

Trabajo Fin de Máster

Máster en Ingeniería Industrial

Estimación de Consumo para Puntos de Suministro Telemedidos. Metodología y Evaluación.

Autor: Gabriel Flores Andújar

Tutor: Jesús Manuel Riquelme Santos

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

Sevilla, 2020



Trabajo Fin de Máster
Máster en Ingeniería Industrial

Estimación de Consumo para Puntos de Suministro Telemedidos. Metodología y Evaluación.

Autor:

Gabriel Flores Andújar

Tutor:

Jesús Manuel Riquelme Santos

Catedrático de Universidad

Dpto. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2020

Trabajo Fin de Máster: Estimación de Consumo para Puntos de Suministro Telemedidos. Metodología y Evaluación.

Autor: Gabriel Flores Andújar

Tutor: Jesús Manuel Riquelme Santos

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2020

El Secretario del Tribunal

A mi familia

A mis maestros

Las empresas comercializadoras de electricidad requieren de herramientas fiables a la hora de predecir el consumo de su cartera de clientes. De lo contrario, incurren en desvíos en la compra de energía que pueden traducirse en una penalización económica.

En este trabajo se tratan varios métodos para la estimación de la demanda de una cartera de clientes, así como la evaluación económica de los mismos.

Para ello, se han utilizado:

- Datos de consumo reales de clientes de una comercializadora.
- Datos del SIMEL (Sistema de Información de Medidas Eléctricas).
- Datos de E-SIOS (Sistema de Información del Operador del Sistema).

Abstract

The electrical marketing companies requires reliable tools to predict the consumption of their costumers. Otherwise, they commite deviations on their schedule, what in general means an economic penalty.

Methods for forecasting the consumption of the costumers are addressed in this paper, as well as their economic evaluation.

For this, they've been used:

- Real data from costumers of an electrical marketing Company.
- SIMEL data (Sistema de Información de Medidas Eléctricas).
- E-SIOS data (Sistema de Información del Operador del Sistema).

Índice

Resumen	ix
Abstract	xi
Índice	xiii
Índice de Tablas	xv
Índice de Ilustraciones	xvii
1 Introducción	1
2 Estado del Arte	3
3 Sistema Eléctrico Español	7
4 Mercado Eléctrico Español.....	11
5 Comercialización.....	13
6 Estimación de Energía para Puntos de Suministro Telemididos. Metodología.....	17
6.1 Réplica.....	21
6.2 Perfilados Particulares.....	21
6.3 Regresión Lineal Múltiple.....	23
6.3.1 Fundamentos.....	23
6.3.2 Modelo.....	25
7 Evaluación	29
7.1 En base a curvas	31
7.2 Económica	32
8 Conclusiones.....	37
9 Líneas Futuras.....	39
Referencias	41

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Evolución del número de comercializadoras en últimos años	3
Tabla 2. Tarifas de acceso para BT	13
Tabla 3. Tarifas de acceso para AT	13
Tabla 4. Errores promedio mensuales para cada modelo.	31
Tabla 5. Sobrecostes medio de desvíos para cada método.	33
Tabla 6. Coste mensual obtenido para cada uno de los métodos.	35
Tabla 7. Sobrecoste mensual obtenido para cada uno de los métodos.	35

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Número acumulado de comercializadoras frente a demanda nacional	4
Ilustración 2. Cuota de mercado del año 2018 clasificado según energía negociada	5
Ilustración 3. Cuota de mercado del año 2018 clasificado según porcentaje	5
Ilustración 4. Camino físico de la energía eléctrica	8
Ilustración 5. Camino económico de la energía eléctrica	9
Ilustración 6. Horizonte de cada sesión de mercado eléctrico.	11
Ilustración 7. Periodos de discriminación horaria para tarifas de acceso 2.XA DH	14
Ilustración 8. Periodos de discriminación horaria para tarifas de acceso 2.XA DHS	14
Ilustración 9. Periodos de discriminación horaria para tarifas de acceso 3.0A	14
Ilustración 10. Periodos de discriminación horaria para tarifas de acceso 3.1A	14
Ilustración 11. Periodos de discriminación horaria para tarifas de acceso 6.X.	15
Ilustración 12. Ejemplo sentido de los desvíos a subir.	18
Ilustración 13. Ejemplo sentido de desvíos a bajar.	20
Ilustración 14. Semana ejemplo de la Demanda Nacional.	23
Ilustración 15. Ejemplo de consumos cartera de clientes tipo.	29
Ilustración 16. Diferencia entre cierres publicados por REE.	30
Ilustración 17. Errores promedio mensuales para cada modelo.	32
Ilustración 18. Sobrecostes medio de desvíos para cada método.	34

1 INTRODUCCIÓN

Una comercializadora de electricidad es una empresa que compra electricidad en mercado mayorista para venderla en minorista. La compra se hace un día antes de su consumo, antes de su entrega física.

Para las comercializadoras, la diferencia entre energía comprada en mayorista (energía programada) y energía consumida por los clientes (energía liquidada) se denomina desvío. Generalmente, los desvíos están penalizados económicamente. Por ello, las comercializadoras necesitan herramientas fiables de predicción de demanda.

En este proyecto se propondrán diferentes métodos para realizar las previsiones de demanda de una cartera de clientes de una comercializadora. Posteriormente, se evaluarán dichos métodos desde un punto de vista económico y otro cuantitativo.

La evaluación económica se hará comparando los costes de desvíos de cada método frente al coste del desvío medio del sistema. La evaluación cuantitativa se realizará comparando los valores de consumo obtenidos con los distintos métodos de previsión frente a los valores reales de las curvas de carga.

A este apartado le prosigue una descripción de la situación actual del estado del arte, en el que se ofrecen datos recientes del panorama nacional sobre consumos, empresas comercializadoras en activo y participación de las mismas en el mercado.

Posteriormente, se tratarán las distintas actividades que se realizan en el sistema eléctrico español, desde la generación hasta el consumo de la energía eléctrica. Para hacer posibles estas actividades, se requiere de un sistema físico, con distintos agentes que participan en la operación y mantenimiento de este. Red Eléctrica de España (REE) hace las veces de transportista en España, por lo que el correcto funcionamiento y manutención de la red de transporte es competencia de esta empresa. Además, REE es el Operador del Sistema (TSO) y se encarga de que se cumpla en todo momento el equilibrio entre generación y demanda de la energía.

De la parte económica se encarga el Operador de Mercado (OM) que en el caso de España es OMIE. Este agente se encarga del correcto funcionamiento de las sesiones de mercado, casando las ofertas de compra-venta de energía eléctrica.

Este documento se enfoca desde el punto de vista de la comercialización de la energía y desde el buen hacer de las empresas encargadas de esta actividad. En el Apartado 5 se describen las distintas tarifas de acceso y tipos de clientes que se pueden identificar según el nivel de tensión y la potencia contratada.

Finalmente, el documento concluye con los resultados obtenidos de las evaluaciones de los distintos métodos de estimación de la energía que se proponen para enfocar el problema en unas líneas futuras de trabajo, que vislumbren nuevas formas de abordar el problema con técnicas más novedosas.

2 ESTADO DEL ARTE

En los últimos años, el número de comercializadoras ha ido en aumento en España. Tal es así, que el día 6 de marzo de 2019 se alcanzó la cifra de cuatrocientas (400) en activo. En la siguiente tabla, se recogen las altas y bajas anuales de estas empresas:

Año	Altas	Comercializadoras			Acumulado	Demanda (TWh)
		Bajas	Saldo			
2007	139	0	139	139	278,0	
2008	1	0	1	140	281,1	
2009	4	0	4	144	268,2	
2010	31	1	30	174	275,7	
2011	31	5	26	200	270,0	
2012	18	12	6	206	266,9	
2013	49	23	26	232	260,5	
2014	50	6	44	276	257,7	
2015	56	4	52	328	262,8	
2016	47	38	9	337	264,7	
2017	63	17	46	383	267,9	
2018	37	29	8	391	268,9	
2019	29	20	9	400	263,3	

* 2019 Estimado en base a consumos Enero a Octubre-19

Tabla 1. Evolución del número de comercializadoras en últimos años (Fuentes: [2] y [3])

En la Tabla 1, se puede observar también los datos recogidos para esos años del consumo. Entre los años 2009 y 2015, hay un descenso notorio en la demanda con respecto a años anteriores debido a la crisis económica que sufrió el país.

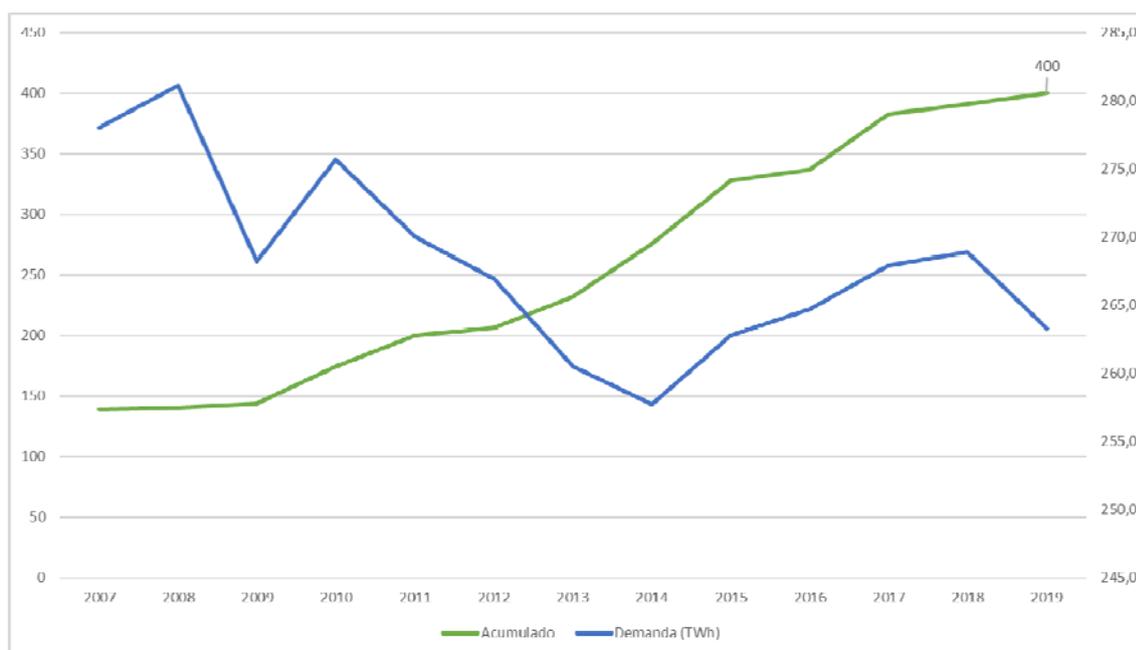


Ilustración 1. Número acumulado de comercializadoras frente a demanda nacional (Fuentes: [2] y [3])

En 2018, participaron en algún momento en el mercado 334 comercializadoras, de las cuales 326 compraron en mercado libre y las 8 restante en regulado. El número restante hasta alcanzar las 400 comercializadoras no participó en el mercado en ese año.

Se liquidaron un total de 264.703,45 GWh de los cuales, 234.126,94 fueron negociados en mercado libre. Es decir, un 88,45% de la energía total negociada fue en el mercado libre, mientras que el 11,55% restante se negoció en el mercado regulado, números muy parecidos al año anterior (en 2017: 88,21% frente a 11,79%).

