo tanto toda la información referente a estos factores proviene de los informes o liquidaciones definitivas de los ejercicios anuales que emite la CNMC. Estos informes han evidenciado, después de varios ejercicios con superávit, un regreso a la situación deficitaria del sistema eléctrico en los años 2019 y 2020, es decir los ingresos no han sido suficientes para cubrir los costes. El déficit de los últimos años se caracteriza por ser menor a los registrados en ejercicios pasados y porque se ha generado debido a la caída de los ingresos y no por el aumento de los costes como había ocurrido entre 2005 y 2013.

La reducción de los ingresos se ha dado principalmente por:

- Disminución de la demanda de electricidad
- Reducción de los recaudos por impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica (7%) debido las caídas del precio de la energía en el mercado mayorista dada la crisis generada por el COVID en 2020 y por las suspensiones temporales de este impuesto en 2018 y 2019. Este impuesto que es recaudado por el estado y se destina como ingreso del sistema eléctrico, al disminuir afecta la estabilidad económica del sector pues al ser menores los ingresos y los costes estables se genera una situación de déficit.

La caída de los ingresos y la relativa estabilidad de los costes generó un déficit en 2019 y 2020 que ha sido cubierto en ambos años con el superávit acumulado en ejercicios anteriores, el cual debido a esto está casi agotado.

Los informes del comportamiento del sector eléctrico del año n son divulgados en diciembre del año n+1, por lo tanto aún no hay liquidación definitiva para el año 2021, sin embargo se prevé una situación agravada de déficit ya que las medidas adoptadas a paliar los altos precios de la energía en el mercado mayorista pueden generar esta situación, pues estas repercuten directamente en la disminución de los ingresos regulados, esto es disminución de los cargos en la factura en un 96% y la suspensión del impuesto de producción de energía eléctrica.

En parte se ha compensado la reducción de ingresos a través del aumento de los ingresos procedentes de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> (ya que estos recaudos son inyectados al sistema eléctrico a través de la CNMC para cubrir los costes), sin embargo el plan del Gobierno para evitar entrar en una situación de déficits sostenidos y aumento de la deuda, es crear el Fondo de Sostenibilidad del Sistema Eléctrico (FNSSE) cuyo objetivo es reducir los costes asociados a los cargos del sistema sacando de la factura de la luz el coste de las primas a las energías renovables (RECORE) distribuyéndolo en todos los vectores energéticos (electricidad, hidrocarburos líquidos y gaseosos), un coste que antes del FNSSE estaba asociado únicamente al sector eléctrico.

La salida progresiva de la retribución de las primas renovables RECORE supondrá una importante reducción de los cargos la cual a su vez es beneficiosa para recuperar el equilibrio financiero del sistema eléctrico. Adicionalmente se espera la finalización de la deuda acumulada para 2028, lo cual también disminuirá los costes regulados y abrirá la puerta para disminuir los cargos y con ello la factura de la luz como todos los consumidores esperamos.

## 3. Nuevas tarifas en el Sector Eléctrico español

### i. Características principales

En España se ha establecido una nueva metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, generando un cambio significativo en el modelo tarifario del sistema eléctrico.

La circular 3/2020 que establece la nueva metodología entró en vigor el 1 de junio de 2021 implicando importantes cambios como:

- La diferenciación de la tarifa de acceso entre peajes y cargos:
  - Los peajes son precios regulados que determina la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Su finalidad es cubrir los costes de la red de transporte y distribución.
  - Los cargos son también precios regulados, pero los determina el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Se destinan a cubrir costos regulados diferentes a Transporte y distribución tales como financiación de renovables, anualidades del déficit o sobrecosto de generación de energía en territorios no peninsulares.
- Los consumidores pasan a tener un peaje con discriminación horaria en potencia y energía. Esto significa que pagarán más o menos según el horario de consumo: hora valle (precio más barato), hora llana (precio intermedio), hora punta (precio más alto). Esto implica la obligatoriedad en la discriminación horaria, lo cual antes de la entrada en vigor de las nuevas tarifas era opcional.
- La diferencia de precios entre los periodos punta y valle es mayor tanto en el término de energía como el de potencia.

Estos cambios aplican a todos los consumidores de electricidad sin excepción y se aplican automáticamente. El consumidor no debe hacer nada para percibir la nueva tarifa, sin embargo puede modificar sus potencias contratadas y pautas de consumo para obtener beneficios con la nueva estructura tarifaria.

### ii. Nuevos segmentos tarifarios y sus características

En la Tabla 1 se describe cuál es la nueva tarifa que reemplaza la antigua conforme al segmento tarifario. Veamos:

Segmento tarifario	Tarifa antigua	Nueva tarifa
1	2.0 A	2.0 TD
	2.0 DHA	
	2.0 DHS	
	2.1 A	
	2.1 DHA	
	2.1 DHS	
2	3.0 A	3.0 TD
3	3.1 A	6.1 TD
	6.1 A	
4	6.2	6.2 TD
5	6.3	6.3 TD
6	6.4	6.4 TD

Tabla 1. Nuevos segmentos Tarifarios

Fuente: elaboración propia

### ❖ Tarifa 2.0 TD

Tarifa para consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada hasta 15 kW. Usualmente aplica para consumidores domésticos.

#### Término de potencia:

Se diferencian dos términos de potencia: periodo punta y periodo valle. La potencia de valle es mucho más barata y aplica entre las 00:00 y las 7:59 y los sábados, domingos y festivos nacionales (en la Figura 4 se observa de manera gráfica). Se pueden contratar potencias diferentes para cada periodo.



Figura 4. Periodos punta y valle término de potencia tarifas TD

Fuente: CNMC “La nueva factura de la luz – Nociones Básicas”

#### Término de energía

Se diferencian tres términos de energía: punta (P1), llano (P2) y valle (P3). Consumir en P1 es más caro que en P2 y en P2 más caro que en P3. De manera gráfica se observa en la Figura 5.

Periodo punta: de 10:00 a 13:59 y de 18:00 a 21:59 de lunes a viernes no festivos.

Periodo llano: de 14:00 a 17:59 y de 22:00 a 23:59 de lunes a viernes no festivos.

Periodo valle: de 00:00 a 8:00 y todas las horas del sábado, domingo y festivos nacionales.

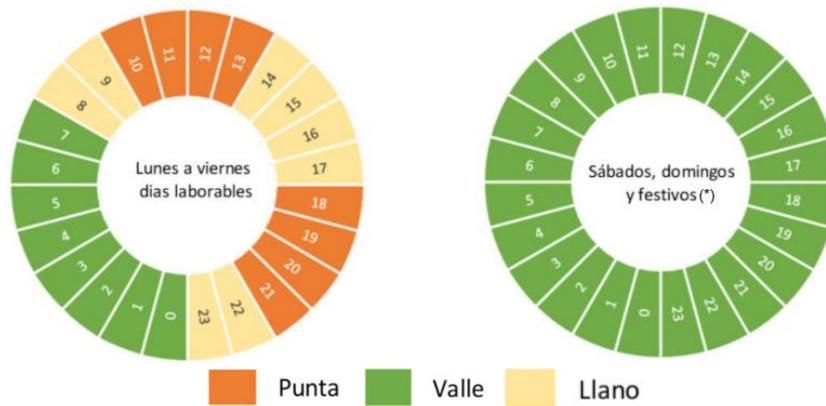


Figura 5. Periodos punta, llano y valle término de energía tarifas TD  
Fuente: CNMC “La nueva factura de la luz – Nociones Básicas”

### ❖ Tarifa 3.0 TD

Suministros conectados a tensión no superior a 1 kV y con potencia contratada superior a 15 kW. Normalmente comprende viviendas de grandes dimensiones y pequeños comercios que, aunque están conectados en baja tensión, superan los 15 kW de potencia contratada. La discriminación horaria para los términos de potencia y energía es igual que en las tarifas 6.X TD, la cual se detalla más adelante.

### ❖ Tarifas 6.X TD

Hacen referencia a los suministros conectados en alta tensión, sin discriminación de la potencia contratada. Dependiendo de nivel al cual se encuentre conectado le corresponde una tarifa diferente:

- **Tarifa 6.1 TD:** NT1. Tensión superior a 1 kV e inferior a 30 kV.
- **Tarifa 6.2 TD:** NT2. Tensión igual o superior a 30 kV e inferior a 72.5 kV.
- **Tarifa 6.3 TD:** NT3. Tensión igual o superior a 72.5 kV e inferior a 145 kV.
- **Tarifa 6.4 TD:** NT4. Tensión igual o superior a 145 kV.

La discriminación horaria de los términos de potencia y energía es igual para las tarifas 3.0 TD y 6.X TD. Los precios de los peajes cambian en función de la hora del día, el día de la semana y del mes en el que se analice.

#### Término de potencia:

Se diferencian seis términos de potencia en el mismo horario de los periodos de energía. Se pueden contratar potencias diferentes para cada periodo cumpliendo la condición  $P_{n+1} \geq P_n$ .

#### Término de energía:

Se diferencian seis términos de energía de P1 a P6, siendo P1 el más caro y P6 el más barato. Los peajes que se trasladan a la factura de la luz dependerán del periodo facturado. Los periodos tarifarios se observan a continuación en la Figura 6:



Figura 6. Periodos horarios del término de energía tarifas TD sistema peninsular  
Fuente: CNMC “La nueva factura de la luz – Nociones básicas”

### iii. Principales diferencias entre las tarifas nuevas y las antiguas

#### 2.0 TD

	2.0 A	2.0 DHA	2.0 DHS	2.1 A	2.1 DHA	2.1 DHS	2.0 TD
Periodos de potencia	1	1	1	1	1	1	2
Periodos de energía	1	2	3	1	2	3	3
Potencia contratada	$\leq 10 \text{ kW}$	$\leq 10 \text{ kW}$	$\leq 10 \text{ kW}$	$\leq 15 \text{ kW}$			
Nivel de tensión	$\leq 1 \text{ kV}$						

Tabla 2. Diferencia entre tarifas 2.X y 2.0 TD  
Fuente: elaboración propia

Diferencias significativas:

- ✓ Discriminación horaria obligatoria: nueva tarifa 2.0 TD tiene discriminación horaria en tres periodos para todos los puntos de acceso, es decir que las tarifas con único precio de energía desaparecen.
- ✓ Dos tramos de potencia eléctrica: anteriormente ninguno de los peajes 2.X admitía esta opción. Con la nueva tarifa 2.0 TD todos los puntos de suministro domésticos pasan a tener potencia contratada en dos periodos.
- ✓ Un único peaje de acceso: dejan de existir seis tipos diferentes de peaje de acceso para los clientes domésticos y quedan englobados en un único peaje.

#### 3.0 TD

	3.0 A	3.0 TD
Periodos de potencia	3	6
Periodos de energía	3	6
Potencia contratada	$> 15 \text{ kW}$	$> 15 \text{ kW}$
Nivel de tensión	$\leq 1 \text{ kV}$	$\leq 1 \text{ kV}$

Tabla 3. Diferencia entre tarifa 3.0 A y 3.0 TD  
Fuente: elaboración propia

- ✓ La antigua tarifa 3.0 A tenía tres periodos de energía y tres de potencia. Con la nueva tarifa 3.0 TD esto desaparece y pasa a tener seis periodos en cada término.

#### 6.1 TD

	3.1 A	6.1 A	6.1 TD
Periodos de potencia	3	6	6
Periodos de energía	3	6	6
Potencia contratada	$\leq 450 \text{ kW}$	$> 450 \text{ kW}$	Indiferente
Nivel de tensión	$1 < NT$ $\leq 30 \text{ kW}$	$1 < NT$ $\leq 30 \text{ kW}$	$1 < NT$ $\leq 30 \text{ kW}$

Tabla 4. Diferencia entre tarifas 3.1 A, 6.1 A y 6.1 TD  
Fuente: elaboración propia

- ✓ La tarifa 6.1 TD a diferencia de las antiguas 3.1 A y 6.1 A no exige una potencia contratada siempre y cuando el punto de suministro se encuentre conectado a nivel de tensión determinado. Desaparece la discriminación horaria de tres periodos para potencia y energía y se establecen seis periodos horarios para ambos términos.

#### 6.2 TD, 6.3 TD y 6.4 TD

No presentan diferencias respecto a las antiguas 6.2, 6.3 y 6.4 en cuanto a periodificación de potencia y energía, potencia contratada y nivel de tensión. Las diferencias están en el nuevo importe de los peajes de acceso.