En las siguientes ilustraciones se muestra el consumo anual de las primeras comercializadoras:

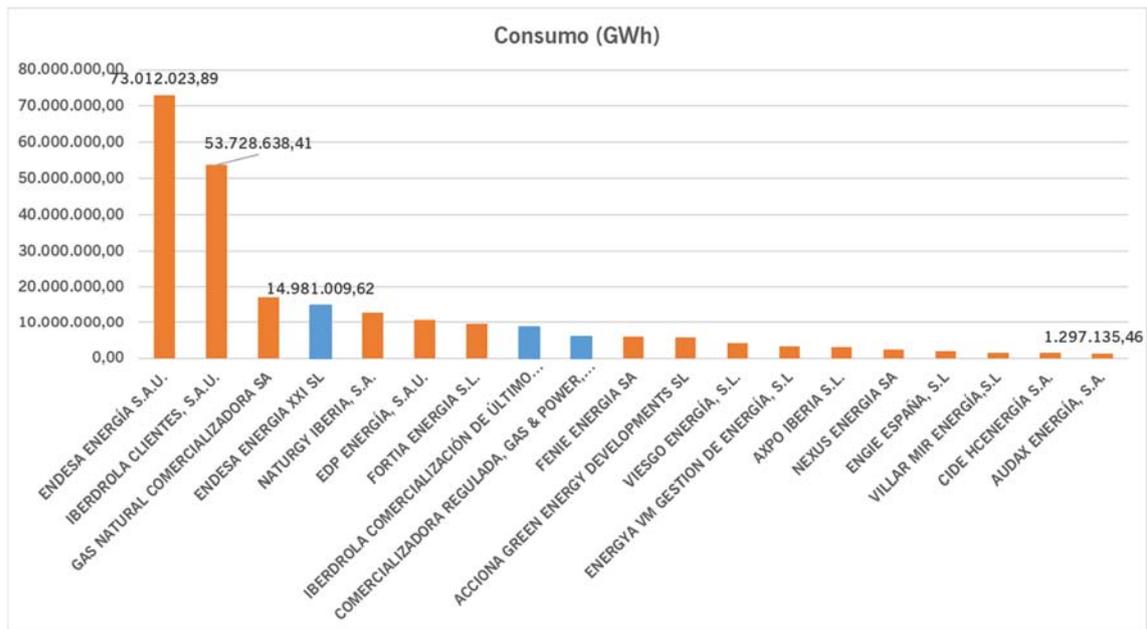


Ilustración 2. Cuota de mercado del año 2018 clasificado según energía negociada.

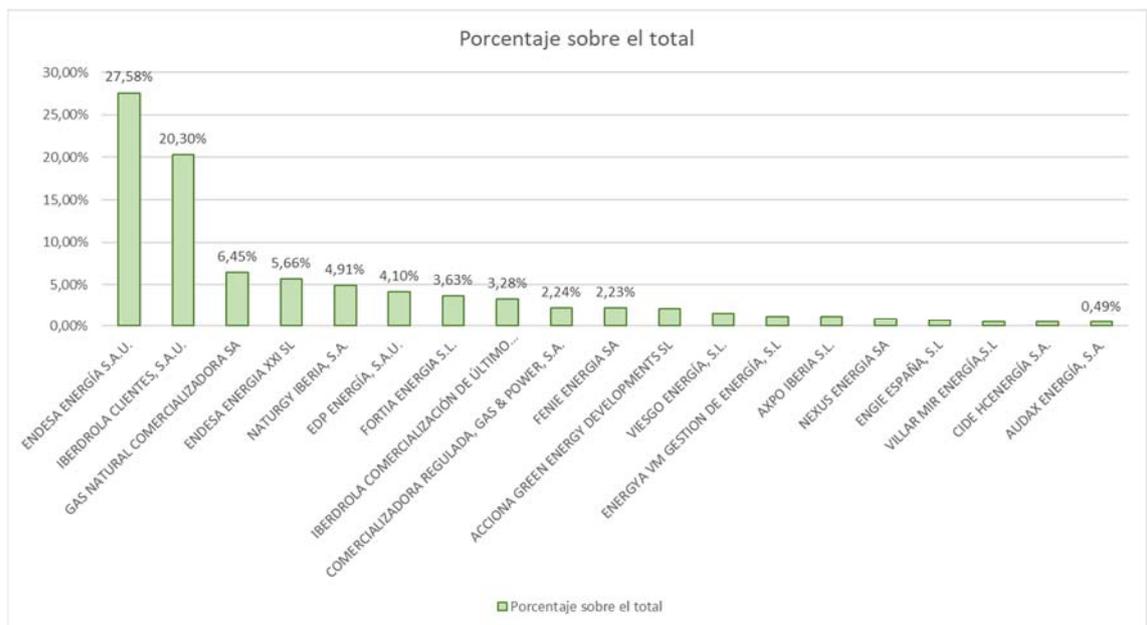


Ilustración 3. Cuota de mercado del año 2018 clasificado según porcentaje sobre el total de la energía negociada.

En ambas ilustraciones se puede observar como el peso de las 10 primeras comercializadoras en España supone prácticamente un 80% de la energía total. El porcentaje de la suma de solo las tres primeras comercializadoras (Endesa Energías S.A.U., Iberdrola Clientes S.A.U., y Gas Natural Comercializadora S.A.) asciende a 54,33%.

El 20% restante del total, se reparte entre más de 300 comercializadoras, lo que supone una competencia intensa a la hora de captar clientes. Esta competencia en el mercado exigirá una mayor agilidad en las operaciones de las comercializadoras, así como una gestión ordenada y profesional de las operaciones diarias.

3 SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

El sistema eléctrico está formado por todos los elementos e infraestructuras que permiten que la energía eléctrica llegue a cualquier punto del territorio nacional. El camino físico a seguir por la energía eléctrica va desde su generación, el posterior transporte (y/o distribución), hasta su consumo:

- **Generación:** se consigue producir energía eléctrica en centrales a partir de la energía disponible en la naturaleza, denominada energía primaria. La energía primaria puede ser de dos tipos: renovable (solar, hidráulica, eólica...) o no renovable (combustibles fósiles, uranio). Existen distintos tipos de centrales que se encargan de transformar la energía primaria en energía eléctrica. En estas centrales, por norma general, se eleva la tensión a la que producen la energía eléctrica para poder verterla a la red de transporte. Si no se eleva la tensión, se vierte en la red de distribución. La generación es una actividad liberalizada.
- **Transporte:** consiste en transportar la energía eléctrica producida por los generadores a alta tensión (en España, 220 kV o 400 kV) mediante líneas de alta tensión y subestaciones eléctricas. La red de transporte es una red que se explota de manera mallada. En España, la gestión y operación de la red de transporte la realiza Red Eléctrica de España (REE).
- **Distribución:** La red de distribución está constituida por líneas de diferentes niveles de tensión e instalaciones que permiten la reducción de los niveles de tensión hasta la operativa por los usuarios. La distribución es realizada por empresas denominadas distribuidoras. Las distribuidoras construyen, operan, gestionan y mantienen la infraestructura mencionada anteriormente con objeto de garantizar la calidad y continuidad de suministro. Estas empresas también se encargan de realizar las lecturas de los equipos de medida que recogen los datos de consumo de los clientes.
- **Consumo:** Una vez generada y transportada, la energía eléctrica queda a disposición del cliente. Dependiendo del nivel de tensión de la entrega física, podemos diferenciar entre consumo doméstico y consumo industrial. El consumo doméstico es aquel que se produce a baja tensión (BT, por debajo de 1kV), mientras que el consumo industrial es aquel para el que sus instalaciones y aparataje requieren mayor nivel de tensión (MT, mayor que 1 kV).

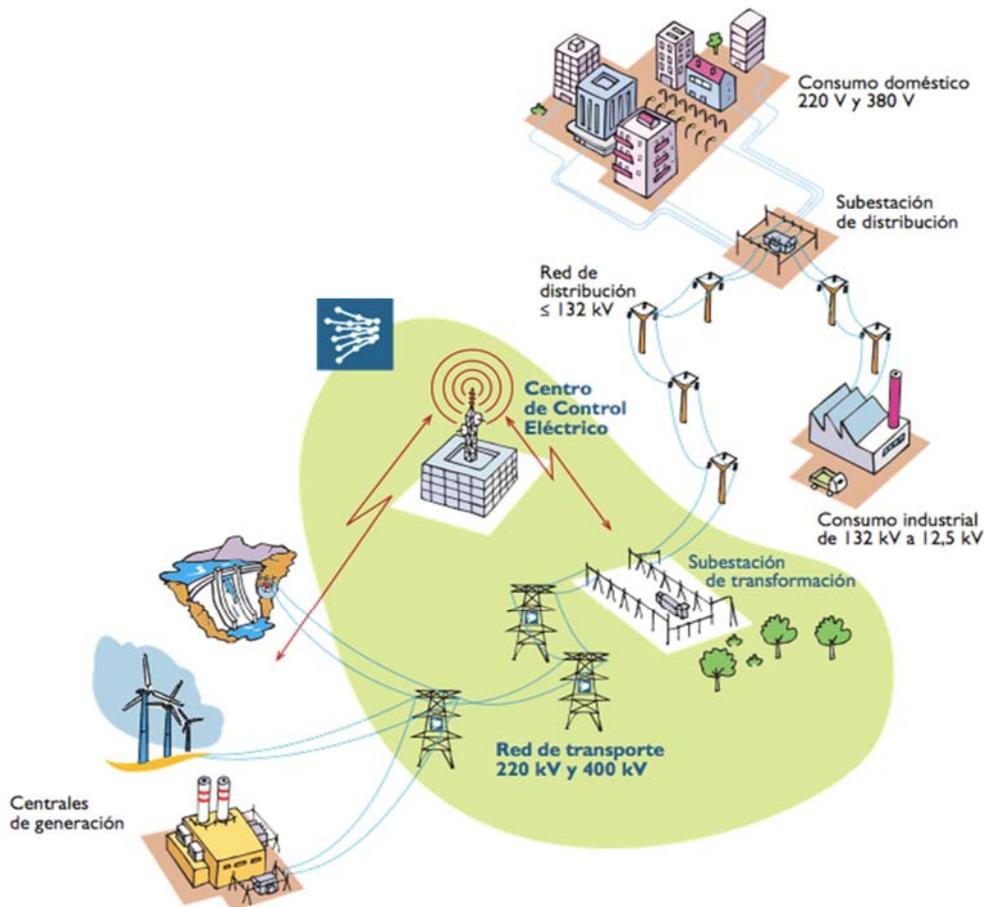


Ilustración 4. Camino físico de la energía eléctrica (Fuente: [4]).

De la operación de parte de este sistema físico se encarga también la empresa Red Eléctrica de España, que hace las veces de operador del sistema (TSO). REE se encarga de garantizar el equilibrio generación-demanda realizar las actividades necesarias para garantizar la continuidad y seguridad en el suministro. También lleva a cabo la coordinación entre el sistema de producción y la red de transporte.

Como la energía eléctrica no puede almacenarse en grandes cantidades, el sistema eléctrico debe funcionar de manera correcta y precisa en todo momento. Para que se cumpla esto, debe existir un equilibrio entre la energía generada y la consumida en tiempo real. REE garantiza ese equilibrio gracias a las previsiones de demanda y a la gestión en tiempo real de los centros de generación y red de transporte eléctrico. En el caso de que no se consiga este equilibrio, REE envía órdenes a las centrales para que cambien su consigna de producción, ya sea aumentando o disminuyendo su programa de generación.

Esto lo hace el operador del sistema eléctrico español mediante la gestión de los mercados de los servicios de ajuste, objeto del siguiente apartado.

Todos los servicios prestados por los diferentes agentes que participan en el camino físico de la energía, llevan asociados unos costes. Con lo que se puede identificar otro camino de la energía, el económico en este caso. No es un camino físico, sino monetario.

El camino económico que sigue la operación de este sistema es el siguiente:

- El consumidor adquiere el suministro eléctrico gracias a los contratos que ofrecen las comercializadoras.
- Las comercializadoras a su vez, pagan los peajes de acceso de red al transportista y distribuidora pertinente.
- La comercializadora puede adquirir la energía de dos maneras: mediante ofertas en el pool, mediante contratos bilaterales de energía.
En estos contratos se pacta una cantidad de energía con un agente generador sin tener que acudir a mercado.
- El agente generador recibe la remuneración de sus actividades ya sea habiendo vendido la energía en el pool o mediante contrato bilateral.