## 4. Influencia de las nuevas tarifas en el sector eléctrico: análisis de distintos escenarios

Teniendo en cuenta la incursión de las nuevas tarifas y los cambios principales que estas suponen en los recaudos del Sistema Eléctrico, se han planteado una serie de escenarios de estudio con el fin de evaluar el impacto de la nueva tarificación en los ingresos del Sistema y estos a su vez en el déficit.

El punto de partida del estudio es la Liquidación 14/2019 del Sector Eléctrico publicada por la CNMC. Este informe contiene los resultados de la proyección anual de los ingresos y costes del sistema eléctrico español. Utilizaremos el año 2019 como referencia para realizar las comparaciones entre el antiguo y el nuevo sistema tarifario ya que este año representa un comportamiento típico del Sistema Eléctrico, a diferencia del año 2020 que debido a la crisis sanitaria generada por la COVID-19 no es referente de funcionamiento propio del sistema a lo largo de la historia.

Como se ha evidenciado anteriormente, las nuevas tarifas implican principalmente cambios en la forma de recaudar los peajes de acceso a la red, por lo tanto nos centraremos en comparar los ingresos del sistema por ATR entre las tarifas antiguas y las nuevas, proyectando distintos escenarios de demanda a los cual se puede enfrentar el sistema eléctrico hoy en día.

### ❖ TÉRMINO DE POTENCIA

En primer lugar, se analiza la repercusión de las nuevas tarifas en los ingresos del sistema por potencia contratada. La liquidación 14/19 de la CNMC indica las siguientes potencias contratadas por tarifa de acceso:

Potencia contratada 2019 (MW)						
Peaje	Potencia Contratada (MW)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Baja Tensión</b>						
<b>BT</b>	<b>143.349</b>	<b>20.764</b>	<b>20.820</b>			
2.0 A	79.394					
2.0 DHA	34.689					
2.0 DHS	73					
2.1 A	6.314					
2.1 DHA	3.719					
2.1 DHS	14					
3.0 A	19.145	20.764	20.820			
<b>Alta Tensión</b>						
<b>AT</b>	<b>26.610</b>	<b>28.074</b>	<b>29.396</b>	<b>22.222</b>	<b>22.564</b>	<b>31.346</b>
3.1 A	5.820	6.610	7.515			
6.1 A	11.662	11.843	12.007	12.107	12.246	18.046
6.2	3.945	4.106	4.149	4.182	4.221	5.568
6.3	1.666	1.759	1.790	1.867	1.890	2.371
6.4	3.516	3.755	3.935	4.066	4.207	5.361
<b>Total BT + AT</b>	<b>169.958</b>	<b>48.838</b>	<b>50.216</b>	<b>22.222</b>	<b>22.564</b>	<b>31.346</b>

Tabla 5. Potencias contratadas por tarifa de acceso en 2019  
Fuente: Liquidación 14/19 de la CNMC

La potencia total de cada tarifa se multiplica por el ATR (tarifa regulada por uso de la red de transporte y distribución) que regía en el año 2019 con el fin de conocer los ingresos por ATR de potencia para ese año:

Precios ATR 2019 (€/kW)						
Peaje	Peajes de potencia (€/kW)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Baja Tensión</b>						
<b>BT</b>						
2.0 A	38,043426					
2.0 DHA	38,043426					
2.0 DHS	38,043426					
2.1 A	44,444710					
2.1 DHA	44,444710					
2.1 DHS	44,444710					
3.0 A	40,728885	24,437330	16,291555			
<b>Alta Tensión</b>						
<b>AT</b>						
3.1 A	59,173468	36,490689	8,367731			
6.1 A	39,139427	19,586654	14,334178	14,334178	14,334178	6,540177
6.2	22,158348	11,088763	8,115134	8,115134	8,115134	3,702649
6.3	18,916198	9,466286	6,927750	6,927750	6,927750	3,160887
6.4	13,706285	6,859100	5,019707	5,019707	5,019707	2,290315
<b>Total BT + AT</b>						

Tabla 6. ATR de potencia por tarifa de acceso en 2019

Fuente: BOE

Se obtiene como resultado:

Ingresos por ATR 2019 (k€)						
Peaje	Peajes de potencia (€/kW)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Baja Tensión</b>						
<b>BT</b>	<b>5.569.176</b>	<b>507.417</b>	<b>339.190</b>			
2.0 A	3.020.419,76					
2.0 DHA	1.319.688,40					
2.0 DHS	2.777,17					
2.1 A	280.623,90					
2.1 DHA	165.289,88					
2.1 DHS	622,23					
3.0 A	779.754,50	507.416,72	339.190,18			
<b>Alta Tensión</b>						
<b>AT</b>	<b>967.954</b>	<b>561.106</b>	<b>300.817</b>	<b>240.826</b>	<b>244.002</b>	<b>158.413</b>
3.1 A	344.389,58	241.203,45	62.883,50			
6.1 A	456.444,00	231.964,74	172.110,48	173.543,89	175.536,34	118.024,03
6.2	87.414,68	45.530,46	33.669,69	33.937,49	34.253,98	20.616,35
6.3	31.514,39	16.651,20	12.400,67	12.934,11	13.093,45	7.494,46
6.4	48.191,30	25.755,92	19.752,55	20.410,13	21.117,91	12.278,38
<b>Total BT + AT</b>	<b>6.537.130</b>	<b>1.068.522</b>	<b>640.007</b>	<b>240.826</b>	<b>244.002</b>	<b>158.413</b>

Tabla 7. Ingresos por ATR de potencia por tarifa de acceso año 2019

Fuente: elaboración propia

El mismo análisis se debe realizar para el año 2021 con el fin de determinar la variación en ingresos por ATR de potencia tras la incursión de las nuevas tarifas. Para ello se agrupan las potencias teniendo en cuenta las nuevas tarifas de acceso, es decir:

$$\begin{aligned}
P_{2.0TD} &= P_{2.0A} + P_{2.0DHA} + P_{2.0DHS} + P_{2.1A} + P_{2.1DHA} + P_{2.1DHS} \\
&\quad P_{3.0TD} + P_{3.0A} \\
P_{6.1TD} &+ P_{3.1A} + P_{6.1A} \\
P_{6.2TD} &= P_{6.2} \\
P_{6.3TD} &= P_{6.3} \\
P_{6.4TD} &= P_{6.4}
\end{aligned}$$

Obteniendo como resultado:

Estimación de la potencia contratada en 2021 a partir de la potencia contratada en 2019 (MW)						
Peaje	Potencia contratada 2021 (MW)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Baja Tensión</b>						
<b>BT</b>	<b>143.349</b>	<b>20.764</b>	<b>20.820</b>			
2.0 TD	124.203	124.203				
3.0 TD	19.145	20.764	20.764	20.764	20.764	20.820
<b>Alta Tensión</b>						
<b>AT</b>	<b>26.610</b>	<b>28.074</b>	<b>29.396</b>	<b>22.222</b>	<b>22.564</b>	<b>31.346</b>
6.1 TD	17.482	18.453	18.617	18.717	18.856	25.561
6.2 TD	3.945	4.106	4.149	4.182	4.221	5.568
6.3 TD	1.666	1.759	1.790	1.867	1.890	2.371
6.4 TD	3.516	3.755	3.935	4.066	4.207	5.361
<b>Total BT + AT</b>	<b>169.958</b>	<b>48.838</b>	<b>50.216</b>	<b>22.222</b>	<b>22.564</b>	<b>31.346</b>

Tabla 8. Estimación de la potencia contratada en 2021 a partir de la potencia contratada en 2019  
Fuente: elaboración propia

Una vez obtenidas las que serían las potencias contratadas por tarifa en el año 2021, se procede a multiplicar por el peaje correspondiente para este año y con ello se obtienen los ingresos por ATR de potencia con el nuevo sistema de tarificación:

Precios ATR 2021 (€/kW)						
Peaje	Peajes de potencia (€/kW)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Baja Tensión</b>						
<b>BT</b>						
2.0 TD	30,672660	1,424359				
3.0 TD	19,596985	13,781919	7,005384	6,106183	4,399377	2,636993
<b>Alta Tensión</b>						
<b>AT</b>						
6.1 TD	30,535795	25,894705	14,909149	12,094449	3,938660	2,108693
6.2 TD	20,728247	18,003273	9,468519	8,660843	2,442915	1,368296
6.3 TD	15,916556	13,734256	7,908598	5,282919	2,296574	1,436392
6.4 TD	14,187995	10,305849	5,219607	4,146783	1,405484	0,984592
<b>Total BT + AT</b>						

Tabla 9. ATR de potencia por tarifa de acceso en 2021  
Fuente: BOE

Obteniendo como resultado:

Ingresos por ATR 2021 (k€)						
Peaje	Peajes de potencia (€/kW)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Baja Tensión</b>						
<b>BT</b>	<b>4.184.821</b>	<b>463.077</b>	<b>145.460</b>	<b>126.789</b>	<b>91.349</b>	<b>54.902</b>
2.0 TD	3.809.636,39	176.909,66				
3.0 TD	375.184,28	286.167,77	145.459,79	126.788,78	91.348,66	54.902,19
<b>Alta Tensión</b>						
<b>AT</b>	<b>692.002</b>	<b>614.613</b>	<b>351.544</b>	<b>289.315</b>	<b>94.832</b>	<b>70.203</b>
6.1 TD	533.826,77	477.834,99	277.563,63	226.371,80	74.267,37	53.900,30
6.2 TD	81.772,93	73.921,44	39.284,89	36.219,65	10.311,54	7.618,67
6.3 TD	26.516,98	24.158,56	14.156,39	9.863,21	4.340,52	3.405,69
6.4 TD	49.884,99	38.698,46	20.539,15	16.860,82	5.912,87	5.278,40
<b>Total BT + AT</b>	<b>4.876.822</b>	<b>1.077.691</b>	<b>497.004</b>	<b>416.104</b>	<b>186.181</b>	<b>125.105</b>

Tabla 10. Ingresos por ATR de potencia por tarifa de acceso en 2021  
Fuente: elaboración propia

Finalizado el análisis del término de potencia, la primera impresión que resulta es que habrá una disminución de los ingresos del sistema por término de ATR de potencia, ya que de acuerdo al análisis en el año 2019 los ingresos fueron de 8.888.900 k€, mientras que en 2021 a raíz de la implementación de los nuevos peajes este ingreso resultaría en 7.178.908 k€.

Con este análisis se podría concluir que habría un déficit en los ingresos del sistema de 1.709.992 k€, sin embargo se debe analizar el comportamiento del término de energía tras la entrada en vigor de las nuevas tarifas en el año 2021, pues recordemos que los ingresos que se recaudan por los peajes pagados por los consumidores incluyen el término de potencia y energía.

#### ❖ TÉRMINO DE ENERGÍA

Al igual que con el término de potencia, la información de partida para el análisis es el cuadro 8 de la liquidación 14/19 de la CNMC que indica los siguientes valores de energía consumida por tarifa de acceso en el año 2019:

Peaje	Energía consumida por periodo horario (GWh)						Energía Total consumida (GWh)
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
<b>Baja Tensión</b>							
<b>BT</b>	<b>67.077</b>	<b>36.444</b>	<b>8.855</b>				<b>112.377</b>
2.0 A	42.465						42.465
2.0 DHA	11.478	13.430					24.908
2.0 DHS	28	23	25				76
2.1 A	4.002						4.002
2.1 DHA	1.721	2.468					4.189
2.1 DHS	6	5	5				16
3.0 A	7.377	20.517	8.826				36.720
<b>Alta Tensión</b>							
<b>AT</b>	<b>12.304</b>	<b>18.444</b>	<b>12.577</b>	<b>10.259</b>	<b>14.815</b>	<b>59.943</b>	<b>128.341</b>
3.1.A	3.309	6.463	6.309				16.081
6.1 A	5.021	6.361	3.406	5.428	7.707	27.440	55.364
6.2	1.810	2.485	1.270	2.110	3.066	12.617	23.359
6.3	752	1.032	546	906	1.325	6.064	10.625
6.4	1.411	2.102	1.046	1814	2.717	13.821	22.911
<b>Total BT + AT</b>	<b>79.381</b>	<b>54.888</b>	<b>21.433</b>	<b>10.259</b>	<b>14.815</b>	<b>59.943</b>	<b>240.718</b>

Tabla 11. Energía consumida por tarifa de acceso en 2019  
Fuente: Liquidación 14/19 de la CNMC

Se debe tener en cuenta que las conclusiones correspondientes al término de energía se encuentran en el último apartado de esta sección llamado “F. RESULTADOS OBTENIDOS APLICANDO LOS NUEVOS PEAJES”

**A. Escenario base: variación de las tarifas del sistema eléctrico y fijación de las demás variables**

El escenario base de estudio consiste en determinar el valor de energía consumida por periodo y tarifa de acceso dada la incursión de las nuevas tarifas, asumiendo que otras variables como energía generada y consumida, horarios de consumo, etc. se mantienen fijos. Así las cosas, estamos frente a un escenario *Ceteris Paribus* que busca mantener constantes todas las variables del sistema eléctrico excepto la periodificación tarifaria ya que es nuestro interés estudiar su influencia.

El procedimiento para lograr este análisis consiste en perfilar los consumos de energía eléctrica de las tarifas antiguas obtenidos de ESIOS.

ESIOS es el Sistema de Información de Red Eléctrica, que ofrece información útil sobre la gestión de la oferta y la demanda. Para nuestro análisis en particular utilizamos las tablas de ESIOS que indican la demanda por tarifa de acceso para cada una de las horas del año 2019. Es una tabla como la siguiente que se extiende 8760 filas ya que contiene la información para cada una de las horas del año:

Fecha	Hora	Consumo en hora
01-01-2019	00	9.121,82
01-01-2019	01	8.426,33
01-01-2019	02	7.383,99
01-01-2019	03	6.426,71
01-01-2019	04	5.789,50
01-01-2019	05	5.528,96
01-01-2019	06	5.482,03

Tabla 12. Consumo en cada hora del año 2019 tarifas 2.X  
Fuente: ESIOS

Con esta información de entrada se procede a perfilar el consumo horario de cada una de las tarifas antiguas con el fin de extrapolar posteriormente el consumo de energía a las nuevas tarifas. El perfil de carga determina el consumo de energía eléctrica en función del tiempo y a partir de él es posible obtener estimaciones de consumo horarias por cada tarifa de acceso.

Para perfilar, el primer paso es determinar el peso de la energía en una hora respecto a toda la energía consumida. Ecuación general del peso:

$$Peso_{Consumo\ en\ hora\ x} = \frac{Consumo\ en\ hora\ X}{\sum_{i=1}^N Consumo\ en\ hora\ X_i}$$

Donde N = número de horas del periodo al que pertenece la hora x

Una vez determinado el peso procedemos a calcular el consumo horario para cada tarifa. Esta ecuación del peso se aplicará para cada caso de análisis por tarifa, dado que la información que ofrece ESIOS está diferenciada por tarifa de acceso. Veamos:

**i. Tarifa 2.0 TD**

La información aportada por ESIOS agrupa las tarifas antiguas 2.X A, 2.X DHA y 2.X DHS, por lo tanto la sumatoria de los perfiles de consumo por periodo de estas tres tarifas dará como resultado la energía por periodo consumida en la 2.0 TD. Se hace el análisis por cada grupo tarifario:

➤ Tarifa 2.X A

El primer paso es calcular el peso utilizando la ecuación general, teniendo en cuenta que las tarifas 2.X A no tienen diferenciación horaria y por lo tanto el denominador de la ecuación del peso viene dado por la sumatoria de todas las horas del año.

Una vez calculados los pesos se determina el consumo horario perfilado aplicando la ecuación:

$$Energía_{Hora \times 2.X A} = Peso_{Consumo \text{ en hora } X} * (Energía_{2.0 A} + Energía_{2.1 A})$$

Obteniendo como resultado:

					Escenario base
Fecha	Hora	Consumo en hora		Peso 2.X A	Consumo horario 2.X A
01-01-2019	00	9.121,82		0,000148	6878,609678
01-01-2019	01	8.426,33		0,000137	6354,152471
01-01-2019	02	7.383,99		0,000120	5568,141564
01-01-2019	03	6.426,71		0,000104	4846,272959
01-01-2019	04	5.789,50		0,000094	4365,763711
01-01-2019	05	5.528,96		0,000090	4169,294918
01-01-2019	06	5.482,03		0,000089	4133,905801

Tabla 13. Consumo perfilado en cada hora del año 2019 tarifa 2.X A  
Fuente: elaboración propia

Finalmente la sumatoria del perfil horario registrado en la columna “Consumo horario 2.X A” es coincidente con la suma de la energía de las tarifas 2.0 A + 2.1 A consignadas en la tabla de la CNMC, es decir 46.467 GWh.

➤ Tarifa 2.X DHA

En la tarifa 2.X DHA al tener diferenciación horaria, cambia la manera de perfilar.

Para determinar el peso se suma el consumo horario por periodo de la tabla base de ESIOS y se obtiene que:

2.X DHA	
Periodo	Suma consumo en hora
1	30.485.495,69
2	31.135.039,53

Tabla 14. Consumo por periodo tarifario 2.X DHA año 2019 ESIOS  
Fuente: elaboración propia

Lo anterior se hace con el fin de utilizar esta información en la ecuación general del peso, ya que al existir periodos de diferenciación horaria el denominador no será la suma de todas las horas del año sino la suma de las horas correspondientes a cada periodo.

Después de calcular los pesos, se suma la energía de las tarifas 2.0 DHA y 2.1 DHA por periodo de la tabla de la CNMC, ya que con esta información se perfilará posteriormente el consumo horario:

2.X DHA	
Periodo	Consumo total
1	13.199
2	15.898

Tabla 15. Consumo por periodo tarifario 2.X DHA año 2019 CNMC

Fuente: elaboración propia

Finalmente se procede a perfilar el consumo en cada hora multiplicando los pesos calculados por el consumo del periodo correspondiente a esa hora. Es decir, se aplica la fórmula:

$$Energía_{Hora \times 2.X DHA} = Peso_{Consumo en hora X} * Consumo total_{Periodo X}$$

Resultado final:

Fecha	Hora	Periodo	Consumo en hora	peso 2.X DHA	Escenario base
					2.XDH
01-01-2019	00	2	9.121,82	0,000292976	4657,732784
01-01-2019	01	2	8.426,33	0,000270638	4302,605565
01-01-2019	02	2	7.383,99	0,00023716	3770,371735
01-01-2019	03	2	6.426,71	0,000206414	3281,570768
01-01-2019	04	2	5.789,50	0,000185948	2956,202156
01-01-2019	05	2	5.528,96	0,00017758	2823,166677
01-01-2019	06	2	5.482,03	0,000176073	2799,203542

Tabla 16. Consumo perfilado en cada hora del año 2019 tarifa 2.X DHA

Fuente: elaboración propia

La sumatoria total por periodo debe dar como resultado 13.199 GWh en P1 y 15.898 GWh en P2 (valores consignados en la tabla 15), premisa comprobada en los resultados.

#### ➤ Tarifa 2.X DHS

Se procede al igual que con la tarifa 2.X DHA, pero teniendo en cuenta que hay tres periodos tarifarios en lugar de dos.

Para determinar el peso calculamos el consumo horario por periodo de la tabla base de ESIOs para utilizar esta información como denominador en la ecuación general del peso:

2.X DHS	
Periodo	Suma consumo en hora
1	30.828.925,16
2	20.594.296,26
3	10.197.313,80

Tabla 17. Consumo por periodo tarifario 2.X DHS año 2019 ESIOs

Fuente: elaboración propia

De la tabla de la CNMC se obtienen los consumos totales por periodo que, juntos con los pesos, se utilizarán posteriormente para calcular la energía horaria:

2.X DHS	
Periodo	Consumo total
1	34
2	28
3	30

Tabla 18. Consumo por periodo tarifario 2.X DHS año 2019 CNMC

Fuente: elaboración propia

Se procede a perfilar el consumo horario por periodo:

$$Energía_{Hora \times 2.X \text{ DHS}} = Peso_{Consumo \text{ en hora } X} * Consumo \text{ total}_{Periodo X}$$

Resultado final:

					Escenario base	
Fecha	Hora	Periodo 2.XDHS	Consumo en hora		peso 2.X DHS	Consumo horario 2.X DHS
01-01-2019	00	2	9.121,82		0,000442929	12,40202417
01-01-2019	01	3	8.426,33		0,000826328	24,78985201
01-01-2019	02	3	7.383,99		0,000724111	21,72333855
01-01-2019	03	3	6.426,71		0,000630236	18,90706747
01-01-2019	04	3	5.789,50		0,000567748	17,03242672
01-01-2019	05	3	5.528,96		0,000542198	16,26593074
01-01-2019	06	3	5.482,03		0,000537595	16,12786497

Tabla 19. Consumo perfilado en cada hora del año 2019 tarifa 2.X DHS

Fuente: elaboración propia

La sumatoria total por periodo en la tarifa 2.X DHS da como resultado los valores consignados en la tabla 18, es decir 92 GWh.

Por último, el resultado del análisis del escenario base para la tarifa 2.0 TD consiste en sumar los consumos perfilados de las antiguas tarifas 2.X A, 2.X DHA y 2.X DHS, teniendo en cuenta la nueva periodificación horaria, es decir el periodo al que pertenece cada hora del día conforme a la tarifa 2.0 TD.

Para ello elaboramos una tabla como la que se muestra a continuación, la cual indica a cuál periodo pertenece cada una de las 8760 horas del año 2021:

Fecha	Hora	2.0 TD
01/01/2021	00	3
01/01/2021	01	3
01/01/2021	02	3
01/01/2021	03	3
01/01/2021	04	3
01/01/2021	05	3
01/01/2021	06	3

Tabla 20. Periodos horarios de la tarifa 2.0 TD

Fuente: elaboración propia

A partir de esto se suma el consumo perfilado por hora de las tarifas 2.X A, 2.X DHA y 2.X DHS teniendo en cuenta el periodo al que pertenecen, es decir se suman todas las horas que pertenecen al periodo 1 e igualmente para el periodo 2 y 3 y se agrupan respectivamente, obteniendo como resultado:

2.0 TD	
Periodo	Suma consumo en hora escenario base
1	20.692.598,02
2	19.266.335,39
3	35.697.066,59
	<b>75.656.000,00</b>

Tabla 21. Consumo por periodo tarifario 2.0 TD  
Fuente: elaboración propia

Como se evidencia, la suma total del consumo de energía en el escenario base para la tarifa 2.0 TD da como resultado 75.656.000 kWh, lo cual se corresponde con la suma de la energía de las tarifas 2.X A, 2.X DHA y 2.X DHS de la tabla de la CNMC, demostrando que el perfilado y el análisis han sido correctamente ejecutados.

## ii. Tarifa 3.0 TD

El perfilado de las siguientes tarifas sigue el mismo procedimiento realizado con las tarifas 2.X con diferenciación horaria (2.X DHA y 2.X DHS).

En este sentido se calcula, en primer lugar, el consumo por periodo a partir de la tabla de ESIOS, con el fin de utilizar esta información como denominador en la ecuación general del peso:

3.0 A	
Periodo	Suma consumo en hora
1	8.488.920,00
2	16.533.815,40
3	8.197.056,57

Tabla 22. Consumo por periodo tarifario 3.0 A año 2019 ESIOS  
Fuente: elaboración propia

Lo siguiente es calcular la energía por periodos de la tarifa 3.0 A a partir de la tabla de la CNMC:

3.0 A	
Periodo	Consumo total
1	7.377
2	20.517
3	8.826

Tabla 23. Consumo por periodo tarifario 3.0 A año 2019 CNMC  
Fuente: elaboración propia

Teniendo en cuenta la sumatoria de energía por periodos de la tarifa 3.0 A de la tabla de la CNMC y los pesos calculados, se determina el consumo horario aplicando la fórmula:

$$Energía_{Hora \times 3.0 A} = Peso_{Consumo \text{ en hora } X} * Consumo \text{ total}_{Periodo X}$$

Resultado final:

Fecha	Hora	3.0 A	Consumo en hora	Peso 3.0 A	Escenario base
					Consumo horario 3.0 A
01-01-2019	00	3	2.348,46	0,000287	2528,656851
01-01-2019	01	3	2.245,84	0,000274	2418,158721
01-01-2019	02	3	2.188,48	0,000267	2356,397605
01-01-2019	03	3	2.148,16	0,000262	2312,985011
01-01-2019	04	3	2.131,69	0,000260	2295,252378
01-01-2019	05	3	2.153,51	0,000263	2318,739045
01-01-2019	06	3	2.233,84	0,000273	2405,232602

Tabla 24. Consumo perfilado en cada hora del año 2019 tarifa 2.X DHS

Fuente: elaboración propia

La sumatoria total por periodo en la tarifa 3.0 A da como resultado los valores consignados en la tabla 23, es decir 36720 GWh.