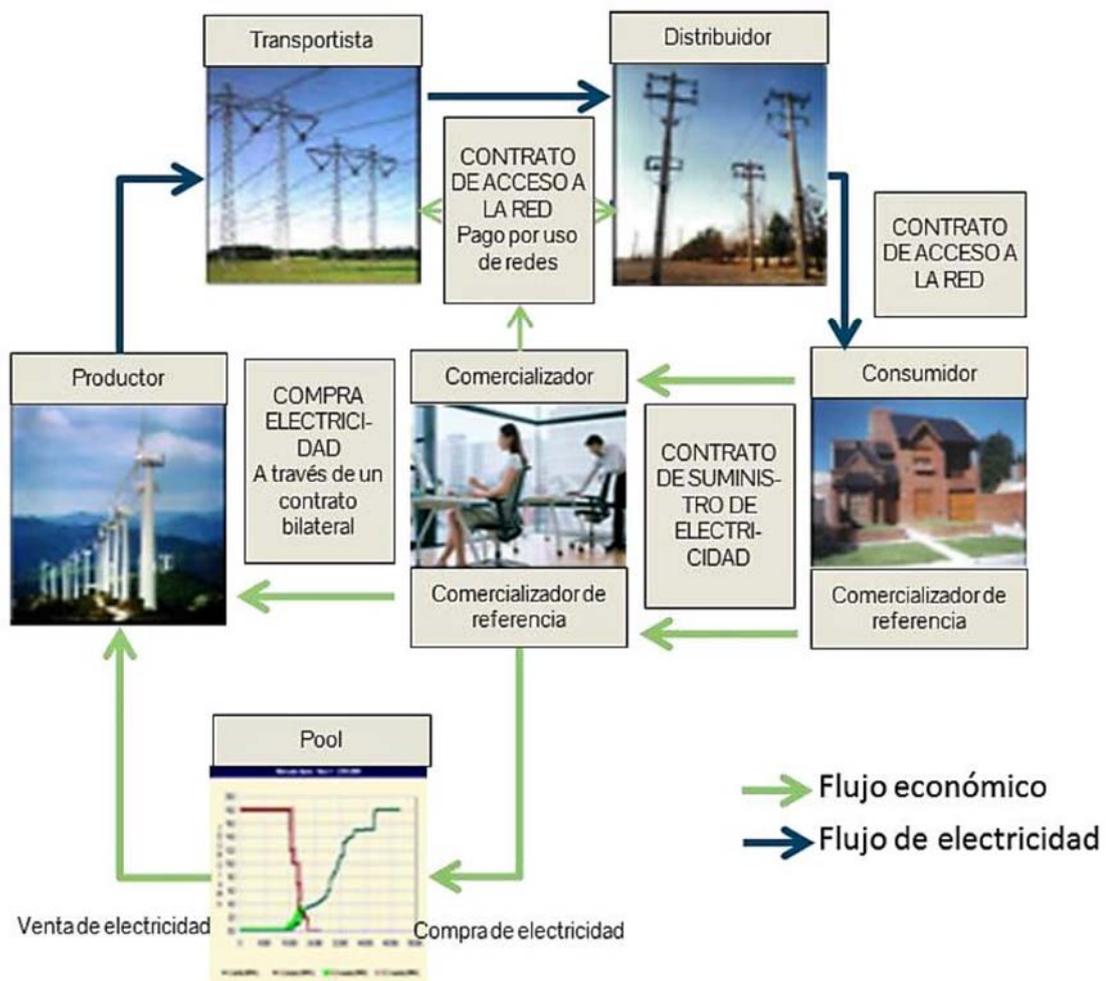


Ilustración 5. Camino económico de la energía eléctrica. (Fuente: [4])

4 MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL

En los mercados eléctricos organizados se negocia el volumen y precio de la energía que resulta para cada periodo horario que comprende el horizonte de programación. En España, gracias a las diferentes sesiones que existen en el mercado eléctrico, se puede negociar la energía hasta 3 horas antes de realizar la entrega física.

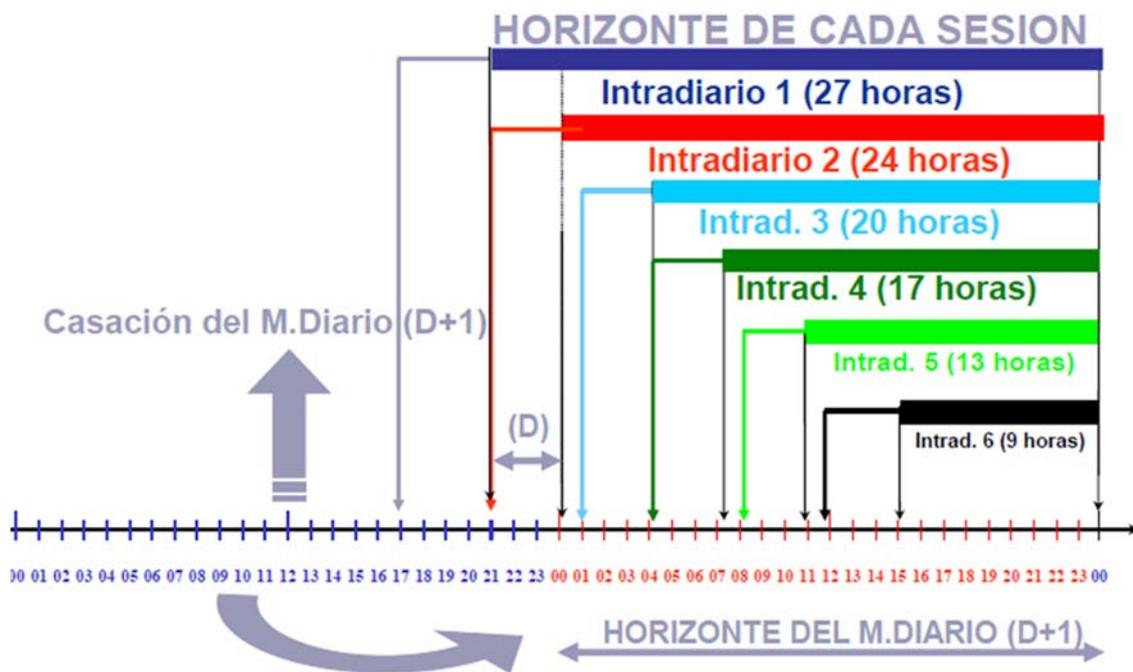


Ilustración 6. Horizonte de cada sesión de mercado eléctrico. (Fuente: [1])

La primera sesión de mercado en la que se negocia gran parte de la energía para el día siguiente es el Mercado Diario. Su horizonte de programación son los 24 periodos (horas) que comprende el día para el que se negocia la energía.

Se trata de un mercado organizado por el operador de mercado, que en el caso de España es OMIE. Es un mercado marginalista, el precio de todo el volumen de energía casada es el resultado del punto de corte entre la oferta y la demanda. Casarán las ofertas de compra que se encuentren por encima del precio marginal y las ofertas de venta que se encuentren por debajo. Participan en esta sesión de mercado agentes generadores, y las comercializadoras y consumidores.

Los agentes generadores lanzan ofertas de venta de energía al precio más bajo posible con el objetivo de que sus centrales estén entre la casada. Por contraparte, las comercializadoras lanzan ofertas de compra de energía al precio más alto posible. De esta manera se garantizan adquirir un volumen de energía que posteriormente venderán a sus clientes. La oferta más alta posible en esta sesión de mercado es de 180,3 €/MWh.

El mercado diario tiene un periodo de recepción de estas ofertas de compra-venta que acaba las 12:00 horas del día D-1. A partir de esa hora, el operador de mercado procede a realizar la casación de las ofertas recogidas en el mercado mediante el algoritmo europeo Euphemia. El resultado de la casación

se denomina Programa Diario Base de Casación (PDBC) y se le comunicará al operador del sistema, que junto con los contratos bilaterales comprobará la viabilidad técnica de dicho programa. Esta comprobación es el proceso de restricciones técnicas, en el que REE modifica el programa hasta conseguir que éste fuese viable. El programa resultante es el Programa Diario Básico de Funcionamiento (PDBF).

Tras la celebración del mercado diario, se establecen las sesiones del Mercado Intradía. Son 6 sesiones de mercado en las que participan los agentes que entraron en el programa resultante del mercado diario. Acuden a estos mercados con objeto de ajustar su programación de energía a unas previsiones más fiables, pues son sesiones más cercanas al tiempo real.

Estas sesiones de mercado son gestionadas también por OMIE. El proceso de casación de la energía es igual al de mercado diario, así como un posterior proceso de Restricciones Técnicas realizado por el operador del sistema que busca la viabilidad técnica del programa y la estabilidad en el sistema eléctrico. El programa resultante se denomina Programa Horario Final (PHF) y se establece uno por cada sesión del mercado intradía finalizada.

Desde junio de 2018, funciona el mercado intradía continuo. Mientras que las sesiones anteriores consisten en mercados de subasta, éste es un mercado continuo donde oferta y demanda acuerdan libremente los precios de compra-venta de energía. Ofrece la posibilidad de gestionar y ajustar los programas a los agentes de mercado hasta una hora antes de la entrega física.

Existen también los denominados servicios de ajuste, gestionados por el operador del sistema. En estos mercados el objetivo es resolver inviabilidades técnicas del sistema y mantener el equilibrio generación-demanda corrigiendo desvíos. Entre ellos se encuentran:

- Solución de restricciones técnicas
- Reserva de potencia adicional a subir
- Regulación Secundaria
- Regulación Terciaria
- Gestión de desvíos

El proceso de restricciones técnicas, como se comentó anteriormente, son modificaciones en los programas resultantes de las distintas sesiones de mercado, permitiendo que éste se lleve a cabo.

Los demás servicios de ajuste son mecanismos de mercado que utiliza REE para corregir los desvíos que prevé con antelación o que suceden en el programa en tiempo real.

5 COMERCIALIZACIÓN

Como se comentó en apartados anteriores, una de las principales actividades de una comercializadora es la compra de energía eléctrica para posteriormente venderla. Es por ello que deben realizar estimaciones de cuanta energía consumirá su cartera de clientes.

Se pueden distinguir a los clientes de una comercializadora según las características del contrato acordado con ésta. Son las tarifas de acceso.

Las tarifas de acceso son los grupos en los que se clasifican los puntos de suministro a los que se aplican cargos como las pérdidas eléctricas, excesos de potencia, peajes y energía reactiva, debido a sus características comunes. Se clasifican según la potencia contratada y el nivel de tensión:

- Baja tensión (< 1kV).

Potencia contratada	Tarifa	Periodos
< 10 kW	2 .0A	1
< 10 kW	2 .0ADH	2
< 10 kW	2 .0ADHS	3
< 10 kW	PVPC 2.0A	1
< 10 kW	PVPC 2.0ADH	2
< 10 kW	PVPC 2.0ADHS	3
10-15 kW	2 .1A	1
10-15 kW	2 .1ADH	2
10-15 kW	2 .1ADHS	3
> 15 kW	3 .0A	3

Tabla 2. Tarifas de acceso para BT.

- Alta tensión (> 1kV).

Tensión	Potencia contratada	Tarifa	Periodos
Entre 1 y 36 kV	< 451 kW	3.1A	3
Entre 1 y 30 kV	> 450kW	6.1	6
Entre 30 kV y 36 kV	> 450kW	6.2	6
Entre 36 kV y 72 kV	cualquiera	6.2	6
Entre 72 kV y 145 kV	cualquiera	6.3	6
Mayor de 145 kV	cualquiera	6.4	6
Conexiones internacionales	cualquiera	6.5	6

Tabla 3. Tarifas de acceso para AT.

La columna periodos de las tablas anteriores hace mención a los periodos de discriminación horaria. Estos periodos permiten distinguir para un mismo día unos tipos de horas que tienen asociados diferentes precios en el consumo de energía eléctrica. Cabe destacar que las tarifas de baja tensión 2.XA al tener solo un periodo, no existe discriminación horaria y tiene solo un coste asociado para cualquier hora del día.

Según la tarifa de acceso, se muestra a continuación el calendario de estos periodos de discriminación:

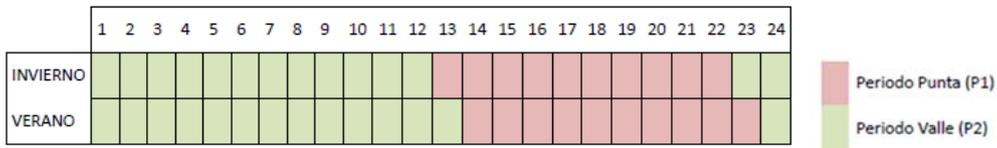


Ilustración 7. Periodos de discriminación horaria para tarifas de acceso 2.XA DH.

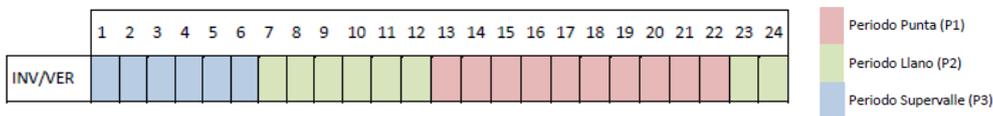


Ilustración 8. Periodos de discriminación horaria para tarifas de acceso 2.XA DHS.

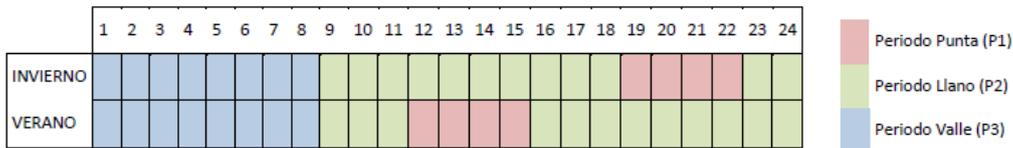


Ilustración 9: Periodos de discriminación horaria para tarifas de acceso 3.0A.

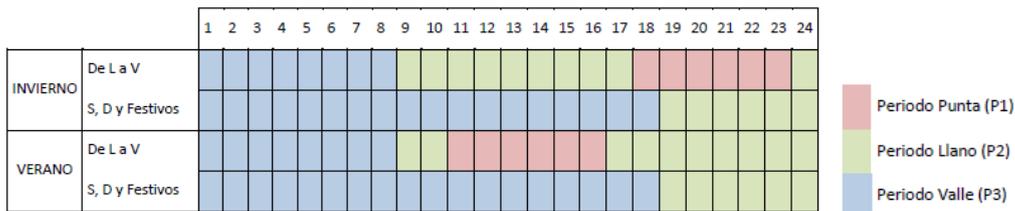


Ilustración 10. Periodos de discriminación horaria para tarifas de acceso 3.1A

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Enero	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2							
Febrero	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2							
Marzo	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4														
Abril	P6	P5																						
Mayo	P6	P5																						
Junio (1-15)	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4															
Junio (15-30)	P6	P2	P2	P2	P1	P2	P2	P2	P2															
Julio	P6	P2	P2	P2	P1	P2	P2	P2	P2															
Agosto	P6																							
Septiembre	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4															
Octubre	P6	P5																						
Noviembre	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4														
Diciembre	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2							

Ilustración 11. Periodos de discriminación horaria para tarifas de acceso 6.X.

En función de las tarifas de acceso de los distintos clientes, es posible que tengan la obligación de mantener telemedido su consumo. Por norma general, los clientes con tarifas eléctricas de AT, tienen dicha obligación.

Este proyecto trata de abordar la estimación del consumo para clientes con telemedida en sus consumos. En posteriores apartados, se describen diferentes métodos para realizar la estimación de consumo, así como la evaluación de los mismos.

6 ESTIMACIÓN DE ENERGÍA PARA PUNTOS DE SUMINISTRO TELEMEDIDOS. METODOLOGÍA

El alcance de este apartado son los puntos con tarifa de acceso de alta tensión (3.1A, 6.1, 6.2, 6.3 y 6.4). Para aquellos clientes con telemedida se abre un abanico amplio de posibilidades a la hora de prever su consumo. Esto es debido a que se obtienen datos a diario de sus consumos horarios, permitiendo así la elaboración de modelos más sofisticados. Un modelo de predicción fiable se traduce en previsiones cercanas al consumo real, por lo que se incurre en menos desvíos y, por ende, en una menor penalización económica.

Descritos los desvíos en el apartado introductorio, es conveniente desarrollar más información acerca de éstos para una mejor comprensión.

Existe la necesidad de clasificación para la posterior liquidación de los desvíos según el sentido del desvío que hubo en el sistema para cada período de la liquidación.

Se establece un convenio de signos del sistema eléctrico en el que el signo positivo corresponde a la generación de energía. Por lo que los programas de producción de los agentes generadores aportan en sentido positivo. Por contraparte, el signo negativo pertenece al consumo de energía, siendo los programas de demanda de comercializadoras y consumidores los que aportan en sentido negativo.

Refiriéndose a los sujetos, un desvío a subir implica mayor producción o menor demanda de lo que se programó. Estos desvíos generan derechos de cobro.

Mientras que el desvío a bajar, implica un mayor consumo o menor generación. Estos desvíos generan obligaciones de pago a los sujetos de mercado.

Además del desvío de cada sujeto, el sistema en su conjunto también identifica estos desvíos a subir y a bajar, los cuáles no son más que la suma de los desvíos de todos los sujetos que componen el sistema.

Según el desvío del sistema, los desvíos de cada sujeto se clasifican a favor o en contra del sistema:

- Un desvío a favor del sistema es aquel desvío que sucede en sentido contrario al del sistema. Esto es, ha aminorado el desvío total del sistema.
- Un desvío en contra del sistema es aquel desvío que comete el sujeto en el mismo sentido al del sistema. Esto es, un desvío que favorece la situación perjudicial del sistema.

Siempre que el sentido del desvío del sujeto de mercado (SM) sea contrario al desvío del sistema, se clasifica como desvío a favor del sistema, y el precio de la cantidad desviada es el que hubo para esa hora en el mercado diario.

Si el sentido del desvío del SM es igual que el del desvío del sistema, se clasifica como desvío contrario al sistema, y esa cantidad de energía desviada se penaliza con un precio dependiente del sentido (a subir o a bajar).

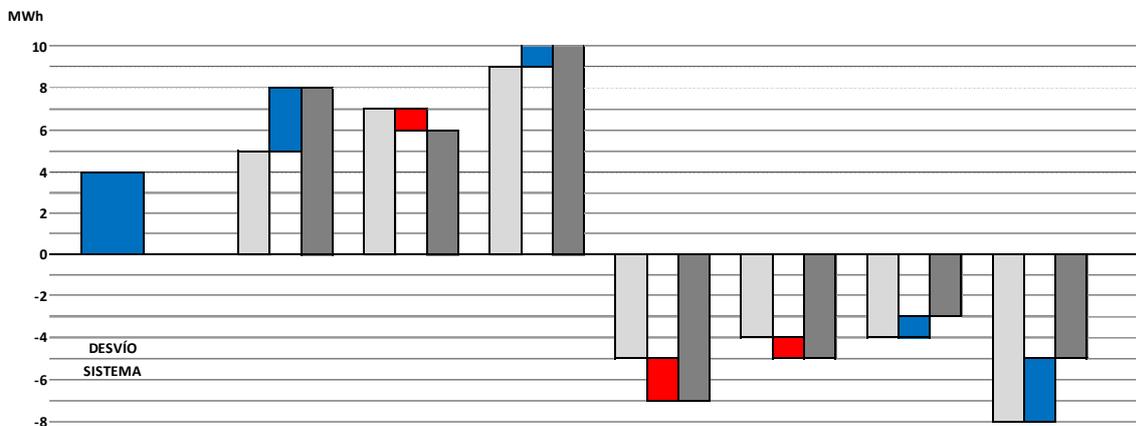
Para una mejor comprensión, se muestran los siguientes ejemplos con previa descripción de un sistema:

Dado un sistema compuesto por:

- 3 agentes generadores de energía eléctrica.
- 3 agentes comercializadores de energía eléctrica.
- 1 representación directa en el mercado.

Proporcionados los programas de energía de los distintos agentes mencionados como energía “Programada”, la energía realmente generada/consumida en el apartado “Medida” y la diferencia entre ambas como energía “Desviada”, se plantean las siguientes situaciones:

- Si para un periodo (hora) el desvío del sistema es positivo, se generó más de lo que se programó (más de lo que se vendió) o se consumió menos de lo que se programó, se representa gráficamente en la siguiente figura y se obtienen los siguientes precios de mercado y de los sentidos del desvío para dicho periodo.



Programada	0	5	7	9	-5	-4	-4	-8
Desviada	4	3	-1	1	-2	-1	1	3
Medida	4	8	6	10	-7	-5	-3	-5

PMD 50 €/MWh
Precio Desvio a subir 20 €/MWh
Precio Desvio a bajar PMD

	OMIE	REE	TOTAL	Precio unitario
GEN 1	250,00 €	60,00 €	310,00 €	38,75 €/MWh
GEN 2	350,00 €	- 50,00 €	300,00 €	50,00 €/MWh
GEN 3	450,00 €	20,00 €	470,00 €	47,00 €/MWh
COM1	- 250,00 €	- 100,00 €	- 350,00 €	- 50,00 €/MWh
COM2	- 200,00 €	- 50,00 €	- 250,00 €	- 50,00 €/MWh
COM3	- 200,00 €	20,00 €	- 180,00 €	- 60,00 €/MWh
REP1	- 400,00 €	60,00 €	- 340,00 €	- 68,00 €/MWh

Ilustración 12. Ejemplo sentido de los desvíos a subir. (Fuente: [1])

Para este periodo, los agentes generadores 1 y 3 (GEN 1 y GEN 3) generaron más energía de la que programaron. El saldo o diferencia entre la energía real recogida con respecto a la programada es positivo, esto es, ambos agentes cometieron un desvío a subir, que además tiene el mismo sentido que el desvío total del sistema. La energía que excede a sus programas será liquidada entonces a un precio menor que el resultante de la sesión de mercado diario, haciendo

que el precio unitario del MWh en ese periodo sea menor, como se observa en la tabla de la Ilustración 12.

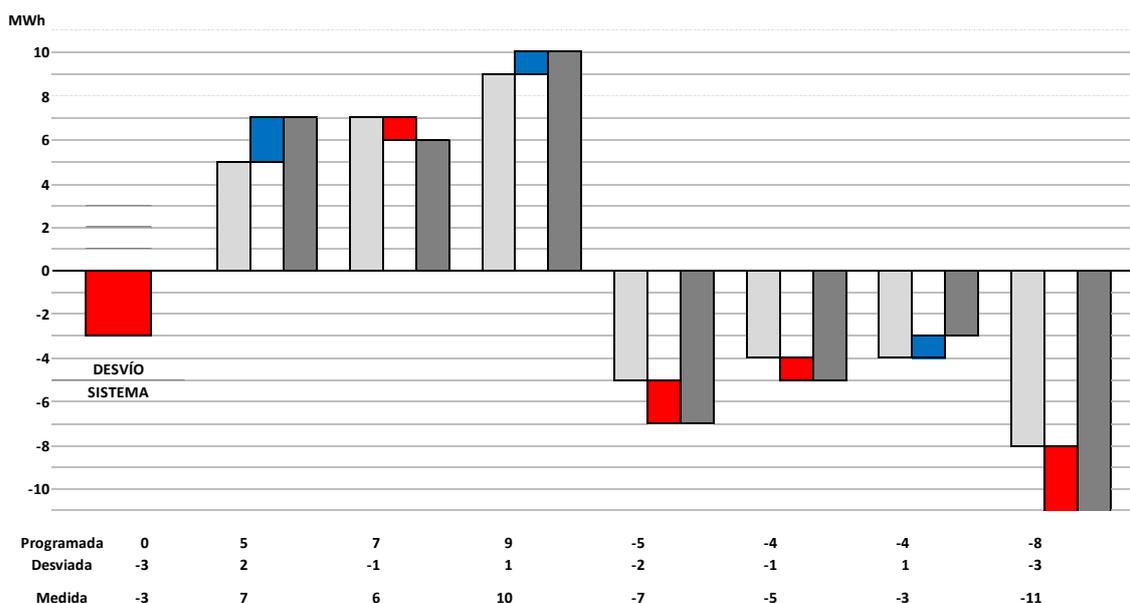
El caso contrario sucede en el agente generador 2 (GEN 2), y es que este agente generó menos energía de la que en realidad programó para ese periodo. La consecuencia es un desvío en contra del sistema, lo que “ayudó” a minimizar el desvío del sistema. En este caso no existe penalización económica, pues esa energía que no se generó es liquidada al precio de mercado, haciendo que el precio unitario del MWh para este agente sea igual al resultante de la sesión de mercado diario.

Entre los agentes comercializadores, se encuentran el 1 y 2 (COM 1 y COM 2) cuya energía consumida en este periodo es superior a la que programaron. Según el criterio de signos definido, se comete entonces un desvío a bajar, que como se comentó anteriormente, es favorable al sistema. El coste de adquisición de esa energía excedida por parte de estos agentes es igual a la del mercado, provocando así que no haya penalización económica y un precio unitario en la adquisición del MWh idéntico a la sesión de mercado.

Por contraparte, se encuentran el agente comercializador 3 y la representación directa (COM 3 y REP 1) cuya energía programada es mayor a lo que realmente consumieron. El desvío de estos agentes es a subir, coincidiendo en sentido con el desvío del sistema. La cantidad de energía que compraron de más en la sesión mercado es entonces liquidada a un precio menor que el precio al que la compraron, provocando así un coste de adquisición para estos agentes mayor al resultante de la sesión del mercado diario en ese periodo.