Finalmente se elabora una tabla que indica a qué periodo de la tarifa 3.0 TD pertenece cada hora del año. Recordemos que esta nueva tarifa posee seis periodos tarifarios:

Fecha	Hora	3.0 TD
01/01/2021	00	6
01/01/2021	01	6
01/01/2021	02	6
01/01/2021	03	6
01/01/2021	04	6
01/01/2021	05	6
01/01/2021	06	6

Tabla 25. Periodos horarios de la tarifa 3.0 TD

Fuente: elaboración propia

A partir de esto se suma el consumo perfilado por hora de la tarifa 3.0 A teniendo en cuenta el periodo al que pertenece en la 3.0 TD. La suma total de los seis periodos debe dar como resultado la sumatoria de energía de los tres periodos de la tarifa 3.0 A consignada en la tabla de la CNMC (Tabla 23), lo que comprueba que el perfilamiento es correcto:

3.0 TD	
Periodo	Suma consumo en hora escenario base
1	3.855.155,24
2	4.511.241,80
3	4.141.848,79
4	4.634.069,34
5	1.804.258,52
6	17.773.426,31
	<b>36.720.000,00</b>

Tabla 26. Consumo por periodo tarifario 3.0 TD

Fuente: elaboración propia

### iii. Tarifa 6.1 TD

La tarifa 6.1 TD está conformada por las antiguas 3.1 A y 6.1 A; la información aportada por ESIOS distingue las tarifas antiguas en grupos separados y por lo tanto se deben perfilar tanto la 3.1 A como la 6.1 A. Al final del análisis para la tarifa 6.1 TD se sumarán los resultados obtenidos de ambos perfilamiento.

➤ Tarifa 3.1 A

A partir de ESIOS se obtiene el consumo horario por periodo para calcular el peso:

3.1 A	
Periodo	Suma consumo en hora
1	3.526.652,97
2	7.039.942,85
3	4.327.182,91

Tabla 27. Consumo por periodo tarifario 3.1 A año 2019 ESIOS

Fuente: elaboración propia

Información de consumo por periodo de la CNMC que será extrapolado a 6.1 TD:

3.1 A	
Periodo	Consumo total
1	3.309
2	6.463
3	6.309

Tabla 28. Consumo por periodo tarifario 3.1 A año 2019 CNMC

Fuente: elaboración propia

Con la información de las tablas 27 y 28, se determina el consumo horario aplicando la fórmula:

$$Energía_{Hora \times 3.1 A} = Peso_{Consumo \text{ en hora } X} * Consumo \ total_{Periodo \ X}$$

Resultado final:

Fecha	Hora	3.1 A	Consumo en hora	Peso 3.1 A	Consumo horario 3.1 A
01-01-2019	00	3	1.045,92	0,000242	1524,949294
01-01-2019	01	3	1.040,59	0,000240	1517,169446
01-01-2019	02	3	1.023,52	0,000237	1492,277141
01-01-2019	03	3	1.003,27	0,000232	1462,765916
01-01-2019	04	3	992,88	0,000229	1447,611542
01-01-2019	05	3	991,754	0,000229	1445,969843
01-01-2019	06	3	1.022,54	0,000236	1490,86143

Tabla 29. Consumo perfilado en cada hora del año 2019 tarifa 3.1 A

Fuente: elaboración propia

Tabla con el periodo tarifario al que pertenecen las horas del año en la tarifa 6.1 TD:

Fecha	Hora	6.1 TD
01/01/2021	00	6
01/01/2021	01	6
01/01/2021	02	6
01/01/2021	03	6
01/01/2021	04	6
01/01/2021	05	6
01/01/2021	06	6

Tabla 30. Periodos horarios de la tarifa 6.1 TD

Fuente: elaboración propia

Consumo perfilado tarifa 3.1 A extrapolado a la nueva tarifa 6.1 TD:

6.1 TD	
Periodo	Suma consumo en hora escenario base
1	1.315.941,35
2	1.581.398,05
3	1.494.999,42
4	1.747.367,18
5	711.247,88
6	9.230.046,12
	<b>16.081.000,00</b>

Tabla 31. Consumo por periodo tarifario 6.1 TD – Parte I  
Fuente: elaboración propia

Como se observa el resultado del consumo total corresponde con la información de consumo por periodo par la trifa 3.1 A registrada en la tabla 28.

➤ Tarifa 6.1 A

Se procede igual que con la 3.1 A. Primero se determina el consumo horario a partir de ESIOS para utilizar esta información en el denominador de la ecuación general del peso:

6.1 A	
Periodo	Suma consumo en hora
1	4.665.314,27
2	5.884.699,41
3	3.057.571,54
4	4.984.239,20
5	7.284.106,19
6	26.020.262,24

Tabla 32. Consumo por periodo tarifario 6.1 A año 2019 ESIOS  
Fuente: elaboración propia

Consumo por periodo a partir de la CNMC para calcular el perfil:

6.1 A	
Periodo	Consumo total
1	5.021
2	6.361
3	3.406
4	5.428
5	7.707
6	27.440

Tabla 33. Consumo por periodo tarifario 6.1 A año 2019 CNMC  
Fuente: elaboración propia

Se calcula el consumo en cada hora aplicando la fórmula:

$$Energía_{Hora \times 6.1 A} = Peso_{Consumo \text{ en hora } X} * Consumo \text{ total}_{periodo X}$$

Obteniendo como resultado:

					Escenario base	
Fecha	Hora	6.1 A	Consumo en hora		Peso 6.1 A	Consumo horario 6.1 A
01-01-2019	00	6	2.706,25		0,000104	2853,910514
01-01-2019	01	6	2.706,88		0,000104	2854,569616
01-01-2019	02	6	2.669,00		0,000103	2814,632269
01-01-2019	03	6	2.637,66		0,000101	2781,572781
01-01-2019	04	6	2.643,34		0,000102	2787,571134
01-01-2019	05	6	2.671,27		0,000103	2817,022963
01-01-2019	06	6	2.753,64		0,000106	2903,887299

Tabla 34. Consumo perfilado en cada hora del año 2019 tarifa 3.1 A

Fuente: elaboración propia

Utilizando la información de la Tabla 30, donde se discriminan los periodos de la tarifa 6.1 TD para cada hora del año, se procede a agrupar los consumos perfilados teniendo en cuenta el periodo al que pertenecen. Se obtiene como resultado:

6.1 TD	
Periodo	Suma consumo en hora escenario base
1	4.930.885,69
2	6.153.205,26
3	5.957.480,59
4	6.682.767,80
5	2.702.520,04
6	28.936.140,62
	<b>55.363.000,00</b>

Tabla 35. Consumo por periodo tarifario 6.1 TD – Parte II

Fuente: elaboración propia

Se observa que el resultado de extrapolar la tarifa 6.1 A a 6.1 TD da como resultado el consumo de energía consignado en la Tabla 33, lo que indica que el procedimiento es correcto.

Las tarifas 6.2, 6.3 y 6.4 se extrapolan a 6.2 TD, 6.3 TD y 6.4 TD del mismo modo que se ha hecho con las 6.1. Por ello, no nos detendremos en los detalles del procedimiento y formularemos a continuación los resultados obtenidos:

#### iv. Tarifa 6.2 TD

6.2 TD	
Periodo	Suma consumo en hora escenario base
1	1.934.859,34
2	2.531.274,96
3	2.366.840,64
4	2.705.391,42
5	1.154.079,00
6	12.665.554,65
	<b>23.358.000,00</b>

Tabla 36. Consumo por periodo tarifario 6.2 TD

Fuente: elaboración propia

v. Tarifa 6.3 TD

6.3 TD	
Periodo	Suma consumo en hora escenario base
1	863.515,17
2	1.147.448,53
3	1.093.844,37
4	1.248.426,36
5	533.283,55
6	5.738.482,02
	<b>10.625.000,00</b>

Tabla 37. Consumo por periodo tarifario 6.3 TD  
Fuente: elaboración propia

vi. Tarifa 6.4 TD

6.4 TD	
Periodo	Suma consumo en hora escenario base
1	1.862.171,46
2	2.510.722,90
3	2.355.060,91
4	2.699.836,54
5	1.179.023,11
6	12.304.185,09
	<b>22.911.000,00</b>

Tabla 38. Consumo por periodo tarifario 6.4 TD  
Fuente: elaboración propia

Finalmente se presenta el resumen escenario base, donde se recoge en una tabla los resultados obtenidos de la extrapolación de las tarifas antiguas a las nuevas:

2021 ESCENARIO BASE						
Energía consumida 2021 (MWh)						
Peaje	Energía consumida 2021 (MWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Baja Tensión</b>						
<b>BT</b>						
2.0 TD	20.692.598	19.266.335,39	35.697.066,59			
3.0 TD	3.855.155	4.511.242	4.141.848,79	4.634.069,34	1.804.258,52	17.773.426,31
<b>Alta Tensión</b>						
<b>AT</b>						
6.1 TD	5.753.738	7.119.283	6.856.732	7.761.858	3.413.768	40.538.621
6.2 TD	1.934.859	2.531.275	2.366.841	2.705.391	1.154.079	12.665.555
6.3 TD	863.515,17	1.147.449	1.093.844	1.248.426,36	533.284	5.738.482
6.4 TD	1.862.171	2.510.723	2.355.061	2.699.836,54	1.179.023	12.304.185
<b>Total BT + AT</b>	<b>34.962.038</b>	<b>37.086.306</b>	<b>52.511.393</b>	<b>19.049.582</b>	<b>8.084.412</b>	<b>89.020.269</b>

Tabla 39. Energía consumida por tarifa y periodo año 2021 Escenario base  
Fuente: elaboración propia

En la siguiente etapa de este Trabajo Fin de Máster se plantean una serie de escenarios de estudio donde cambiarán diferentes características del sistema. Pasamos de un escenario *Ceteris Paribus* a diferentes atmosferas con hipótesis particulares para analizar cómo se comportan los ingresos del Sistema Eléctrico teniendo en cuenta la incursión de las nuevas tarifas y otras variaciones como, por ejemplo, aumento del autoconsumo o de la demanda del vehículo eléctrico.

### B. Escenario 1: variación de la curva de carga.

Se plantea este escenario bajo la hipótesis de que la curva de carga variará tras la incursión de las nuevas tarifas dado que los usuarios modificarán su perfil de consumo buscando aprovechar las horas donde la energía es más barata. Entonces la demanda de energía aumentará en los periodos donde es más barata y disminuirá en los otros.

#### ➤ Tarifa 2.0 TD

Se asume que en P1 la energía consumida será solo el 90% del escenario base y este consumo se traslada a P3 donde la energía es más barata. Entonces:

$$E_{P1\ ESC1} = E_{P1\ BASE} * 0.9$$

$$E_{P2\ ESC1} = E_{P2\ BASE}$$

$$E_{P3\ ESC1} = E_{BASE} - (E_{P1\ ESC1} + E_{P2\ ESC1})$$

Obteniendo como resultado:

2021 ESCENARIO 1						
Energía consumida 2021 (MWh)						
Peaje	Energía consumida 2021 (MWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Baja Tensión</b>						
<b>BT</b>						
2.0 TD	18.623.338	19.266.335,39	37.766.326,39			

Tabla 40. Energía consumida por tarifa y periodo año 2021 2.0 TD Escenario 1  
Fuente: elaboración propia

#### ➤ Tarifas 3.0 TD, 6.1 TD, 6.2 TD, 6.3 TD y 6.4 TD

Se agrupan estas tarifas dado que todas tienen seis periodos tarifarios. Para este caso se asume que la energía consumida en P1, P2, P3 y P4 disminuirá y se traslada este consumo a P6 donde la energía es más barata. Tenemos que:

$$E_{P1\ ESC1} = E_{P1\ BASE} * 0.9$$

$$E_{P2\ ESC1} = E_{P2\ BASE} * 0.9$$

$$E_{P3\ ESC1} = E_{P3\ BASE} * 0.9$$

$$E_{P4\ ESC1} = E_{P4\ BASE} * 0.9$$

$$E_{P5\ ESC1} = E_{P5\ BASE}$$

$$E_{P6\ ESC1} = E_{BASE} - (E_{P1\ ESC1} + E_{P2\ ESC1} + E_{P3\ ESC1} + E_{P4\ ESC1} + E_{P5\ ESC1})$$

El resultado que se obtiene es el siguiente para cada tarifa es el siguiente:

2021 ESCENARIO 1						
Energía consumida 2021 (MWh)						
Peaje	Energía consumida 2021 (MWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
3.0 TD	3.469.640	4.060.118	3.727.663,91	4.170.662,40	1.804.258,52	19.487.657,83
6.1 TD	5.622.144	6.961.143	6.707.232	7.587.121	3.413.768	41.152.591
6.2 TD	1.741.373	2.278.147	2.130.157	2.434.852	1.154.079	13.619.391
6.3 TD	777.163,66	1.032.704	984.460	1.123.583,73	533.284	6.173.805
6.4 TD	1.675.954	2.259.651	2.119.555	2.429.852,88	1.179.023	13.246.964

Tabla 41. Energía consumida por tarifa y periodo año 2021 3.0 TD, 6.1 TD, 6.2 TD, 6.3 TD y 6.4 TD Escenario 1

Fuente: elaboración propia

### C. Escenario 2: aumento de autoconsumo en los hogares.

En este escenario se estudia la influencia de las nuevas tarifas ante una hipótesis de aumento de autoconsumo en las viviendas, lo cual implica que la energía a generar por el sistema es menor y por lo tanto los ingresos también tendrían que disminuir.

Para este análisis nos planteamos las siguientes características de generación fotovoltaica:

- Capacidad instalada a 2021: 1 GW
- Horas equivalentes de funcionamiento de una central fotovoltaica: 1400 h
- Energía fotovoltaica producida en 2021:

$$P * h_{eq} = 1 \text{ GW} * 1400 \text{ h} = 1400 \text{ GWh}$$

Se debe determinar la generación fotovoltaica en cada hora del año con el fin de restar esta cantidad al consumo calculado en el escenario base, ya que de esta manera sabremos cuánto disminuirá el consumo de energía de la red debido al autoconsumo.

Para ello se usa la información de la tabla P48 de ESIOS, la cual corresponde a la curva de generación **programada** solar fotovoltaica durante las 8760 horas del año 2018 (se usa este año como información de entrada por ser un año típico ya que en 2019 fue muy alta la instalación de energía fotovoltaica en los hogares y en el año 2020 esta actividad fue muy reducida debido a la pandemia). Con la información de ESIOS se calcula el peso de la generación en cada hora de la siguiente forma:

$$Peso_{\text{Generación FV en hora } X} = \frac{\text{Generación FV en hora } X}{\sum_{i=1}^N \text{Generación en hora } X_i}$$

donde N son todas las horas del año

El siguiente paso es calcular la generación fotovoltaica **real** en cada hora del año, utilizando los pesos calculados y el valor total de energía fotovoltaica calculada para el año 2021. Esto es:

$$\text{Generación FV}_{\text{Hora } X} = \text{Peso}_{\text{Generación FV en hora } X} * 1400 \text{ GWh}$$

Por último, se calcula el nuevo valor de energía que demandará la red en cada hora del año, el cual viene dado por la diferencia entre la energía calculada en el escenario base y la energía fotovoltaica generada en los hogares.

La tabla que resulta del anterior ejercicio es la siguiente:

		Escenario 2
Curva Base FV	Curva AC 2.0 TD	Demanda red
0	-	11.548,74
0	-	10.681,55
0	-	9.360,24
0	-	8.146,75
0	-	7.339,00
0	-	7.008,73
4,05648E-08	0,06	6.949,18
8,07239E-06	11,30	7.018,09
8,36175E-05	117,06	7.108,06
0,000178891	250,45	8.054,56
0,000269296	377,01	9.709,98
0,000294798	412,72	11.060,87

Tabla 42. Análisis escenario 2: aumento de autoconsumo en los hogares

Fuente: elaboración propia

Al agrupar por el periodo correspondiente cada una de las horas del año, obtenemos el consumo por periodo en el escenario 2:

2.0 TD	
Periodo	Suma consumo horario escenario2
1	20.181.457,82
2	18.814.257,66
3	35.260.284,52
	<b>74.256.000,00</b>

Tabla 43. Energía consumida por periodo tarifa 2.0 TD ante un aumento de autoconsumo en los hogares

Fuente: elaboración propia

Como se esperaba, se observa una disminución en la energía consumida respecto al escenario base. Esta diferencia viene dada por 1400 GWh, que corresponde a la energía solar fotovoltaica generada planteada al inicio de este estudio.

Este procedimiento se repite para cada una de las tarifas 3.0 TD, 6.1 TD, 6.2 TD, 6.3 TD y 6.4 TD. Se sigue el mismo análisis utilizando la misma información de entrada de la curva P48 de ESIOs, ya que la generación solar fotovoltaica programada en el año será la misma independientemente del tipo de tarifa que se vaya a analizar. La única diferencia que se presenta es el número de periodos al momento de agrupar la energía final demandada por la red.

Finalmente el resultado que se obtiene para cada tarifa es el siguiente:

2021 ESCENARIO 2						
Energía consumida 2021 (MWh)						
Peaje	Energía consumida 2021 (MWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Baja Tensión</b>						
<b>BT</b>						
2.0 TD	20.181.458	18.814.257,66	35.260.284,52			
3.0 TD	3.670.000	4.333.547	3.922.485,76	4.355.022,80	1.702.300,53	17.336.644,24
<b>Alta Tensión</b>						
<b>AT</b>						
6.1 TD	5.876.516	7.379.214	7.013.754	7.872.042	3.209.852	37.292.623
6.2 TD	1.749.704	2.353.580	2.147.478	2.426.345	1.052.121	12.228.773
6.3 TD	678.359,55	969.754	874.481	969.379,83	431.326	5.301.700
6.4 TD	1.677.016	2.333.028	2.135.698	2.420.790,00	1.077.065	11.867.403
<b>Total BT + AT</b>	<b>33.833.052</b>	<b>36.183.381</b>	<b>51.354.181</b>	<b>18.043.579</b>	<b>7.472.664</b>	<b>84.027.142</b>

Tabla 44. Energía consumida por tarifa y periodo año 2021 Escenario 2  
Fuente: elaboración propia

#### D. Escenario 3: aumento de la demanda del vehículo eléctrico

El presente escenario estudia la influencia de las nuevas tarifas ante el aumento de la demanda del vehículo eléctrico. En este caso, a diferencia del escenario de autoconsumo, se espera aumento de la energía consumida debido a la demanda del vehículo eléctrico en las horas de carga.

Para realizar este estudio partiremos de los siguientes planteamientos:

- Número total de vehículos en España: 23.474.086
- Asumiendo que el 10% del total de vehículos son eléctricos: 2.347.408,6
- Consumo diario de un vehículo eléctrico: 8 kWh
- Consumo anual de todos los vehículos eléctricos:  
 $2.347.408,6 * 8 \text{ kWh} * 365 = 6.854,43 \text{ GWh}$
- El vehículo eléctrico sólo se cargará durante las horas en las que la energía es más barata. En ese caso el VE se cargará en las horas del periodo 3 para la tarifa 2.0 TD y durante el periodo 6 para las demás tarifas.
- Durante los fines de semana y días festivos el vehículo eléctrico se cargará a cualquier hora del día ya que no hay diferencia en el coste de la energía.

Se debe determinar la demanda del total de vehículos eléctricos en cada hora del año para establecer cuánto aumentará la demanda respecto al escenario base. El procedimiento es el siguiente:

- 1) Demanda de un coche:
  - Si la hora del año corresponde a un periodo diferente a 3 o 6 la demanda de un coche será nulo porque solo se carga durante los periodos más baratos, según la suposición del estudio (periodo 3 para la tarifa 2.0 TD y periodo 6 para las demás tarifas).

- Cuando la hora que se analiza no pertenece al periodo 3 en el caso de la tarifa 2.0 TD, o al periodo 6 en el caso de las otras tarifas, se abren dos posibilidades: que sea fin de semana o festivo o que sea día laboral. En el caso de los días laborables se asume que el coche se cargará solo durante 8 horas por la noche, por lo tanto la demanda será de 8 kWh/8 h; por su parte si es fin de semana o festivo el coche puede cargarse durante todo el día por lo tanto la demanda sería 8 kWh/24 h.

2) Demanda del total de vehículos eléctricos:

$$\text{Demanda de 1 coche} * \text{Total de vehículos eléctricos}$$

$$\text{Demanda de 1 coche} * 2.347.408,6$$

3) Curva VE: viene dada por la demanda de la red en cada hora del año. En este caso será la suma del consumo en el escenario base más la demanda de los vehículos eléctricos.

Con toda la información calculada se establece la siguiente tabla:

		Escenario 3
Demanda 1 coche	Demanda VE	Curva VE 2.0 TD
0,000333333	782,4695333	14268,7624
0,001	2347,4086	13030,30933
0,001	2347,4086	10823,3907
0,001	2347,4086	9641,012727
0,001	2347,4086	9034,409246
0,001	2347,4086	8817,516145
0,001	2347,4086	8992,995467
0,001	2347,4086	9692,060566
0,001	2347,4086	11075,04881
0	0	10190,92363
0	0	11788,35844

Tabla 45. Análisis escenario 3: aumento de autoconsumo en los hogares

Fuente: elaboración propia

Los datos de la demanda de la red se agrupan de acuerdo al periodo tarifario al que corresponden y se obtiene el siguiente resultado para la tarifa 2.0 TD:

2.0 TD	
Periodo	Suma consumo horario escenario3
1	20.692.598,02
2	19.266.335,39
3	42.551.499,70
	<b>82.510.433,11</b>

Tabla 46. Energía consumida por periodo tarifa 2.0 TD ante un aumento del vehículo eléctrico

Fuente: elaboración propia

Como lo planteamos al inicio del estudio del escenario, se observa el aumento en la demanda. Este incremento viene dado por 6.854,43 GWh respecto al escenario base, lo cual corresponde a la demanda anual de los vehículos eléctricos en España (ver planteamientos iniciales).

Este ejercicio se replica para todas las tarifas de acceso teniendo en cuenta, como en el escenario 2, que al momento de agrupar los resultados las tarifas 3.0 TD, 6.1 TD, 6.2 TD, 6.3 TD y 6.4 TD tienen seis periodos tarifarios en lugar de dos. El resultado que se obtiene es el siguiente:

2021 ESCENARIO 3						
Energía consumida 2021 (MWh)						
Peaje	Energía consumida 2021 (MWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Baja Tensión</b>						
<b>BT</b>						
2.0 TD	20.692.598	19.266.335,39	42.551.499,70			
3.0 TD	3.855.155	4.511.242	4.141.848,79	4.634.069,34	1.804.258,52	24.627.859,42
<b>Alta Tensión</b>						
<b>AT</b>						
6.1 TD	6.246.827	7.734.603	7.452.480	8.430.135	3.413.768	51.875.053
6.2 TD	1.934.859	2.531.275	2.366.841	2.705.391	1.154.079	19.519.988
6.3 TD	863.515,17	1.147.449	1.093.844	1.248.426,36	533.284	12.592.915
6.4 TD	1.862.171	2.510.723	2.355.061	2.699.836,54	1.179.023	19.158.618
<b>Total BT + AT</b>	<b>35.455.126</b>	<b>37.701.627</b>	<b>59.961.574</b>	<b>19.717.859</b>	<b>8.084.412</b>	<b>127.774.433</b>

Tabla 47. Energía consumida por tarifa y periodo año 2021 Escenario 3  
Fuente: elaboración propia

#### E. Escenario 4: simultaneidad de los tres casos anteriores

En caso de estudio se busca determinar cómo afectan las nuevas tarifas ante un sistema eléctrico donde al mismo tiempo aumente el autoconsumo, la demanda del vehículo eléctrico y se desplace la curva de demanda debido a cambio en los hábitos de consumo de los usuarios.