En definitiva, los desvíos a subir cometidos en los programas tanto de agentes generadores como de comercializadoras tienen el mismo sentido que el desvío del sistema, por lo que incurrir en penalización económica. Los desvíos a bajar en estos programas, por el contrario, no son penalizado pues ayudaron a que la magnitud del desvío del sistema fuese menor.

- Si para un periodo (hora) el desvío del sistema es negativo (esto es, se consume más de lo que se genera), se representa gráficamente en la siguiente figura y se obtienen los siguientes precios de mercado y de los sentidos del desvío para dicho periodo:



PMD 50 €/MWh
 Precio Desvío a subir PMD
 Precio Desvío a bajar 70 €/MWh

	OMIE	REE	TOTAL	Precio unitario
GEN 1	250,00 €	100,00 €	350,00 €	50,00 €/MWh
GEN 2	350,00 €	- 70,00 €	280,00 €	46,67 €/MWh
GEN 3	450,00 €	50,00 €	500,00 €	50,00 €/MWh
COM1	- 250,00 €	- 140,00 €	- 390,00 €	55,71 €/MWh
COM2	- 200,00 €	- 70,00 €	- 270,00 €	54,00 €/MWh
COM3	- 200,00 €	50,00 €	- 150,00 €	50,00 €/MWh
REP1	- 400,00 €	- 210,00 €	- 610,00 €	55,45 €/MWh

Ilustración 13. Ejemplo sentido de desvíos a bajar. (Fuente: [1])

Para este periodo, los agentes generadores 1 y 3 (GEN 1 y GEN 3) generaron más energía de la que programaron. El saldo o diferencia entre la energía real recogida con respecto a la programada es positivo, esto es, ambos agentes cometieron un desvío a subir, que además tiene el sentido contrario al desvío total del sistema. La energía que excede a sus programas será liquidada entonces a un precio igual que el resultante de la sesión de mercado diario, haciendo que el precio unitario del MWh en ese periodo no varíe con respecto al precio del mercado diario, como se observa en la tabla de la Ilustración 13.

El caso contrario sucede en el agente generador 2 (GEN 2), y es que este agente generó menos energía de la que en realidad programó para ese periodo. La consecuencia es un desvío a favor del sistema, ya que coincide en sentido con este. En este caso existe penalización económica, pues esa energía que no se generó es liquidada a un precio mayor que el precio de mercado (precio desvío a bajar), haciendo que el precio unitario del MWh para este agente sea menor al resultante de la sesión de mercado diario.

Entre los agentes comercializadores, se encuentran el 1 y 2 (COM 1 y COM 2) cuya energía consumida en este periodo es superior a la que programaron. Según el criterio de signos definido, se comete entonces un desvío a bajar, que coincide en sentido con el desvío del sistema. El coste de adquisición de esa energía excedida por parte de estos agentes es mayor a la del mercado, provocando así una penalización económica y un precio unitario en la adquisición del MWh mayor a la sesión de mercado.

Por contraparte, se encuentran el agente comercializador 3 y la representación directa (COM 3 y REP 1) cuya energía programada es mayor a lo que realmente consumieron. El desvío de estos agentes es a subir, favorable al desvío del sistema. La cantidad de energía que compraron de más en la sesión mercado es entonces liquidada a un precio idéntico que el precio al que la compraron, provocando así un coste de adquisición para estos agentes igual al resultante de la sesión del mercado diario en ese periodo.

En definitiva, los desvíos a bajar en los programas de los sujetos de mercado favorecen esta situación, por lo que incurren en penalización económica. Los desvíos a subir en estos programas, por el contrario, no son penalizados por la misma razón descrita anteriormente.

En conclusión, cuando los sujetos de mercado cometen los desvíos a favor del sistema, el precio es igual al precio de mercado diario. Mientras que para los desvíos contrarios al sistema:

- Si se trata de un desvío a bajar contrario al sistema, el precio de ese desvío es mayor al precio del mercado diario.

- Si se trata de un desvío a subir contrario al sistema, el precio de ese desvío es menor que el precio del mercado diario.

En este apartado se describirán 3 métodos de estimación de la energía consumida por estos clientes ordenados según su complejidad. A la hora de montar los modelos, se utilizarán los datos recogidos por el contador (telemedida) así como datos nacionales públicos (aportados por el OS, el OM, etc). Todas las variables de estos modelos son HORARIAS.

6.1 Réplica

Este método consiste en replicar para cada hora del periodo de previsión la energía que consumió la cartera de clientes en la semana anterior. Por lo que no existe un modelo como tal, sino que se obtiene el resultado de la estimación solo con la réplica.

Se necesitan mínimo una semana de datos de consumo de la cartera de clientes para llevar a cabo este método, aunque lo idóneo sería tener 2 semanas.

Para este método habrá que identificar los días festivos. En el caso de que dentro del periodo de estimación haya un día festivo o domingo, se replicarán los consumos obtenidos en la última jornada festiva o del último domingo.

Si a la hora de replicar los consumos para la estimación de un día laboral, coincide con que el día equivalente la semana anterior fue festivo, se utilizarán los consumos de dicho día, pero 2 semanas atrás.

Es un método única y exclusivamente de prueba para comparar los siguientes modelos, y los errores que estos cometen, con respecto a una estimación pobre en cuanto a elaboración.

6.2 Perfilados Particulares

El método de Perfilados Particulares establece como hipótesis la relación directa entre los consumos individuales de los clientes que conforman una cartera de clientes y la demanda nacional peninsular prevista por el operador del sistema.

$$C_{jD}^k = C_{jF}^k * DPREV_{jD} / DREAL_{jF}$$

Siendo:

- C_{jD}^k : Consumo en la hora j del día D para el punto de suministro k.
- C_{jF}^k : Consumo en la hora j del día F para el punto de suministro k.
- $DPREV_{jD}$: Demanda Nacional prevista del día D para el que se va a realizar la estimación.
- $DREAL_{jF}$: Demanda Nacional real del día elegido como base (F).

Es un método sencillo, pero útil en el caso de carteras de clientes que realizan las mismas actividades

entre ellos. No obstante, para una cartera conformada por clientes con diversas actividades y/o fluctuaciones en el consumo de energía eléctrica disminuye su acierto.

Para este método se necesita el calendario de festivos del lugar donde está situado el punto de suministro, así como los datos de curva horaria de dicho punto. La curva horaria debe estar comprendida como mínimo de datos que van desde el día D-8 hasta el día D-2, siendo D el día para el que se realiza la estimación de consumo.

El histórico de datos se puede obtener por parte del cliente o bien del SIPS (Sistema de Información de Puntos de Suministro). Mientras que el calendario de festivos (autonómico y nacional) se publica cada año en el Boletín Oficial del Estado.

Definido el día para el que se realiza la estimación de consumo (D), se necesita saber el valor N, que es la diferencia entre el día que se realiza la estimación y el día para el que se realiza la estimación. N tendrá como valor mínimo la unidad, es decir, se realiza la estimación de consumo un día antes. N no tendrá valor máximo, pero cuanto menor sea el número se obtendrán estimaciones más fiables debido a la cercanía entre el día para el que se estima y los valores del histórico.

Una vez fijado el valor N, los datos de la curva de carga que se necesitan como mínimo de cada cliente que conforma la cartera de clientes son aquellos comprendidos entre D-7-N hasta D-1-N. Se muestra a continuación un ejemplo:

- Para una estimación del consumo del día 06/11/19 que se realice el 05/11/19 (N=1) se necesitan los datos de la curva de carga desde del día 29/10/19 (D-7-N = D-8) hasta el día 04/11/19 (D-1-N = D-2)

Una vez definidos todos los parámetros necesarios, se procede a replicar el consumo C_{jF}^k , con F como día del mismo tipo que D, y que se encuentra entre los datos de D-7-N hasta D-1-N:

- Si D es un festivo local para el punto de suministro, se usarán los datos del día festivo (o domingo) más cercano al día D.
- Si D es un sábado, se usarán los datos correspondientes al sábado que se encuentre en el rango D-7-N hasta D-1-N.
- Si D es un viernes o víspera de festivo, se usarán los datos correspondientes al viernes o víspera de festivo más cercano al día D.
- Si D es martes, miércoles o jueves, se usarán los datos correspondientes al martes, miércoles o jueves, siempre que no sea festivo ni víspera de festivo ni post festivo, más cercano al día D.
- Si D es lunes, se usarán los datos correspondientes al lunes o post festivo más cercano al día D.

El criterio que sigue la réplica de datos según el día para el que se quiera estimar el consumo del cliente, se centra en el patrón que sigue la demanda nacional a lo largo de una semana.

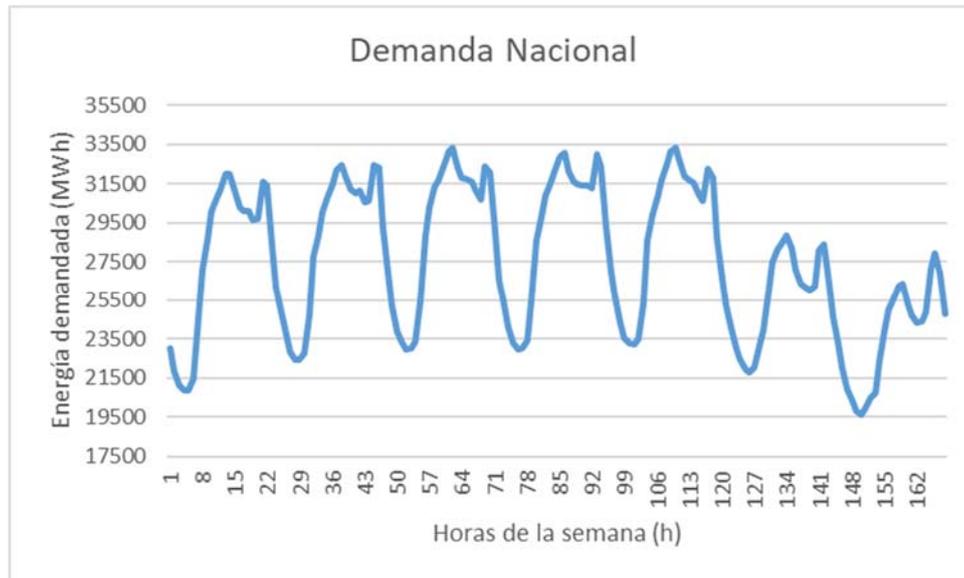


Ilustración 14. Semana ejemplo de la Demanda Nacional. (Fuente: [6])

Se puede observar en la Ilustración 14 como los días martes, miércoles y jueves tienen una demanda horaria similar, por lo que podemos agrupar estos 3 días en un grupo. Los días lunes, sábado y domingo siguen un patrón diferente, que caracteriza a dichos días, por lo que cada día por separado constituye otro grupo. Dentro del grupo de días constituido por los domingos, se introducen también los días festivos.

Una vez elegido el día, se modifica el valor C_{jF}^k mediante la relación expresada en la fórmula descrita al inicio del subapartado, gracias a los valores de la demanda nacional prevista y real, obtenidos de la fuente [3].

6.3 Regresión Lineal Múltiple

6.3.1 Fundamentos

La regresión lineal es un modelo matemático usado para aproximar la relación de dependencia entre una variable dependiente Y_i , y las variables independientes X_{ki} y un término aleatorio ε_i , (siendo i el número de datos observados, y k el número total de variables X). Este modelo puede ser expresado como:

$$Y_i = \beta_0 + \beta_1 X_{1i} + \dots + \beta_k X_{ki} + \varepsilon_i, \quad i = 1, \dots, n$$

o en forma matricial: $Y = X\beta + \varepsilon$, siendo los datos disponibles:

$$X = \begin{pmatrix} 1 & X_{11} & X_{21} & \dots & X_{k1} \\ 1 & X_{12} & X_{22} & \dots & X_{k2} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 1 & X_{1n} & X_{2n} & \dots & X_{kn} \end{pmatrix}, \quad Y = \begin{pmatrix} Y_1 \\ Y_2 \\ \dots \\ Y_n \end{pmatrix}$$

Si no hay restricciones para los valores teóricos de los coeficientes, los valores estimados de los coeficientes β son:

$$\beta = (X^T \cdot X)^{-1} \cdot (X^T \cdot Y)$$

Siendo:

- Y_i : Variable endógena (variable a buscar). Se trata de la variable dependiente y la que está sujeta a las demás independientes.
- X_{ki} : Variables exógenas. Son las variables independientes, y pueden ser de dos tipos:
 - Cuantitativas. Son el tipo de variables que tiene un valor intrínseco asignado.
 - Cualitativas. Son el tipo de variables que se introducen para “modificar” el término independiente según el dato pertenezca a una clase u otra. Adquiere el valor 1 si pertenece a la clase, o el valor -1 en caso contrario.
- β : coeficientes de regresión. Una vez se tienen estos coeficientes del modelo, se introducen las variables exógenas X_{ki} de un periodo para la obtención de la variable endógena Y_i en dicho periodo.

Validación y Contrastes sobre el modelo

Una vez estimado el modelo es conveniente obtener ciertas medidas acerca de la bondad del ajuste realizado. Para ello se hará uso de los siguientes estadísticos:

- Coeficiente de determinación (CD), también llamado de correlación lineal múltiple (R^2) en los modelos lineales, con término independiente, es el cociente entre la varianza de los datos estimados (SCE) y la de los datos observados (SCT):

$$CD = R^2 = \frac{SCE}{SCT} = \frac{\sum_i (\hat{Y}_i - \bar{Y})^2}{\sum_i (Y_i - \bar{Y})^2} = \frac{\sum_{j=1}^k b_j \sum_i x_{ji} y_i}{\sum_i y_i^2}$$

El coeficiente R^2 determina la calidad del modelo para replicar los resultados. Su valor está comprendido entre 0 y 1. Un R^2 igual a 1 significa un ajuste lineal perfecto, es decir, la variación total de Y es explicada por el modelo de regresión, mientras que el valor 0 supone que el modelo no explica nada la variación de Y .

- Estadístico F , es un test que se utiliza para evaluar la capacidad explicativa que tiene un grupo de variables independientes sobre la variación de la variable dependiente. Se utiliza para realizar el contraste de hipótesis:

$$\text{Hipotesis}_0: \beta_1 = \dots = \beta_k = 0; \quad \text{Hipotesis}_1: \text{algún } \beta_j \neq 0, \quad j = 1, \dots, k$$

$$F = \frac{SCE / k}{SCR / (n - 1 - k)} = \frac{(\sum_{j=1}^k b_j \sum_i x_{ji} y_i) / k}{(\sum_i e_i^2) / (n - 1 - k)}; \quad SCR = \sum_i e_i^2 = \sum_i y_i^2 - \sum_{j=1}^k b_j \sum_i x_{ji} y_i = SCT - SCE$$

Con SCR como la suma cuadrática residual o varianza residual, n como el número de muestras y k como el número de variables.

$C_0 = (0, w_{1-\alpha})$, siendo w_p el cuantil p de la distribución $F_0(k, n-1-k)$ y α el nivel de significación (generalmente α se toma entre 1% y el 10%).

El resultado del cálculo de F se compara con el valor crítico de la distribución F_0 de Snedecor (con el nivel de confianza asignado para el test) de tal manera que si $F > F_0$ de Snedecor no se

rechaza el modelo, y en caso contrario se rechazaría.

- Estadístico t_j , es un test que se utiliza para evaluar la capacidad explicativa que tiene una sola variable independiente sobre la variación de la variable dependiente. Se utiliza para realizar el contraste de hipótesis:

$$\text{Hipotesis}_0: \beta_j = \beta_{j0}; \quad \text{Hipotesis}_1: \beta_j \neq \beta_{j0}$$

$$t_j = \frac{(b_j - \beta_{j0})}{\sqrt{a_{jj} MCE}}, \quad \text{siendo: } MCE = \frac{\sum_i e_i^2}{(n-1-k)}, \quad a_{jj} \in (x^T x)^{-1}$$

$C_0 = (-w_{1-\alpha/2}, w_{1-\alpha/2})$, siendo w_p el cuantil p de la distribución $t(n-1-k)$.

El valor más frecuente de β_{j0} es 0, lo que implica que en el modelo se puede suprimir la variable X_j , manteniendo las restantes variables. Por esta razón, la eliminación de variables en un modelo de regresión se hace de forma iterativa:

1. Se elimina 1 variable que será la de menor valor absoluto de t_j , siempre que se cumpla que: $t_j \in C_0$.
2. Se estiman los nuevos valores para los restantes coeficientes y su correspondiente t_j .
3. Se continúa eliminando variables, de una en una, o se mantienen las actuales si se cumple que $\forall t_j \notin C_0$.

En el caso de que una variable armónica sea la de menor valor absoluto de t_j , el proceso iterativo de eliminación de variables cambia:

1. Se eliminan las 2 variables con mismo periodo, siempre y cuando una de ellas sea la de menor valor absoluto de t_j (siempre que se cumpla que: $t_j \in C_0$) y la otra variable tenga un valor absoluto de t_j menor que el de la distribución $F(k, n-1-k)$.
2. Se estiman los nuevos valores para los restantes coeficientes y su correspondiente t_j .
3. Se continúa eliminando variables, de una en una, o se mantienen las actuales si se cumple que $\forall t_j \notin C_0$.

6.3.2 Modelo

Para calcular la demanda en contador, los datos necesarios son:

- Calendario de festivos nacionales, autonómicos y locales.
- Horarios de menor/mayor consumo
- Demanda nacional
- Curva horaria del punto de suministro (CUPS) desde que se tengan datos. El modelo debe contar con al menos un año de curva horaria.

Para la estimación de la demanda horaria en contador de cada CUPS calculamos en primer lugar la estimación de la cartera total, D_{cartera} . Seguidamente calculamos la estimación de la demanda punto a punto, D_{cups} .

Por lo que se obtendrá un modelo de regresión lineal múltiple por cada uno de los puntos de suministro que forman la cartera de clientes, además de un modelo de la cartera global. Se procede de esta manera

para obtener un total de energía estimada por tarifa que permita aplicar los coeficientes de pérdidas asignados a cada tarifa de acceso, que como se comenta en el apartado 9, no es objeto de este proyecto, pero si un siguiente paso hacia el que encaminar este estudio.

Para cada hora obtenemos el coeficiente de escalado k_h como el cociente entre la demanda de la cartera y el sumatorio de la demanda punto a punto.

La demanda horaria estimada para cada punto será igual a la demanda calculada del punto de suministro multiplicada por el coeficiente de escalado

$$D_{ps,h} = \frac{D_{cartera,h}}{\sum_{ps} D_{cups,h}} \times D_{cups,h} = k_h \times D_{cups,h}$$

Los datos de consumo con los que se trabaja en este proyecto corresponden al periodo de tiempo comprendido entre enero de 2017 a noviembre de 2019. Se realiza una separación del set de datos en diciembre de 2018, quedando así dos grupos de datos bien diferenciados:

- El primero, entre enero 2017 – diciembre 2018: se utiliza para el entrenamiento de los modelos.
- El segundo, entre diciembre 2018 – noviembre 2019: se utilizan estos 12 meses para el test de los modelos

La evaluación y validación de los modelos se describen en el apartado 7 del proyecto.

Los modelos se recalcularán cada mes, obteniendo de esta manera una actualización de los coeficientes β de la ecuación del modelo de regresión.

Las variables del modelo son:

- 1) E . Energía horaria sin pérdidas. Es la variable endógena (variable a buscar).
- 2) T , Tiempo. Se escalan las horas de un año de 0-8760 h a 0- 2π radianes, siendo 0 la hora 1 del 1 de enero, y 2π la hora 24 del 31 de diciembre
- 3) Armónicos de tiempo. Senos y cosenos de la variable tiempo multiplicados por una constante. Esta constante va de 1 a 52. También se toman 5 armónicos que van desde $1 \times (365 \times T)$ a $5 \times (365 \times T)$
- 4) DN , la demanda del sistema a efectos del cálculo de perfiles. Se obtiene de la fuente [6], más concretamente de los enlaces: <https://www.esios.ree.es/es/analisis/1335>. Es similar a la demanda eléctrica peninsular, cuya previsión usaremos con los coeficientes del modelo <https://www.esios.ree.es/es/analisis/460>
- 5) F , días festivos. Es una variable exógena cualitativa, es decir, adquiere el valor de 1 si es una hora perteneciente a día festivo (o domingo) o -1 en caso contrario. Los festivos a considerar dependerán del modelo a realizar, como explicado anteriormente.
- 6) H , horario de menor/mayor demanda. Es una variable exógena cualitativa, es decir, adquiere el valor de 1 o -1. Evaluando cada CUPS se determinará el rango de horas al que se le asigna el valor 1 (alta actividad) y al rango restante se le asigna el valor -1.
- 7) E_{SA} . Energía horaria de la semana anterior.
- 8) Relación entre las variables ‘Armónicos de tiempo’ y las demás (DN , F , H , E_{SA}). Se realiza el producto de cada una de las variables ‘Armónico de tiempo’ (senos y cosenos) por las demás variables exógenas descritas en pasos previos.

Tanto la demanda nacional como la energía horaria consumida E_{SA} sólo están disponibles hasta el día D+7.

A modo de ejemplo, se muestra a continuación el proceso del cálculo de la estimación de la energía de la cartera de clientes completa.

- En primer lugar, se construye el modelo con las variables especificadas anteriormente, con periodo temporal comprendido entre enero de 2017 hasta diciembre de 2018, es decir, el primer set de datos. Todos estos datos son conocidos.

$$E = \beta \cdot X$$

Con:

$$E = \begin{bmatrix} E_{1-1-17,0h} \\ E_{1-1-17,1h} \\ E_{1-1-17,2h} \\ \vdots \\ E_{30-11-18,23h} \end{bmatrix}$$

$$X = \begin{bmatrix} T_{1-1-17,0h} & DN_{1-1-17,0h} & E_{SA,1-1-17,0h} & \cdots & DN * \text{sen}(kT)_{1-1-17,0h} & DN * \text{cos}(kT)_{1-1-17,0h} \\ T_{1-1-17,1h} & DN_{1-1-17,1h} & E_{SA,1-1-17,1h} & \cdots & DN * \text{sen}(kT)_{1-1-17,1h} & DN * \text{cos}(kT)_{1-1-17,1h} \\ T_{1-1-17,2h} & DN_{1-1-17,2h} & E_{SA,1-1-17,2h} & \cdots & DN * \text{sen}(kT)_{1-1-17,2h} & DN * \text{cos}(kT)_{1-1-17,2h} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ T_{30-11-18,23h} & DN_{30-11-18,23h} & E_{SA,30-11-18,23h} & \cdots & DN * \text{sen}(kT)_{30-11-18,23h} & DN * \text{cos}(kT)_{30-11-18,23h} \end{bmatrix}$$

Siendo:

- E : Energía horaria consumida por la cartera de clientes. Variable Endógena.
 - X : Matriz de variables exógenas.
 - β : Matriz de coeficientes. A encontrar para definir el modelo.
- Con el modelo construido, se realiza el entrenamiento de este para obtener los coeficientes β .
 - Una vez hallados los coeficientes β , se utiliza la fórmula descrita al inicio del proceso de estimación con el segundo set de datos (X' , diciembre de 2018 hasta noviembre 2019) para obtener la energía horaria estimada en ese periodo de tiempo E' .

$$E' = \beta \cdot X'$$

- Para saber si este modelo es válido, se somete el resultado E' a los test de validación comentados en el apartado 6.3. En primer lugar, se procede con el cálculo del coeficiente de determinación (CD ó R^2) tal y como se describió anteriormente:

$$R^2 = \frac{SCE}{SCT} = \frac{\sum_i (E'_i - \bar{E})}{\sum_i (E_i - \bar{E})} = 0,927801$$

Con este parámetro se observa la bondad del modelo.

A continuación, se procede con el cálculo del estadístico F, para saber si se rechazaría o no el modelo.

$$F = \frac{SCE/k}{SCT/(n-1-k)} = \frac{\sum_i(E'_i - \bar{E})/574}{(\sum_i(E_i - \bar{E}) - \sum_i(E'_i - \bar{E}))/ (16632 - 1 - 574)} = 469,57$$

Para comprobar que el grupo de variables utilizadas en el estudio tienen cierta capacidad explicativa con respecto a la variación de la variable dependiente, se compara este resultado con el valor de F_0 de *Snedecor*. Para el cálculo de este valor se establece un intervalo de confianza del 95%, por lo que su valor es igual a 1,101. Vemos que en este caso $F > F_0$ lo que significa que la elección de las variables es buena.

Se procede en última instancia a calcular el estadístico t_j , que nos indicará si hay alguna variable exógena concreta en el modelo que se podría descartar pues no aportaría relación suficiente con la variable endógena, en este caso la energía total de la cartera de clientes.