Debido a que cada uno de estos casos ya han sido estudiados de manera individual, el estudio en el escenario 4 utilizará esta información. En primer lugar, se determina la energía consumida ante un escenario de aumento de autoconsumo y aumento de la demanda del vehículo eléctrico, es decir combinación de los escenarios 2 y 3. Esto es:

$$Energía_{(ESC2+ESC3) Hora X} = Energía_{ESC BASE Hora X} - Energía_{FV Hora X} + Demanda_{VE Hora X}$$

Posteriormente se agrupan los resultados obtenidos para cada hora del año dependiendo del periodo al que pertenece la hora y se obtiene el siguiente resultado:

Escenario 4	
P1	20.181.457,82
P2	18.814.257,66
P3	42.114.717,63

Tabla 48. Energía consumida por periodo tras la combinación de los escenarios 2 y 3 tarifa 2.0 TD

En este punto sólo falta incluir la hipótesis del escenario 1 para lograr la conjunción de todos los escenarios. Así las cosas, planteamos que la curva de carga de los escenarios 2 y 3 cambiará teniendo en cuenta las mismas hipótesis del escenario 1. Esto es:

- Para la tarifa 2.0 TD la energía consumida en P1 será solo el 90% de la del escenario base y este consumo se traslada a P3 donde la energía es más barata. La energía en P2 se mantiene igual.
- Para las demás tarifas la energía consumida en P1, P2, P3 y P4 será el 90% de la del escenario base y este consumo se traslada a P6 donde la energía es más barata. La energía en P5 se mantiene igual.

Finalmente se obtiene el siguiente resultado para la tarifa 2.0 TD:

<b>2.0 TD</b>	
<b>Periodo</b>	<b>Suma consumo horario escenario4</b>
1	18.163.312,04
2	18.814.257,66
3	44.132.863,41
	<b>81.110.433,11</b>

Tabla 49. Energía consumida por periodo tarifa 2.0 TD tras la combinación de todos los escenarios  
Fuente: elaboración propia

Se observa que el resultado se diferencia del escenario base en 5.454,43 GWh, lo cual corresponde a la demanda del vehículo eléctrico menos la energía fotovoltaica generada (6.854,43 GWh – 1.400 GWh).

Este procedimiento se repite para todas las tarifas y obtenemos el siguiente resultado:

<b>2021 ESCENARIO 4</b>						
<b>Energía consumida 2021 (MWh)</b>						
<b>Peaje</b>	<b>Energía consumida 2021 (MWh)</b>					
	<b>Periodo 1</b>	<b>Periodo 2</b>	<b>Periodo 3</b>	<b>Periodo 4</b>	<b>Periodo 5</b>	<b>Periodo 6</b>
<b>Baja Tensión</b>						
<b>BT</b>						
2.0 TD	18.163.312	18.814.257,66	44.132.863,41			
3.0 TD	3.303.000	3.900.192	3.530.237,19	3.919.520,52	1.702.300,53	25.819.182,87
<b>Alta Tensión</b>						
<b>AT</b>						
6.1 TD	6.395.667	6.427.639	6.911.422	3.661.994	35.963.082	22.993.063
6.2 TD	2.118.222	1.932.730	2.183.710	946.909	19.083.206	2.547.656
6.3 TD	872.778,40	787.033	872.442	388.193,01	12.156.133	1.002.854
6.4 TD	2.099.725	1.922.128	2.178.711	969.358,60	18.721.836	2.473.674
<b>Total BT + AT</b>	<b>32.952.704</b>	<b>33.783.980</b>	<b>59.809.386</b>	<b>9.885.975</b>	<b>87.626.557</b>	<b>54.836.429</b>

Tabla 50. Energía consumida por tarifa y periodo año 2021 Escenario 4  
Fuente: elaboración propia

## **F. RESULTADOS OBTENIDOS APLICANDO LOS NUEVOS PEAJES**

El propósito de este Trabajo Fin de Máster es analizar el comportamiento de un factor económico: el déficit eléctrico. Por eso se ha analizado inicialmente cómo variará la energía consumida tras la entrada en vigor de los nuevos peajes, ya que una vez se aplique el ATR a estos valores se podrá determinar cuáles han sido los ingresos del sistema por ATR de energía y de esta manera concluir si se puede estar en un posible escenario de déficit eléctrico.

Para el año 2019 los peajes de energía vigentes eran los siguientes:

Precios ATR 2019 (€/MWh)						
Peaje	Precios ATR 2019 (€/MWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Baja Tensión</b>						
<b>BT</b>						
2.0 A	44,027000					
2.0 DHA	62,012000	2,215000				
2.0 DHS	62,012000	2,879000	0,886000			
2.1 A	57,360000					
2.1 DHA	74,568000	13,192000				
2.1 DHS	74,568000	17,809000	6,596000			
3.0 A	18,762000	12,575000	4,670000			
<b>Alta Tensión</b>						
<b>AT</b>						
3.1.A	14,335000	12,754000	7,805000			
6.1 A	26,674000	19,921000	10,615000	5,283000	3,411000	2,137000
6.2	15,587000	11,641000	6,204000	3,087000	1,993000	1,247000
6.3	15,048000	11,237000	5,987000	2,979000	1,924000	1,206000
6.4	8,465000	7,022000	4,025000	2,285000	1,475000	1,018000

Tabla 51. ATR de energía por tarifa de acceso en 2019

Fuente: BOE

Estos valores al ser multiplicados por la energía consumida en el año 2019 por periodo y tarifa de acceso, extraída de la liquidación de la CNMC, dan como resultado:

Ingresos por ATR 2019 (k€)						
Peaje	Ingresos por ATR 2019 (k€)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Baja Tensión</b>						
<b>BT</b>	<b>3.079.858</b>	<b>320.462</b>	<b>41.273</b>			
2.0 A	1.869.607					
2.0 DHA	711.774	29.747				
2.0 DHS	1.736	66	22			
2.1 A	229.555					
2.1 DHA	128.332	32.558				
2.1 DHS	447	89	33			
3.0 A	138.407	258.001	41.217			
<b>Alta Tensión</b>						
<b>AT</b>	<b>232.837</b>	<b>264.431</b>	<b>100.755</b>	<b>42.034</b>	<b>38.956</b>	<b>95.756</b>
3.1.A	47.435	82.429	49.242			
6.1 A	133.930	126.717	36.155	28.676	26.289	58.639
6.2	28.212	28.928	7.879	6.514	6.111	15.733
6.3	11.316	11.597	3.269	2.699	2.549	7.313
6.4	11.944	14.760	4.210	4.145	4.008	14.070
<b>Total BT + AT</b>	<b>3.312.695</b>	<b>584.893</b>	<b>142.027</b>	<b>42.034</b>	<b>38.956</b>	<b>95.756</b>

Tabla 52. Ingresos por ATR de potencia por tarifa de acceso año 2019

Fuente: elaboración propia

Se observa con los ingresos por ATR de energía en el año 2019 corresponden a 4.216.360 k€.

En ese orden de ideas, el siguiente paso es multiplicar el ATR propuesto por el Gobierno para junio de 2021 por los valores de energía por periodo y tarifa calculados en los escenarios estudiados anteriormente. El ATR (peaje + cargos) es:

Precios ATR 2021 (€/kWh)						
Peaje	Precios ATR 2021 (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Baja Tensión</b>						
<b>BT</b>						
2.0 TD	0,133118	0,041772	0,006001			
3.0 TD	0,077436	0,059310	0,032102	0,017413	0,007897	0,005056
<b>Alta Tensión</b>						
<b>AT</b>						
6.1 TD	0,050891	0,039222	0,021931	0,012193	0,004437	0,002892
6.2 TD	0,025404	0,019571	0,010941	0,006151	0,002108	0,001383
6.3 TD	0,021974	0,017208	0,009868	0,004756	0,001845	0,001250
6.4 TD	0,013458	0,010452	0,005904	0,003933	0,000775	0,000550

Tabla 53. ATR de energía por tarifa de acceso en 2021  
Fuente: elaboración propia

El resultado de aplicar este ATR a la energía consumida en cada escenario es el siguiente:

#### A. Escenario Base

2021 ESCENARIO BASE						
Ingresos por ATR 2021 (k€)						
Peaje	Ingresos por ATR 2021 (k€)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Baja Tensión</b>						
<b>BT</b>	<b>3.053.085</b>	<b>1.072.355</b>	<b>347.180</b>	<b>80.693</b>	<b>14.248</b>	<b>89.862</b>
2.0 TD	2.754.557	804.793	214.218			
3.0 TD	298.528	267.562	132.962	80.693	14.248	89.862
<b>Alta Tensión</b>						
<b>AT</b>	<b>386.003</b>	<b>374.759</b>	<b>200.969</b>	<b>127.837</b>	<b>19.477</b>	<b>148.695</b>
6.1 TD	292.814	279.233	150.375	94.640	15.147	117.238
6.2 TD	49.153	49.540	25.896	16.641	2.433	17.516
6.3 TD	18.975	19.745	10.794	5.938	984	7.173
6.4 TD	25.061	26.242	13.904	10.618	914	6.767
<b>Total BT + AT</b>	<b>3.439.088</b>	<b>1.447.115</b>	<b>548.149</b>	<b>208.530</b>	<b>33.726</b>	<b>238.557</b>

Tabla 54. Ingresos por ATR de energía por tarifa de acceso en 2021 (Escenario base)  
Fuente: elaboración propia

Para el escenario base, los ingresos por ATR de energía se estiman en 5.915.464 k€, valor superior a los ingresos con los peajes antiguos. Esta diferencia supone un incremento de 1.699.104 k€, que compensa casi en su totalidad déficit que generan las nuevas tarifas en el término de potencia, con lo que se concluye que respecto al año 2019 no hay una variación significativa en los ingresos aportados por los consumidores al implementar los nuevos peajes.

## B. Escenario 1: variación de la curva de carga.

2021 ESCENARIO 1						
Ingresos por ATR 2021 (k€)						
Peaje	Ingresos por ATR 2021 (k€)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Baja Tensión</b>						
<b>BT</b>	<b>2.747.777</b>	<b>1.045.599</b>	<b>346.301</b>	<b>72.624</b>	<b>14.248</b>	<b>98.530</b>
2.0 TD	2.479.102	804.793	226.636			
3.0 TD	268.675	240.806	119.665	72.624	14.248	98.530
<b>Alta Tensión</b>						
<b>AT</b>	<b>369.987</b>	<b>359.004</b>	<b>192.631</b>	<b>122.387</b>	<b>19.477</b>	<b>152.852</b>
6.1 TD	286.117	273.030	147.096	92.510	15.147	119.013
6.2 TD	44.238	44.586	23.306	14.977	2.433	18.836
6.3 TD	17.077	17.771	9.715	5.344	984	7.717
6.4 TD	22.555	23.618	12.514	9.557	914	7.286
<b>Total BT + AT</b>	<b>3.117.763</b>	<b>1.404.603</b>	<b>538.932</b>	<b>195.011</b>	<b>33.726</b>	<b>251.382</b>

Tabla 55. Ingresos por ATR de energía por tarifa de acceso en 2021 (Escenario 1)

Fuente: elaboración propia

Dado un escenario de variación en la curva de carga donde los usuarios opten por consumir más energía en las horas más baratas, se prevén menores ingresos de ATR de energía respecto al escenario base. Los ingresos en 2021 corresponden a 5.541.416 k€, lo cual a pesar de ser superior al recaudo en 2019 por ATR de energía, no es suficiente para dejar al sistema en equilibrio financiero ya que no cubre el déficit en el ATR de potencia.

## C. Escenario 2: aumento de autoconsumo en los hogares.

2021 ESCENARIO 2						
Ingresos por ATR 2021 (k€)						
Peaje	Ingresos por ATR 2021 (k€)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Baja Tensión</b>						
<b>BT</b>	<b>2.970.705</b>	<b>1.042.932</b>	<b>337.517</b>	<b>75.834</b>	<b>13.443</b>	<b>87.654</b>
2.0 TD	2.686.515	785.909	211.597			
3.0 TD	284.190	257.023	125.920	75.834	13.443	87.654
<b>Alta Tensión</b>						
<b>AT</b>	<b>380.987</b>	<b>376.562</b>	<b>198.553</b>	<b>125.040</b>	<b>18.091</b>	<b>137.917</b>
6.1 TD	299.062	289.428	153.819	95.984	14.242	107.850
6.2 TD	44.449	46.062	23.496	14.924	2.218	16.912
6.3 TD	14.906	16.688	8.629	4.610	796	6.627
6.4 TD	22.569	24.385	12.609	9.521	835	6.527
<b>Total BT + AT</b>	<b>3.351.692</b>	<b>1.419.494</b>	<b>536.069</b>	<b>200.874</b>	<b>31.534</b>	<b>225.571</b>

Tabla 56. Ingresos por ATR de energía por tarifa de acceso en 2021 (Escenario 2)

Fuente: elaboración propia

Sin necesidad de entrar en el detalle, cuando aumenta el autoconsumo se espera que disminuyan los ingresos del sistema en el término de energía aportado por los consumidores, ya que demandarán menos energía de la red. Esta hipótesis se comprueba en el estudio realizado pues los ingresos por ATR de energía respecto al escenario base son menores en 150.000 k€ aproximadamente, dejando al sistema en una situación deficitaria.