El resultado t_j de cada variable se compara con el valor de la distribución $t(n-l-k)$, que resulta 1,9601. Como se comentó en el apartado explicativo del modelo, dependiendo de si la variable exógena es trigonométrica o no, se analizará también a la variable de mismo periodo para ver si es menor que el valor F calculado anteriormente.

Es un proceso iterativo, por lo que el algoritmo se encargará de descartar de manera automática las variables que no aportan suficiente información relevante al modelo y vuelve a calcular los test de validación. Cuando todos los test de validación hayan concluido de manera satisfactoria, obtendremos los coeficientes β representativos de ese punto de suministro para el cálculo de la energía estimada a lo largo de ese mes.

- Para cada uno de los 12 meses que componen este estudio, se realiza este proceso que permitirá obtener renovar los modelos de los puntos de suministro y la cartera, además de obtener la estimación de la energía de manera actualizada.

7 EVALUACIÓN

Para llevar a cabo la evaluación de los métodos descritos en el apartado anterior, se tendrá en cuenta los resultados obtenidos de realizar estimaciones de consumo con los métodos anteriores para una cartera de clientes formada por clientes de alta tensión (con teled medida). Los datos fueron proporcionados por una comercializadora que realiza las teled medidas a algunos de sus clientes de alta tensión. Esta cartera de clientes está conformada por 18 entre los cuáles se encuentran clientes con tarifas 3.1A (3) y 6.1 (15). Las actividades que desempeñan estos clientes son variadas: Complejos hoteleros, desaladoras, oficinas, entre otros forman dicha cartera.

La cantidad de energía eléctrica consumida anualmente por esta cartera de clientes asciende a 45-50 GWh. Expertos en mercado eléctrico valoran este volumen de energía eléctrica como rentable para una comercializadora en materia de ventas.

A continuación, para poner en contexto el volumen de energía con la que trabajaría esta cartera de clientes, se muestran unos consumos en distintos periodos de tiempo:

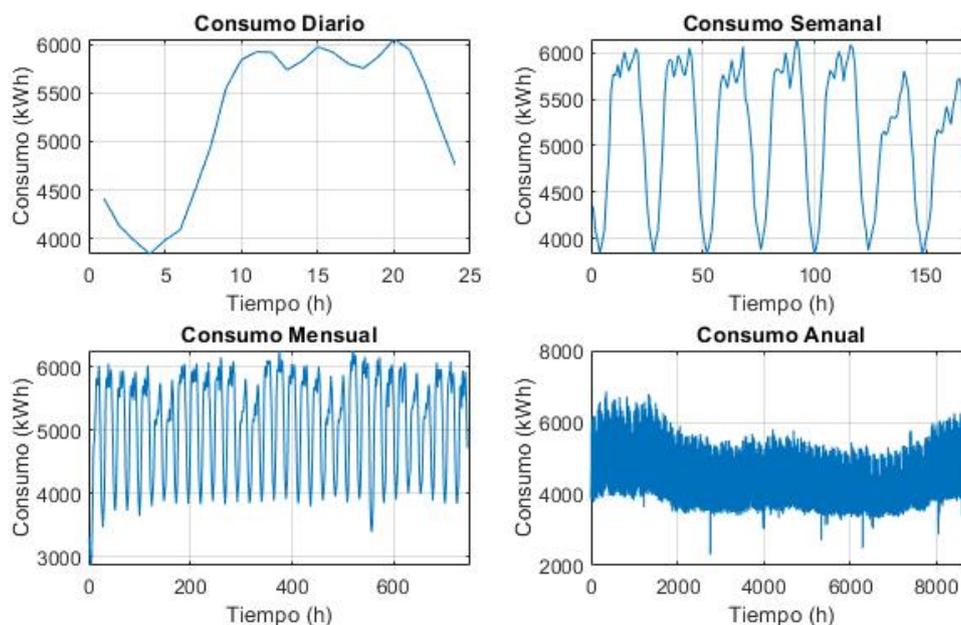


Ilustración 15. Ejemplo de consumos cartera de clientes tipo.

La evaluación de los resultados consistirá en un análisis cuantitativo y un análisis económico de los consumos en un año.

Cabe destacar que en este proyecto se tendrán en cuenta los valores exactos de consumo, y no redondeados con pasos de 0,1MWh como obliga el mercado eléctrico. Esto es debido a que los consumos no están elevados a pérdidas y, por ende, el resultado que se obtiene de los métodos no es una oferta de compra como tal.

El operador del sistema es el encargado de llevar a cabo los procesos de liquidación y de comunicación de los cobros y pagos del sector eléctrico. Para cada mes M se realizan los procesos de liquidación que se recogen a continuación:

- Liquidación Inicial Provisional Primera (en el mes M): C1.
- Liquidación Inicial Provisional Segunda (en el mes M+1): C2.
- Liquidación Intermedia Provisional (en el mes M+3): C3.
- Liquidación Final Provisional (mes siguiente al cierre provisional de medidas, M+8): C4.
- Liquidación Final Definitiva (mes siguiente al cierre definitivo de medidas, M+11): C5.

Como se puede observar, dependiendo de las medidas de las que disponga el operador del sistema, podrá realizar un proceso de liquidación u otro. Por lo que, en los primeros procesos de liquidación, los datos del sistema eléctrico sujetos a cambios o provisionales parten de estimaciones del OS e irán adquiriendo un carácter definitivo con el paso del tiempo y con la recopilación de datos reales.

Para el análisis económico, debido al carácter provisional de las medidas que proporciona el operador del sistema en los cierres y anotaciones más actuales, se utilizarán datos de mercado definitivos.

Esto significa que se utilizarán los cierres C5 que se publican 11 meses después, por lo que en cuanto a datos de mercado se utilizarán desde diciembre de 2017 hasta noviembre de 2018.

Si se emplearan cierres anteriores al citado, podrían obtenerse conclusiones no válidas en la evaluación de los modelos, pues con la publicación del cierre definitivo los costes pueden variar de manera que reviertan la situación con la que se concluyó.

A continuación, se muestra un ejemplo de la situación descrita en el anterior párrafo:



Edición de 09/02/2018

**Precio medio final mensual (EUR/MWh bc)
Comercializadores y consumidores directos
Enero 2018 C2**

Tipo	Energía final bc		Mercado diario	Mercado intradiario	RRTT PBF	RRTT P48	Reserva potencia	Banda secundaria	Componentes EUR/MWh					Pago capacidad	Servicio interrump
	MWh bc	%							Incump. E. balance	Coste desvíos	Saldo desvíos	Saldo desvío sistemas	Control FP		
TOTAL	22.520.789,851	100,0	51,78	-0,01	1,07	0,05	0,02	0,70	-0,04	0,24	-0,05	0,03	-0,07	3,30	1,38
Contratación libre	19.633.994,284	87,2	51,78	-0,01	1,07	0,05	0,02	0,70	-0,04	0,24	-0,05	0,03	-0,07	3,15	1,38
Contratación COR	2.886.795,567	12,8	51,93	0,00	1,09	0,06	0,02	0,71	-0,04	0,26	-0,06	0,03	-0,07	4,28	1,38



Edición de 18/12/2018

**Precio medio final mensual (EUR/MWh bc)
Comercializadores y consumidores directos
Enero 2018 C5**

Tipo	Energía final bc		Merc. diario	Merc. intrad.	RRTT PBF	RRTT P48	Reserva potencia	Banda secundaria	Componentes EUR/MWh					Pago capacidad	Servicio interrump
	MWh bc	%							Incump. energ. balance	Coste desvíos	Saldo desvíos	Saldo desvío sistemas	Control FP		
TOTAL	22.584.479,987	100,0	51,78	-0,01	1,08	0,05	0,02	0,70	-0,04	0,30	-0,11	0,03	-0,07	3,20	1,35
Contratación libre	19.983.622,296	87,1	51,77	-0,01	1,08	0,05	0,02	0,70	-0,04	0,30	-0,11	0,03	-0,07	3,05	1,35
Contratación COR	2.920.857,691	12,9	51,88	0,00	1,10	0,06	0,02	0,71	-0,04	0,33	-0,11	0,03	-0,07	4,16	1,35

Ilustración 16. Diferencia entre cierres publicados por REE. (Fuente: [6] y [8]).

7.1 En base a curvas

Para realizar una evaluación en base a las curvas de consumo, se procederá mediante un análisis cuantitativo de errores. Este análisis cuantitativo evaluará los consumos reales que sucedieron a lo largo del año para la cartera de clientes especificada en este apartado frente a los consumos que se estimaron para dicho año según los métodos.

Para evaluar los consumos estimados, se calculan los errores promedios cometidos en cada mes con respecto a la energía horaria consumida finalmente por la cartera de clientes. La siguiente tabla y gráfica recoge estos errores calculando también el porcentaje que supone dicha energía desviada promedio frente al consumo horario promedio de cada mes.

	Errores medios (Análisis Cuantitativo)					
	Réplica		Perf. Part.		RLM	
	kWh	%	kWh	%	kWh	%
dic-17	132,13	2,84	305,24	6,60	140,70	3,07
ene-18	179,70	4,06	377,65	8,36	172,11	3,94
feb-18	123,28	2,69	152,21	3,27	230,17	5,09
mar-18	129,97	2,95	151,85	3,39	168,19	3,82
abr-18	223,25	5,38	325,27	7,41	146,04	3,54
may-18	128,36	2,92	144,45	3,33	129,00	2,95
jun-18	207,13	4,28	214,24	4,40	182,25	3,91
jul-18	154,63	3,25	315,11	6,31	146,30	3,03
ago-18	166,08	3,14	232,64	4,43	167,59	3,21
sep-18	123,70	2,42	215,34	4,18	112,17	2,22
oct-18	172,68	3,44	186,74	3,72	162,78	3,26
nov-18	199,39	4,31	271,67	5,79	169,41	3,59

Tabla 4. Errores promedio mensuales para cada modelo.

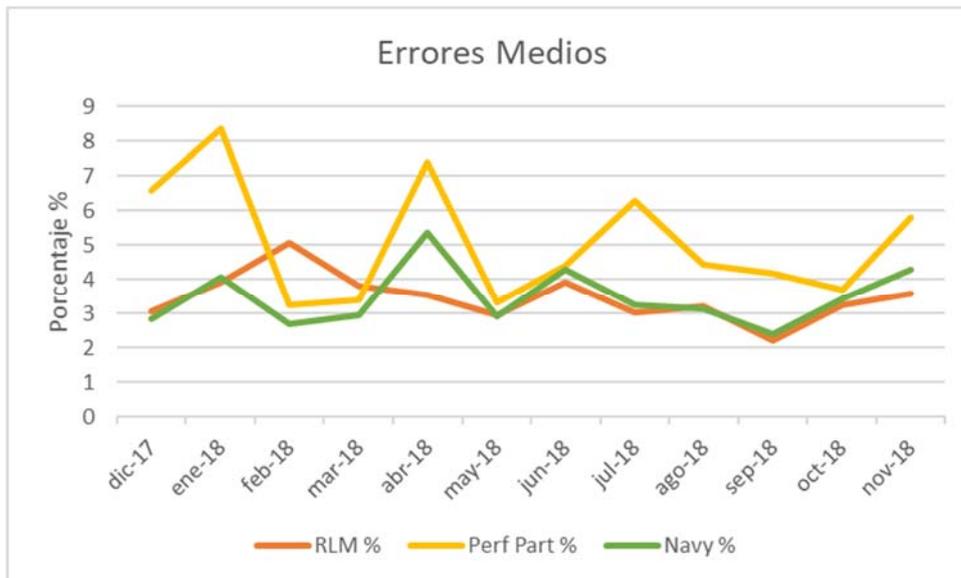


Ilustración 17. Errores promedio mensuales para cada modelo.

7.2 Económica

Para evaluar los distintos modelos económicamente, se trabajará con los costes de desvíos resultantes de usar un modelo u otro.

Como se explicó anteriormente en el apartado 6, el operador del sistema penaliza (o no) el coste de adquisición de la energía en función del sentido de desvío horario sucedido.

El OS pública y renueva de manera periódica los datos de la composición del precio final de la energía mensual. Entre estos datos se encuentra un coste asociado a los desvíos: “Coste de desvíos”. Dicho coste indica el sobrecoste medio que supuso para cada mes desviarse un MWh con respecto a los programas finales P48 en el sistema.

En este subapartado se calculan los sobrecostes medios de desvíos para los resultados de las estimaciones con los distintos modelos para cada mes del año, con objeto de comparar dicho sobrecoste con el del sistema.

También se calculan los costes asociados a usar un modelo de estimación u otro para llevar a cabo la adquisición de energía eléctrica.

Para ambos cálculos se necesita conocer los precios horarios que se negociaron en el mercado, así como los precios de pago de los desvíos. En el caso de los precios de los desvíos se distinguen dos: el precio de pago de los desvíos a bajar y el precio de pago de los desvíos a subir.

$$\text{Sobrecoste unitario} = \frac{\sum_{i=1}^{n^{\text{horas}}} \text{Coste total}_i - \sum_{i=1}^{n^{\text{horas}}} \text{Coste Exacto}_i}{\sum_{i=1}^{n^{\text{horas}}} \text{Ener. Liq.}_i};$$

$$\text{Coste total} = \text{Ener. Prog.} * \text{precio mercado diario} \pm \text{Diferencia} * \text{precio desvío}$$

Siendo:

- *n° horas*: Número de horas en el mes correspondiente.
- *Coste total*: Coste total de adquisición de Energía Programada en el mercado.
 - *Ener. Prog.*: Energía programada [MWh].
 - *Diferencia*: Diferencia entre Energía Liquidada y Energía Programada [MWh].
 - *Precio desvío*: Si el valor de Diferencia para una hora en concreto es positivo, se usará el precio del desvío a subir. Si por el contrario es negativo, se usará el precio del desvío a bajar. Ambos proporcionados por REE. [€/MWh]
- *Coste Exacto*: Coste de adquisición de Energía Liquidada en el mercado [€/MWh].
- *Ener. Liq*: Energía Liquidada/Consumida [MWh].

Estos datos se obtienen de los cierres definitivos que proporciona el OS, y se pueden descargar de la fuente [6], en concreto del siguiente enlace: <https://www.esios.ree.es/es/descargas>. Una vez descargado el archivo “liquicomun” correspondiente al cierre definitivo solicitado, se extraen los siguientes archivos planos:

- C5_prmdiari_fechaini_fechafin: recoge los valores horarios y diarios del mes del precio de mercado en una matriz.
- C5_prdvpeba_fechaini_fechafin: recoge los valores horarios y diarios del mes del precio de pago de los desvíos a bajar.
- C5_prdvpesu_fechaini_fechafin: recoge los valores horarios y diarios del mes del precio de pago de los desvíos a subir.

Con estos archivos, la energía estimada por los distintos métodos y la energía consumida por los clientes, se realizan los cálculos de sobrecostes medios y costes totales asociados a los métodos de estimación.

A continuación, se muestran los resultados obtenidos en materia de sobrecostes de desvíos:

	Sobrecoste desvío (€/MWh desviado)			
	Sistema	Réplica	Perf. Part.	RLM
dic-17	0,38	0,1913	0,4050	0,1948
ene-18	0,3	0,1719	0,5664	0,1400
feb-18	0,19	0,1273	0,1337	0,1634
mar-18	0,24	0,1690	0,1953	0,2635
abr-18	0,22	0,3156	0,4037	0,2553
may-18	0,1	0,0950	0,1101	0,0923
jun-18	0,1	0,0926	0,1007	0,0765
jul-18	0,09	0,0689	0,2038	0,0514
ago-18	0,12	0,0743	0,0875	0,0712
sep-18	0,11	0,0630	0,1046	0,0689
oct-18	0,16	0,1512	0,1715	0,1226
nov-18	0,12	0,1361	0,1552	0,0997

Tabla 5. Sobrecostes medio de desvíos para cada método.

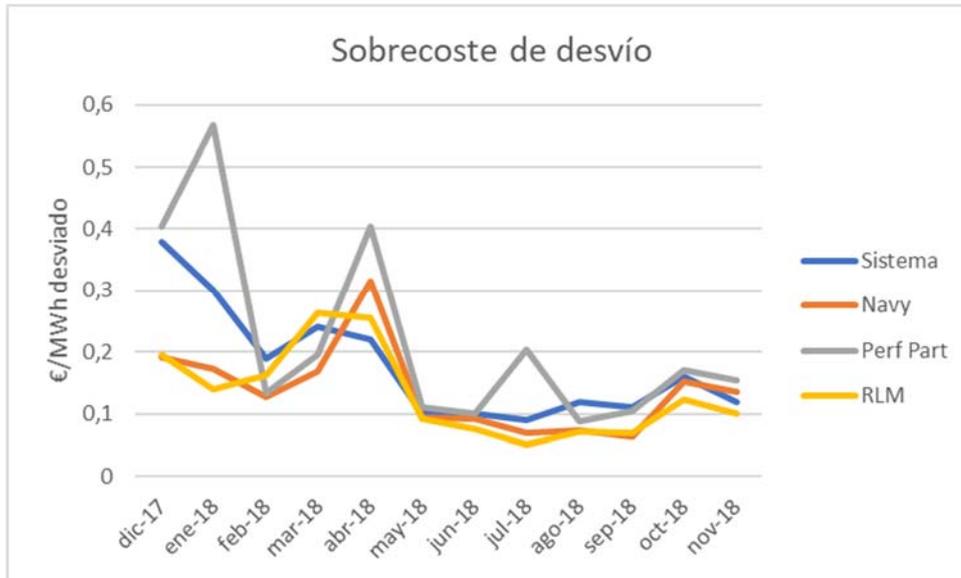


Ilustración 18. Sobrecostes medio de desvíos para cada método.

En estos datos recogidos en la Tabla 5 y representados en la Ilustración 18, se puede observar que para esta cartera de clientes concreta:

- El método ‘Réplica’ obtiene valores por debajo del sobrecoste medio de desvío del sistema en 10 meses de los 12 estudiados. El mes en el que el sistema obtiene menor valor es abril de 2018.
- El método de ‘Perfilados Particulares’ sin embargo, obtiene valores por debajo de los del sistema en 4 meses de los 12 estudiados. 3 meses están muy próximos a los valores medios del sistema. Estos meses fueron mayo junio y octubre de 2018.
- El método de ‘RLM’ obtiene menores valores para todos los meses estudiados menos en el caso de marzo y abril de 2018. Se puede destacar que este método obtiene valores más estables, con unas fluctuaciones en sus valores más suaves que los otros métodos de estimación.

A continuación, se muestran los resultados del coste de la energía según el método de estimación:

	Coste Total (€)			
	Exacto	Réplica	Perf. Part.	RLM
dic-17	198432,68	199077,21	199796,83	199088,97
ene-18	173386,99	173972,26	175315,86	173863,58
feb-18	171299,02	171692,18	171711,89	171803,52
mar-18	135533,90	136093,41	136180,43	136405,97
abr-18	136341,73	137343,21	137622,83	137152,05
may-18	179987,43	180296,92	180346,34	180288,20
jun-18	200497,45	200813,78	200841,66	200758,82
jul-18	236568,98	236831,26	237344,36	236764,49
ago-18	253448,90	253739,30	253791,07	253727,19
sep-18	264261,25	264493,42	264646,85	264515,20
oct-18	240648,09	241200,46	241274,37	241095,91
nov-18	212978,99	213441,24	213505,85	213317,54

Tabla 6. Coste mensual obtenido para cada uno de los métodos.

De la Tabla 6 se concluye que el coste exacto de toda la energía negociada fue de 2.403.385,42€, mientras que para los métodos fue de:

- 'Réplica': 2.408.994,65€
- 'Perfilados Particulares': 2.412.378,34€
- 'RLM': 2.408.781,43€

Si se realiza la diferencia entre los costes totales mensuales de cada método de estimación y los costes totales de la energía consumida, se obtiene la siguiente tabla:

	Sobrecoste (€)		
	Navy	Perf Part	RLM
dic-17	644,53	1364,15	656,28
ene-18	585,27	1928,87	476,59
feb-18	393,16	412,87	504,50
mar-18	559,51	646,53	872,07
abr-18	1001,48	1281,10	810,32
may-18	309,49	358,90	300,77
jun-18	316,33	344,21	261,37
jul-18	262,28	775,38	195,50
ago-18	290,40	342,17	278,29
sep-18	232,17	385,60	253,95
oct-18	552,37	626,29	447,82
nov-18	462,26	526,87	338,55

Tabla 7. Sobrecoste mensual obtenido para cada uno de los métodos.

De la Tabla 7, se obtienen los sobrecostos totales en materia de desvío que supone usar un método u otro, para la cartera de clientes objeto de estudio de este proyecto, para los 12 últimos meses con cierres definitivos:

- 'Réplica': 5.609.23€
- 'Perfilados Particulares': 8.992.92€
- 'RLM': 5.396.01€

8 CONCLUSIONES

- Con las liquidaciones empleadas en este proyecto, el promedio de error en la estimación del consumo de cada uno de los métodos es:
 - Para el modelo ‘Réplica’ es de 161,69 kWh, lo que supone un 3,47%.
 - Para el modelo ‘Perfilados Particulares’ es de 241,04 kWh, lo que supone un 5,09%.
 - Para el modelo ‘RLM’ es de 160,56 kWh, lo que supone un 3,46%.
- El modelo de estimación que mejores valores económicos obtiene es el de ‘RLM’ debido a que obtiene los valores con menos fluctuaciones que los demás y cercanos a los datos reales de consumo.
- Con respecto al sobrecoste medio de desvío, los modelos ‘Réplica’ y ‘RLM’ obtienen valores más bajos que los del sistema en prácticamente todos los meses estudiados en el proyecto. El modelo de ‘Perfilados Particulares’ por el contrario obtiene valores muy dispares, que suelen ser mayores que los del sistema.
- La diferencia entre los costes totales de desvíos de los métodos ‘RLM’ y ‘Réplica’ es pequeña, siendo favorable para el método ‘RLM’ (5.396,01€ frente a 5.609,23€). Cabe destacar que el modelo ‘RLM’ es más elaborado que el ‘Réplica’.
- En este proyecto se ha estudiado una cartera de clientes muy homogénea en los datos de consumo con la salvedad de la aleatoriedad que introducen las desaladoras. Es por ello que el modelo ‘Réplica’ saca tan buenos resultados pese a la simplicidad que supone la elaboración de su modelo. Si por el contrario la cartera de clientes no fuese tan homogénea en sus datos de consumo, este modelo no obtendría buenos resultados.

9 LÍNEAS FUTURAS

Con respecto a las líneas futuras, podemos identificar dos vertientes:

- La primera son las líneas futuras con respecto al proyecto.

Si bien en este proyecto se han propuesto y evaluado distintos métodos de estimación, no se ha completado el proceso de adquisición de energía eléctrica que siguen las comercializadoras. Como se ha descrito en el proyecto, la compra/adquisición de energía se debe realizar en barras de central (b.c), por lo que también han de estimarse las pérdidas que suceden en la cartera de clientes según la tarifa de acceso de cada uno de ellos.

Otro campo a profundizar con respecto al proyecto es la elaboración de modelos de regresiones lineales múltiples más sofisticados. Esto es, encontrar nuevas variables a las cuales esté sujeta el consumo de la cartera de clientes, como puede ser la temperatura, velocidad del viento, sucesos permanentes, etc.

Por último, sería conveniente realizar este estudio para otras carteras de clientes con menor y mayor tamaño para corroborar los resultados obtenidos.

- La segunda son las líneas futuras con respecto al problema “estimación de la demanda/consumo”.

Con los nuevos tratamientos de datos masivos (Big Data) llevados a cabo por los ‘Data Scientists’ se abre una nueva ventana de posibilidades con respecto a este problema. Modelos creados a partir de técnicas de inteligencia artificial como el ‘Deep Learning’ o el ‘Machine Learning’ hacen que éstos sean entrenados con gran volumen de datos. Podrían obtenerse mejores resultados en las previsiones de consumo debido a un análisis más individual y profundo de cada consumidor, por lo que rebajaría los costes

REFERENCIAS

- [1] Ingebau, «VI Edición Curso de Operación para Comercializadora,» 2019.
- [2] CNMC, «Ámbitos de actuación, Mercado eléctrico,» <https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/mercado-electrico#listados>.
- [3] REE, «Medidas eléctricas,» <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/medidas-electricas>.
- [4] REE, «Operación del sistema eléctrico,» <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico>.
- [5] OMIE, «Mercados de electricidad,» <https://www.omie.es/es/mercado-de-electricidad>.
- [6] e.sios, «Indicadores y descargas,» <https://www.esios.ree.es/>.
- [7] REE, «P.O. 3.1 Programación de la generación,» <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/procedimientos-de-operacion>.
- [8] REE, «P.O. 14.1 Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema,» <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/procedimientos-de-operacion>.