#### D. Escenario 3: aumento de la demanda del vehículo eléctrico

2021 ESCENARIO 3						
Ingresos por ATR 2021 (k€)						
Peaje	Ingresos por ATR 2021 (k€)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Baja Tensión</b>						
<b>BT</b>	<b>3.053.085</b>	<b>1.072.355</b>	<b>388.313</b>	<b>80.693</b>	<b>14.248</b>	<b>124.518</b>
2.0 TD	2.754.557	804.793	255.352			
3.0 TD	298.528	267.562	132.962	80.693	14.248	124.518
<b>Alta Tensión</b>						
<b>AT</b>	<b>411.096</b>	<b>398.894</b>	<b>214.034</b>	<b>135.985</b>	<b>19.477</b>	<b>203.297</b>
6.1 TD	317.907	303.367	163.440	102.789	15.147	150.023
6.2 TD	49.153	49.540	25.896	16.641	2.433	26.996
6.3 TD	18.975	19.745	10.794	5.938	984	15.741
6.4 TD	25.061	26.242	13.904	10.618	914	10.537
<b>Total BT + AT</b>	<b>3.464.181</b>	<b>1.471.249</b>	<b>602.347</b>	<b>216.679</b>	<b>33.726</b>	<b>327.816</b>

Tabla 57. Ingresos por ATR de energía por tarifa de acceso en 2021 (Escenario 3)

Fuente: elaboración propia

El caso contrario se presenta cuando se demanda más energía de la red: se esperan ingresos mayores por término de energía. Se comprueba esta hipótesis al analizar lo que sucedería ante el aumento de la demanda del vehículo eléctrico, pues los ingresos por ATR de energía están dados por 6.115.997 k€, lo cual es mayor que el escenario base y en ese sentido positivo para el sistema ya que permitiría cubrir el déficit generado por el ATR de potencia.

#### E. Escenario 4: simultaneidad de los tres casos anteriores

2021 ESCENARIO 4						
Ingresos por ATR 2021 (k€)						
Peaje	Ingresos por ATR 2021 (k€)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Baja Tensión</b>						
<b>BT</b>	<b>2.673.635</b>	<b>1.017.230</b>	<b>378.169</b>	<b>68.251</b>	<b>13.443</b>	<b>130.542</b>
2.0 TD	2.417.864	785.909	264.841			
3.0 TD	255.771	231.320	113.328	68.251	13.443	130.542
<b>Alta Tensión</b>						
<b>AT</b>	<b>426.730</b>	<b>323.564</b>	<b>196.939</b>	<b>56.134</b>	<b>236.733</b>	<b>72.633</b>
6.1 TD	325.482	252.105	151.574	44.651	159.568	66.496
6.2 TD	53.811	37.825	23.892	5.824	40.227	3.523
6.3 TD	19.178	13.543	8.609	1.846	22.428	1.254
6.4 TD	28.258	20.090	12.863	3.812	14.509	1.361
<b>Total BT + AT</b>	<b>3.100.365</b>	<b>1.340.793</b>	<b>575.108</b>	<b>124.384</b>	<b>250.176</b>	<b>203.175</b>

Tabla 58. Ingresos por ATR de energía por tarifa de acceso en 2021 (Escenario 4)

Fuente: elaboración propia

Finalmente, si se estudia un escenario donde se mezclen todas las situaciones anteriormente mencionadas se determina que los ingresos del sistema por ATR de energía serían de 5.594.001

k€, lo cual es mayor que lo recaudado por término de energía en al año 2019 pero es insuficiente para cubrir el déficit generado por el ATR de potencia recaudado en 2021 respecto a 2019.

En términos generales se estaría ad- portas de regresar al déficit en el sistema eléctrico si no se toman medidas para paliarlo. Se debe tener en cuenta lo comentado en la etapa introductoria sobre el alto costo de la generación de la energía hoy en día, lo cual genera una presión social para que se tomen medidas en la disminución del kWh. Si a esta situación se suma la materialización de las hipótesis planteadas en los distintos escenarios estudiados, el riesgo de regresar el déficit eléctrico es inminente.

### **Hallazgos generales**

Para cada escenario de estudio los resultados globales obtenidos en el TFM han sido los siguientes:

	Ingresos ATR de potencia miles €	Ingresos ATR de energía miles €	TOTAL ATR miles €	Diferencia respecto a 2019
<b>2019</b>	8.888.900	4.216.360	13.105.260	N/A
<b>2021 Escenario base</b>	7.178.908	5.915.164	13.094.072	-11.188
<b>2021 Escenario 1</b>	7.178.908	5.541.416	12.720.324	-384.936
<b>2022 Escenario 2</b>	7.178.908	5.765.233	12.944.141	-161.119
<b>2023 Escenario 3</b>	7.178.908	6.115.997	13.294.905	189.645
<b>2024 Escenario 4</b>	7.178.908	5.594.001	12.772.909	-332.351

Tabla 59. Ingresos de ATR calculados en el TFM  
Fuente: elaboración propia

Se ha analizado lo que sucedería con los ingresos por peajes de acceso tras la incursión de las nuevas tarifas. Se observa que en todos los casos los ingresos por este concepto disminuirán, premisa confirmada en la Liquidación 14/2021 de la CNMC. El único caso donde no existe déficit es en el Escenario 3, ya que el despliegue del vehículo eléctrico representa un aumento de la demanda de energía y con ello mayores ingresos para el sistema. Sin embargo, se evidencia en la Liquidación 14/2021 que la demanda en 2021 ha disminuido respecto al año 2019: 230.815 GWh frente a 241.390 GWh, con lo cual se confirma que el ingreso por peajes de acceso no aumenta sino que disminuye con las nuevas tarifas.

El desvío que se observa en los ingresos de ATR calculados en el TFM respecto a los datos del informe de la CNMC vienen dados porque la demanda proyectada para el año 2021 fue la misma que la de 2019, sin embargo la demanda de energía eléctrica ha sido menor y por lo tanto los recaudos por ATR son menores que los hallados en el desarrollo del TFM. Otra de las posibles razones de los ligeros desvíos en los ingresos calculados en el TFM y los resultados de la Liquidación 14 de la CMMC, puede ser que los usuarios hayan optimizado sus potencias contratadas en los nuevos periodos; el TFM ha proyectado las potencias del año 2021 teniendo en cuenta la asignación automática de potencias en cada periodo de acuerdo a la normativa vigente. Una última razón es que los nuevos peajes se han aplicado al año 2021 en su totalidad, pero como sabemos la entrada en vigor data del 1 de junio de 2021.

La gran conclusión de este TFM es que los ingresos por ATR de potencia tras la entrada en vigor de las nuevas tarifas es menor. Esto supondría un regreso al déficit si los demás términos de la ecuación costes/ingresos se mantuvieran estables. Sin embargo este no ha sido el caso y se ha salvado la estabilidad financiera del sistema ya que los costes disminuyeron (destaca la retribución del RECORE) y otros ingresos, específicamente los ingresos por derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, aumentaron en gran medida cubriendo el descenso en los ingresos por peajes de acceso.

## 5. Análisis del Déficit año 2021

La Liquidación 14 de la CNMC recoge el análisis anual de los costes e ingresos del sistema eléctrico. El Cuadro 1 de la Liquidación 14 describe para cada ejercicio fiscal los ingresos y costes del sistema eléctrico y la diferencia entre ambos, es decir el déficit o superávit que haya existido en el año de estudio.

Esta información será la base para el estudio a desarrollar en el presente capítulo, ya que el objetivo es analizar cómo se ha comportado financieramente el sistema y si al final del ejercicio ha existido déficit o superávit y cuáles han sido las posibles razones de este resultado.

Como hemos visto, en el año 2019 el sistema eléctrico español se encontraba en situación de déficit. La liquidación 14/2019 establece los siguientes costes e ingresos del sistema:

2019	
INGRESOS	k€
A. Ingresos Peajes de Acceso	13.604.474
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los consumidores finales de electricidad	13.459.399
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los productores de energía eléctrica	129.241
Ingresos por el Artículo 17 del Real Decreto 216/2014	15.834
B. Otros Ingresos Regulados	673.470
Regularización ejercicios anteriores a 2019	-36.149
Ingresos pagos por capacidad	657.671
Ingresos sistema de interrumpibilidad	12.070
Ingresos por imputación pérdidas	39.883
Ingresos por Intereses	-5
C. Ingresos Externos a Peajes	2.207.690
Ingresos Ley Medidas Fiscales	1.606.429
Ingresos por CO2	557.963
Compensación eliminación peaje 6.1 B	43.298
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>16.485.634</b>
COSTES	k€
F. Costes no afectados por el coeficiente de cobertura	2.715.507
Tasa de la CNMC (Sector eléctrico) (0,150%)	20.056
2º parte del ciclo de combustible nuclear (0,001%)	134
Pagos de anualidades déficit de actividades reguladas	2.696.172
Correcciones de medidas	-854
G. Costes afectados por el coeficiente de cobertura	14.972.191
Transporte	1.709.998
Distribución y Gestión Comercial	5.180.641
Retribución específica RECORE sistema peninsular	7.266.225
Retribución adicional y específica sistemas no peninsulares	647.492
Sistema de Interrumpibilidad	8.829
Coste Pagos por Capacidad	158.996
<b>TOTAL COSTES</b>	<b>17.687.688</b>
<b>OTROS COSTES O INGRESOS LIQUIDABLES</b>	<b>0</b>
<b>INGRESOS - COSTES</b>	<b>-1.202.054</b>

Tabla 60. Ingresos y costes del sistema eléctrico año 2019

Fuente: Liquidación 14/2019 CNMC

Se observa claramente que los ingresos regulados no fueron suficientes para cubrir los costes y por lo tanto se generó una situación de déficit.

En contra de los pronósticos, el ejercicio fiscal 2021 cierra con un balance de superávit. Con la entrada en vigor de los nuevos peajes se esperaba un menor recaudo en términos de ingresos regulados por ATR (peajes + cargos, pues estos valores fueron los modificados por el Gobierno); esta premisa es confirmada por la CNMC en la Liquidación provisional 14/2021, pues se observa una disminución de los ingresos por peajes de acceso de aproximadamente un 15% respecto al año 2019.

2021	
<b>INGRESOS</b>	
	<b>k€</b>
<b>A. Ingresos Peajes de Acceso</b>	<b>11.565.964</b>
Ingresos por peajes de transporte y distribución	4.258.901
Ingresos por cargos	1.878.020
Ingresos por peajes anteriores a Circular 3/2020 y Real Decreto 148/2021	5.421.845
Ingresos por el Artículo 17 del Real Decreto 216/2014	7.199
<b>B. Otros Ingresos Regulados</b>	<b>536.463</b>
Regularización ejercicios anteriores a 2021	140.129
Ingresos pagos por capacidad	316.102
Ingresos sistema de interrumpibilidad	0
Ingresos por imputación pérdidas	80.825
Ingresos por Intereses	-1.837
OS Diferencia Recaudación-Retrribución	1.245
<b>C. Ingresos Externos a Peajes</b>	<b>3.461.405</b>
Ingresos Ley Medidas Fiscales	1.217.080
Ingresos por CO2	1.924.119
Compensación eliminación peaje 6.1 B	16.401
Ingresos por Art. 42 RDL 11/2020	172.000
Ingresos Minoración Retribución Actividad Producción	131.806
<b>D. Pagos Liquidación Provisional Grupos B y C</b>	<b>-441</b>
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>15.563.391</b>
<b>COSTES</b>	
	<b>k€</b>
<b>F. Costes no afectados por el coeficiente de cobertura</b>	<b>2.387.558</b>
Tasa de la CNMC (Sector eléctrico) (0,150%)	17.150
2º parte del ciclo de combustible nuclear (0,001%)	114
Pagos de anualidades déficit de actividades reguladas	2.371.828
Correcciones de medidas	-1.534
<b>G. Costes afectados por el coeficiente de cobertura</b>	<b>13.059.637</b>
Transporte	1.709.998
Distribución y Gestión Comercial	5.230.881
Retribución específica RECORE sistema peninsular	5.831.486
Retribución adicional y específica sistemas no peninsulares	179.201
Sistema de Interrumpibilidad	8.761
Coste Pagos por Capacidad	99.309
<b>TOTAL COSTES</b>	<b>15.447.194</b>
<b>OTROS COSTES O INGRESOS LIQUIDABLES</b>	<b>115.624</b>
<b>INGRESOS - COSTES</b>	<b>231.820</b>

Tabla 61. Ingresos y costes del sistema eléctrico año 2021  
Fuente: Liquidación provisional 14/2021 CNMC

A pesar de que los ingresos por peajes han sido menores que el año 2019, siendo estos el término de ingresos más significativo dentro de la balanza, el año 2021 cierra con superávit por dos razones principales: primero, los costes del sistema también disminuido (en gran parte por las menores retribuciones al régimen de primas renovables RECORE) y segundo, los ingresos por derechos de emisiones de CO2 se ha cuadruplicado respecto al año 2019.

Se puede decir que los ingresos por derechos de emisiones de CO2 han sido un salvavidas para la estabilidad financiera del sistema y al parecer pueden seguir siéndolo pues la oferta de estos derechos es cada vez menor y si las empresas no invierten en tecnologías para reducir sus emisiones, seguirán comprando estos derechos al precio que marque el mercado. Sin embargo, esto arrastra el bolsillo del consumidor ya que los altos precios de la generación de energía son trasladados a los usuarios, y con ello se sigue cerrando el círculo vicioso en el mercado eléctrico pues ante la presión mediática las instituciones se ven obligadas a reducir los cobros regulados (como la medida tomada en diciembre de 2021 de disminuir en un 96% los cargos, disminuir el IVA y el impuesto eléctrico de 5.11% a 05%, entre otras) y con ello los ingresos del sistema disminuyen.

El tema del déficit es de fondo y no de forma. Se cierra el ejercicio fiscal 2021 con superávit, pero el endeudamiento no estará saldado antes de 2028 y las especulaciones para el 2022 siguen a la orden del día.

## 6. Conclusiones

Entre los años 2000 y 2013 los ingresos regulados del sistema eléctrico no fueron suficientes para cubrir los costes del mismo, generando déficit en cada ejercicio fiscal y un endeudamiento de poco más de 28.000 M€. Gracias a la entrada en vigor de la Ley 24/13 del Sector Eléctrico se pudo dar el vuelco a esta situación y desde al año 2014 el sector el sector se encuentra en equilibrio financiero que ha generado superávits. Sin embargo, hay que tener en cuenta que el sistema eléctrico español tiene una deuda acumulada que tardará en pagar hasta 2028 según las previsiones actuales.

La situación de desequilibrio que llevó al endeudamiento del sistema eléctrico se debe a decisiones regulatorias que se tomaron en el pasado que causaron que los ingresos no fueran suficientes para cubrir los costes de la actividad. Es por esto que se estima conveniente que las nuevas políticas energéticas y la regulación asociada apunten a evitar nuevamente esta situación. Las Instituciones Públicas deben garantizar por medio de la regulación que se mantenga el equilibrio financiero del sistema y en esta búsqueda se ha implementado en junio de 2021 una nueva metodología para calcular los peajes de acceso cambiando las tarifas. A este escenario se ha sumado el encarecimiento mundial del precio de la energía, por lo tanto los usuarios han evidenciado encarecimiento de su factura de luz y el sistema eléctrico se ha visto amenazado nuevamente por el déficit sumado a la tensión social entorno a este tema.

En el contexto de encarecimiento de los precios de la energía hay mucha desinformación debido al desconocimiento del funcionamiento a nivel financiero y operativo del sistema eléctrico y esto ha generado gran sensibilidad social a la hora de emitir juicios sobre el efecto de las nuevas tarifas sobre la factura de la luz, sin tener en cuenta que gran parte del encarecimiento de la misma se debe a los altos precios de la energía en el mercado mayorista.

En este contexto es importante destacar que las decisiones de los Gobiernos sobre política energética afectan directamente a los consumidores ya que es un mercado milimétricamente regulado; por ello las tensiones políticas con países proveedores de hidrocarburos y la situación mundial provocada por la invasión de Ucrania ha tenido alta influencia en el encarecimiento del precio de la energía.

Hay posibilidad de reducir los cargos con la entrada en vigor del Fondo de Sostenibilidad del Sistema Eléctrico, considerado un salvavidas para el Gobierno ante la explicada situación de aumento de los precios de la energía en el mercado mayorista que, aunque se espera mejores a largo plazo, en el corto a mediano plazo apuntan al alza. El FNSSE se presenta como una figura para estabilizar las finanzas del sistema que en los últimos años se ha visto nuevamente afectado por déficit debido a la caída de los ingresos. Déficit que ha sido compensando con los superávits acumulados de años anteriores y que debido a esto ya se encuentra casi agotado. Así mismo se espera una disminución de costes debido a la finalización de la deuda en 2028, lo cual junto con la creación del FNSSE serían claves para la reducción de los cargos y con ello trasladar un respiro económico a los usuarios, sin embargo esto solo sería posible mientras el sistema se encuentre en equilibrio financiero.

Con la experiencia aprendida en ejercicios fiscales anteriores se espera palear amenaza de regreso al déficit eléctrico y la tensión actual sobre el encarecimiento del precio de la luz.

# Índice de figuras

Figura 1. Evolución de la demanda .....	5
Figura 2. Déficits y superávits en el periodo 2000 – 2019 (M€).....	5
Figura 3. Evolución histórica y previsión a futuro de la deuda del sistema eléctrico .....	6
Figura 4. Periodos punta y vale término de potencia tarifas TD.....	11
Figura 5. Periodos punta, llano y vale término de energía tarifas TD.....	12
Figura 6. Periodos horarios del término de energía tarifas TD .....	13

# Índice de tablas

Tabla 1. Nuevos segmentos Tarifarios .....	11
Tabla 2. Diferencia entre tarifas 2.X y 2.0 TD .....	13
Tabla 3. Diferencia entre tarifa 3.0 A y 3.0 TD .....	13
Tabla 4. Diferencia entre tarifas 3.1 A, 6.1 A y 6.1 TD .....	14
Tabla 5. Potencias contratadas por tarifa de acceso en 2019 .....	15
Tabla 6. ATR de potencia por tarifa de acceso en 2019 .....	16
Tabla 7. Ingresos por ATR de potencia por tarifa de acceso año 2019 .....	16
Tabla 8. Potencia contratada por tarifa de acceso en 2021.....	17
Tabla 9. ATR de potencia por tarifa de acceso en 2021 .....	17
Tabla 10. Ingresos por ATR de potencia por tarifa de acceso en 2021 .....	18
Tabla 11. Energía consumida por tarifa de acceso en 2019.....	18
Tabla 12. Consumo en cada hora del año 2019 tarifas 2.X.....	19
Tabla 13. Consumo perfilado en cada hora del año 2019 tarifa 2.X DHS .....	20
Tabla 14. Consumo por periodo tarifario 2.X DHA año 2019 ESIOS .....	20
Tabla 15. Consumo por periodo tarifario 2.X DHA año 2019 CNMC .....	21
Tabla 16. Consumo perfilado en cada hora del año 2019 tarifa 2.X DHA.....	21
Tabla 17. Consumo por periodo tarifario 2.X DHS año 2019 ESIOS.....	21
Tabla 18. Consumo por periodo tarifario 2.X DHS año 2019 CNMC.....	22
Tabla 19. Consumo perfilado en cada hora del año 2019 tarifa 2.X DHS .....	22
Tabla 20. Periodos horarios de la tarifa 2.0 TD .....	22
Tabla 21. Consumo por periodo tarifario 2.0 TD.....	23
Tabla 22. Consumo por periodo tarifario 3.0 A año 2019 ESIOS .....	23
Tabla 23. Consumo por periodo tarifario 3.0 A año 2019 CNMC .....	23
Tabla 24. Consumo perfilado en cada hora del año 2019 tarifa 2.X DHS .....	24
Tabla 25. Periodos horarios de la tarifa 3.0 TD .....	24
Tabla 26. Consumo por periodo tarifario 3.0 TD.....	24
Tabla 27. Consumo por periodo tarifario 3.1 A año 2019 ESIOS .....	25
Tabla 28. Consumo por periodo tarifario 3.1 A año 2019 CNMC .....	25
Tabla 29. Consumo perfilado en cada hora del año 2019 tarifa 3.1 A.....	25
Tabla 30. Periodos horarios de la tarifa 6.1 TD .....	25
Tabla 31. Consumo por periodo tarifario 6.1 TD – Parte I .....	26
Tabla 32. Consumo por periodo tarifario 6.1 A año 2019 ESIOS .....	26

Tabla 33. Consumo por periodo tarifario 6.1 A año 2019 CNMC .....	26
Tabla 34. Consumo perfilado en cada hora del año 2019 tarifa 3.1 A.....	27
Tabla 35. Consumo por periodo tarifario 6.1 TD – Parte II .....	27
Tabla 36. Consumo por periodo tarifario 6.2 TD.....	27
Tabla 37. Consumo por periodo tarifario 6.3 TD.....	28
Tabla 38. Consumo por periodo tarifario 6.4 TD.....	28
Tabla 39. Energía consumida por tarifa y periodo año 2021 Escenario base .....	28
Tabla 40. Energía consumida por tarifa y periodo año 2021 2.0 TD Escenario 1 .....	29
Tabla 41. Energía consumida por tarifa y periodo año 2021 3.0 TD, 6.1 TD, 6.2 TD, 6.3 TD y 6.4 TD .....	30
Tabla 42. Análisis escenario 2: aumento de autoconsumo en los hogares .....	31
Tabla 43. Energía consumida por periodo tarifa 2.0 TD ante un aumento de autoconsumo en los hogares .....	31
Tabla 44. Energía consumida por tarifa y periodo año 2021 Escenario 2.....	32
Tabla 45. Análisis escenario 3: aumento de autoconsumo en los hogares .....	33
Tabla 46. Energía consumida por periodo tarifa 2.0 TD ante un aumento del vehículo eléctrico .....	33
Tabla 47. Energía consumida por tarifa y periodo año 2021 Escenario 3.....	34
Tabla 48. Energía consumida por periodo tras la combinación de los escenarios 2 y 3 tarifa 2.0 TD .....	34
Tabla 49. Energía consumida por periodo tarifa 2.0 TD tras la combinación de todos los escenarios.....	35
Tabla 50. Energía consumida por tarifa y periodo año 2021 Escenario 4.....	35
Tabla 51. ATR de energía por tarifa de acceso en 2019.....	36
Tabla 52. Ingresos por ATR de potencia por tarifa de acceso año 2019.....	36
Tabla 53. ATR de energía por tarifa de acceso en 2021.....	37
Tabla 54. Ingresos por ATR de energía por tarifa de acceso en 2021 (Escenario base).....	37
Tabla 55. Ingresos por ATR de energía por tarifa de acceso en 2021 (Escenario 1) .....	38
Tabla 56. Ingresos por ATR de energía por tarifa de acceso en 2021 (Escenario 2) .....	38
Tabla 57. Ingresos por ATR de energía por tarifa de acceso en 2021 (Escenario 3) .....	39
Tabla 58. Ingresos por ATR de energía por tarifa de acceso en 2021 (Escenario 4) .....	39
Tabla 59. Ingresos de ATR calculados en el TFM.....	40
Tabla 60. Ingresos y costes del sistema eléctrico año 2019.....	41
Tabla 61. Ingresos y costes del sistema eléctrico año 2021.....	42

# Bibliografía

- [1] Ismael Bahillo Santoyo, *El equilibrio financiero de los sectores eléctrico y gasista*, Noviembre 2019.
- [2] Diego Rodríguez Rodríguez, *Sobre los costes, los precios y el mercado de la electricidad*, Septiembre 2021.
- [3] Diego Rodríguez Rodríguez, *¿De vuelta al déficit eléctrico?*, Enero 2022.
- [4] Diego Rodríguez Rodríguez, *Una nota sobre el equilibrio financiero del sistema eléctrico*, Marzo 2018.
- [5] Joaquín Giráldez, *Déficit de tarifa I – Visión de 2013*, Agosto 2018.
- [6] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (s.f.). *La nueva factura de la luz*. <https://www.cnmc.es/la-nueva-factura-de-la-luz>
- [7] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, *Liquidación 14/2019*, Abril 2020.
- [8] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, *Liquidación 14/2021*, Abril 2022.
- [9] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Acuerdo por el que se emite informe sobre el estado actual de la deuda del sistema eléctrico, Enero 2022.